



SMART CITIES: uso de padrões de tráfego para otimizar o carregamento de veículos elétricos

ATERRAMENTO: dimensionamento de condutores

FASCÍCULOS:

Cálculo econômico para aquisição de transformadores de potência

Regulação de tensão em sistemas de distribuição com penetração de microgeradores fotovoltaicos

Monitoramento do desempenho de edificações no contexto das smart buildings



50 anos de



No dia 08 de Maio de 2021 a GIMI Soluções em energia celebrou o Jubileu de Ouro. São 50 anos de trabalho feito com comprometimento, dedicação, honestidade e seriedade.

Nos próximos anos, continuaremos expandindo, inovando, revolucionando e perpetuando esta linda história!



Obrigado por mais um ano!



Conheça nosso grupo
Grupogimi.com.br

GRUPO GIMI



EMPREENDIMENTOS
IMOBILIÁRIOS



GIMI POGLIANO BLINDOSBARRA
BARRAMENTOS BLINDADOS



Gimi Bonomi
LATIN AMERICA

AGUARDE!

EM BREVE UM NOVO PRODUTO
COM A QUALIDADE GIMI
PARA VOCÊ!

lançamento em Janeiro de 2022



GRUPO GIMI

SAIBA MAIS ACESSANDO O QR CODE



EMPREENDIMENTOS
IMOBILIÁRIOS



Soluções em Energia
DESDE 1971



GIMI POGLIANO BLINDOSBARRA
BARRAMENTOS BLINDADOS



Gimi Bonomi
LATIN AMERICA



Edição 183

Futuro conectado e elétrico

Geração distribuída, casa conectada, veículos elétricos e armazenamento de energia são o retrato do futuro, segundo a maior parte dos especialistas do setor elétrico. Em praticamente todos os cenários previstos para as próximas décadas, esses elementos estão presentes. Na direção desse horizonte, o Brasil caminha a passos lentos, com exceção para a geração distribuída, que tem apresentado crescimento elevado e constante nos últimos anos. Em 2021, somente a GD a partir da fonte solar fotovoltaica alcançou a marca de 8,4 GW de potência instalada no país.

Com relação às outras inovações mencionadas, embora haja desenvolvimento e tecnologia já disponível, ainda faltam políticas que encorajem o consumidor a apostar nessas novas tendências. Um exemplo disso é o veículo elétrico, que já é uma realidade em muitos países, mas engatinha por aqui, especialmente, frotas de grandes veículos, como ônibus e caminhões, que podem representar economia significativa para as empresas que as detiver.

Países como China e Estados Unidos têm incrementado, ano a ano, suas frotas. Aqui na América do Sul, o Chile desponta com 819 ônibus elétricos e anunciou que, até 2040, só terá ônibus elétricos nas ruas. No Brasil, a frota é de apenas 350 ônibus movidos a eletricidade, sendo a maioria deles trólebus, aqueles alimentados por uma rede elétrica instalada no trajeto dos veículos. Para o caso dos ônibus, o país ainda carece de uma política pública nacional de mobilidade elétrica. Para os demais veículos elétricos, ainda pesam os fatores custo e desconhecimento dos seus benefícios.

O artigo de capa desta edição continua este tema, trazendo uma análise sobre as cidades inteligentes e como otimizar a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, antevendo uma demanda futura certa.

Os fascículos deste mês trazem informações técnicas relevantes sobre cálculos para aquisição de transformadores de potência, regulação de tensão em sistemas de distribuição com geração fotovoltaica e desempenho de edificações no contexto das edificações inteligentes, encerrando os temas propostos para os fascículos de 2021.

Estamos por aqui preparando um conteúdo ainda melhor para 2022 e se você deseja ver algum tema em especial nas páginas desta publicação, nos mande sua sugestão!

Boa leitura!

Flávia Lima

flavia@atitudeeditorial.com.br



Acompanhe nossos lives e webinars com especialistas do setor em nosso canal no YouTube:
<https://www.youtube.com/osetoreletrico>



Atitude.editorial
atitude@atituedeeditorial.com.br

Diretores

Adolfo Vaiser
Simone Vaiser

Assistente de circulação, pesquisa e eventos

Henrique Vaiser – henrique@atituedeeditorial.com.br

Administração

Paulo Martins Oliveira Sobrinho
administrativo@atituedeeditorial.com.br

Editora

Flávia Lima – MTB 40.703
flavia@atituedeeditorial.com.br

Publicidade

Diretor comercial
Adolfo Vaiser

Contato publicitário

Ana Maria Rancoleta - anamaria@atituedeeditorial.com.br
Márcio Ferreira - marcio@atituedeeditorial.com.br

Direção de arte e produção

Leonardo Piva - atitude@leonardopiva.com.br

Consultor técnico

José Starosta

Colaboradores técnicos da publicação

Daniel Bento, Jobson Modena, José Starosta, Luciano Rosito,
Nunziante Graziano, Roberval Bulgarelli.

Colaboradores desta edição

Acássio Matheus Roque, Alexandre Aoki, Arthur Fernando Bonelli, Carlos Antônio Sartori, Carlos Evangelista, Daniel Bento, Fernanda L. Trindade, Guilherme Chrispim, Jefry Mora, João Mamede Filho, Jobson Modena, José Carlos Garcia Andrade, José Starosta, Larissa Paredes Muse, Luciano Rosito, Marco Leandro Bonelli, P. A. V. Pato, Paulo Edmundo Freire, Pedro Augusto Block, Pedro Paulo F. da Silva, Rafael Augusto Rosolen, Richard Fioravanti, Rinaldo Júnior Botelho, Roberval Bulgarelli, Rodrigo Otto, Rodrigo Sawaia, Ronaldo Koloszuk, Tiago R. Ricciardi, V. C. Cunha e Walmir Freitas.

A Revista O Setor Elétrico é uma publicação mensal da Atitude Editorial Ltda., voltada aos mercados de Instalações Elétricas, Energia e Iluminação, com tiragem de 13.000 exemplares. Distribuída entre as empresas de engenharia, projetos e instalação, manutenção, indústrias de diversos segmentos, concessionárias, prefeituras e revendas de material elétrico, é enviada aos executivos e especificadores destes segmentos.

Os artigos assinados são de responsabilidade de seus autores e não necessariamente refletem as opiniões da revista. Não é permitida a reprodução total ou parcial das matérias sem expressa autorização da Editora.

Capa: Freepik.com | vectorpouch

Impressão - Grafilar

Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

Rua Piracama, 280, Sala 41
Cep: 05017-040 – Perdizes – São Paulo (SP)
Fone - (11) 98433-2788
www.osetoreletrico.com.br
atitude@atituedeeditorial.com.br

Filiada à

anatec
www.anatec.org.br



33 Suplemento Renováveis

Fascículo Microrredes no Brasil: solução real para a descarbonização das cidades. E mais: 2021 e o ano da guinada da geração distribuída no Brasil; O papel da fonte solar nas usinas híbridas; COP26 e as energias renováveis.

4 Editorial

6 Coluna do consultor

A contribuição do fórum latino-americano de smart grid para a transição energética.

8 Painel de notícias

Energia solar atinge marca de 13 GW no Brasil; Cepel inaugura laboratório de smart grids; Cemig reforça rede durante período chuvoso; Hitachi Energy amplia portfólio voltado para transição energética; AES Brasil e Ceará investem em produção de hidrogênio verde. Estas e outras notícias sobre produtos, empresas e mercado da engenharia elétrica no Brasil.

13 Fascículos

Instalações elétricas de média e alta tensão

Pesquisa e Desenvolvimento - Os melhores projetos

Eficiência energética - Planejamento e execução

40 Aula prática

Uso de padrões de tráfego em cidades inteligentes para otimizar o carregamento de veículos elétricos.

44 Espaço Aterramento

Materiais para sistemas de aterramento: dimensionamento de condutores.

48 Espaço SBQEE

A importância de uma especificação técnica detalhada para aquisição de filtros harmônicos.

Colunas

50 Jobson Modena - Proteção contra raios

51 Luciano Rosito - Iluminação pública

52 Nunziante Graziano - Quadros e painéis

54 Daniel Bento - Redes subterrâneas em foco

58 José Starosta - Energia com qualidade

62 Roberval Bulgarelli - Instalações Ex



EMBRASETEC
Unir em Qualidade

Lançamento



Linha DPS

Ecobox

geração 6

Os Dispositivos de Proteção Contra Surtos da Linha DPS Ecobox foram desenvolvidos para proteger a instalação elétrica.



embrastrtec@embrastrtec.com.br
 (16) 3103.2021

www.embrastec.com.br

@embrastrtec



José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e membro da diretoria do Deinfra-Fiesp e da SBQEE. É consultor da revista O Setor Elétrico
 jstarosta@acaoenge.com.br

O fórum de smart grid e a transição energética

No final de novembro ocorreu o 13º Fórum Latino-Americano Smart-Grid que abordou, além das discussões sobre a digitalização dos processos que envolvem a energia e os aspectos sobre a transição energética, boas discussões técnicas em painéis bem estruturados com importantes personagens do mundo da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, de laboratórios, associações e representantes de consumidores.

Realizado em um oportuno cenário de início da recuperação dos níveis de reservatórios com tarifas tão elevadas como nunca, devido à geração de energia com combustíveis fósseis, o ambiente parecia propício ao desafio de como sair do “fundo do poço”. Apesar de todo o entusiasmo sobre a limpeza da matriz energética associada às renováveis, existe clara percepção de que não se pode prescindir da presença de térmicas e hidráulicas que promovem robustez ao sistema interligado. Nesse contexto, a cogeração com geradores tem também importante papel. Afinal, não se pode esquecer a importante componente da “potência de curto-circuito nas redes elétricas”.

O tema “smart grid” não se resume apenas ao uso de medidores inteligentes com medições remotas com telemetria ou com recursos de medição bidirecional, de qualidade de energia, entre outros, mas a métodos, processos e aplicação de tecnologias maduras associadas a regulação adequada e atualizada. A esperada “eletrificação” da sociedade dependerá de uma matriz equilibrada que deverá considerar

variáveis integradas em um cenário de geração distribuída não só de compensação da energia consumida, mas que permita a geração em montantes superiores ao consumido e tarifas atrativas e flexíveis, além da migração dos sistemas de transporte urbano e interurbano com combustíveis fósseis para outros mais sustentáveis, sistemas de armazenamento complementares, ambiente de comercialização livre flexibilizado para todos consumidores com forte integração de varejistas, distribuidoras de energia se ocupando em manter a confiabilidade da infraestrutura sem vínculo necessário ao comércio de energia, redução de emissões em atendimento às premissas ambientais assumidas nos COPs 21 e 26 e a governança ambiental presente nas práticas do ESG.

Os programas de P&D devem fazer parte do processo e a integração do ensino e pesquisa tem que ser mantida a exemplo dos programas.

O tema eficiência energética, como sempre foi abordado lateralmente, para não falar “marginalmente” pela maioria dos presentes, mas foi só isso, não há coragem para se enfrentar o tema de frente com propostas firmes em modelos robustos. Ficou claro o entendimento de que gerar energia, mesmo aquela que é desperdiçada, pode ser um bom negócio.

Nossos cumprimentos ao Cyro Boccuzzi, Julio Rodrigues e equipes pela competente organização e votos de sucesso contínuo.



Na hora de comprar um equipamento "Ex", escolha o legítimo sangue azul, de alma verde e amarela.



Os equipamentos "Ex" de segurança aumentada (Ex e) ou com proteção por invólucro (Ex t), fabricados com exclusividade no **Brasil pela Polar**, são confiáveis, eficientes e seguros porque têm componentes da **Eaton/CEAG** e padrão internacional de qualidade. Possuem procedimentos simples de montagem, manutenção e inspeção de campo, assegurando um elevado nível de conformidade normativa e legal das instalações, em áreas classificadas.

Tudo isso é fruto do **Programa de Transferência de Tecnologia CAP** (*Certified Assembly Partner for Explosion protected products of Eaton*), da Alemanha para o Brasil.

Então, não hesite em fazer sua melhor escolha "**Ex**". Decida-se pelo "sangue azul", de alma verde e amarela da **Polar**.

Certified Assembly Partner
for explosion protected products of

EATON

Powering Business Worldwide



Solicite nosso
catálogo



Certificação INMETRO, IECEx e ATEX

Os equipamentos com tipo de proteção "segurança aumentada" (Ex "e") ou proteção por invólucro (Ex "t"), com invólucros plásticos ou de aço inoxidável, bem como os componentes "à prova de explosão" (Ex "d") em invólucros em plástico, destinados para áreas classificadas, contendo atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis (**Zona 1 e 2 / Zona 21 e 22**), em instalações terrestres e marítimas "Ex", são projetados e montados pela **Polar Componentes Brasil**, com componentes da **EATON CEAG**, uma das maiores fabricantes mundiais de equipamentos elétricos, de instrumentação e de automação para atmosferas explosivas.

Polar

vendas@polarb2b.com
www.polarb2b.com

Comunicação em sistemas de energia elétrica

A plataforma FOX615 para redes de missão crítica



Introdução

Como fabricante tradicional do setor elétrico, atualmente, a Hitachi Energy mantém em seu portfólio a fabricação de produtos e soluções de comunicação para aplicações de missão crítica. Este artigo trata de uma solução inovadora, robusta e confiável, com foco nos sistemas de energia elétrica e suas respectivas interfaces.

Os desafios do setor elétrico

Os conceitos de indústria 4.0 permeiam as mais diversas áreas de conhecimento e aplicações, de tal maneira que o segmento de energia elétrica também é diretamente afetado. O termo "Grid 4.0", por consequência, tem sido cada vez mais usado em virtude deste fato.

Com o aumento da capacidade e da inteligência de equipamentos como IEDs (Intelligent Electronic Devices), sensores, sistemas SCADA e esquemas de proteção e controle, a exigência por um mecanismo de telecomunicação robusto e confiável cresceu drasticamente. Entretanto, apesar de as telecomunicações de aplicação geral (IT e pública) se adaptarem às técnicas de comutação de pacotes – Ethernet, no caso da maior parte das concessionárias de energia, a infraestrutura para missão crítica (os serviços essenciais que operam em 24x7 e são vitais para para o funcionamento do negócio da organização) permaneceu orientada aos requisitos severos que as aplicações neste âmbito demandam.

