



Ferramenta automática para monitoramento integrado de níveis de tensão

Tema: Qualidade de Energia

Autores: Roberta Cristina Nuci

Co-Autores: Marcele Carvalho Martins; Laerty João dos Santos Damião; Liece Honig Brazil; Gabriel J. Ribeiro; Leonardo do N. Pereira

Empresa: CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

O fornecimento de energia elétrica com níveis de tensão adequados é um desafio crescente para as concessionárias, especialmente com a integração massiva de recursos energéticos distribuídos na última década, o que torna mais complexo a gestão do nível de tensão em relação ao modelo tradicional de fluxo de potência unidirecional. Este trabalho apresenta uma ferramenta automatizada desenvolvida pelas áreas de Qualidade de Energia e Centro Analítico de uma distribuidora, capaz de integrar medições de tensão de diferentes bases de dados oriundas dos equipamentos elétricos instalados na rede, tais como: medidores, religadoras, reguladores de tensão e disjuntores em uma plataforma unificada de modo que os dados possam ser utilizados em análises de nível de tensão, estudos preventivos e corretivos. A ferramenta coleta dados de disjuntores de alta e média tensão (69/88/138 kV e 15/25 kV), equipamentos telemedidos (religadores e reguladores) e clientes telemedidos, totalizando 28 mil pontos sensoreados, com granularidade mínima de 4 amostras/hora. A ferramenta identifica transgressões de tensão em mapas, possibilitando análises preditivas e priorizadas pois calcula a exposição financeira por compensação regulatória por nível de tensão.

1. Introdução

O fornecimento de energia elétrica com níveis de tensão adequados é um dos principais desafios enfrentados pelas concessionárias de energia elétrica, especialmente no contexto atual de transformações no setor elétrico. A crescente integração de geração distribuída na última década tem introduzido novas complexidades operacionais, alterando significativamente o modelo tradicional de fluxo de potência unidirecional para um fluxo bidirecional, mais dinâmico e menos controlável (SAXENA, 2024). Essas mudanças exigem que as concessionárias reinventem seus processos de monitoramento e controle para garantir a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia.

Neste contexto, um dos pontos de atenção no fornecimento de energia elétrica são as variações de tensão de longa duração, isto é, desvios no nível de tensão de um sistema elétrico que persistem por períodos prolongados, acima de três minutos, conforme Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022). Essas variações são geralmente causadas por mudanças nas condições de carga, inadequações na regulação automática

de tensão, falhas em equipamentos de compensação reativa ou pela operação de grandes blocos de carga e geração. Quando a tensão permanece acima do limite superior especificado, ocorre sobretensão de longa duração; já quando está abaixo do limite inferior, caracteriza-se uma subtensão de longa duração. Esses fenômenos podem impactar a eficiência e a segurança do sistema elétrico, causando desgaste em equipamentos, redução da vida útil de dispositivos e falhas operacionais. Para mitigá-los, utilizam-se dispositivos como reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores e reatores, além de estratégias de planejamento e operação do sistema para manter os níveis de tensão dentro dos padrões estabelecidos pelas normas regulatórias (SAXENA, 2024).

A geração distribuída (GD) tem uma influência significativa no perfil de tensão das redes de distribuição. Como a GD insere energia diretamente no sistema em pontos descentralizados, ela pode alterar os níveis de tensão da rede, levando a desafios no controle e regulação dos níveis de tensão [3,4]. Quando a geração supera a demanda local, pode causar sobretensões de longa duração, especialmente em horários de baixa carga. Por outro lado, em períodos de alta demanda e baixa geração, a tensão pode abaixar, resultando em subtensões.

Dado o contexto, o monitoramento integrado e amplo das tensões em um sistema de distribuição elétrica é de extrema importância para garantir a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica (MATIJAŠEVI, 2022). Sistemas de distribuição são compostos por uma rede complexa de equipamentos, como transformadores, reguladores de tensão, disjuntores e outros dispositivos, que trabalham de forma interdependente. O comportamento de tensão em diferentes pontos dessa rede pode refletir não apenas a eficiência do sistema, mas também indicar condições operacionais inadequadas, que, se não tratadas de forma rápida, podem resultar em danos aos equipamentos, interrupções no fornecimento.

Ao adotar um sistema de monitoramento integrado e em tempo real, é possível obter uma visão holística do desempenho da rede. A medição contínua e a análise das tensões em diversos pontos críticos da rede proporcionam dados valiosos que permitem a detecção de situações não desejadas como desvios e desbalanceamento de tensão, sobrecarga e falhas em equipamentos essenciais. Com essas informações, é possível realizar ajustes e intervenções em tempo ágil, evitando que problemas pequenos se tornem falhas graves que possam comprometer a operação do sistema.

Assim, no intuito de otimizar a análise e a gestão dos perfis de tensão ao longo da rede, apresenta-se, neste trabalho, uma solução automatizada desenvolvida por uma distribuidora de energia elétrica. A ferramenta proposta integra medições de nível de tensão provenientes de diferentes formatos e dispositivos em uma plataforma unificada, fornecendo suporte técnico à equipe de engenharia por meio de dados com alta granularidade, coletados de diversos pontos da rede. Desta forma, os engenheiros não precisam acessar diversos sistemas para realizar um estudo de perfil de tensão de uma região. Entre os dados considerados, destacam-se as medições oriundas de disjuntores de alta e média tensão, equipamentos telemedidos da rede de média tensão (como religadores e reguladores), e clientes telemedidos, totalizando 28 mil pontos sensoreados. Dessa forma, é possível ter um diagnóstico mais assertivo e mais rápido.

Além de mapear regiões com transgressões nos níveis de tensão, a ferramenta permite análises preditivas e priorizadas, incorporando um cálculo de potencial exposição financeira devido a compensações regulatórias por não conformidade de nível de tensão. Essa abordagem automatizada não apenas melhora a eficiência operacional da concessionária, mas também contribui para a mitigação de impactos financeiros e a garantia da qualidade no fornecimento de energia elétrica.

2. Desenvolvimento

1. Conceito Básicos da Regulação

No setor elétrico brasileiro, a regulação do nível de tensão adequado para o fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras é definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 que está em vigor desde 2022 e estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica através dos "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional", PRODIST, (ANEEL, 2022). No Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, no qual são definidos critérios para controle de Nível de Tensão, é definido que os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, que deve ser a nominal ou a contratada.

A resolução indica também que para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à de referência. Os limites para transgressão de tensão em precária ou crítica também são definidas conforme as tabelas do PRODIST (ANEEL, 2022).

Para avaliação do nível de transgressão de tensão, o PRODIST (ANEEL, 2022) define dois indicadores individuais de tensão em regime permanente: DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) e DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica).

