

Controle de tensão e reativos em subestação de Distribuição com o uso do Gerenciador de Manobras em supervisor Elipse

1st Felipe José Anselmini

UFSM - Universidade Federal de Santa Maria
CEESP - Centro de Excelência em Energia e Sistemas de
Potência

Santa Maria, Brasil
fe_ansel@hotmail.com

2st Mauricio Sperandio

UFSM - Universidade Federal de Santa Maria
CEESP - Centro de Excelência em Energia e Sistemas de
Potência

Santa Maria, Brasil
mauricio.sperandio@ufsm.br

Abstract— The electricity distribution model in the country has driven distributors to increasingly seek improvements in product quality indicators and the quality of electricity service. Distributors invest in automation to reduce network interventions, with field teams working. Many distributors choose to buy completely ready-made supervisory systems at a high cost or develop and implement their own systems. The literature is very diverse in terms of methodologies for automation of feeders, substation, lines, and equipment, allowing the control of numerous equipment within the distribution system. For voltage and reactive controls in substations, there are several ways to implement the control, where this work presents a methodology evaluating the existing own resources in a distributor in the country that proposes the implementation of a system using tap of transformers, capacitor banks, supervisory system and a maneuver manager, defining optimal points for network operation and switching equipment.

Keywords—distribution, automation, indicators, supervisory, maneuver manager.

I. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia elétrica estão sempre em busca de melhoria contínua pois a forma que o setor elétrico foi instituído pressupõe que a concessionária ou permissionária tenha uma prestação de serviço adequando ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido na Lei Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 [1]. A concessionária busca resultados cada vez melhores almejando a otimização de seus investimentos e correta aplicação dos recursos, garantindo que os valores recolhidos na forma de tarifa estejam retornando aos clientes na forma de investimentos prudentes.

Para o correto atendimento dos clientes dentro dos padrões de qualidade, definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), a distribuidora deve estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica, no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial [2]. Muitas vezes, ao assumir uma concessão, a empresa ganhadora investe fortemente em sistemas automatizados e disponíveis no mercado para reduzir o deslocamento de equipes de campo e viabilizar o tempo de atendimento a equipamentos recorrentes. Muitas destas ferramentas são vendidas por grandes companhias de automação com sistemas supervisórios totalmente automatizados que podem ser comprados a elevados valores e que tem seu diferencial garantido. A grande preocupação é escolher um sistema confiável que não venha a causar mau funcionamento na subestação, acabando por tirar de operação a rede como um todo devido a má escolha de um sistema de automação de

subestação ou uma má implementação de um novo sistema [3].

Algumas empresas investem o necessário para atingir seus indicadores e ainda desenvolvem pesquisas para automação de equipamentos, com criação de protótipos e testes em campo, muitos se tornando grandes projetos de P&D, ou estudos de redes com *Smart Grids*, sistemas de controle de tensão e reativo como VOLT/VAR baseados em lógica *fuzzy*, que buscam a otimização conjunta e coordenada dos equipamentos de controle existentes no sistema [4].

Motivado por esta necessidade de melhoria de indicadores de qualidade do serviço e do produto, este artigo aborda uma metodologia criada para controlar o reativo e a tensão de uma subestação de distribuição com a utilização de equipamentos existentes e operativos no pátio de uma SE, um sistema supervisório implantado na distribuidora para a operação e uma ferramenta para gerenciar manobras, conforme status pré-definidos e uma série de intertravamentos para garantir a segurança.

II. METODOLOGIA DE CONTROLE DE TENSÃO E REATIVO

Com a necessidade de se entregar cada vez mais qualidade para o cliente no fornecimento de energia, surge a necessidade de utilizar ferramentas e metodologias capazes de melhorar o serviço e o produto energia elétrica.

A literatura é bem completa e com várias metodologias quando se trata do quesito de controle de reativos e tensão em subestação, segundo Kagan et al, uma das melhores formas de se fazer isso é a regulação da tensão no barramento secundário da subestação com a utilização de comutadores de tap dos transformadores [5].