Com a busca das empresas pela redução de CAPEX e otimização de OPEX, aumento do consumo de energia, necessidade de expansão do grid elétrico e a introdução cada vez mais incisiva das matrizes renováveis distribuídas (eólicas e solares) aumenta ainda mais a pressão sobre a demanda de redes de comunicação mais inteligentes e que ofereçam um desempenho superior e com índices mínimos de falha. Um outro aspecto deste quesito é a necessidade por maior flexibilidade, trazendo à tona novamente o assunto das redes de comutação de pacotes - com alta performance. A resposta da Hitachi Energy a esta necessidade é a plataforma multisserviço FOX615.

Um ponto de destaque e diferencial desta plataforma é a extensa vida útil garantida e atestada pela Hitachi Energy (15 anos). Este quesito se converte em uma grande redução no custo de implantação e modernização da rede, com aderência ao fato de que a agência reguladora do sistema elétrico brasileiro revisa a tarifa das concessionárias somente após um ciclo de vida útil dos equipamentos de telecomunicações, conforme estabelece o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), anexo à Resolução Normativa nº 674/2015 de 11/08/2015.

O multiplexador híbrido FOX615

O FOX615 é um multiplexador único que viabiliza a extensão da infraestrutura existente baseada na tecnologia TDM, possui interfaces dedicadas aos IEDs de proteção com funções de distância e diferencial (IEEE C37.94 e por SDH), permite o tráfego de voz sobre IP e ainda oferece a possibilidade de migração de forma simplificada para redes de comutação de pacotes via MPLS-TP. Graças a esta funcionalidade, IEDs e merging units podem ter seus dados transportados entre subestações por meio de uma rede de alta disponibilidade e performance utilizando interfaces dedicadas para os protocolos de tempo real da norma IEC 61850: GSE e Sampled Values (SMV), além de permitir a sincronização temporal de alta precisão entre os multiplexadores e IEDs por meio do protocolo PTP.

Uma plataforma multisserviço

O multiplexador FOX615 implementa as tecnologias SDH (TDM) e MPLS-TP (comutação de pacotes) de forma nativa, sem a necessidade de conversores (eliminando possíveis pontos de falha e contribuindo para o gerenciamento integrado dos canais de comunicação e seus respectivos serviços). Esta característica permite cenários de aplicação como indica a Figura 1.

Entretanto, há instalações nas subestações de energia onde se requer que sinais elétricos via contato dos IEDs sejam enviados/ recebidos pelos multiplexadores entre as extremidades de uma linha de transmissão. Este recurso também está disponível, entregando desta forma uma grande gama de opções de acordo com os requisitos do projeto.

Teleproteção

Para operar em conjunto com as funções de proteção de distância e diferencial, o FOX615 conta com recursos especiais para garantir uma performance superior.

No caso da proteção de distância, um sofisticado sistema

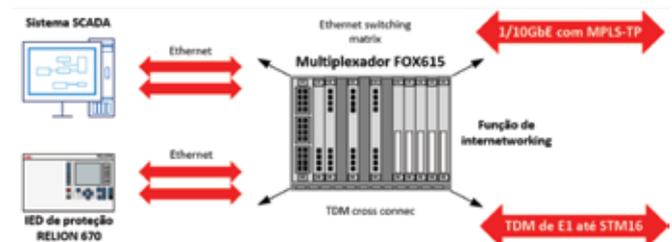


Figura 1 – Conexões em Ethernet e TDM.

CESoP (Circuit Emulation Service over Packet) é customizado de tal forma que os registradores de jitter praticamente não provocam uma bufferização relevante na transmissão e tampouco na recepção dos dados de teleproteção. Assim, por exemplo, quando um sinal de disparo proveniente do IED de proteção é recebido na interface do multiplexador, este sinal é instantaneamente convertido em um pacote que é encaminhado para a subestação remota. Em cenários como esse, caso houvesse uma bufferização, atrasos indesejáveis no envio de mensagens de disparo poderiam comprometer a cadeia de proteção.

Já para o sistema com proteção diferencial, o recurso do CESoP assume uma outra importante finalidade: garantir um apurado controle dos tempos de transmissão e recepção dos dados por meio de uma tecnologia desenvolvida pela Hitachi Energy denominada “entrega sob demanda”, onde eventuais atrasos são compensados de forma simétrica. Esta ação é executada com um recurso da interface do FOX cujo buffer entrega pacotes com as amostras dos sinais exigidos pelo IED na medida em que são solicitados – este mecanismo opera em ambos os multiplexadores das pontas local/remota da linha de transmissão. Para garantir a confiabilidade na sincronização, os protocolos PTP e SyncE são usados simultaneamente mantendo uma precisão adequada neste ecossistema.

No que remete à segurança operacional, o CESoP customizado conta com uma eficiente funcionalidade para gerar alarmes na direção dos IEDs e notificá-los quando o link/meio de comunicação não está confiável, bloqueando o envio dos sinais de disparo e mitigando operações indevidas. Em CESoPs tradicionais, este risco pode ocasionar desligamentos intempestivos das linhas de transmissão por operações da função diferencial.

Chassis fanless e temperatura de operação

Em ambientes operacionais em que existam partículas em suspensão, poeira ou mesmo vibração, equipamentos com racks que funcionem sem a necessidade de ventiladores/ventoinhas asseguram um ciclo de trabalho com menor demanda de intervenções de manutenção. A plataforma FOX615 oferece esta condição considerando chassis sem partes móveis, com uma faixa de operação que se estende de -25 °C até 65 °C, que permite a operação tanto em ambientes refrigerados como em kiosks ao tempo.

Tecnologias SDH e MPLS-TP nativas

Os racks do multiplexador FOX615 possuem barramentos de comunicação distintos, um para todo o tráfego TDM (no caso SDH/PDH) e um segundo para as redes de comutação de pacotes – e este detalhe assegura a operação realmente híbrida

da plataforma. Dessa forma, os fluxos de comunicação TDM são gerados e transmitidos integralmente neste barramento de forma independente do canal orientado à comutação de pacotes e vice-versa, criando uma condição de melhor performance e livre de falhas ocasionadas por compartilhamento de barramentos ou emulação de serviços no mesmo canal.

Uma outra característica que merece destaque é que estes barramentos estão presentes no mesmo chassi, não sendo necessária a extensão para um outro rack para prover o segundo barramento. Estas são as vantagens de uma implementação física nativa do SDH e MPLS-TP.

Recursos de cibersegurança

Cibersegurança é um tema fundamental para aplicações de missão crítica e suas redes de comunicação. Os recursos disponíveis no FOX615 contemplam o método de Defense in Depth que remete à aplicação de diversas camadas de controles de segurança em um sistema e/ou rede de comunicação, ou seja, um conjunto de técnicas orientadas a prevenir e mitigar as consequências provocadas pelos ciberataques.

Funcionalidades disponíveis:

- Syslog para fins de auditoria;
- Protocolos de gerência: TLS/SNMPv3 e IPSec;
- Mecanismos de gerência de contas de usuário: RBAC e RADIUS;
- Segmentação de domínios de broadcast por VLANs;
- Limitadores de banda e controle de fluxo de comunicação;
- Autenticação de roteamento OSPF com hash MD5;
- Autenticação de dados críticos de teleproteção;
- Firewall de camada 2 para os protocolos de tempo real;
- Criptografia Quantum safe em tempo real.

A criptografia no meio de transmissão via MPLS-TP

A plataforma FOX615 permite o uso de criptografia nas portas de uplink em MPLS-TP por meio do uso de um hardware específico para tal finalidade, integrado no próprio chassi do multiplexador e, assim, evitando ataques do tipo man-in-the-middle neste perímetro da rede. Por se tratar de uma implementação em hardware, as chaves de criptografia são geradas de maneira fotônica em nível quântico para garantir os seguintes quesitos:

- Criptografia de até 1024 serviços por porta em taxas de até 10Gb/s;
- Valores de jitter e wander inferiores a 4 microssegundos, item muito relevante para aplicações de subestações digitais de teleproteção/proteção diferencial;

- Aplicação de criptografia possível tanto para dados como para protocolos de sincronismo (PTP e SyncE).

Solução com longo ciclo de vida

O suporte e fabricação plataforma FOX615 e seus componentes e placas podem ser garantidos por um período de 15 anos, assegurando um ciclo de vida aderente aos projetos de missão crítica como energia elétrica, óleo e gás, ferrovias, mineração e tráfego aéreo.

Recursos para aplicações IEC 61850

Os projetos de automação de subestações construídos de acordo com os preceitos da norma IEC 61850 podem ser beneficiados de muitas formas com o uso da plataforma FOX615.

Comunicação entre subestações

Para esquemas especiais de proteção ou mesmo projetos com características de WAMPAC foi desenvolvida uma interface exclusiva para conexão às redes IEC 61850. Este hardware é denominado TEGO1, como indica a Figura 2.

A TEGO1 contempla a funcionalidade de proxy gateway (descrita na norma IEC 61850-90-1) para conexão entre subestações. Com este recurso, somente os dados que são relevantes da LAN local – que pode ser o station ou process bus – têm permissão para o envio até a LAN da subestação remota, reduzindo de forma significativa o tráfego e mitigando a possibilidade de ciberataques.

O proxy gateway representa de forma lógica o IED remoto para a subestação local, como se este dispositivo estivesse presente na rede local como exemplifica a Figura 3.

Sincronismo via Precision Time Protocol - PTP

Em aplicações onde protocolos de tempo real são envolvidos, como o GOOSE e SMV no barramento de processo de uma subestação digital, a sincronização com alto grau de precisão (nanossegundos) é um recurso bem-vindo. Uma das formas de conseguir esta acurácia é o uso do estado da arte nesta disciplina por meio do protocolo PTP.

O FOX615 suporta o PTP nativamente nos modos de operação de



Figura 2 – Placa de comunicação TEGO1 para aplicações IEC 61850 entre subestações.

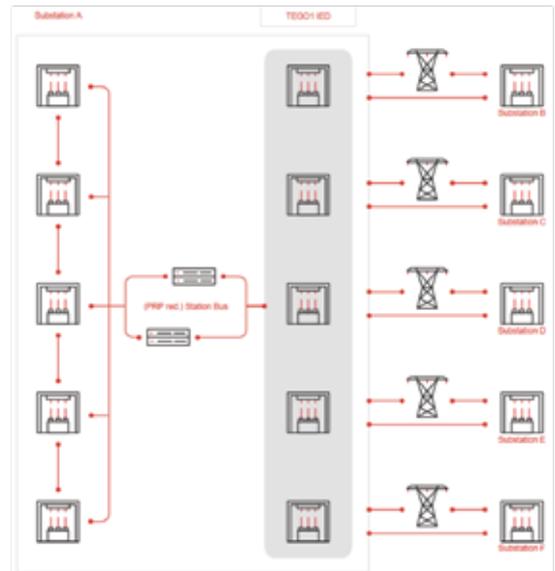


Figura 3 – Exemplo do uso do Proxy Gateway.

boundary clock (como master clock) e também como transparent clock, sendo que esta última característica permite uma grande escalabilidade da nuvem de sincronismo através da rede dos multiplexadores sem a necessidade de adição de novos relógios GNSS.

Migração do SDH para MPLS-TP

Com a adoção cada vez maior das redes de comunicação por comutação de pacotes devido a sua grande flexibilidade de integração, interoperabilidade e custo reduzido de implementação, contar com um multiplexador que suporte esta real tendência mas que também possibilite a conexão com as redes legadas TDM é um trunfo relevante para as concessionárias de energia. Com o FOX615 este cenário é totalmente viável, como pode ser conferido na Figura 4.

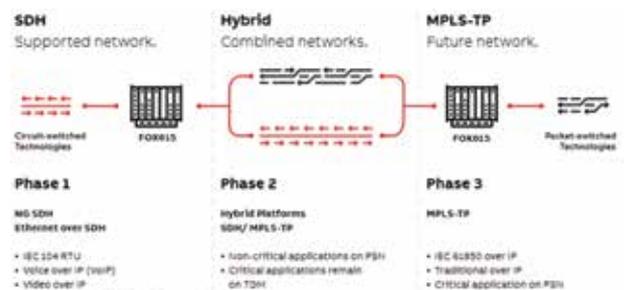


Figura 4 – Migração SDH/MPLS-TP e operação mista.

Para saber mais, visite: <https://www.hitachienergy.com/offering-product-and-system/communication-networks/fox-multiservice-platform/fox615-multiservice-platform>

Este conteúdo é patrocinado pela Hitachi Energy.

Fonte solar atinge marca de 13 gigawatts no Brasil

O Brasil acaba de ultrapassar a marca histórica de 13 GW de potência operacional da fonte solar fotovoltaica em sistemas de médio e pequeno portes instalados em telhados, fachadas e terrenos e em grandes usinas centralizadas.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar (Absolar), a fonte solar já trouxe ao Brasil mais de R\$ 66,3 bilhões em novos investimentos, R\$ 17,1 bilhões em arrecadação aos cofres públicos e gerou mais de 390 mil empregos acumulados desde 2012. Com isso, também evitou a emissão de 14,7 milhões de toneladas de CO₂ na geração de eletricidade.

Para o CEO da Absolar, Rodrigo Sauaia, o avanço da energia solar no País, via grandes usinas e pela geração própria em residências, pequenos negócios, propriedades rurais e prédios públicos, é fundamental para o desenvolvimento social, econômico e ambiental do Brasil. A fonte ajuda a diversificar o suprimento de energia elétrica do País, reduzindo a pressão sobre os recursos hídricos e o risco de ainda mais aumentos na conta de luz da população.

“Graças à versatilidade e agilidade da



tecnologia solar, basta um dia de instalação para transformar uma residência ou empresa em uma pequena usina geradora de eletricidade limpa, renovável e acessível. Já para uma usina solar de grande porte, são menos de 18 meses desde a emissão do ato de outorga até o início da geração de energia elétrica. Assim, a solar é reconhecidamente campeã na rapidez de novas usinas de geração”, avalia Sauaia.

Ao somar as capacidades instaladas das grandes usinas e da geração própria de energia solar, a fonte solar ocupa, agora, o quinto lugar na matriz elétrica brasileira. A fonte solar já ultrapassou a potência instalada

de termelétricas movidas a petróleo e outros fósseis, que representam 9,1 GW da matriz elétrica brasileira.