Para o cálculo desses dois indicadores, deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas e as amostras consideradas devem ser dentro do mesmo mês civil, para casos específicos em que a unidade consumidora faça parte da listagem de pontos sorteados pela ANEEL e possua medição permanente, PRODIST (ANEEL, 2022) . Dessa forma, o cálculo é realizado da seguinte forma:

$$DRP = nlp/1008 \times 100 [\%], \quad (1)$$

$$DRC = nlc/1008 \times 100 [\%], \quad (2)$$

onde, n e l são o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária e na faixa crítica, respectivamente. Cabe destacar que os limites para os indicadores de DRP e DRC são, respectivamente, 3% e 0,5%.

Baseado nos resultados apresentados pelo cálculo de DRP e DRC, outro indicador apurado para controle da qualidade do produto de energia é a compensação financeira por transgressões de DRP e DRC (equação 3). Neste caso, o PRODIST define que, (ANEEL, 2022) :

$$Comp_{tensão} = \left[\left(\frac{DRP - DRPlimite}{100} \right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRClimite}{100} \right) \times k_2 \right] \times EUSD \quad (3)$$

Sendo:

- $k_1 = 0$, se DRP \leq DRP limite;
- $k_1 = 3$, se DRP $>$ DRP limite;
- $k_2 = 0$, se DRC \leq DRC limite;
- $k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se DRC $>$ DRC limite;

- = 3, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se $DRC > DRC \text{ limite}$;
- EUSD= valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

2. Metodologia

A) Estruturação dos dados

Para início da análise de viabilidade para implementação da ferramenta, foi verificado quais seriam as fontes dos dados necessários e como esses dados poderiam ser acessados.

Os dados de medição de tensão para disjuntores de alta e média tensão (69/88/138kV e 15/25kV) e os equipamentos telemedidos (Religador e Regulador) da Distribuidora são registrados no sistema ADMS (Advanced Distribution Management System). No total, há registro de telemedição de 2,6 mil disjuntores, 13,5 mil religadoras e 529 reguladores.

Para os clientes telemedidos, a medição de tensão será coletada do sistema MDM (Meter Data Management) da distribuidora. O MDM é utilizado para gerenciamento das medições obtidas pelos MDCs (Meter Data Collector). Ao todo, têm-se 8,6 mil clientes de alta e média tensão telemedidos e 2,8 mil clientes de baixa tensão telemedidos com dados de medição e tensão disponível no MDM, com previsão de aumento em curto prazo devido adequações de cadastro que facilitarão a obtenção desses dados já coletados pelos medidores.

Para tensão apurada dos medidores de clientes, os dados são registrados a cada 5 minutos, sendo alguns casos capturados na tensão secundária da rede e outros na tensão primária da rede, por meio de transformadores de potencial. Para tensão nos demais equipamentos (disjuntores, religadores e reguladores), os dados são registrados a cada 15 minutos.

Outros sistemas importantes utilizados para obtenção de informações de cadastro de equipamento, localização, correlação de medidor e número operativo e desenho de rede de distribuição são: SAP ERP (Sistema de Gestão Empresarial), SAP CCS (Customer Care and Service) e GISD (Geographic Information System).

Devido ao alto volume de dados para análise e processamento e a necessidade de integralizar dados de diferentes sistemas, o projeto só seria possível através da utilização de uma plataforma de alto nível de processamento de dados, por isso o meio escolhido para o seu desenvolvimento foi o Databricks Microsoft Azure (Data Lake da Distribuidora), para o qual foi realizado o espelhamento de todas as bases de dados dos sistemas citados, totalizando 74 tabelas de dados.

Conforme Figura 1, abaixo, a integração de todas essas bases de dados compõe o Data Lake corporativo da companhia. Desta forma, é possível obter uma solução robusta, capaz de processar 4,8 milhões de novos dados diários de 28 mil pontos de telemedição diferentes.

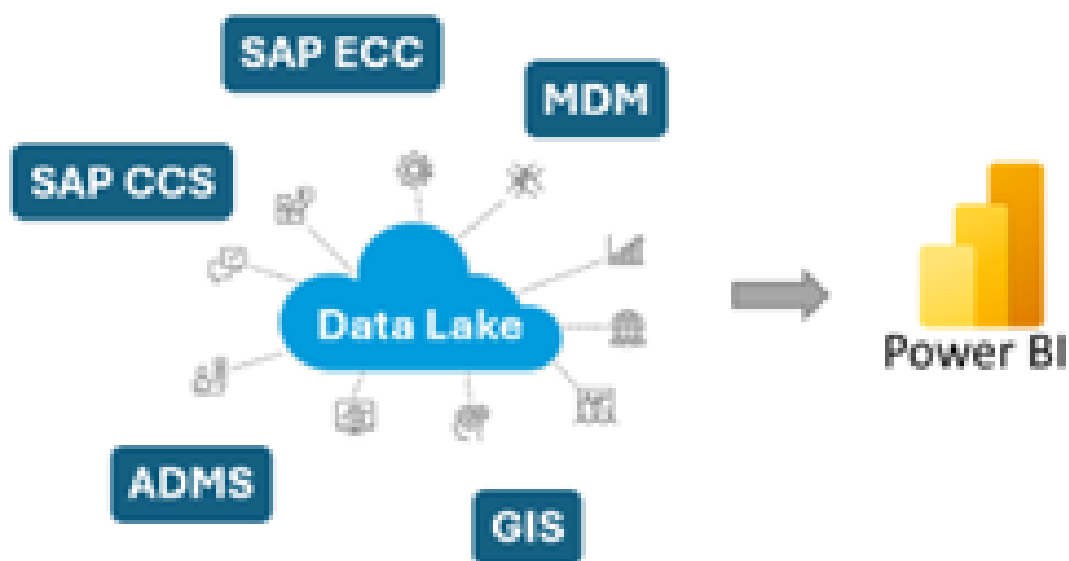


Fig. 1. Representação da ingestão de dados de diversos sistemas no Datalake para integração e tratamento dos dados e posterior inserção no Power BI.

Neste ponto, é importante considerar que a qualidade dos dados é diferente em relação as diferentes fontes de dados. Os dados provenientes do ADMS integram um valor médio com taxa amostral de 15 minutos e uma banda morta de 3% enquanto os dados provenientes do MDM são de medidores com certificação de classe de exatidão podendo variar de 0,2- 2%.

B) Implementação das regras de negócio

Após a obtenção e estruturação dos dados, foi necessário tratar as bases de dados com o objetivo final de mapear regiões com transgressões nos níveis de tensão em regime permanente.

Durante a construção das bases unificadas de medições, observou-se que para cada região de concessão das distribuidoras envolvidas havia uma diferenciação de forma de obtenção de informações de cadastro e medições, sendo necessário então o desenvolvimento de consultas personalizadas por região e tipo equipamento, de modo a obter as informações realmente úteis ao presente desenvolvimento.