Outra maneira é utilizar o controle de tensão associando os bancos de capacitores instalados na distribuição e comutação do tap dos transformadores na subestação, segundo Liang & Wang, é possível olhar algumas horas para o futuro da operação e decidir sobre a operação em ponto ótimo dos equipamentos. Nesta metodologia são utilizados sistemas *fuzzy* e método de *simulated annealing* [6].

Para Dixon, uma forma de realizar o controle de tensão e reativos é avaliar a medição de reativo nos alimentadores ou na subestação e controlar de forma automática os *On-load tap changer* (OLTCs) dos transformadores de potência e coordenar com os bancos de capacitores ao longo da distribuição, nos alimentadores [7].

III. UTILIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Com o crescente desenvolvimento de tecnologias e sistemas automatizados, cada vez mais os processos de

automação tem chegado ao setor elétrico, com sistemas eletrônicos e telecomandados, até mesmo com capacidade de tomada de decisão autônoma ou comutação de equipamentos para status pré-definidos. Muitas empresas buscam reduzir seus indicadores de qualidade do serviço e do produto com a adoção de equipamentos que se conectam com sistemas supervisorio e são capazes de atuarem de maneira quase que instantânea para recompor redes dos mais variados tamanhos e níveis de tensão.

Ao realizar o leilão de uma nova concessão, como por exemplo uma distribuição de energia, a empresa ganhadora é responsável por assumir os ativos e entregar melhorias a população, seja ela comercial, residencial ou industrial, e garantir a melhoria contínua, sob pena de perder a concessão em caso de não cumprimento de suas obrigações.

Muitas distribuidoras, ao assumirem uma nova concessão, tem como características o investimento massivo em tecnologia para reverter os indicadores que estão mais defasados e tirar das mãos dos operadores e equipes de campo a parcela de operação que seria manual e exaustiva com grandes deslocamentos e atividades rotineiras de fechamento de chaves e recomposição de sistemas.

Desde a primeiros sistemas de automação de SEs, muitas outras surgiram, e ganharam mercado pela popularização de sistemas e possibilidade de operação remota e com grande volume de informações a disposição para tomada de decisão. Atualmente cada distribuidora tem em sua área de concessão pelo menos um centro de operação, de onde é possível monitorar as redes de forma instantânea e efetuar manobras em pontos estratégicos e que possuem automação.

Os pontos de comutação em uma distribuidora geralmente estão nas subestações, nas entradas de linha, chaves automatizadas, comutação de TAP de transformadores, disjuntores, conexão de bancos de capacitor, entre outros. Na distribuição, em média tensão, comumente é utilizada para automatizar religadores, com a realização de *self-healing* para transferência automática de carga.

IV. SISTEMA DE CONTROLE DE TENSÃO E REATIVO EM SUBESTAÇÃO

Motivado pela melhoria contínua dos indicadores em uma concessão de distribuição de energia, este artigo propõe a utilização de recursos existentes para o controle de tensão e reativo em uma subestação, onde a distribuidora realiza a disponibilização de seus ativos para implantação do sistema proposto, e a empresa detentora do software de Supervisão e Controle, Elipse, desenvolve o código das automações necessárias internamente para controlar o reativo e a tensão na barra conforme solicitação da distribuidora.

O artigo é baseado principalmente em Dixon [7], que ganha sua originalidade ao utilizar penas a comutação em bancos da subestação, uma vez que os bancos da distribuidora, nos alimentadores estudados são fixos e não possuem chaveamento para entrada ou saída de células.

O projeto é realizado pelo lado da distribuidora mostrando seu interesse em testar um sistema automatizado onde não terá custos de investimento, ou *Capital Expenditure* (CAPEX) para sua elaboração, sendo necessários apenas custos de Homem Hora (HH) de alguns colaboradores e o interesse da empresa de automação em desenvolver uma nova ferramenta e poder testá-la de imediato, colhendo resultados e

viabilizando uma futura disponibilização da ferramenta no mercado.