Para o presidente do Conselho de Administração da Associação, Ronaldo Koloszuk, além de competitiva e acessível, a energia solar é rápida de instalar e ajuda a aliviar o bolso dos consumidores, reduzindo em até 90% seus gastos com energia elétrica. “Energia elétrica competitiva e limpa é fundamental para o País recuperar a sua economia e conseguir crescer. A fonte solar é parte desta solução e um verdadeiro motor de geração de oportunidades e novos empregos”, conclui Koloszuk.

Vestas ultrapassa marca de 6 GW de pedidos de turbinas eólicas no Brasil

A Vestas assinou um acordo com a 2W Energia para o projeto Kairos de 113 MW, localizado no município de Icapuí, no estado do Ceará, Brasil. O pedido inclui 25 turbinas eólicas V150-4.5 MW, além de um contrato de serviço de 15 anos de Active Output Management 5000 (AOM 5000) que tem como objetivo otimizar a produção de energia durante a vida útil do projeto.

Com este projeto, a Vestas ultrapassa a marca de 6 GW de entrada de pedidos no Brasil para aerogeradores V150, com modos de potência de 4,2 MW e 4,5 MW, consolidando-se como o modelo de turbina mais vendido de todos os tempos em território brasileiro. Globalmente, a turbina V150-4.2 MW ultrapassou 17,5 GW na entrada de pedidos.

A entrega dos aerogeradores é esperada para o segundo trimestre de 2023, com comissionamento previsto para o último trimestre do mesmo ano.

Os aerogeradores são produzidos localmente de acordo com as regras FINAME do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), criando empregos e expandindo a indústria eólica do Brasil e apoiando a iniciativa do governo de promover soluções renováveis e uma matriz energética mais sustentável.

Cepel inaugura laboratório de smart grids no Rio de Janeiro



Autoridades participam da solenidade de inauguração do laboratório.

O Cepel inaugurou, em dezembro, seu Laboratório de Smart Grids, o primeiro da América Latina com capacidade e versatilidade para pesquisa e ensaios que envolvam potência e representação de componentes de um sistema real. Com investimentos da ordem de R\$ 20 milhões, provenientes da Eletrobras, Petrobras e Projeto Meta (Banco Mundial e Ministério de Minas e Energia), o laboratório está implantado na Unidade Adrianópolis do Centro (Nova Iguaçu/RJ), onde se encontram alguns dos maiores laboratórios de alta tensão e alta potência do Brasil.

O novo laboratório do Cepel contribuirá para a evolução tecnológica no uso e na geração de energia no segmento de distribuição, transmissão e comercialização de energia. Na infraestrutura, será possível realizar a definição e a avaliação experimental de requisitos de conexão que possibilitem integrar, de forma otimizada, elevados níveis de recursos energéticos distribuídos – como geração solar fotovoltaica distribuída, geração eólica, armazenamento com baterias e veículos

elétricos plugáveis. O objetivo é assegurar mais controle às redes elétricas, mantendo sua confiabilidade e robustez.

A cerimônia de inauguração contou com a participação do ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, que destacou o Cepel como centro de referência na América Latina e no mundo. O ministro também destacou o papel desempenhado pela instituição ao longo da história do setor elétrico brasileiro: “a nossa transição energética começou há 50 anos, e o Cepel faz parte deste processo, quando iniciamos a construção de Itaipu. Logo depois criamos o Cepel e o nosso programa nuclear. Nessa ocasião, já acreditávamos na bioenergia, com o Proálcool. Hoje, estamos colhendo os frutos disso com a nossa matriz elétrica limpa, renovável e sendo uma referência para o mundo”.

Na ocasião, o diretor-geral do Cepel, Amílcar Guerreiro, assinalou que o novo laboratório, de fato, é uma ação estratégica do Centro, aderente à modernização do setor. “Uma modernização que requer um aparato

tecnológico, de pesquisa, de tecnologia. “Esta instalação faz parte deste aparato. Está alinhada com demandas que virão desta modernização”, ressaltou, acrescentando que mais de 60% dos R\$ 20 milhões investidos na implantação da infraestrutura foram aplicados na aquisição de equipamentos.

Nesta primeira fase do laboratório, entra em operação a Bancada de Simulação em Tempo Real Power Hardware in The Loop (PHIL). Pioneira no Brasil, a bancada possibilita avaliar, simultaneamente, vários Equipamentos Sob Ensaio (ESE), interagindo com a representação em tempo real do sistema elétrico no qual estarão conectados. Cria-se, assim, um ambiente representativo das condições reais de campo para verificar a operação dos ESE.

Também já está operacional a área de ensaios para avaliação de conformidade com potência nominal de 300 kVA, maior capacidade nominal do Brasil. Na área, é possível ensaiar, por exemplo, inversores do tipo centralizado, utilizando abordagem modular.

Cemig reforça sua rede para minimizar interrupções durante período chuvoso

A Cemig traçou um plano de enfrentamento ao período chuvoso, executado de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para os quase 9 milhões de clientes da empresa, mesmo em condições meteorológicas adversas típicas desta época do ano. Realizando o maior plano de investimentos da sua história, a empresa direcionou aportes de R\$ 1,2 bilhão de investimento em reforço e crescimento na rede de distribuição este ano e, adicionalmente, R\$ 500 milhões foram empreendidos em manutenção do sistema elétrico em todo o estado.

Somente neste ano, a companhia realizou inspeção em quase 170 mil quilômetros de redes de distribuição e transmissão, realizou a limpeza de faixa de 27.500 km de vegetação rural, realizou 350 mil serviços de podas de árvores, fez análise de qualidade e nível de óleo em mais de 3 mil transformadores e realizou a 6.500 ordens de serviço de manutenção preventiva.

Além disso, para automatizar a rede elétrica de Minas Gerais, a Cemig instalou 4.500 mil religadores, inaugurou ou ampliou a capacidade de atendimento de 17 subestações e reforçou 9 mil km de rede. Esses investimentos foram da ordem de R\$ 1,2 bilhão.

De acordo com o superintendente de Engenharia da Distribuição da Cemig, Denis Mollica, o trabalho preventivo da Cemig permitiu uma melhora acentuada nos indicadores de qualidade da distribuidora.

“Tivemos uma redução de 21% no número de ocorrências causadas por fenômenos naturais. Esse é um reflexo



do nosso investimento em automação e tecnologia, e foi fundamental para que pudéssemos chegar a esse resultado. Aumentamos em 25% o número de religadores, passando de 18,5 mil para 23 mil equipamentos. Com toda essa atuação, a percepção, em média, de interrupção no fornecimento de energia para os nossos clientes está 6% menor do que determina o estabelecido pela Aneel”, afirma Mollica.

Além disso, em setembro deste ano, a Cemig anunciou o Plano Mais Energia, que pretende construir 200 subestações de energia, totalizando 615 em Minas Gerais até o ano de 2027. As entregas irão garantir a ampliação do fornecimento de energia para novas cargas e melhorar a confiabilidade do sistema elétrico para a população, possibilitando a geração de emprego e renda em todas as regiões

de Minas Gerais. Serão investidos R\$5 bilhões na construção das novas instalações e linhas de alta tensão para conectá-las à rede de distribuição, além de obras de reforços nas redes de média tensão na área de concessão da empresa.

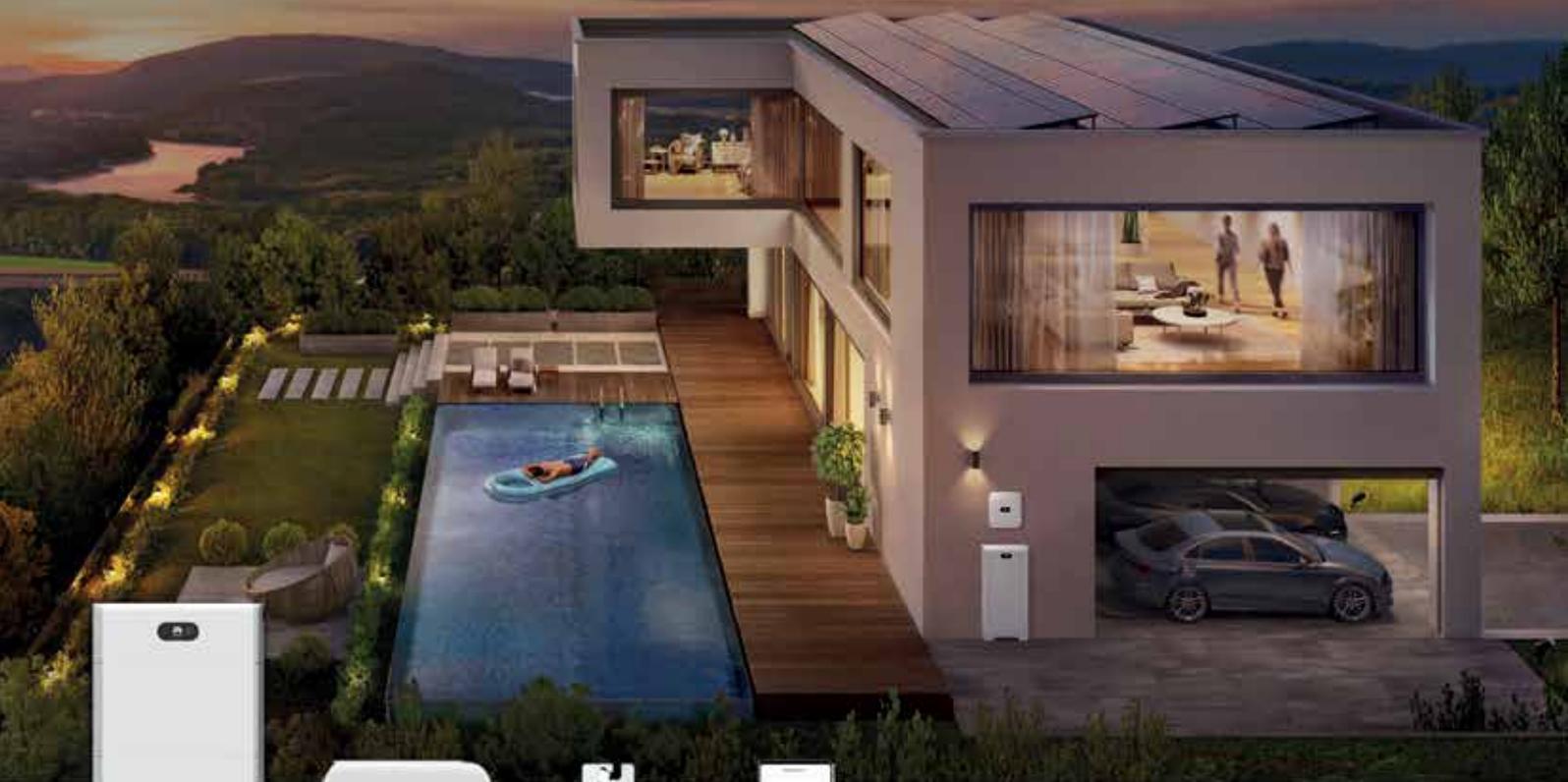
O Mais Energia aumentará consideravelmente o número de subestações no estado, passando das atuais 415 para 615 unidades até 2027. Atualmente, 30% das subestações da Cemig possuem restrição de cargas. Com as novas subestações, a previsão é de que este número seja zerado até 2027, acabando com a demanda reprimida por energia em Minas Gerais. Isso porque haverá a injeção de aproximadamente 5 mil MVA de potência no sistema elétrico, mais de 50% da atual capacidade instalada.

Gere mais negócios, mais energia limpa e inteligente, 24 horas.

A Solução FV Inteligente FusionSolar da Huawei, há anos inova, em usinas solares pelo mundo e também no Brasil.

Agora, expande sua atuação para os cenários residencial, comercial e industrial, e você poderá levar a mais avançada tecnologia baseada em Inteligência Artificial até a sua instalação fotovoltaica.

Segurança, simplicidade e eficiência tem nome. Huawei.



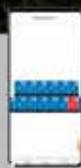
LUNA2000
5kWh à 30kWh



SUN2000
2/3/4/5/6
KTL - L1



SUN2000
450W-P



FusionSolar
App



AES Brasil e governo do Ceará assinam parceria para produção de hidrogênio verde

Em consonância à estratégia de ajudar na aceleração da descarbonização do mundo, a AES vem buscando novas tecnologias que ajudem os clientes nesta missão. Com mais de 15 anos investindo em estudos e projetos de P&D no tema, a AES Brasil inicia seu posicionamento neste promissor mercado assinando um memorando de entendimento com o governo do Ceará e outro com o Porto de Pecém para estudo de viabilidade de produção de hidrogênio (H2) verde.

O hidrogênio verde é um vetor energético que entrou na mira do mercado na medida em que as metas de redução de emissões de gases do efeito estufa se tornaram mais desafiadoras e seu custo vem se tornando competitivo devido ao impacto das energias renováveis. "A tecnologia pode ser um dos caminhos para a descarbonização da economia, ajudando, principalmente, as grandes indústrias

emissoras de carbono na sua missão de descarbonizar seus processos", avalia Ítalo Freitas, vice-presidente de Novos Negócios da AES América do Sul.

A AES Brasil conta com a experiência e a expertise global da AES Corp. para construir e financiar obras desta magnitude, bem como tradição em projetos realizados em parceria. Por exemplo, no norte do Chile, a empresa está realizando um estudo de viabilidade para o desenvolvimento de uma planta de amônia verde junto com um líder mundial de produção. Os estudos foram iniciados em fevereiro de 2021 e a companhia já determinou a localização específica para a planta, com a instalação de baterias. A expectativa é obter de 250 a 300 mil toneladas de amônia verde, com baixo carbono, para exportação e, também, transporte marítimo.

"No estudo de viabilidade no Ceará, vamos verificar a melhor configuração para o projeto.

Inicialmente, acreditamos que a produção será de ao menos 1 GW de energia renovável e até 500 mil toneladas de amônia verde por ano. Ainda é cedo para definirmos o investimento total desse projeto, mas é possível que esse valor alcance US\$ 2 bilhões, no período de cinco anos. Porém, essas são estimativas preliminares, que serão verificadas em estudos", conclui Luis Sarras, diretor de Hidrogênio Verde da AES América do Sul, ressaltando que o produto será exportado pelo porto de Pecém.

O desenvolvimento da indústria de hidrogênio verde no Brasil permitirá o aumento da pauta de exportações; o desenvolvimento de uma cadeia produtiva local e de mão-de-obra em atividades de alto valor agregado; a redução de custos para uso doméstico de H2 verde, tanto no armazenamento energético de longo prazo quanto para usos industriais e de transportes.