Quanto às medições oriundas dos medidores de faturamento de clientes, há a possibilidade de elas serem coletadas no MDM em valores fase-fase ou fase-neutro, variando conforme a conexão dos transformadores de potencial (TPs) – estrela ou delta. Assim, dado que todo o tratamento de dados é realizado nas tensões fase-fase, requer-se, portanto, uma conversão dos valores de fase-neutro para fase-fase.

Outra regra de negócio que vale a pena expor é quanto aos valores de referência dos valores de tensão medidos, a fim de poder identificar e classificar os perfis medidores. Nesse sentido, para medições realizadas em clientes, a tensão de referência é a própria tensão contratada pelo próprio. Já para medições de tensões em equipamentos (disjuntores de alta e média tensão, religadores e reguladores), os critérios de tensão referência foram definidos de acordo com a tensão nominal de operação do alimentador.

Como mencionado, no item II.A, as medições na rede secundária são realizadas a cada 5 minutos. Logo, para adequar ao cálculo do DRP e DRC, integrou-se tais medições em intervalos de 10 minutos, de modo a padronizar a análise dos indicadores.

Apesar dos indicadores de DRP e DRC serem calculados, regulamentamente, para a tensão no ponto de acoplamento de clientes, implementou-se, neste trabalho, o mesmo cálculo para todos os outros pontos de medição disponíveis e incorporados na ferramenta desenvolvida. Isso significa que, para ampliar o diag-

nóstico da rede, todos os equipamentos telemedidos, o que inclui disjuntores, reguladores e religadores, há um indicador em comum que alerta locais com necessidade de maior atenção.

Complementa as regras de negócios, as definições decididas quanto às compensações financeiras. Pela regulação, a compensação financeira é definida como obrigatória para todas as unidades consumidoras no mesmo ponto de conexão que estiver submetido a tensões de atendimento com transgressões do DRP e DRC. Dessa forma, para implementação do cálculo na ferramenta, foi realizada a correlação através das bases de dados de cadastro, determinando quais unidades consumidoras estão no mesmo ponto de entrega que tem indicação de desvio de tensão. Assim, quando há desvio em uma unidade consumidora, a ferramenta possui a capacidade de simular as eventuais compensações financeiras em todos os clientes de um mesmo ponto de entrega, sendo eles telemedidos ou não, baseado no seu EUSD.

O cálculo da compensação financeira realizado na ferramenta é apenas uma referência para apontar locais que devem receber maior atenção e priorização em ações, não sendo utilizado para real compensação financeira do cliente, visto que para crédito em fatura, existem determinantes regulatórios, desde o registro do consumidor para a distribuidora ou sorteio pela agência regulatória, como também as especificações dos registradores e critérios de medições. Devido isso, o método adotado para seu cálculo foi adaptado considerando o maior valor de EUSD da unidade consumidora nos últimos 12 meses, ao invés do valor do mês de referência da última medição, conforme é definido no PRODIST (ANEEL, 2022) .

3. Desenvolvimento do Dashboard

Após a implementação das regras de negócio, o próximo passo foi a implementação da ferramenta visual para gestão dos dados. Para isso, fez-se o desenvolvimento de Dashboard utilizando o Power BI da Microsoft. A vantagem da utilização desta ferramenta é a facilidade de integração das tabelas desenvolvidas no ambiente Azure Databricks (Datalake da Distribuidora). Desta forma, garante-se a atualização diária dos dashboards.

Um desafio na implantação da ferramenta foi a grande quantidade de dados gerados de medição devido ao período que deveriam ser apurados (2 meses), superando o limite de linhas da ferramenta utilizada para demonstração de resultados, o Power BI. Como solução à quantidade de dados gerados, para inserção da medição em gráfico na ferramenta Power BI, foi realizado o cálculo da média das medições a cada 1 hora. Para o cálculo de DRP e DRC manteve-se o critério de grupos de 1008 leituras subsequentes a cada 10 minutos para medição em clientes, conforme define o PRODIST, (ANEEL, 2022) , e 15 minutos para medição de rede primária.

O desenvolvimento em Power BI baseou-se na necessidade de visualização e obtenção de dados pela área de negócio, sendo sua página inicial representada na Figura 2.