O desenvolvimento da solução teve sua implementação dividida em 4 etapas, sendo elas:

A. Reuniões de projeto

Inicialmente a ideia foi apresentada a empresa de automação que topou em desenvolver a ferramenta junto a Distribuidora e assim iniciaram as tratativas para escolha da SE contemplada com o gerenciador de manobra, que pudesse ser automatizada, contendo bancos de capacitor disponíveis, transformadores com comutador sobre carga (OLTC) e necessidade de melhoria do controle de reativos para comutação para alívio de carregamento de linhas e transformador, além de melhora no fator de potência do sistema.

A subestação escolhida possui 3 transformadores de 26,6 MVA com tensão 69/13,8 kV que contém OLTC, 9 bancos de capacitor de 3,6 MVar automatizados e 14 alimentadores.

As equipes de planejamento, centro de operações, departamento de manutenção da transmissão, equipe de automação e proteção foram envolvidas pelo lado da Distribuidora. Pelo lado da empresa de automação o corpo técnico de desenvolvimento foi responsável pela implementação das melhorias no supervisorio Elipse.

A etapa inicial definiu os controles a serem realizados na subestação, sendo eles a tensão, avaliada em PU e com um ponto ótimo a ser buscado para o valor de 1,02 PU em todos os momentos do dia, dada a característica de seus alimentadores urbanos e rurais. A definição de subir ou descer o tap do transformador foi tomada com 4 faixas, inferior, normal inferior, normal superior e superior.

A Fig. 1 representa os limites definidos para o controle de tap dos 3 transformadores da SE.

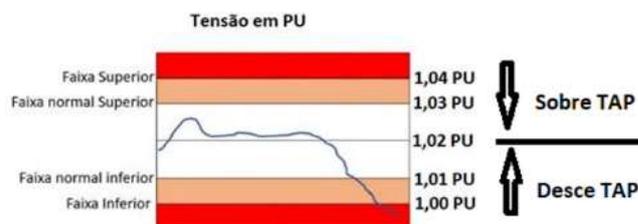


Fig. 1. Faixas limite de tensão.

De forma análoga foram definidos os limites de reativo para entrada e saída de bancos de capacitor na SE conforme a medição realizada instantaneamente pelo supervisorio. Aqui os patamares são dados pelo tamanho de cada banco de capacitor. A Fig. 2 representa os valores a serem monitorados.

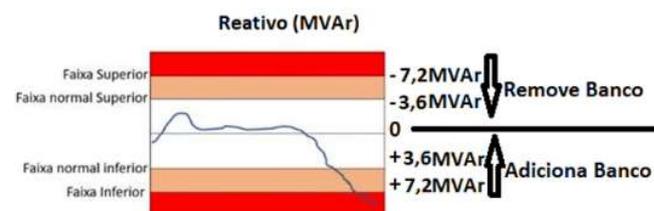


Fig. 2. Faixas limite de reativo.

Com a definição dos parâmetros a serem buscados pelo gerenciador de manobras e a aprovação de todos os envolvidos no projeto o desenvolvimento passou para a etapa seguinte.

B. Desenvolvimeto da ferramenta

O desenvolvimento das lógicas de controle ficaram por conta da empresa de automação onde a distribuidora informou quais seriam as variáveis que sempre deveriam ser satisfeitas para que a comutação fosse possível. Nesta etapa, o item segurança é o mais limitante, não podendo a comutação ferir as normas de distribuição de energia regidas pela ANEEL para limites de atendimento de tensão, não execução da lógica em equipamentos que estiverem com chave/disjuntores abertos, qualquer dos equipamentos que estiver com algum cartão eletrônico inserido não entra na execução da lógica e pula para a tentativa de utilização do equipamento seguinte da fila. Foram priorizados a segurança das pessoas e dos ativos. A Fig. 3 representa as expressões logicas a serem satisfeitas para que uma atuação seja executada.



Fig. 3. Condições lógicas a serem atendidas.

O registro dos dados de forma histórica são indispensáveis, para isso a função de *storage* foi implementada em cada ação a ser tomada, criando um banco de dados com uma listagem de execução, *tag* dos equipamentos, registro horário e todos as medidas analisadas no exato instante que o gerenciador de manobras toma uma decisão. A etapa contou com a validação de todas as equipes envolvidas no projeto e teve sua aprovação para avançar ao seguinte passo.