Hitachi Energy amplia portfólio de soluções para transição energética no Brasil

A Hitachi ABB Power Grids anunciou recentemente sua evolução para Hitachi Energy. Com a mudança, a empresa renova seu propósito de promover um futuro de energia sustentável para a sociedade.

O nome da marca permite à empresa ampliar efetivamente suas tecnologias e serviços pioneiros para clientes atuais e futuros, expandindo-se para além da rede - o que abre uma variedade de oportunidades em áreas como a de mobilidade sustentável. "Defendemos a urgência da transição para energia limpa, por meio de inovação e colaboração. Até 2050, a eletrificação global quase dobrará a demanda e a eletricidade será a espinha dorsal de todo o sistema de energia. Somos pioneiros em muitas das tecnologias necessárias para desenvolver um futuro energético sustentável para todos - e temos o compromisso de continuar

expandindo os limites da inovação. Com o nosso novo nome - Hitachi Energy - estamos ampliando nosso compromisso de gerar um impacto real para nossos clientes e parceiros, bem como nossos colaboradores e a sociedade", declarou o CEO da Hitachi Energy, Claudio Facchin.

O sistema de energia neutro em carbono será altamente interconectado e o HVDC² (corrente contínua em alta tensão, em inglês), uma tecnologia na qual a Hitachi Energy foi pioneira há mais de 60 anos é um dos principais capacitores para a integração de grandes volumes de energia renovável e interconexão confiável entre países, regiões e continentes. Como líder de mercado em HVDC, a Hitachi Energy está contribuindo para muitas dessas interconexões, como o recém-anunciado pedido ganho na Arábia Saudita, a primeira interconexão em grande escala no Oriente

Médio e Norte da África.

No campo da digitalização, o Lumada Asset Performance Management fornece informações sobre saúde e desempenho a fim de evitar falhas de ativos fundamentais ao mesmo tempo em que otimiza os custos de ciclo de vida dos ativos. Ele permite que os clientes aproveitem dados online e offline para conduzir abordagens mais inteligentes e baseadas em risco para o gerenciamento de ativos.

A empresa registrou formalmente a Hitachi Energy Ltd. em 30 de junho de 2021, e atualmente está realizando o processo formal para a mudança de nomes globalmente, com exceção da China, onde a transição ocorrerá posteriormente. A Hitachi Ltd. possui 80,1% de participação na joint venture que iniciou as operações em 1º de julho de 2020 e a ABB Ltd. detém o restante.



14 **INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE MÉDIA E ALTA TENSÃO**

Este fascículo discute tecnicamente alguns pormenores das instalações elétricas de média e alta tensão e está sob a coordenação do engenheiro João Mamede Filho, diretor técnico da CPE Estudos e Projetos Elétricos e autor de diversos livros sobre sistemas elétricos de potência. Foram abordados neste espaço durante todo o ano de 2021 temas como subestações, interferências eletromagnéticas, perdas em linhas de transmissão, aplicação de resistores, isolamento, entre outros. No capítulo desta edição:

Capítulo VIII – Cálculo econômico para aquisição de transformadores de potência

Autor: João Mamede Filho

- Perdas elétricas nos transformadores de potência
- Análise e julgamento de propostas concorrentes
- Análise das perdas para aceitação nos ensaios do transformador

20 **PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - OS MELHORES PROJETOS**

As concessionárias de energia investem, necessariamente, uma parcela de sua receita líquida em pesquisa e desenvolvimento. O objetivo deste fascículo é dar luz a alguns dos melhores projetos, considerando inovação, viabilidade e resultados obtidos. Nesta edição, conheça:

Capítulo VIII – Regulação de tensão em sistemas de distribuição com penetração de microgeradores fotovoltaicos

Autores: José Carlos Garcia Andrade, P. A. V. Pato, V. C. Cunha, Tiago R. Ricciardi, Fernanda L. Trindade, Walmir Freitas e Rafael Augusto Rosolen

- Métodos de regulação de tensão
- Metodologia de simulação
- Estudo de caso
- Resultados

28 **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - PLANEJAMENTO E EXECUÇÃO**

O intuito deste fascículo é discutir eficiência energética e sua importância para a segurança energética e para a construção de um país mais sustentável. Serão oito artigos, que contam com a curadoria do professor Danilo Ferreira de Souza, da Universidade Federal de Mato Grosso, e que tratam de temas, como avaliação de ciclo de vida, sistemas de condicionamento ambiental, impactos da MP 998, sistemas motrizes e outros. Nesta edição:

Capítulo VIII – Monitoramento do desempenho de edificações no contexto das smart buildings

Autor: Pedro Paulo F. da Silva

- Building Management System
- Obstáculos às potencialidades dos edifícios inteligentes
- Perspectiva de evolução na área de smart buildings

Capítulo VIII

Cálculo econômico para aquisição de transformadores de potência

1 - INTRODUÇÃO

O transformador de potência é o equipamento mais importante e o de maior preço individual no orçamento de projeto de subestações de média e alta tensão. Sua aquisição merece ser precedida de uma especificação técnica consistente definindo claramente todos os itens que devem ser obedecidos na fabricação e nos ensaios.

O transformador deve ser especificado de acordo com as características da carga e das condições do sistema elétrico ao qual será conectado. Iremos mencionar dois itens de relevância que elevam significativamente o custo do equipamento.

1.1 – Comutador de derivação em carga (CDC)

Também conhecido pela sigla em inglês OLTC – On Load Tap Changer, esse equipamento é utilizado em conjunto com o transformador e tem como finalidade controlar as variações de tensão na carga devido à ocorrência de variações de tensão no sistema elétrico da concessionária. É acoplado ao transformador no lado de maior tensão. Seu preço pode representar entre 15% a 20% do preço final do transformador.

Muitas concessionárias exigem nas suas normas de ligação dos consumidores de alta tensão igual ou superior a 69 kV que seu futuro cliente adquira o transformador provido de comutador de derivação em carga. Essa exigência tem por objetivo evitar que o consumidor tenha prejuízo na sua atividade produtiva devido às variações de tensão no sistema elétrico da concessionária que pode ser acionada para fornecer a tensão nos limites determinados pela legislação, o que pode acarretar custos elevados na melhoria do sistema da concessionária. Outras concessionárias não fazem exigência do CDC.

1.2 – Sistema de ventilação forçada

Deve-se realizar um estudo de carga diária, mensal e até anual antes de especificar o transformador provido de um sistema de ventilação forçada. O custo não fica limitado apenas aos ventiladores e controles, aos radiadores, que terão maiores volumes e os canais de circulação de óleo mais largos, às buchas, que são dimensionadas com maior capacidade de corrente etc. Dessa forma, deve-se especificar o transformador com sistema de ventilação forçada quando a curva carga for favorável à essa aplicação.

Vamos adotar inicialmente uma indústria cuja carga analisada tem um alto fator de carga, ou seja, o seu valor máximo é de 9,2 MVA e a sua formação é praticamente constante durante todo o período de funcionamento da instalação. Dessa forma não há motivos para utilizar sistemas de ventilação forçada. Nesse caso, é aconselhável utilizar um transformador de 10 MVA (ONAN – Óleo Natural e Ar Natural). Se a carga dessa indústria apresentar apenas um crescimento em alguns períodos do ciclo de carga diário e que não seja superior a 25% da potência nominal do transformador, ou seja, 12,2 MVA, por exemplo, é um motivo para se especificar um transformador com 1 estágio de ventilação forçada e com as seguintes potências: 10/12,5 MVA (ONAN/ ONAF1: Óleo Natural e Ar Forçado).

Cada estágio de ventilação forçada corresponde aproximadamente a um ganho de potência nominal de 25%. Se a carga da indústria apresentar um crescimento de carga em alguns períodos do ciclo de carga, e a demanda crescer acima de 12,2 MVA referida anteriormente, atingindo, por exemplo, 14,6 MVA, é motivo de sobra para utilizar um transformador com dois estágios de ventilação forçada utilizando as seguintes potências: 10/12,5/15 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2).

A Figura 1 mostra um transformador de potência com um sistema de ventilação forçada (ONAN/ONAF1/ONAF2).

É totalmente desaconselhável, do ponto de vista econômico, utilizar um sistema de ventilação forçada quando a carga é de alto fator de carga em que a curva de carga assemelha-se a uma linha reta.

Voltando ao nosso exemplo, se a carga da indústria tem um alto fator de carga e a sua demanda máxima é de 14,7 MVA, deve-se utilizar um transformador de 15 MVA sem ventilação forçada.

Devemos esclarecer que o transformador ONAN opera com suas perdas nominais, com a seção dos fios de cobre dos enrolamentos para suportar a corrente correspondente à sua potência nominal e às perdas correspondentes definidas em projeto. Quando o transformador está operando na condição ONAN/ONAF1, as perdas são mais elevadas porque os fios de cobre dos enrolamentos são os mesmos e a corrente aumentou (ONAF1). Como se sabe, a perda Joule cresce com o quadrado da corrente, e nesse caso o transformador vai operar com menor eficiência.

Quando o transformador está operando na condição ONAN/ONAF1/ONAF2, as perdas são ainda mais elevadas porque os fios de cobre dos enrolamentos são os mesmos para operação em ONAN.

Apesar de a informação parecer óbvia, é bom lembrar que não se deve utilizar a ventilação forçada em transformadores que foram fabricados para a condição ONAN, mesmo que os ventiladores sejam próprios para uso na ventilação forçada de transformadores de potência. Isso se deve principalmente à incapacidade de os radiadores transferirem, de forma efetiva, para o meio exterior o calor gerado na parte ativa do transformador, pois os canais de circulação de óleo são inapropriados para essa aplicação.



Figura 1 – Transformador com sistema de ventilação forçada.

2 - PERDAS ELÉTRICAS NOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência geram perdas no núcleo ferromagnético que contribuem com a elevação de temperatura e produzem ruídos desagradáveis. Essas perdas ocorrem em duas diferentes situações quando o transformador está em operação.

2.1 – Perdas em vazio

São aquelas absorvidas pelo transformador quando alimentado em tensão e frequência nominais, estando os enrolamentos secundários e/ou terciários em aberto.

As perdas em vazio do transformador se resumem nas perdas no núcleo de ferro que se caracterizam pelas perdas produzidas pelas correntes parasitas ou de Foucault e pela histerese magnética. Essas perdas ocorrem a partir da energização do transformador e são tratadas por duas diferentes características.

2.2- Perdas por histerese magnética

Todos os materiais ferromagnéticos apresentam uma estrutura molecular que se assemelha a minúsculos ímãs contendo um polo norte N e um polo sul S. Quando estes materiais são submetidos a um campo magnético, seus minúsculos ímãs tendem a se alinhar com o referido campo, resultando num campo magnético maior do que o produzido pela bobina, considerando-se que a permeabilidade destes materiais seja superior à unidade. À medida que se eleva a corrente na bobina, maior é a quantidade de dipolos que se alinham ao campo magnético, até que, para acréscimos sucessivos de corrente, se obtenham reduzidas variações do campo magnético. Para esta condição, diz-se que o material ferromagnético está saturado. A Figura 2 mostra esquematicamente esse fenômeno.

Para melhor representar este fenômeno costuma-se plotar em um gráfico os valores da intensidade do campo magnético H e do fluxo magnético correspondente B.

Entende-se por intensidade de campo magnético H a força magnetomotriz que se desenvolve por unidade de comprimento do fio da bobina que a produz, o que corresponde, também, aos ampères-espiras gerados por unidade de comprimento da referida bobina.

O ciclo histerético que provoca as perdas por histerese, aqui analisadas, está representado na Figura 3. À medida que se aumenta a corrente na bobina se produz uma intensidade de campo magnético H maior, iniciando-se no ponto O e findando no ponto A (curva de magnetização inicial). Ao se remover o campo magnético, os materiais ferromagnéticos retêm parte do magnetismo, chamado magnetismo residual, o que corresponde ao ponto B da Figura 3.

Ao se inverter o sentido do campo magnético, pode-se anular o fluxo magnético, o que é obtido no ponto C da mesma

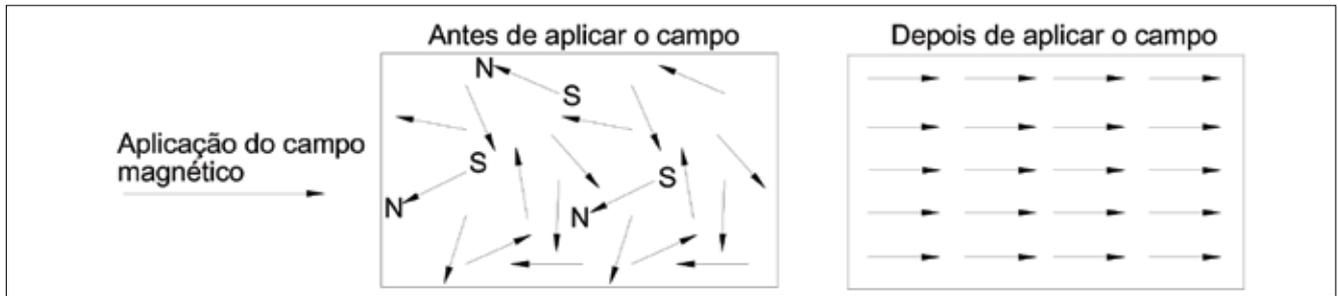


Figura 2 – Aplicação do campo magnético na massa do núcleo de ferro.

figura. Aumentando-se a intensidade do campo magnético no sentido inverso, o material irá magnetizar-se novamente, agora no sentido inverso, até saturar-se no ponto D. Retirando-se o campo magnético, o material retém parte do magnetismo, o que corresponde ao ponto E. Aumentando-se, agora, o referido campo, pode-se saturar novamente o material ferromagnético, até o ponto A, completando-se assim um ciclo histerético.

Se o material ferromagnético é submetido a um campo alternado, como é o núcleo de um transformador, é necessário que o circuito elétrico, primário do transformador, ceda energia ao campo magnético, que é devolvida em forma de calor. A esta energia dá-se o nome de perdas por histerese.