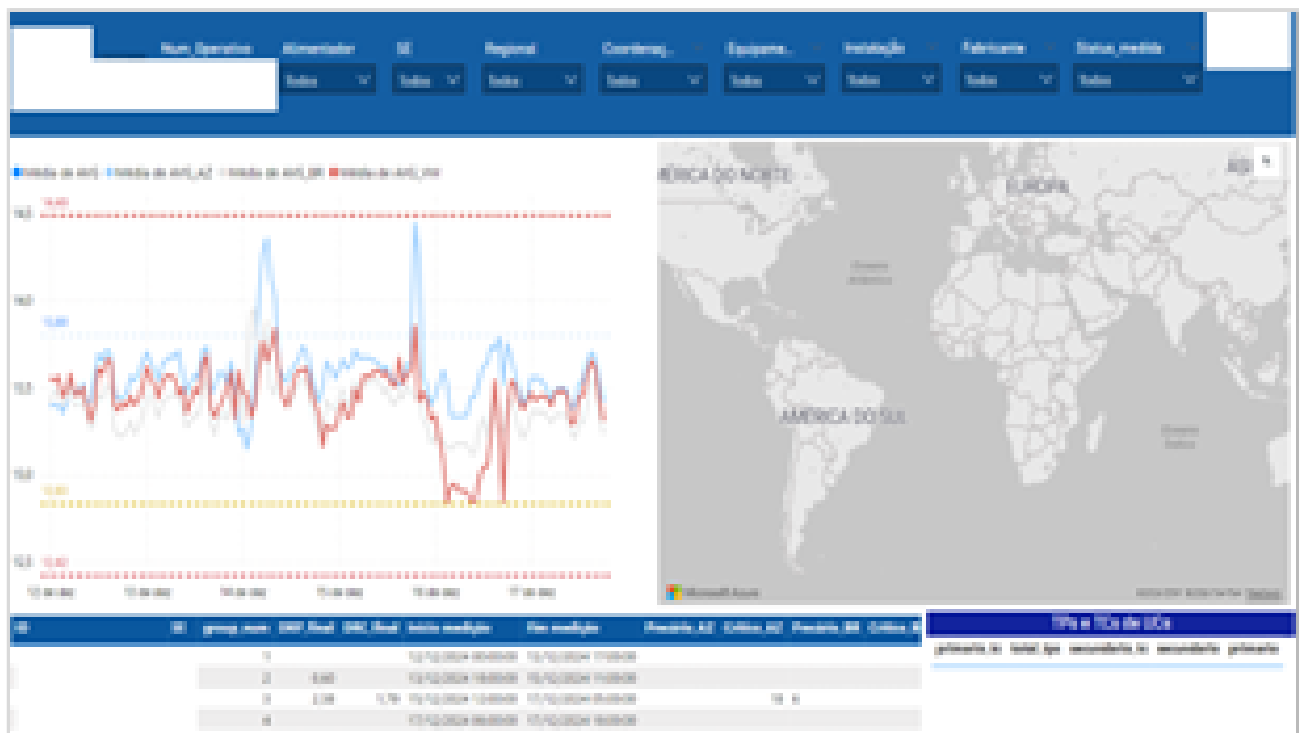


Fig. 2. Página inicial Power BI monitoramento de tensão com exemplo de dados de um equipamento. Na visualização de dados no Power BI é possível realizar os seguintes filtros, conforme Figura 3: filtro por Número Operativo de Equipamento, Alimentador, Subestação, Regional, Coordenação, Tipo de Equipamento (Regulador, Religador, Medidor ou Disjuntor), Número da Instalação (unidade consumidora para medições em rede secundária).

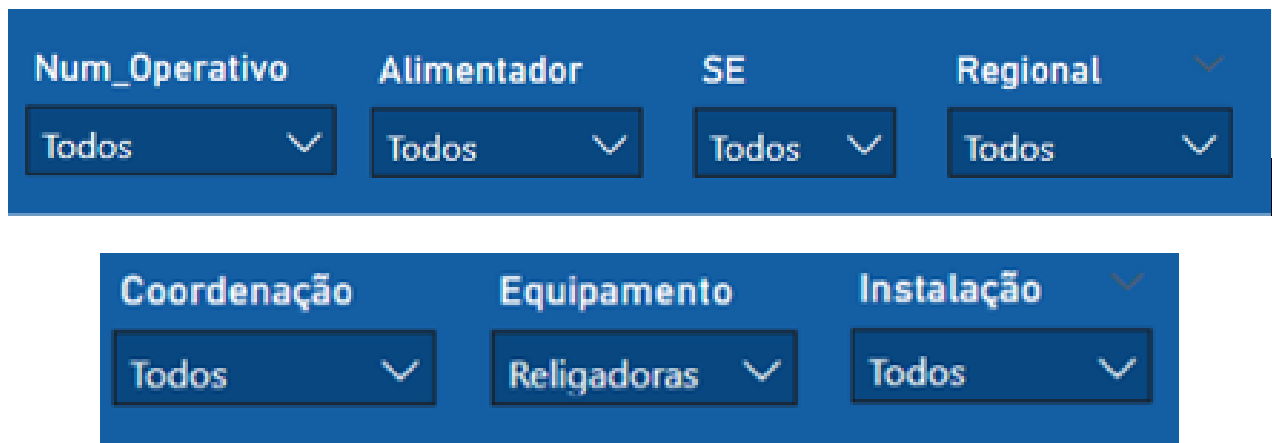


Fig. 3. Filtros Power BI.

No primeiro gráfico, Figura 4, são demonstradas as medições de tensão por fase, com definição visual de limites precários e críticos. Os limites são definidos baseado na tensão nominal do equipamento e limites no PRODIST, (ANEEL, 2022) , conforme apresentado no item II B.

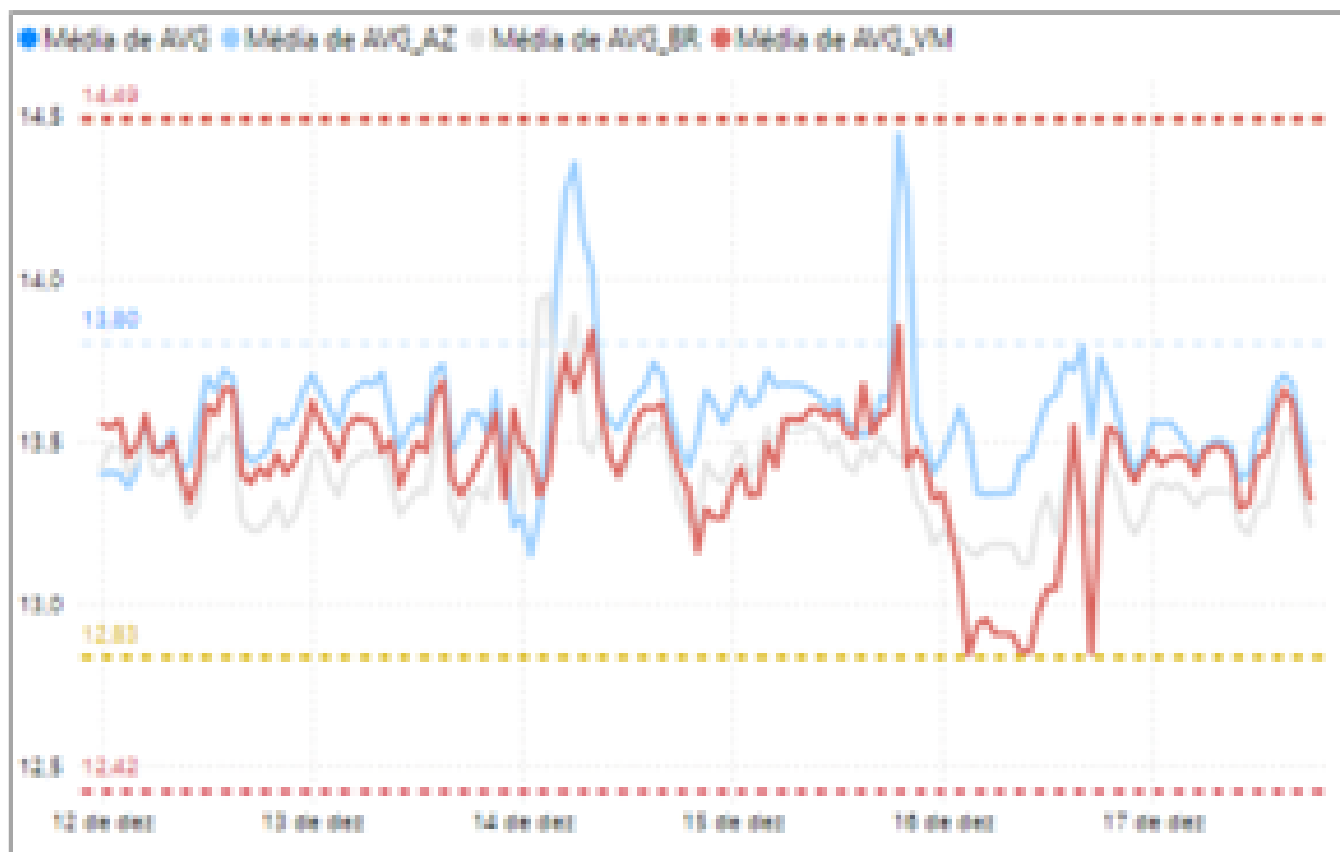


Fig. 4. Gráfico de medição de tensão de um equipamento na linha do tempo.