C. Testes em software

A validação do código teve sua testagem realizada em um simulador de subestação, Eclipse Power Studio, e trazido para apresentação à distribuidora. O simulador reproduz fielmente os equipamentos existentes na SE e permite uma criação de cenários para simular situações de impossibilidade de comutação de tap de transformador ou bancos de capacitor. Várias situações foram criadas e emuladas para se ter a certeza do correto funcionamento. Com algumas correções para elevar o nível de segurança da aplicação, a pedido da operação, o projeto teve sua aprovação nesta etapa e a liberação para seguir com os testes em campo.

D. Teste nos equipamentos

A etapa de testes nos equipamentos foi fracionada em 2 períodos, a operação em modo escuta e modo definitivo. No primeiro, o código do gerenciador de manobras está sempre rodando e o comando para comutar tap do transformador ou inserir bancos de capacitor é enviado ao operador em tempo

real para a tomada de decisão. Por se tratar de um sistema em testes, e a necessidade se garantir a segurança, este modo ficou em operação durante 14 dias, sendo disponibilizado apenas em horário comercial para que a presença do quadro de funcionários fosse completa e transmitisse uma segurança maior, junto a disponibilidade de equipes de campo caso houvesse a necessidade de atuação na subestação.

Não apresentado problemas na etapa, os testes passaram a rodar de forma automática em horário comercial para que pudesse ser avaliado o desempenho do gerenciador de manobras e a quantidade de comutações realizadas em cada dia. Esta etapa ficou em execução por 2 meses para ter a certeza de sua correta execução e amostragem de um volume significativo de dados que pudessem ser avaliados e trabalhados para entendimento do real ganho.

V. DISCUSÕES DE RESULTADOS

Com a operação autorizada do sistema de comutação de tap do transformador e do acionamento de bancos de capacitor, é possível perceber de imediato uma redução no carregamento dos transformadores da subestação, onde a corrente que no momento de sua ativação reduziram em torno de 5A para uma tensão de 69kV em circuito duplo que alimenta a SE. Em uma hora de operação nesta condição seria possível economiza de energia de 1195 kWh com a redução da perda técnica. A Fig 4 representa o momento de implantação do sistema, onde ocorre o degrau de redução de 5A em um dos circuitos que atende a SE.

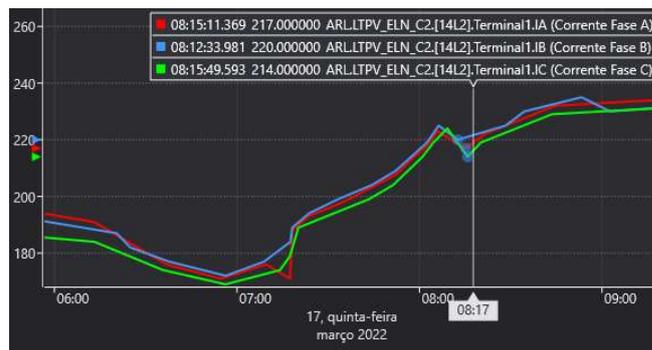


Fig. 4. Redução de corrente em linha AT.

Outro ponto avaliado foi a alteração no perfil de carga, que passou a se comportar de maneira mais leve, se mantendo em um patamar bem próximo de zero. Algumas elevações de reativos para valores acima do parâmetro estipulado para comutação de tap ocorrem no modo escuta e também fora do horário comercial, onde a tomada de decisão era de responsabilidade do operador. A Fig. 5 representa o momento antes da entrada em operação do sistema e depois.

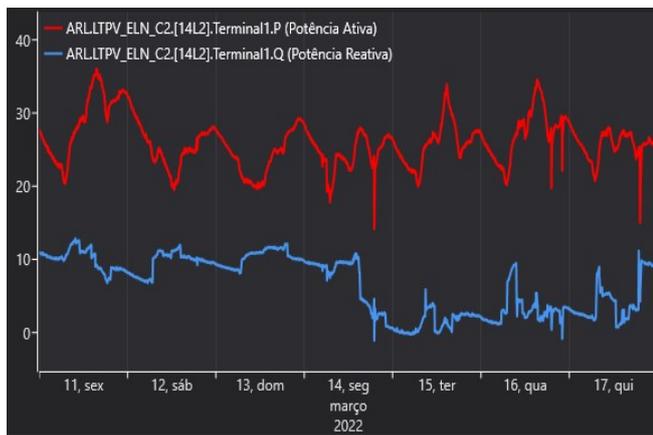


Fig. 5. Alteração do perfil de carga reativa.