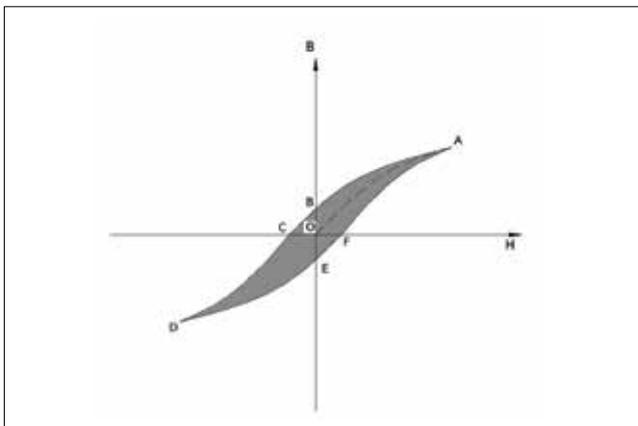


Figura 3 – Curva de magnetização do núcleo do transformador.

a) Perdas por correntes parasitas ou de Foucault

Quando uma massa metálica é submetida a uma variação de fluxo magnético é gerada uma força eletromotriz E que resulta em intensas correntes elétricas no seu interior, provocando perdas de potência. Estas perdas são transformadas em calor gerado no interior do núcleo de ferro do transformador.

Para que as correntes de Foucault sejam bastante reduzidas, se utilizam chapas de ferro-silício de pequena espessura, separadas com uma fina camada de material isolante.

As perdas por histerese magnética e por correntes parasitas

ou de Foucault são computadas como perdas em vazio que têm influência nas perdas totais dos transformadores de potência, objeto do estudo principal deste artigo.

2.3 – Perdas em carga

São aquelas que correspondem à potência ativa absorvida na frequência nominal, quando os terminais primários de linha são percorridos pela corrente nominal, estando os terminais secundários em curto-circuito. Este é o procedimento adotado no ensaio de perdas do transformador.

As perdas em carga são devidas unicamente à resistência ôhmica dos fios das bobinas dos transformadores, portanto, denominadas perdas no cobre. Estas perdas são desprezíveis quando o transformador opera em vazio e são máximas quando o transformador opera em carga máxima. No primeiro caso, as perdas no cobre correspondem somente à corrente de magnetização que percorre o enrolamento primário do transformador, e no segundo caso, as perdas no cobre correspondem à corrente absorvida pela carga ligada aos seus terminais secundários.

As perdas em carga podem ser reduzidas diminuindo o número de espiras dos enrolamentos ou ainda aumentando a área da seção dos condutores. Ao reduzir o número de espiras das bobinas será necessário elevar o valor do fluxo magnético do núcleo do transformador, o que acarreta a utilização de chapas de ferro-silício de melhor qualidade. Alternativamente pode-se elevar a seção transversal dos condutores de cobre. Como se percebe existe inter-relação entre as quantidades de ferro e de cobre utilizadas no projeto e construção dos transformadores, que permitem que esses equipamentos operem com menor perda possível associada ao menor custo de produção.

A população de algumas áreas rurais, principalmente a do semiárido brasileiro utiliza a energia elétrica como um meio de subsistência para a ligação de um pequeno número de cargas, basicamente iluminação, geladeira, poucos eletrodomésticos e um pequeno motor elétrico para acionamento de uma forrageira na primeira parte da manhã. No restante do dia, o consumo

permanece muito baixo. Nessas áreas algumas concessionárias utilizavam, nos programas de eletrificação rural, transformadores com baixa perda no ferro, empregando material de ferro-silício de alta qualidade, e seção reduzida dos condutores de cobre das bobinas que causam as perdas em carga. Como a carga utilizada por essa população requer do transformador uma corrente de carga muito pequena durante a maior parte do dia, e por poucas horas é solicitada uma carga significativa para a potência nominal do transformador, normalmente com capacidade nominal de 15 kVA, justifica-se instalar um transformador rural com baixa perda no ferro (perdas em vazio) e uma elevada perda nos condutores das bobinas (perdas no cobre). Nessas condições os transformadores rurais de distribuição podem ser construídos com menor custo, pois o cobre tem maior preço do que o ferro.

3 – ANÁLISE E JULGAMENTO DE PROPOSTAS CONCORRENTES

Agora que já temos ciência do comportamento dos transformadores operando no seu ciclo de carga, que é diferente para cada condição de uso, podemos avançar nosso entendimento para a aquisição desses equipamentos, não somente os de elevada capacidade nominal, em tensões elevadas, mas também os transformadores de distribuição de média tensão que são comprados normalmente em larga escala pelas concessionárias de energia elétrica.

Para tornar o assunto bem prático vamos imaginar que um grande empreendimento industrial tenha necessidade de aquisição de um transformador trifásico de 90/120/150 MVA-230/69 kV, especificado com o fornecimento do comutador de derivação em carga e sistema de ventilação forçada em dois estágios, ONAN/ONAF1/ONAF2. Nas propostas, os fabricantes devem assumir a garantia de fornecer o equipamento com as perdas nas seguintes condições:

- Perdas em vazio em kW, na derivação 230.000 – 69.000 V;
- Perdas em carga em kW, em regime ONAN/ONAF, na potência base de 90 MVA.

Para iniciar o julgamento das propostas, o analista deverá utilizar a expressão matemática (1) fornecida na especificação técnica do transformador, com base na qual foram elaboradas as propostas técnico-econômicas dos fabricantes contendo as características técnicas e o preço do equipamento. Normalmente essa especificação faz parte do contrato celebrado entre o comprador e o fabricante.

$$P_a = P + F_{va} \times C_m \left[P_{fe} + (0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c^2) P_{cu} \right] \quad (1)$$

Descreveremos, então, o significado das variáveis constantes da expressão (1).

- P_a preço atualizado do transformador no instante da apresentação da proposta, em R\$;
- P preço inicial do transformador, no instante da apresentação da proposta, em reais;
- F_{va} fator de valor atual;
- P_{fe} perdas garantidas em vazio, em kW, na base da tensão nominal 230.000 V, fornecido na proposta;
- P_{cu} perdas garantidas em carga, em kW, fornecida na proposta na base de 90 MVA e tensão 230.000 V;
- C_e custo médio da energia a ser consumida, em R\$/kWh, considerando o fator de carga da indústria;
- F_c fator de carga do sistema a ser suprido pelo transformador.

Na expressão matemática anterior alguns valores devem ser fornecidos pelo fabricante na sua proposta. Porém, os outros valores devem ser gerados preliminarmente, e constar no texto da proposta enviada aos fornecedores. O termo o F_{va} pode ser conhecido por meio da expressão (2):

$$F_{va} = \frac{(1+I)^n - 1}{I \times (1+I)^n} \times N \quad (2)$$

Em que:

I - (taxa de juro anual;

N - (número de horas durante o qual o transformador permanece energizado ao ano, normalmente estimado em 8.760 horas;

n - (número de anos durante o qual o transformador permanece energizado; seu valor estimado está entre 20 e 30 anos.

Os valores de I, N e n devem ser fornecidos na especificação técnica para que os fornecedores tenham ciência das premissas a serem utilizadas no julgamento das propostas. Normalmente, o valor de I é dado em função das taxas de juros do mercado naquele momento. Não necessariamente o valor de I deve ser o valor oficial praticado no mercado, até porque pode haver variações entre o momento em que se elabora a especificação técnica e a data de análise da documentação. Como nas propostas será utilizado o mesmo valor de I, não afeta o resultado da análise.

Para subsidiar a simulação iremos determinar o *fator de valor atual* considerando os seguintes valores:

I = 12% (taxa de juros ao ano);

N = 8.760 (número de horas normalmente utilizado nas simulações);

n = 30 anos (normalmente as empresas do setor elétrico adotam o valor de igual a 20 ou 30 anos. Adotaremos 30 anos por ser o

tempo de vida útil mais próximo dos transformadores de grande capacidade. Com esses valores determinaremos o valor de F_{va} .

$$F_{va} = \frac{(1+I)^n - 1}{I \times (1+I)^n} \times N = \frac{(1+0,12)^{30} - 1}{0,12 \times (1+0,12)^{30}} \times 8.760 = 73.000$$

Já o valor do custo médio da energia, C_m , pode ser determinado pela expressão (3):

$$C_m = P_{kWh} + \frac{P_{kW}}{N \times D} \quad (3)$$

P_{kWh} preço médio da energia, em kWh, pago pelo comprador, na data da proposta;

P_{kW} preço médio do kWh, pago pelo comprador na data da proposta.

Esses valores devem constar na especificação técnica do transformador que será enviada aos fornecedores, a fim de que haja paridade no conhecimento dos dados que serão considerados no julgamento das propostas.

A fórmula (3) pode ser substituída com melhor resultado pela Planilha de Cálculo da Tabela 1. Quando o consumidor é tarifado nos segmentos azul ou verde deve-se simular o preço médio da energia utilizando os consumos e demandas de ponta e fora de ponta, considerando a empreendimento em operação plena, cujo resultado pode ser mais facilmente obtido pela Planilha de Cálculo já mencionada. Nesse caso, deve-se informar diretamente na proposta o preço da energia média que o consumidor irá pagar.

Com os valores conhecidos de P_a calculados para cada proposta, o comprador pode selecionar o fornecedor do transformador que ofereça o menor custo operacional ao longo dos anos de funcionamento desse equipamento.

3.1 – Aplicação do método de análise das propostas

Foram apresentadas propostas técnico-econômicas por três fabricantes. A análise técnica reprovou a proposta de 1 fabricante por um ou mais desvios em relação à especificação técnica, enquanto duas propostas, tecnicamente compatíveis com a especificação técnica fornecida, serão submetidas à análise de perdas para seleção do transformador.

Os dados fornecidos pelos proponentes relativos à análise técnico-econômica das propostas têm os seguintes valores:

3.1.1 – Proposta A

- $P = R\$ 21.400.00,00$ (preço do transformador);
- $P_{feA} = 108.500 \text{ W} = 108,5 \text{ kW}$ (perdas garantidas em vazio, em kW, na tensão nominal de 230.000 V);
- $P_{cuA} = 592.800 \text{ W} = 592,8 \text{ kW}$ (perdas garantidas em carga, em kW, na potência de 90 MVA).

3.1.2 – Proposta B

- $P = R\$ 22.800.00,00$ (preço do transformador);
- $P_{feB} = 82.060 \text{ W} = 82,06 \text{ kW}$ (perdas garantidas em vazio, em kW, na tensão nominal de 230.000 V);
- $P_{cuB} = 505.300 \text{ W} = 505,3 \text{ kW}$ (perdas garantidas em carga, em kW, na potência de 90 MVA);

3.1.3 – Análise das propostas

a) Proposta A

– Cálculo do preço médio da energia a ser paga pelo comprador
Por tratar-se de um consumidor do grupo tarifário A1 (230 kV) seu consumo e demanda serão tarifados nos horários de ponta e fora de ponta, conforme Planilha de Cálculo da Tabela 1 e já explanado anteriormente. Nesse caso, a tarifa média é de $R\$ 698,54/\text{MWh} = R\$ 0,69854/\text{kWh}$. Com os dados já obtidos podemos determinar o preço atualizado do transformador aplicando a expressão matemática (1).

$$P_a = P + F_{va} \times C_m [P_{fc} + (0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c^2) P_{cu}]$$

$$P_a = 21.400.000 + 73.000 \times 0,69854 [108,5 + (0,3 \times 0,70 + 0,7 \times 0,7^2) \times 592,8]$$

$$P_a = 21.400.000,00 + 22.249.367,42 = R\$ 43.649.367,42$$

a) Proposta B

$$P_a = P + F_{va} \times C_m [P_{feB} + (0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c^2) P_{cuB}]$$

$$P_a = 22.800.000 + 73.000 \times 0,69854 [82,06 + (0,3 \times 0,70 + 0,7 \times 0,7^2) \times 505,3]$$

$$P_a = 22.800.000,00 + 18.380.879,61 = R\$ 41.180.879,61$$

Podemos observar que há uma diferença entre os preços atualizados dos dois transformadores no valor de $R\$ 2.468.487,81$ a favor da proposta B, apesar de seu preço ser mais elevado no momento da oferta. Logo, a proposta B é a vencedora do certame.

Concluída a análise das propostas e emitida a ordem de compra do transformador para o vencedor do certame, devemos nos preparar para realizar uma segunda análise, agora baseada nos resultados dos ensaios de perda que devem ser exigidos na especificação técnica. Os valores dessas perdas conduzirão o comprador a aceitar o produto se as mesmas estiverem iguais ou inferiores aos valores garantidos pelo fabricante. Caso contrário, será necessária uma segunda análise que expressará o custo a ser arcado pelo comprador ao longo da operação do transformador.

4 – ANÁLISE DAS PERDAS PARA ACEITAÇÃO NOS ENSAIOS DO TRANSFORMADOR

Como as perdas devem ser garantidas pelo fabricante do transformador, é necessário que, no momento da recepção do equipamento na fábrica, o inspetor do comprador deve atentar para os valores das perdas a vazio e em carga obtidos no ensaio



TABELA 1 – SIMULAÇÃO DA TARIFA MÉDIA DO CONSUMIDOR DE 230 kV

| Consumidor Horo-sazonal Azul (tarifa média 2021) | | | | | | | |
|--|---------|---------|---------|------------------------|------------------|-------------------|----------------------|
| Tarifas sem ICMS | Tarifas | | | | Demanda Faturada | Energia Faturada | Total da Fatura |
| Descrição | Demanda | TUSD | TE | Bancira Tarifária Azul | | | |
| | RS/kW | RS/kWh | RS/kWh | RS/kWh | kW | kWh | RS/mês |
| Demanda Ponta | 4,58 | - | - | - | 36.000 | - | 164.880,00 |
| Demanda F Ponta | 4,46 | - | - | - | 142.000 | - | 633.320,00 |
| Consumo Ponta | - | 0,02693 | - | - | - | 1.587.600 | 42.754,07 |
| Consumo F Ponta | - | 0,02693 | - | - | - | 20.874.000 | 562.136,82 |
| Consumo Ponta | - | - | 0,48566 | - | - | 1.587.600 | 771.033,82 |
| Consumo F Ponta | - | - | 0,29080 | - | - | 20.874.000 | 6.070.159,20 |
| Consumo Ponta | - | - | - | 0,51259 | - | 1.587.600 | 813.787,88 |
| Consumo F Ponta | - | - | - | 0,31773 | - | 20.874.000 | 6.632.296,02 |
| Totais mensais - R\$ | | | | | | 22.461.600 | 15.690.367,81 |
| Tarifa média mensal - R\$/MWh | | | | | | 698,54 | |

do transformador, além dos aspectos puramente voltados para a qualidade técnica do equipamento.