Na parte inferior do Power BI, a tabela representada na Figura 5, contém informações dos equipamentos no formato tabular para facilitar extrações e análises, contendo: identificação de subestação, grupo de medição (valor sequencial numérico conforme medições de 1008 leituras válidas), DRP e DRC considerando o pior cenário entre as 3 fases, conforme definido no PRODIST, (ANEEL, 2022), os períodos e quantidade de desvios para limite precário e crítico por fase medida, assim como compensação financeira.

SE	group_num	DRP_final	DRC_final	Início medição	Fim medição		
Precário_AZ	Crítico_AZ	Precário_BR	Crítico_BR	Precário_VM	Crítico_VM	Equipamento	Comp_financeira

Fig. 5. Tabela de resultados do equipamento selecionado.

O gráfico da Figura 6 é um Mapa de Localização que possui a localização de cada equipamento. A visualização gráfica no mapa é uma forma de facilitar a análise visual e detectar regiões que possuem mais pontos com desvios de nível de tensão para uma posterior análise mais detalhada. Para isso, foi definido que os pontos de identificação dos equipamentos no mapa teriam a cor definida entre vermelha, amarela ou azul, considerando o atendimento ou não dos critérios DRP e DRC. Amarelo para casos que possuem mais do que 3% no DRP, vermelho para casos que possuem mais que 0,5% no DRC e azul para casos que não ultrapassaram os limites dos indicadores DRP ou DRC. Como o período amostral selecionado é maior do que um grupo de 1008 leituras, é considerado a média do DRP e DRC entre os grupos para determinar a cor do ponto de identificação do equipamento no mapa.

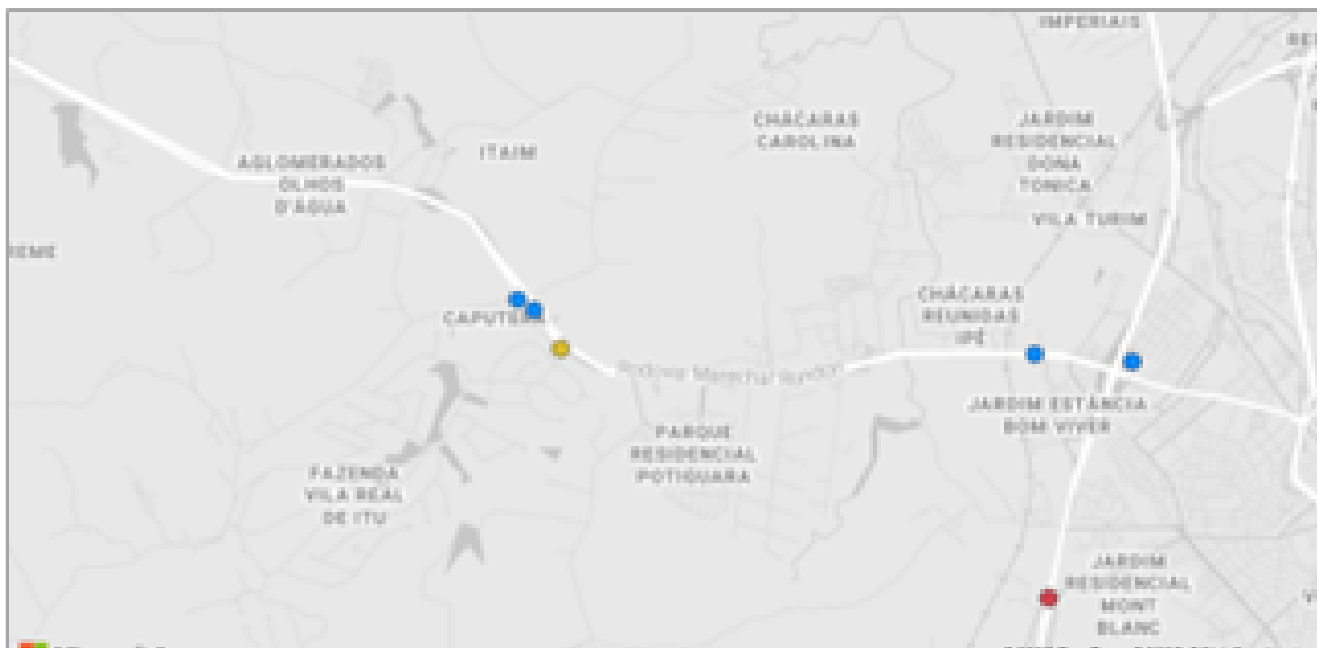


Fig. 6. Mapa com localização de equipamentos telemedidos

Além da definição de cores nos pontos de identificação de leitura nos mapas, há também a identificação de localização de clientes GD, devido a influência que exercem nos níveis de tensão na rede primária, ajudando, assim, a identificar pontos que devem ser considerados como possíveis causas de desvios. As informações de Compensação Financeira calculadas através da ferramenta também foram disponibilizadas em uma visualização no Power BI, conforme Figura 7.