Uma preocupação quanto a operação, é o desgaste dos equipamentos e desta forma, a extração do *storage* do supervisor foi avaliada para mostrar o quantitativo de comutação de taps e chaveamento de bancos que ocorreram em um dia. Em média, para um período avaliado de 15 dias, foram obtidas 7 atuações de tap de transformador e 2 atuações de bancos, sendo que os bancos possuem uma rotatividade garantida pelo código para evitar o vício e repetição de operação em apenas um elemento.

A ferramenta implementada permite à distribuidora a tomada de decisão estratégica quanto a redução de perdas para alcance de índices regulatórios, postergação de investimentos em transformadores de força e linhas de distribuição de alta tensão, com a postergação de investimentos de *retrofit* e construção de novos circuitos de Linhas de Distribuição de Alta Tensão (LDAT). Os ganhos de eficiência estão associados a execução de imediato de uma ação, sem aguardar que o operador perceba visualmente ou por algum alarme que a tensão está fora dos níveis desejados ou com elevado reativo circulando desnecessariamente no sistema.

VI. RESULTADOS

A parceria realizada com a empresa de automação permitiu o desenvolvimento de uma ferramenta de controle de reativos e tensão em uma subestação de distribuição de energia elétrica sem o investimento de CAPEX. Ambas as empresas envolvidas disponibilizaram HH para a construção da metodologia e a ferramenta.

Os ganhos elétricos representam a redução de 5A de corrente em cada uma das linhas de 69 kV que atendem ao sistema e representam uma redução de perdas de 1196 kWh

quando avaliado para a redução imediata proporcionada no sistema.

A operação em modo definitivo permite que a subestação esteja sempre em seu ponto ótimo, respeitando os limites regulatório e inserindo a quantidade exata de recursos para proporcionar tal reflexo no sistema. Ainda, a possibilidade de armazenar dados históricos permite uma validação quanto ao máximo de comutação que é realizada em cada equipamento, a fim de minimizar o desgaste dos ativos na subestação.

De forma geral, o gerenciador de manobras permite a tomada de decisão estratégica da distribuidora com a postergação de algumas obras, redução de perdas, redução do carregamento de ativos e ganho de eficiência na operação do sistema proposto.

ACKNOWLEDGMENT

Agradecimento as empresas Energisa e Autológica por proporcionarem esse desenvolvimento da aplicação em parceria, de forma totalmente espontânea, mostrando que a melhoria contínua que se busca em uma Distribuidora de Energia Elétrica pode ser implementada com ideias sólidas e bem estruturadas, unindo forças de um corpo técnico competente e decidido a realizar mudanças.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERENCES

- [1] BRASIL, LEI Nº 8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995, Lei das Concessões de Serviços Públicos, Brasília, DF, fev 1995.
- [2] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Disponível em: www2.aneel.gov.br/. Acessado em 14 ago. 2022.
- [3] Zeynal H.; Eidiani M.; Yazdanpanah D. "Intelligent Substation Automation Systems for robust operation of smart grids". IEEE Innovative Smart Grid Technologies. ISGT, 2014, Asia.
- [4] Biazzi, R. ; Bernardon D. P.; Abaide, A. R. ; Mello, a. p. c. ; Bento, R. G. . "Coordinated volt/var control for smart distribution grids" in 25 th International Conference on Electricity Distribution, 2019, Madrid.
- [5] Kagan, N., Oliveira, C.C.B., Robba, E.J. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2nd ed., Edgard Blucher, 2005, São Paulo.
- [6] Liang, R.H., Wang, Y.S. "Fuzzy-based reactive power and voltage control in a distribution system". IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, vol. 18, no. 2.
- [7] Dixon, M. "Innovative Volt/VAr management provides payback" IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. 2001.