Essa análise é importante para o comprador, pois a proposta vencedora certamente foi eleita com base nas perdas garantidas, já que os demais itens técnicos das propostas foram considerados aceitáveis. Para realizar esse estudo pode-se aplicar a expressão matemática (4), em que V_r é o valor reduzido da proposta.

$$V_r = F_{va} \times C_m \times \left[(P_{fe2} - P_{fe1}) + (0,3 \times F_c + 0,7 \times F_c^2 \times (P_{cu2} - P_{cu1})) \right] \quad (4)$$

As variáveis dessa expressão já foram analisadas na parte inicial deste artigo. No entanto, o significado dos valores de perda tem outra conotação:

- P_{fe1} – valor da perda em vazio garantida na proposta, em kW;
- P_{fe2} – valor médio das perdas em vazio medidas nos ensaios de perdas;
- P_{cu1} – valor da perda, em carga, garantida na proposta, em kW.
- P_{cu2} – valor médio das perdas, em carga, medidas nos ensaios de perda.

Assim, na continuação do processo de compra do transformador de 90/120/150 MVA-230/69 kV vencido pela proposta B, passaremos para a sua fase final que é o estudo comparativo dos resultados dos ensaios de perda realizados na fábrica ou em laboratório de notável competência.

Ao final dos trabalhos de recebimento do transformador, o inspetor recebeu o Relatório dos Ensaios com os seguintes valores de perda:

$P_{fe2} = 85,09$ kW (valor médio das perdas em vazio medidas no ensaio de perdas);

$P_{cu2} = 519,76$ kW (valor médio das perdas, em carga, medidas no ensaio de perdas).

Observamos que há uma diferença maior nos ensaios realizados que resulta um custo adicional que deve ser considerado para fins de descontos no preço do transformador, justamente a ser reivindicado pelo comprador. Esse valor pode ser obtido a partir da expressão (4). As perdas garantidas na proposta foram:

- $P_{fe2} = 82,06$ kW
- $P_{cu2} = 505,3$ kW

$$V_r = 73.000 \times 0,69854 \times \left[(85,09 - 82,06) + (0,3 \times 0,7 + 0,7 \times 0,7^2 \times 519,76 - 505,3) \right]$$

$V_r = \text{R\$ } 418.134,82$ (valor a ser reduzido da proposta)

Nesse caso, o comprador deve legalmente ser ressarcido em decorrência das perdas a maior que lhe imputarão custos adicionais durante a operação do transformador.

Em geral, as especificações técnicas das empresas contêm penalidades claras para a ultrapassagem das perdas nos ensaios. Uma das formas de penalidade pode ser estabelecida neste texto: para cada 1,5% de perdas totais, ou fração disto, medidas a plena carga, nas tensões nominais à frequência nominal, acima do valor garantido contratualmente, o fornecedor pagará ao comprador uma multa equivalente a 1% do preço cotado para a unidade completa, acrescido dos encargos financeiros e dos reajustes de preço, quando existir.

Há várias outras formas de ressarcimento por ultrapassagem das perdas garantidas, devendo constar uma delas na especificação técnica a ser fornecida pelo comprador.

*João Mamede Filho é engenheiro electricista e atualmente é diretor técnico da CPE - Estudos e Projetos Elétricos. Foi professor na Universidade de Fortaleza entre 1979 e 2012 e presidente da Nordeste Energia nos anos 1999 e 2000. É autor dos livros Manual de Equipamentos Elétricos (5ª Edição), Instalações Elétricas Industriais (9ª Edição), Proteção de Sistemas Elétricos de Potência (2ª Edição) e Proteção de Equipamentos Eletrônicos Sensíveis (2ª Edição).

Capítulo VIII

Regulação de tensão em sistemas de distribuição com penetração de microgeradores fotovoltaicos

Nos últimos anos, a geração solar fotovoltaica (FV) tornou-se uma das principais fontes de energia no mundo, com instalação de aproximadamente 610 GWp entre 2010 e 2019, sendo 117 GWp no último ano [1]. No Brasil, este tipo de geração de energia elétrica cresceu significativamente após a resolução nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [2], com 4,7 GWp instalados entre 2012 e 2020 [3]. Em especial, destaca-se a microgeração FV, limitada a 75 kWp, a qual representa 3,8 GWp da capacidade instalada, sendo 2 GWp instalados somente em 2020 [3].

O sistema de distribuição não foi originalmente planejado para receber penetrações massivas de sistemas FVs e, portanto, impactos como sobretensão e aumento de atuações de equipamentos controlados podem ocorrer [4]-[7]. A sobretensão, apesar de ser um problema conhecido, é complexa de ser endereçada devido à falta de previsibilidade de qual unidade consumidora (UC) irá instalar um sistema FV, de tal forma que análises estocásticas se fazem necessárias, em especial nos estudos de penetração massiva de sistemas FVs.

Na literatura técnica, há trabalhos que investigam soluções para aumentar a capacidade de hospedar microgeração FV nos sistemas de distribuição. Dentre as soluções existentes há o recondutoramento do sistema (troca de linhas por outras de menor impedância) e controle por inversores (curvas Volt-var e/ ou Volt-Watt) [6], [7]. Soluções de recondutoramento são para problemas locais, por exemplo, pequenos segmentos do sistema de distribuição, o que não é eficiente em casos de penetração massiva de sistemas FVs. O controle por inversores pode ser tanto uma solução local quanto centralizada, porém esta última requer comunicação, o que torna a solução custosa.

Ao invés de propor alterações no sistema de distribuição ou a integração de novos equipamentos para a mitigação de impactos técnicos causados pela penetração massiva de sistemas FVs, este trabalho propõe investigar o potencial da adoção de diferentes modos de controle do regulador de tensão da subestação. Os modos de controle estudados são: tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA), e compensação de queda de tensão, do inglês Line Drop Compensation (LDC). Neste caso, os métodos são aplicados a um regulador de tensão de subestação de um sistema real de distribuição. Nos estudos utiliza-se o método Monte Carlo para tratar a incerteza do local de instalação dos microgeradores FVs e uma análise técnico-econômica para avaliar o desempenho de cada solução.

MÉTODOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Nesta seção, três métodos de regulação de tensão são abordados: tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA), e compensação de queda de tensão (LDC). Os detalhes de ajustes são descritos em subseções específicas

A - Tensão de referência fixa

O método mais simples de regulação de tensão é o de referência fixa, ilustrado na Fig. 1, pois este necessita de apenas 3 parâmetros para controlar a tensão na saída do regulador. Tais parâmetros são: tensão de referência (V_{ref}), largura de banda (B) e temporização (T) [8]. A V_{ref} é o valor no qual o regulador tenta manter a tensão independentemente das variações de carga que ocorrem a todo instante. Para evitar comutações excessivas de tpe, o valor de

B, usualmente da ordem de $\pm 1\%$ da tensão nominal, define uma banda morta ($V_{ref} \pm B/2$) na qual o regulador não atua. Caso a tensão extrapole a banda morta, o temporizador é acionado e, se a tensão permanecer fora desta por um tempo $t > T$, o regulador altera o tape no sentido de trazer a tensão novamente para a banda morta. A vantagem deste método é a facilidade de ajuste.

B - Tensão de Referência Temporizada

Os parâmetros do método de regulação com referência temporizada são similares ao do método com referência fixa, porém cada um é subdividido em múltiplas partes contendo os ajustes válidos durante o intervalo de tempo correspondente, conforme (1)-(4):

$$V_{ref} = (V_{ref1} \quad V_{ref2} \quad \dots \quad V_{refM}) \quad (1)$$

$$B = (B_1 \quad B_2 \quad \dots \quad B_M) \quad (2)$$

$$T = (T_1 \quad T_2 \quad \dots \quad T_M) \quad (3)$$

$$t = (t_1 \quad t_2 \quad \dots \quad t_M) \quad (4)$$

em que M é o número de divisões para o dia e $[t_i, t_{i+1}]$ com $i \in [1, \dots, M - 1]$ é o intervalo de tempo do dia correspondente à i -ésima parte (o último ajuste é válido de t_M até t_1 do dia seguinte). Um exemplo com $M = 2$ é ilustrado na Figura 2, na qual reduz-se a tensão de referência entre 10 e 15 horas para mitigar a sobretensão resultante dos sistemas FVs.

Neste caso, $V_{ref1} \neq V_{ref2}$ enquanto $B1 = B2$ e $T1 = T2$. A vantagem deste método é a possibilidade de adequar a regulação de tensão para sistemas com grande variação de carga, e consequentemente tensão, em horários específicos.

C - Compensação de queda de tensão

O método de compensação de queda de tensão é o mais complexo dos três abordados neste artigo, pois ele controla a tensão em um ponto distante da subestação (e.g., o centro de carga). Um exemplo deste método é ilustrado na Figura 3, a qual ilustra a tensão na subestação. Os parâmetros de ajuste são, além de V_{ref} (neste método indicando a tensão em um ponto distante da subestação), B e T , a resistência e a reatância de compensação inseridas no controle do regulador, respectivamente R_{comp} e X_{comp} . Para se definir os valores de ajuste, utiliza-se (5)-(7) [8], [9]:

$$V_{ref} = V_{reg} - I_{linha} \cdot (R_{linha} + j \cdot X_{linha}) \quad (5)$$

$$R_{linha} + j \cdot X_{linha} = \frac{V_{reg} - V_{ref}}{I_{linha}} \quad (6)$$

$$R_{comp} + j \cdot X_{comp} = (R_{linha} + j \cdot X_{linha}) \cdot \frac{N_{TC}}{N_{TP}} \quad (7)$$

em que V_{ref} é a tensão de referência no ponto desejado, V_{reg} é a tensão na saída do regulador, I_{linha} é a corrente na saída do regulador,



MULTIPLAS SOLUÇÕES,

UM ÚNICO
FORNECEDOR

Oferta completa de
cabos e acessórios
para redes de distribuição

Equipamentos para
linhas de transmissão
e subestações

Revenda
exclusiva
da G&W
no Brasil

G&W Electric
Engineered to order. Built to last.

ONIX
DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS ELÉTRICOS

44 3233-8500
www.onixcd.com.br

R_{linha} e X_{linha} são a resistência e a reatância entre o regulador e o ponto de regulação, N_{TC} é o número de espiras do primário do transformador de corrente utilizado para medir I_{linha} e N_{TP} é o número de espiras do primário do transformador de potencial utilizado para medir V_{reg} (assume-se que estes transformadores têm relação de transformação $N_{TC} : 1$ e $N_{TP} : 1$). A largura de banda e a temporização são constantes para todo período. A vantagem deste método é automaticamente ajustar a referência com base na corrente.

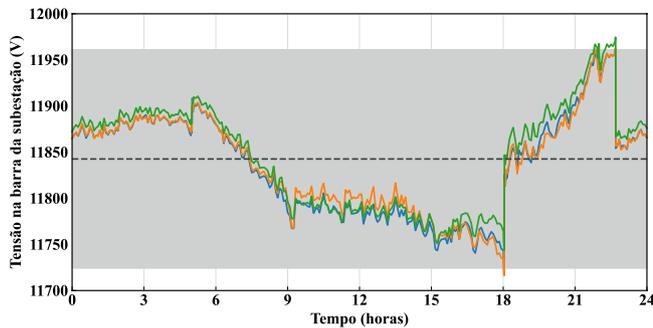


Figura 1 - Exemplo de regulação de tensão com referência fixa.
 $V_{ref} = 11,84 \text{ kV}$, $B = \pm 118,43 \text{ V}$ e $T = 50 \text{ s}$.

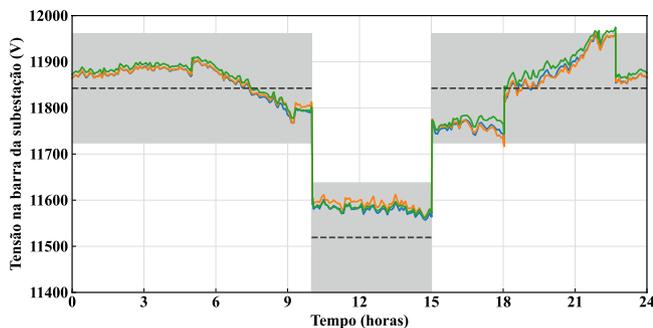


Figura 2 - Exemplo de regulação de tensão com referência temporizada (MAPA). $V_{ref1} = 11,52 \text{ kV}$ (10-15 horas), $V_{ref2} = 11,84 \text{ kV}$ (15-10 horas), $B = \pm 118,43 \text{ V}$ e $T = 50 \text{ s}$.

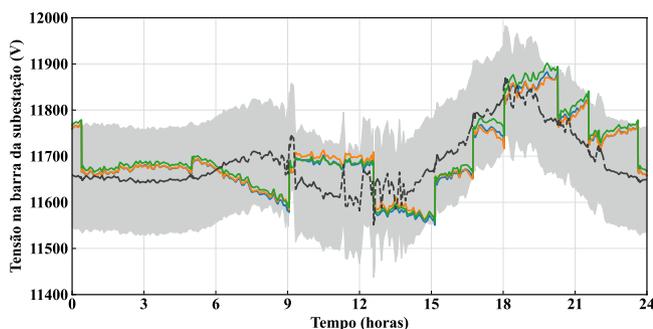


Figura 3 - Exemplo de regulação de tensão com compensação de queda de tensão (LDC). $V_{ref} = 11,40 \text{ kV}$, $B = \pm 118,43 \text{ V}$, $T = 50 \text{ s}$, $R_{comp} = 1,29 \Omega$, $X_{comp} = 0,55 \Omega$, $N_{TC} = 200$ e $N_{TP} = 60,24$.

METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Nesta seção são descritos o algoritmo de simulação baseado no método Monte Carlo [10] e as métricas de avaliação dos resultados.