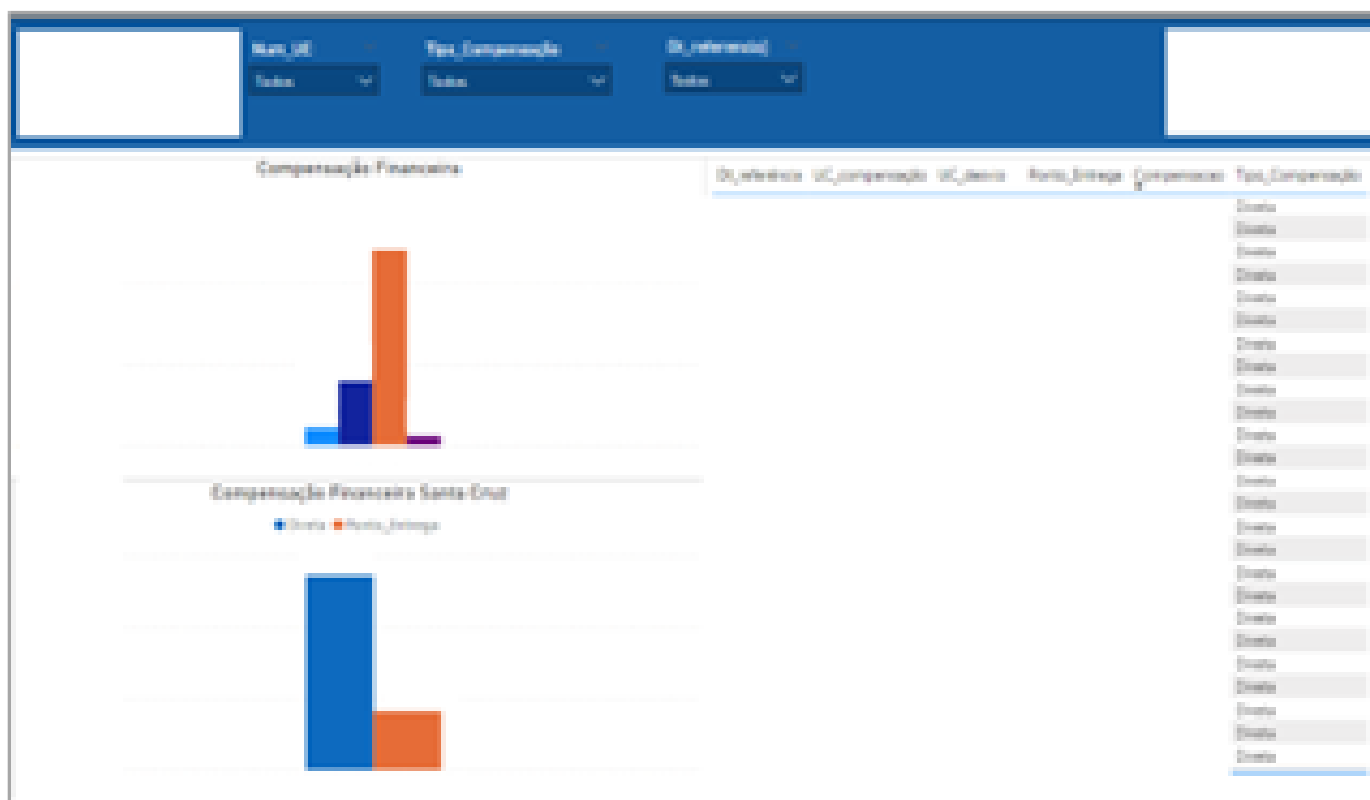


Fig. 7. Visualização de compensação financeira.

4. Estudo de Caso Aplicado ao Dashboard

4.1 Identificação de Alteração no Perfil de Tensão

Com a implementação desenvolvida, obteve-se como produto uma ferramenta com atualização automática diária que fornece aos engenheiros todos os dados de monitoramento de tensão consolidados em uma plataforma única, com ranqueamento dos casos mais críticos e visualização gráfica. Com isso, espera-se obter uma ação mais rápida e preditiva, evitando assim a exposição dos clientes a variações de tensão de longa permanência.

Um dos casos identificados por meio da plataforma foi um problema no comutador de tap de um regulador de tensão, que comprometeu a operação do equipamento. A análise dos dados de medição revelou que, enquanto as tensões a montante do regulador estavam dentro dos níveis esperados, as tensões nos terminais de saída desse equipamento estavam desbalanceadas, ultrapassando os limites aceitáveis de variação.

Como exemplo dessa situação, através do sistema desenvolvido, pôde-se identificar a situação anormal do sistema através do monitoramento do perfil de tensão. Assim, seja a estrutura de um alimentador real mostrado na Figura 8, onde se tem o monitoramento de tensão nos pontos indicados.

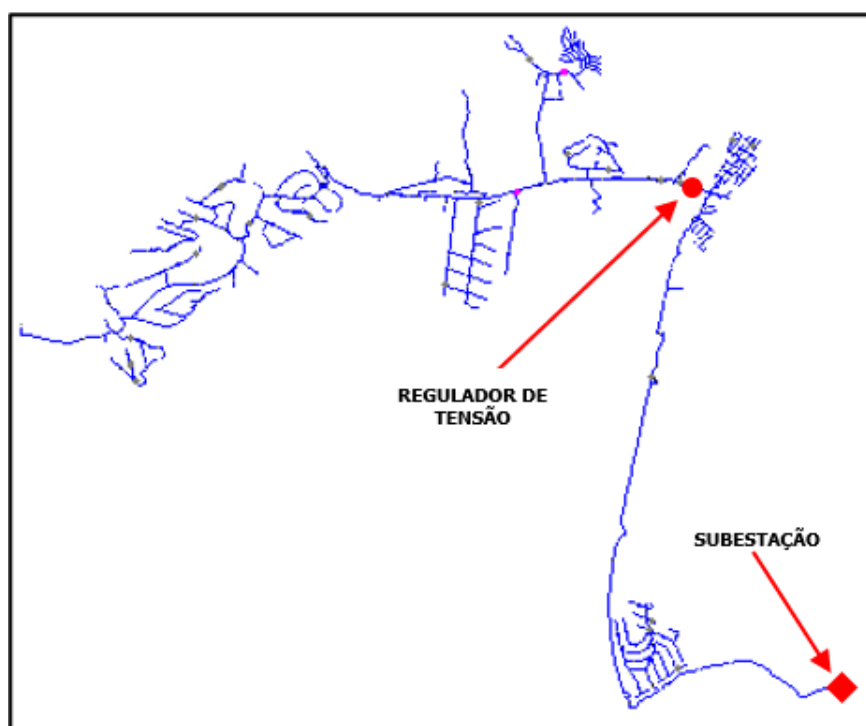


Fig. 8. Traçado real do alimentador e indicação dos pontos de medição monitorados disponíveis. Para esse sistema, o monitoramento trifásico de tensão apontou níveis de normais de operação na subestação, conforme mostras a Figura 8, contrapondo-se à medição dos terminais secundários do regulador de tensão, como mostra a Figura 9.