A - Algoritmo

O algoritmo de simulação é definido nos passos a seguir:

- 1 - Modelar o sistema de distribuição no software OpenDSS [11];
- 2 - Analisar todos os consumidores do grupo B (baixa tensão, BT) a fim de avaliar quais estão propensos a adotarem a microgeração FV e dimensionar o sistema mais adequado para cada um, em função do histórico de consumo e das resoluções normativas;
- 3 - Criar um conjunto de cenários determinísticos para as seguintes variáveis aleatórias: (I) consumidores do grupo B com sistemas de microgeração FV; e (II) perfis de demanda;
- 4 - Realizar um fluxo de carga série-temporal multifásico desequilibrado para cada um dos cenários definidos no passo 3;
- 5 - Quantificar, para cada um dos cenários simulados no passo 4, os seguintes indicadores:
 - a) Quantidade e custos de compensação de transgressão de tensão de atendimento às UCs;
 - b) Quantidade e custos de comutações de tape de reguladores de tensão;
 - c) Quantidade e custos associados ao incremento/decremento das perdas técnicas.
- 6 - Repetir os passos 4 e 5 até que o critério de convergência seja satisfeito (variação menor que 1% no 95º percentil dos itens do passo 5);
- 7 - Analisar os resultados.

No passo 2 estima-se a potência nominal do sistema FV com base no histórico de consumo da UC através de (8):

$$P_{FV}^{UC} = \frac{C_{anual}^{UC} - 12 \cdot C_{disponibilidade}^{UC}}{365 \cdot \lambda} \quad (8)$$

Em que:

C_{anual}^{UC} é o consumo da UC nos últimos 12 meses, em kWh, $C_{disponibilidade}^{UC}$ é o consumo correspondente ao custo de disponibilidade da UC (dependente do número de fases) e λ é o parâmetro que indica, na média, quantos kWh são produzidos por dia pelo sistema FV para cada kWp de capacidade instalada [12].

B - Métricas

No passo 5 do algoritmo são avaliados três resultados diferentes, os quais têm suas métricas e equações de quantificação de custos detalhadas nesta subseção.

1) Transgressão de tensão - A transgressão de tensão de atendimento é avaliada conforme a regulação vigente imposta pela Aneel através do PRODIST módulo 8 [13]. Os limites de tensão são mostrados na Tabela I, enquanto o cálculo da compensação por transgressão é realizado através de (9)-(11):

$$C1 = \left(\frac{DRP - DRP_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_1 \quad (9)$$

$$C2 = \left(\frac{DRC - DRC_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_2 \quad (10)$$

$$C_{comp}^{mensal} = (C1 + C2) \cdot TUSD \cdot E_{kWh} \quad (11)$$

Em que DRP e DRC são os maiores percentuais entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente, DRP_{LIMITE} e DRC_{LIMITE} são os limites de duração relativa conforme a Tabela I, K_1 e K_2 são as constantes de ponderação, TUSD refere-se a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, valor específico por concessionária, dado em R\$/kWh, e E_{kWh} consiste na energia consumida pela UC compensada, em kWh.

2) **Comutações de tape** - As comutações de tape são avaliadas em relação ao cronograma de manutenção do fabricante, e.g., a Tabela II mostra estes valores para um regulador de tensão de subestação.

TABELA I - FAIXAS DE TENSÃO DE ATENDIMENTO PARA UCs DE BAIXA TENSÃO (BT) E MÉDIA TENSÃO (MT) [13]

| Faixa de operação | Magnitude de tensão para UCs de BT (pu) | Magnitude de tensão para UCs de MT (pu) | Duração relativa (% do período) |
|-------------------|---|---|---------------------------------|
| Adequada | $0,92 \leq V \leq 1,05$ | $0,92 \leq V \leq 1,05$ | - |
| Precária | $1,05 < V \leq 1,06$ ou $0,87 \leq V < 0,92$ | $1,05 < V \leq 1,06$ ou $0,87 \leq V < 0,92$ | 3,0 |
| Crítica | $V > 1,06$ ou $V < 0,87$ | $V > 1,06$ ou $V < 0,87$ | 0,5 |

TABELA II - CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO PERIÓDICA SUGERIDA PELO FABRICANTE DO REGULADOR DE TENSÃO [14]

| Tipo de manutenção | Realizar manutenção |
|--|-------------------------|
| Inspecção visual, contagem do contador e verificação do óleo | 1 ano |
| Inspecção completa | 1/5 vida útil ou 7 anos |
| Substituição | 500.000 operações |

Por outro lado, a Aneel mantém um registro patrimonial das concessionárias, o qual é o principal item que compõe a base de remuneração de ativos das concessionárias[15]. Neste registro, os ativos são remunerados conforme a vida útil regulatória. Como existem dois parâmetros de tempo de vida (atuações e anos), calcula-se o limiar de atuações e o custo de cada atuação, respectivamente através de (12) e (13):

$$Limiar_{ano} = \frac{Atuações_{vu}}{VidaReg} \quad (12)$$

$$C_{atuação} = \frac{P}{Atuações_{vu}} \quad (13)$$

Em que $Atuações_{vu}$ é o número de atuações até a substituição, VidaReg é a vida útil regulatória [15], em anos, e P é o preço do equipamento, em reais. Neste artigo define-se que só existe custo

adicional de comutações de tape se o regulador ultrapassar $Limiar_{ano}$ e, nesta situação, cada atuação é valorada por $C_{atuação}$.

3) **Perdas técnicas** - As perdas técnicas correspondem à energia perdida total no circuito (linhas, transformadores etc.). As perdas são transformadas em custo através de (14):

$$C_{perdas} = (P_{comFV} - P_{semFV}) \cdot CEA \quad (14)$$

Em que P_{semFV} e P_{comFV} são os montantes de perdas técnicas nos casos sem e com sistemas FVs em MWh, respectivamente, e CEA é o custo médio da energia adquirida, valor específico por concessionária, dado em R\$/MWh.

ESTUDO DE CASO

No estudo de caso utiliza-se um circuito real de distribuição multifásico com linhas de média (MT) e baixa tensão (BT) e UCs explicitamente modeladas, conforme ilustrado na Figura 4. Neste caso, modela-se:

- a subestação de conexão entre a transmissão (138 kV) e a distribuição (11,9 kV) através do nível de curto-circuito trifásico de $17,36\angle -77,38^\circ$ kA e do transformador de força Y-Δ de 25 MVA acoplado a um regulador de tensão trifásico Δ-Δ;
- o regulador de tensão da subestação com temporização de 50 segundos, ±1% de largura de banda e 11,84 kV de tensão de referência fixa;
- os alimentadores de MT 100% trifásicos em delta com 5 capacitores (4 fixos de 600 kvar e um temporizador de 300 kvar, ligado das 6 às 23 horas) e 36 consumidores do grupo A;

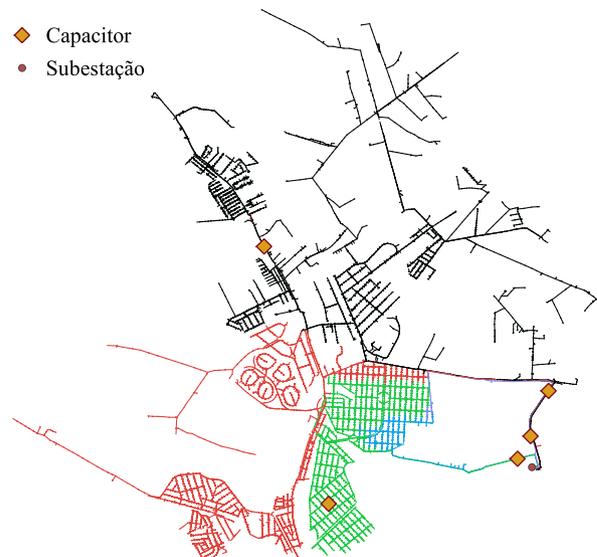


Figura 4 - Sistema de distribuição de energia elétrica utilizado no estudo de caso. Circuitos de MT e BT explicitamente modelados e coloridos de acordo com o alimentador.



- os 575 transformadores trifásicos de distribuição Δ -Y 11,90/0,22 kV, e um transformador bifásico de tape central para um cliente em área rural;
- os circuitos secundários multifásicos multiaterrado (no transformador e em cada UC) com neutro explícito e os 11.656 consumidores das classes B1 (10.820), B2 (70) e B3 (766);
- os perfis de demanda dos clientes do grupo A utilizando medições individualizadas de medidores inteligentes com resolução de 5 minutos fornecidos pela concessionária local;
- os perfis de demanda dos clientes do grupo B2 e B3 com curvas de carga típicas da mais recente campanha de medição com resolução de 15 minutos [16];
- os perfis de demanda dos clientes do grupo B1 com curvas de carga oriundas de um gerador de curvas sintéticas com resolução de 30 segundos [17];
- a carga de acordo com a regulação vigente para cálculo de perdas técnicas [18].

Devido à temporização do regulador de tensão, faz-se necessário simular o circuito com resolução de 30 segundos entre os fluxos de potência série-temporais. Para tanto, as curvas dos clientes dos grupos A, B2 e B3 são interpoladas por 30 segundos. Adicionalmente, para capturar a sazonalidade dos resultados simula-se um horizonte de 1 ano completo. Devido a esta alta resolução, longo horizonte e consequente alto tempo computacional, foram utilizados apenas 20 cenários de Monte Carlo para as simulações, os quais não são suficientes para a convergência, porém são úteis para análises iniciais (com esta quantidade de cenários apenas a tensão está acima do limite de convergência).

Nos testes utiliza-se 23% de penetração de sistemas FVs (percentual de UCs do grupo B com microgerador FV) com perfil de geração FV normalizado a partir de medições do projeto P&D Aneel Telhados Solares (PD-0063- 3012/2014). Para realizar o dimensionamento de cada sistema FV utilizou-se a média de geração para a região de Campinas/SP de 4 kWh/kWp, obtida de dados históricos de medição [12]. Microgeradores menores que 1,5 kWp são descartados por apresentarem menor atratividade econômica, enquanto os maiores são limitados a 75 kWp.

A análise econômica utiliza como premissa valores de tarifas de energia da concessionária local de 2020 [19] e valora as perdas pelo custo médio da energia adquirida pela concessionária em 2019, R\$ 201,48/MWh [16]. Os resultados mostrados na seção a seguir baseiam-se em 4 ajustes do regulador de tensão:

1 - Caso I: tensão de referência fixa com dados da concessionária ($V_{ref}=11,84$ kV);

2. Caso II: tensão de referência fixa 1% menor que no Caso I ($V_{ref}=11,72$ kV);

3. Caso III: tensão de referência temporizada (MAPA) com ajuste $V_{ref1}=11,52$ kV entre 10-15 horas e $V_{ref2}=11,84$ kV entre 15-10 horas.

4. Caso IV: compensação de queda de tensão (LDC) com $V_{ref}=11,40$ kV, $R_{comp}=1,29$ Ω , $X_{comp}=0,55$ Ω , $N_{TC}=200$ e $N_{TP}=60,24$.

Todos os casos utilizam $B=\pm 118,43$ V e $T=50$ segundos. Para cada caso acima descrito são simulados os 20 cenários de Monte Carlo comentados anteriormente.

RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados de transgressão de tensão, número de atuações e perdas técnicas para cada um dos 4 casos descritos na seção IV, tanto da perspectiva técnica quanto econômica.

A - Transgressão de tensão - Ao avaliar a transgressão de tensão, ilustrada na Figura 5, nota-se que o número de UCs com tensão adequada nos Casos II a IV aumenta em relação ao Caso I. Este aumento é resultado da diminuição da tensão na subestação, o que garante que menos UCs ultrapassem o limite superior da tensão, principalmente as UCs com sistemas FVs. O melhor desempenho é do método MAPA, seguido de perto pelo LDC, ambos com mais de 98% de UCs sem transgressão de tensão em todos os cenários de Monte Carlo simulados.

Este benefício técnico também é refletido geograficamente no sistema. As Figuras 6 e 7 ilustram os circuitos secundários com transgressão de tensão categorizados de acordo com o montante de compensação financeira em um cenário de Monte Carlo para o Caso I e Caso III, respectivamente. É possível notar que o problema de tensão no Caso I é generalizado, afetando principalmente a região central do circuito. Entretanto, no Caso III, o custo total de transgressão é reduzido em 74%, tornando o problema localizado e, portanto, passível de soluções individualizadas, como recondutoramento.

B - Número de atuações - A redução de transgressões de tensão é resultado de diferentes ajustes no regulador de tensão da subestação. Ao avaliar o número de atuações deste regulador, ilustrado na Figura 8, nota-se que há pequena variação entre os Casos I e II, porém, um aumento de 5 vezes para o Caso III (MAPA) e 7 vezes para o Caso IV (LDC). Este aumento de atuações pode impactar no cronograma de manutenção periódica da concessionária.

Entretanto, utilizando o número de atuações descrito no manual de fabricantes (500 mil atuações conforme subseção III.B.2) e vida útil regulatória da Aneel para reguladores de tensão de subestação (29 anos), os valores deste estudo de caso estão abaixo do limite, mesmo com o método LDC.

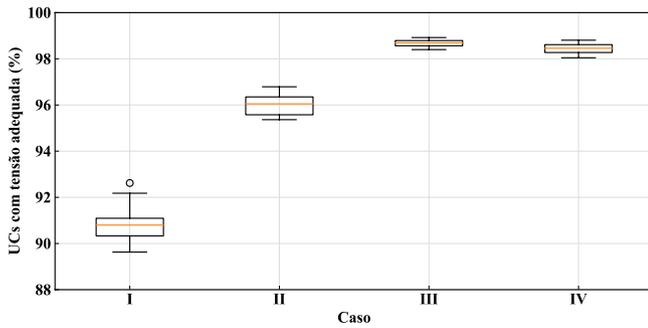


Figura 5 - Percentual de UCs com tensão adequada durante 1 ano, i.e., que não recebem nenhuma compensação por transgressão de tensão.

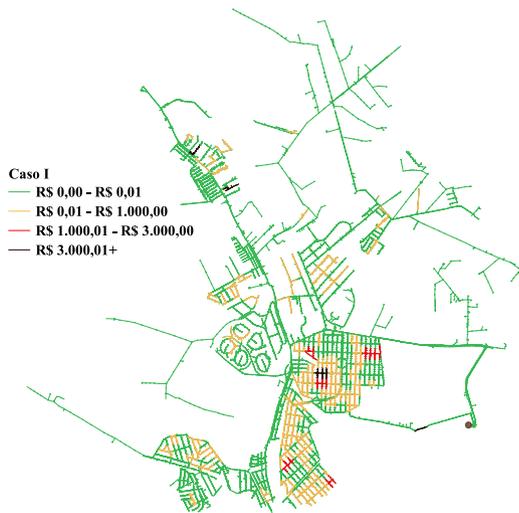


Figura 6 - Mapeamento de circuitos com transgressão de tensão utilizando tensão com referência fixa (Caso I) em um cenário de Monte Carlo.