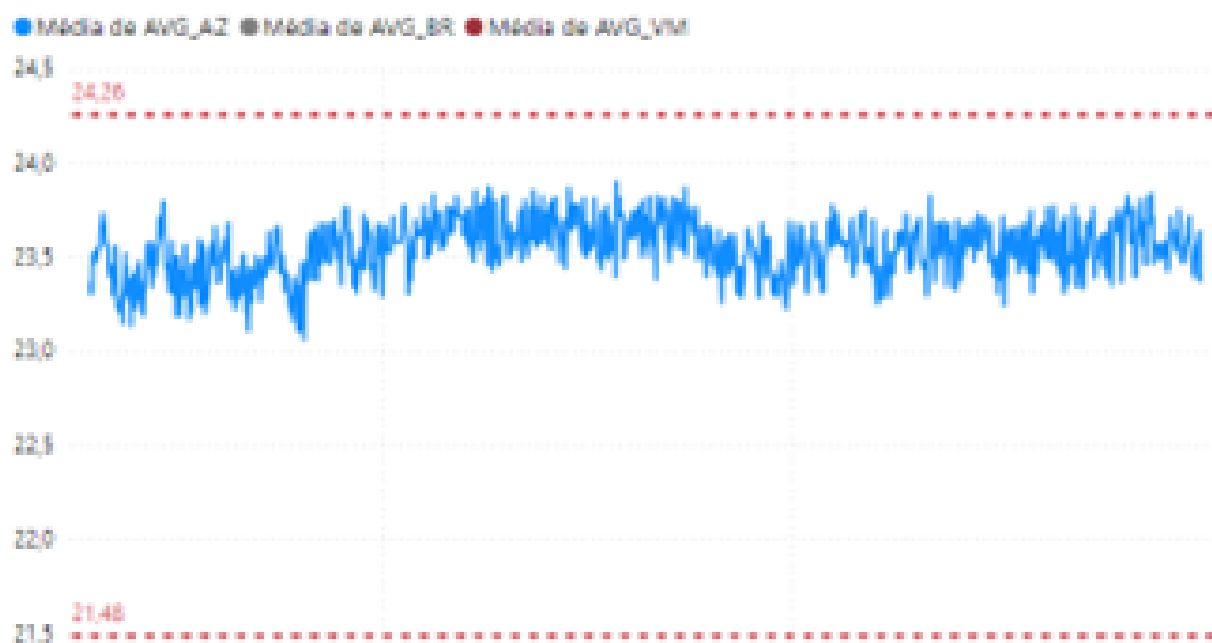


Fig. 9. Tensão no barramento



Fig. 10. Tensão de saída do regulador

A partir da Figura 10, verifica-se que o problema no comutador do tap em uma das unidades do regulador de tensão fez com que uma das fases ficasse com a tensão significativamente reduzida, quando comparada as demais, produzindo um desequilíbrio grande entre as fases do sistema. Uma observação importante é que, casos como esse, que envolvem desequilíbrio de tensão, são melhores diagnosticados através do monitoramento trifásico de tensão, visto que, caso contrário, o monitoramento de apenas uma das fases ou da média delas poderia distorcer o diagnóstico real.

Uma vez que a ferramenta desenvolvida possui capacidade de alarmar esse tipo de situação, as ações adequadas para a resolução do problema podem ser disparadas mais rapidamente, podendo, a depender de

a situação antecipar eventuais reclamações de clientes impactados e, consequentemente, evitar vultosas compensações financeiras por transgressão de nível de tensão.

As consequências dessa falha para as cargas conectadas, caso não tivesse o monitoramento da tensão do regulador, podiam ser significativas. O desbalanceamento de tensão pode resultar em uma série de problemas, entre eles a sobrecarga de equipamentos elétricos, aquecimento excessivo de motores e transformadores, e a degradação de dispositivos sensíveis. Equipamentos elétricos, especialmente aqueles com motores ou componentes eletrônicos, podem sofrer danos permanentes se operarem continuamente fora das condições ideais de tensão. Além disso, um fornecimento instável de energia pode afetar a eficiência dos processos industriais, reduzir a vida útil dos aparelhos conectados e até gerar paralisações não planejadas nas operações financeiras de indústrias, resultando em perdas financeiras substanciais.

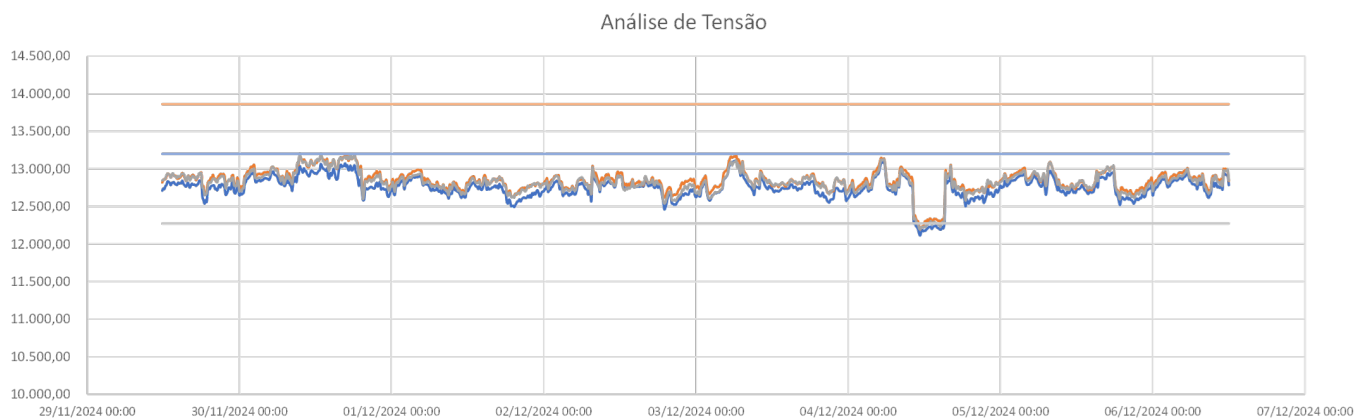
Este caso exemplifica como a implementação de plataformas de monitoramento integrado de tensão, como o desenvolvido, pode desempenhar um papel essencial na gestão de falhas em tempo real, oferecendo uma ferramenta poderosa para o aumento da confiabilidade e da qualidade da energia distribuída. O rápido diagnóstico de falhas, como o travamento de tap de reguladores de tensão, não só previne danos a equipamentos, mas também contribui para a eficiência global do sistema de distribuição, promovendo um fornecimento estável e seguro de energia.

4.2 Controle de Qualidade de Dados Telemedidos

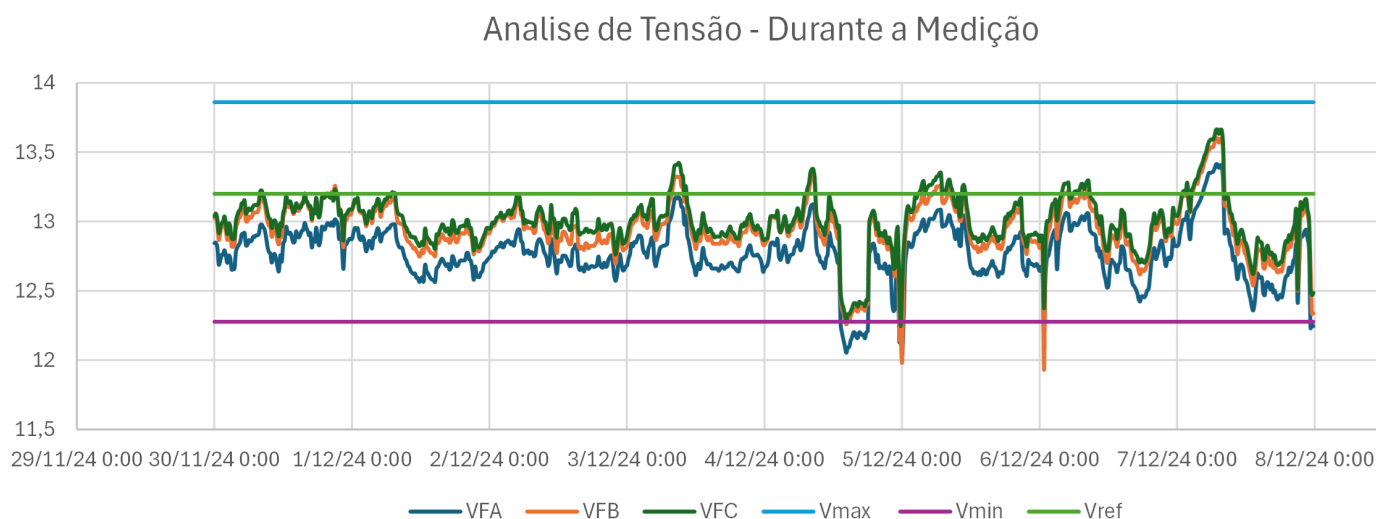
Também através da ferramenta desenvolvida, tem-se a possibilidade de realizar uma análise de sensibilidade em relação à qualidade dos dados. Por exemplo, pôde-se identificar que algumas religadoras não estavam enviando medições de tensão coerentes devido a perda de calibração dos parâmetros relacionados a essa grandeza. Um exemplo é mostrado na Figura 11, que mostra um comparativo da situação alarmada (religadora com dados de tensão não calibradas) e a situação após a ação direcionada.



(a) Extração dos dados de tensão na religadora "R", antes da calibração do equipamento.



- (b) Extração dos dados de tensão em MUG instalado em transformador próximo da religadora “R”, durante o período de medição após a calibração do equipamento.



- (c) Extração dos dados de tensão na religadora “R”, durante o período de medição após a calibração do equipamento.

Fig. 11. (a) Tensão na religadora antes da identificação da perda de calibração; (b) Tensão na religadora durante a medição, vide instalação do MUG; (c) Tensão na religadora durante a medição após calibração. Com base nas Figura 11, é possível perceber a diferença do perfil de tensão do dispositivo antes e depois da calibração. Na Figura 11(a), é apresentado o perfil de tensão antes da calibração, curva com desvio percentual de tensão considerável em relação ao apresentado durante a medição após a calibração. Os dados de medição através da instalação do MUG, vide Figura 11(b), se fez necessária, para a validação dos dados medidos em campo, com os dados de tensão aferidos via sistema de visualização da concessionária. Após a calibração, é possível identificar a mudança do perfil de tensão em relação a Figura 11(a), conforme demonstrado na Figura 11(c).

De acordo a metodologia de análise aplicada, os desvios percentuais de nível de tensão em relação ao fabricante e os encontrados se mantiveram dentro dos limites estabelecidos. A exemplo, TAVRIDA 1% o erro de tolerância, em 98% das amostras se mantiveram dentro desse limite, a ARTECHE por sua vez, possui erro de precisão de 3%, se manteve em 92% dentro da faixa admitida. Devido a casos como o apresentado,

um subproduto da ferramenta é a identificação de religadores com medição de tensão inconsistente e a criação de notas de calibração para os casos identificados.

Do total de notas geradas (255 religadoras), é válido ressaltar que foram selecionados diferentes fabricantes (ARTECHE e TAVRIDA) em diferentes alimentadores distribuídos pela concessão da empresa em um projeto piloto executado entre julho e dezembro de 2024 em simultaneidade com as inspeções mensais dos equipamentos. Se tratando da calibração, é válido ressaltar que cada fabricante selecionado, possui um método diferente de calibração. Para este, são inseridos no relé, coeficientes de calibração apresentados no Datasheet do equipamento.

Para a amostra selecionada (ide Figura 11), foram instalados medidores MUG, para análises comparativas, antes, durante e após a calibração, para que fosse possível assim estabelecer o comparativo entre as três diferentes ferramentas: MUG (Medidor Universal de Grandeza), ADMS e Ferramenta de Monitoramento Integrado de Tensão. Para cada fabricante utilizado como teste, foram analisados desvios em relação ao percentual determinado por fabricante em teste via laboratório. Desse modo, os dados comparativos após as medições deveriam considerar além da alteração do perfil de tensão, a fim de validar a ferramenta desenvolvida e apresentada no presente artigo e considerar o erro percentual de fábrica. Para os casos testes de medição, o erro percentual considerado foi respeitado e o perfil de tensão equivalente entre as diferentes ferramentas, validando assim o desenvolvimento da mesma.

Devido a necessidade de acompanhamento da calibração desses religadores, a ferramenta foi complementada para conter informações de: calibração, fabricante, notas de calibração, previsão de realização de calibração e status da calibração. A gestão de todo esse processo pode ser também realizada dentro da própria ferramenta, conforme Figura 12.

Equipamento	Nota_Inspecao	Dt_proxima_inspecao	Dt_ate_inspecao	Fabricante	Status_Inspecao
Religadoras	000006386299	10/10/2024	02/11/2024	TAVRIDA	Encerrada
Religadoras	000006386299	10/10/2024	02/11/2024	TAVRIDA	Encerrada

Fig. 12. Informações de calibração de equipamentos

Portanto, o dashboard implementado traz diversos benefícios para obtenção e análise dos dados. Um exemplo disso é a possibilidade de, em apenas poucos cliques ser possível acessar os dados de medição de diversos equipamentos e a informação de como estão desempenhando. Anteriormente para obter os dados de medição de tensão das 3 fases no ADMS, por exemplo, eram necessários 30 cliques com tempo médio de extração de 4 minutos por equipamento.

3. Conclusão

Finalmente, pode-se observar que a ferramenta desenvolvida contribui para a melhoria do processo de controle de nível de tensão em regime permanente.

Em primeiro lugar, pode-se citar o ganho em produtividade de informar ao engenheiro o local onde existe transgressão de tensão. Esta nova condição permite uma ação da concessionária sem a necessidade de reclamação pelo cliente.

Em segundo lugar, existe um ganho em geração de valor a partir da utilização dos dados de tensão de religadores visto que tipicamente esta informação não é aproveitada pelas concessionárias. Este trabalho permite, portanto, demonstrar que as religadores não só desempenham um papel de manobra da rede de distribuição, mas também podem ser utilizadas para monitorar o perfil de tensão ao longo do alimentador.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021- PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 20/12/2024.

MATIJAŠEVI, Terezija; ANTI, Tomislav; CAPUDER, Tomislav. A systematic review of machine learning applications in the operation of smart distribution systems. Energy reports, v. 8, p. 12379-12407, 2022.

SAXENA, Vivek et al. Navigating the complexities of distributed generation: Integration, challenges, and solutions. Energy Reports, v. 12, p. 3302-3322, 2024.