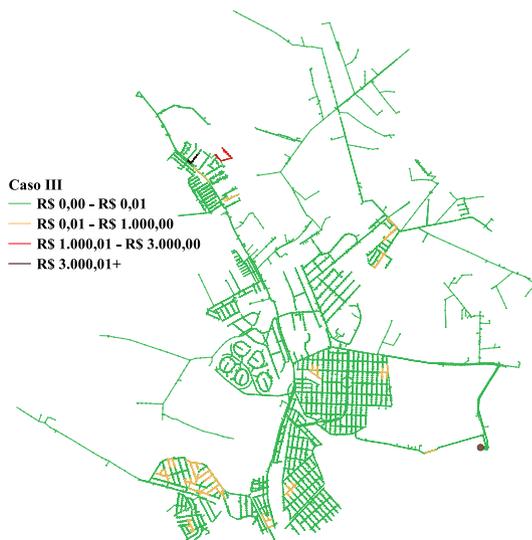


Figura 7 - Mapeamento de circuitos com transgressão de tensão utilizando tensão com referência temporizada (Caso III) em um cenário de Monte Carlo.

C - Perdas técnicas - O terceiro impacto avaliado trata das perdas técnicas, as quais são ilustradas na Figura 9. É possível notar que os Casos II a IV reduzem o montante de perdas abaixo do Caso I, com variação máxima de 2% (Caso IV - LDC).

D - Análise econômica - Além da perspectiva técnica, é preciso avaliar o benefício financeiro para indicar o método de regulação de melhor performance. Avalia-se este benefício através do custo evitado entre os Casos II a IV e o Caso I, ilustrado na Figura 10. É possível notar que os Casos III (MAPA) e IV (LDC) são os de maior custo evitado. Este custo evitado é composto majoritariamente por duas parcelas: custo de compensação de transgressão de tensão e custo de energia perdida. Na primeira parcela, ilustrada na Figura 11, nota-se que as transgressões de sobretensão são significativamente reduzidas com qualquer um dos três métodos: redução de 1% da referência fixa (Caso II), MAPA (Caso III) ou LDC (Caso IV). A diferença entre estes está nas transgressões de subtensão, as quais são menores nos Casos III e IV, pois a referência fixa não é eficaz durante o período de pico de consumo, após as 18 horas.

A parcela de custo evitado de perdas é um reflexo da perspectiva técnica, pois cada MWh de diferença tem o mesmo custo entre todos os casos, diferentemente da transgressão de tensão, a qual tanto a duração da transgressão quanto a energia consumida impactam no custo.

Foi assumido que o custo de atuações e manutenção não é alterado, pois o limite da vida útil regulatória do equipamento não é ultrapassado, porém não foram consideradas variações da tensão do sistema de transmissão, as quais podem resultar em mais atuações do regulador. Adicionalmente, não foram contabilizados os custos de deslocamento de equipe e reposição de peças na manutenção periódica.

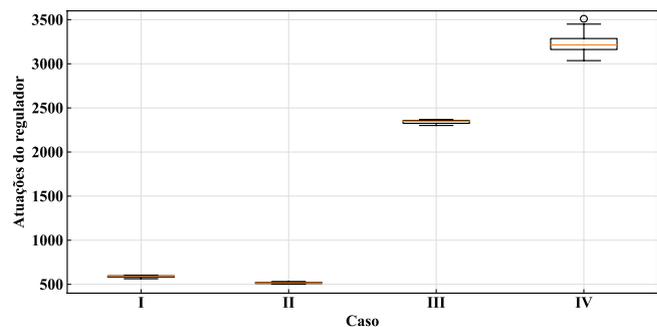


Figura 8 - Número de atuações do regulador de tensão durante 1 ano para cada caso definido na seção IV.

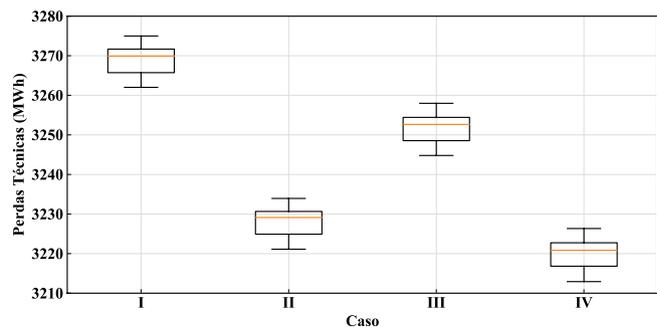


Figura 9 - Perdas técnicas anuais do sistema de distribuição para cada caso definido na seção IV.

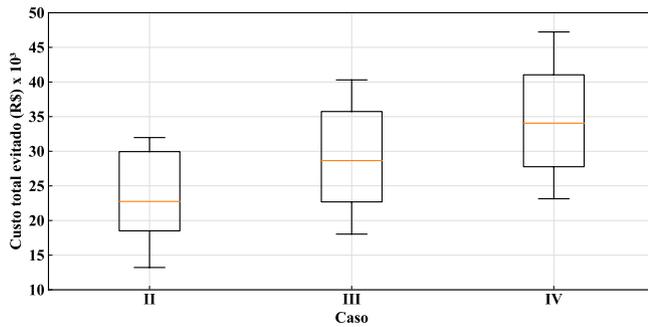


Figura 10 - Custo total evitado em um ano através do uso dos diferentes métodos de regulação de tensão.

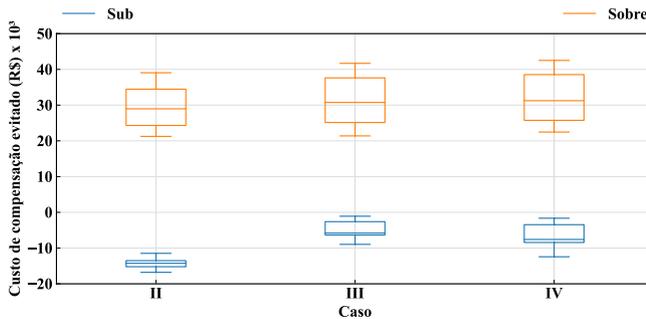


Figura 11 - Custo de compensação por transgressão de tensão evitado em um ano através do uso dos diferentes métodos de regulação de tensão.

CONCLUSÃO

Neste artigo demonstrou-se o impacto de diferentes métodos de regulação de tensão em circuitos com massiva penetração de microgeradores FVs. Os métodos avaliados foram de tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA) e compensação de queda de tensão (LDC). Na avaliação técnico-econômica utilizou-se um circuito de distribuição real de uma concessionária paulista, o qual possui um regulador de tensão na subestação. Para capturar o efeito sazonal, simulou-se um horizonte de 1 ano com fluxo de potência série-temporal utilizando medições de campo, curvas típicas e curvas sintéticas para capturar o efeito das comutações do regulador (temporizado com 50 segundos).

Três métricas foram utilizadas: transgressão de tensão, atuações do regulador e perdas técnicas. Os resultados indicaram que os três métodos foram eficientes na redução da transgressão de tensão (com vantagem para o MAPA) e na redução das perdas técnicas (com vantagem para o LDC).

Adicionalmente, a vantagem de utilizar estes métodos é tornar um problema generalizado em um problema passível de solução local, como ilustrado pelos resultados georreferenciados. Para garantir estas melhorias, o número de atuações do regulador foi significativamente elevado, principalmente com o LDC.

Do ponto de vista econômico, o melhor custo-benefício foi utilizando o LDC, seguido pelo MAPA. A vantagem do LDC foi

a maior redução das perdas técnicas, entretanto, a contribuição financeira do custo das atuações pode ter sido subestimada, pois não foram contabilizados os custos de deslocamento de equipe e reposição de peças na manutenção periódica do regulador de tensão. Isto favorece o MAPA que apresenta menor aumento de atuações do regulador.

Em suma, os métodos de regulação de tensão MAPA e LDC são os mais eficientes para mitigar impactos dos microgeradores FVs em sistemas de distribuição de energia elétrica. O MAPA é mais simples de parametrizar, e.g., com uma referência para o período de geração FV e outra para o restante, enquanto o LDC tem um ajuste complexo, que depende do ponto de regulação e da impedância equivalente.

No fim, cabe à concessionária decidir qual método mais se adequa aos seus procedimentos de engenharia.

REFERÊNCIAS

- [1] SolarPower Euro e, "Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024", junho 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/>. Acessado em: abril 2021.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012", abril 2012. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em: abril 2021.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Geração Distribuída". [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808. Acessado em: abril 2021.
- [4] R. Tonkoski, D. Turcotte e T. H. M. EL-Fouly, "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods," em *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518-527, julho 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Studies on the Effects of High Renewable Penetrations on Driving Point Impedance and Voltage Regulator Performance", Technical Report NREL/TP5D00-70517, janeiro, 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70517.pdf>. Acessado em: abril 2021.
- [6] R. Torquato, D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira e W. Freitas, "A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low Voltage Distribution Systems," em *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1002-1012, abril 2018, doi:10.1109/TPWRD.2018.2798707.
- [7] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst e T. Van Cutsem, "Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units," em *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 926-936, março 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.
- [8] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press LLC, 2004.

[9] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press LLC, 2002.

[10] R. Y. Rubinstein e D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo method*, John Wiley and Sons, Inc., 1981.

[11] EPRI *Distribution System Simulator – OpenDSS* [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.

[12] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. Lima, R. Rüther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira, e J. G. Souza. *Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed.* São José dos Campos: INPE, 2017. [Online]. Disponível em: http://labren.cst.inpe.br/atlas_2017.html. Acessado em: abril 2021.

[13] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 12,

pp. 1–88, 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acessado em: abril 2021.

[14] ABB, "On-load tap-changers, type UZE and UZF – Maintenance guide", janeiro, 2016. [Online]. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/4be2528ea91a46f2b4150736131e771e/1ZSE%205492-123%20en%20Rev%206.pdf>. Acessado em: abril 2021.

[15] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MPSE", Revisão 2, .1-219, 2015. [Online]. Disponível

em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf. Acessado em: abril 2021.

[16] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição". [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acessado em: abril 2021.

[17] R. Torquato, Q. Shi, W. Xu e W. Freitas, "A Monte Carlo Simulation Platform for Studying Low Voltage Residential Networks," em *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2766-2776, novembro 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2331175.

[18] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Revisão 5, pp. 1–27, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acessado em: abril 2021.

[19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Homologatória Nº 2.670, de 7 de abril de 2020", abril 2020. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202670ti.pdf>. Acessado em: abril 2021.

*José Carlos Garcia Andrade, P. A. V. Pato, V. C. Cunha, Tiago R.

Ricciardi, Fernanda L. Trindade e Walimir Freitas são do Departamento de Sistemas e Energia da Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. Rafael Augusto de Godoy. Rosolen atua na Gerência de Normas e Padrões da Diretoria de Engenharia da CPFL Energia.



**CONFIE EM
UM PARCEIRO
QUE NÃO TE
DEIXA NO ESCURO**

qualidade e transparência
que te garantem alta performance



(11) 4891.1226

neocable.com.br

contato@neocable.com.br



**neo
cable**
Condutores Elétricos



Capítulo VIII

Monitoramento do desempenho de edificações no contexto dos smart buildings

Já dizia a boa filosofia de que uma boa gestão depende da boa capacidade de medir. A capacidade de medição e sua virtualização está no cerne do conceito de smart buildings, os chamados edifícios inteligentes. Essas edificações contam com um aparato de medição que estimula duplamente a implantação de medidas de eficiência, pois por um lado é com base nas medições que é possível identificar e mensurar o potencial de economia; e, por outro lado, é com base nelas que se realiza o processo de Medição e Verificação (M&V) de uma medida de eficiência.

Entre os insumos indispensáveis ao funcionamento de uma edificação brasileira, é evidente a importância do monitoramento de energia no conceito de um edifício inteligente, em especial em períodos de aumento generalizado de tarifa de energia elétrica. A gestão de energia permite a identificação de comportamentos típicos e hábitos perdulários de consumo de consumo de energia.

Além da medição direta do insumo, os edifícios inteligentes devem ser capazes de mensurar e transformar em dados aqueles parâmetros que influenciam a performance da edificação e, principalmente, aqueles parâmetros que interferem na percepção do conforto dos ocupantes. A partir destas medições é possível operar de maneira ótima os equipamentos, ou seja, sem prejudicar o conforto dos ocupantes nem o desempenho energético do prédio.

Com base neste preâmbulo, este texto tem como objetivo trazer as principais funcionalidades da automação predial no contexto dos smart buildings no que diz respeito à eficiência energética. Neste sentido, este trabalho dá ênfase nas principais capacidades de uma das mais importantes ferramentas de automação predial que é Building Management System; em seguida os desafios à operação das smart buildings; e, por fim, as perspectivas de evolução na área.

BUILDING MANAGEMENT SYSTEM

Dentro de uma smart building, é essencial que os dados coletados pela rede de sensores estejam integrados a um software que permita a visualização dos dados. Este software é comumente referido em edificações como Building Management System (BMS), Building Energy Management System (BEMS) ou um Building Automation System (BAS). No contexto de utilização de BMS orientado à eficiência energética, é possível delimitar três principais funcionalidades do sistema:

- Supervisão;
- Controle;
- Armazenamento de dados.

Uma vez que os dados medidos estejam validados, a sua visualização através de uma tela de controle permite supervisionar o funcionamento dos sistemas consumidores de energia. A supervisão de equipamentos através de um BMS repercute em custo da mão de obra e aumento da qualidade do serviço operacional entregue. Estes ganhos se tornam claros se trazermos à luz a dificuldade de uma equipe de manutenção de ar condicionado, sem uma tela de BMS, identificar, por exemplo, que uma dezena de andares está com a temperatura mais elevada devido à falha de um equipamento.

Esta atividade é facilitada se os medidores integrados em um dashboard de BMS permitirem a leitura em tempo real da temperatura de todos os andares de um edifício inteligente. Apoiando a supervisão, o BMS pode contar com alarmes que permitam chamar a atenção da equipe técnica sobre comportamentos não esperados. A Figura 1 apresenta a tela de um DMS que exhibe as

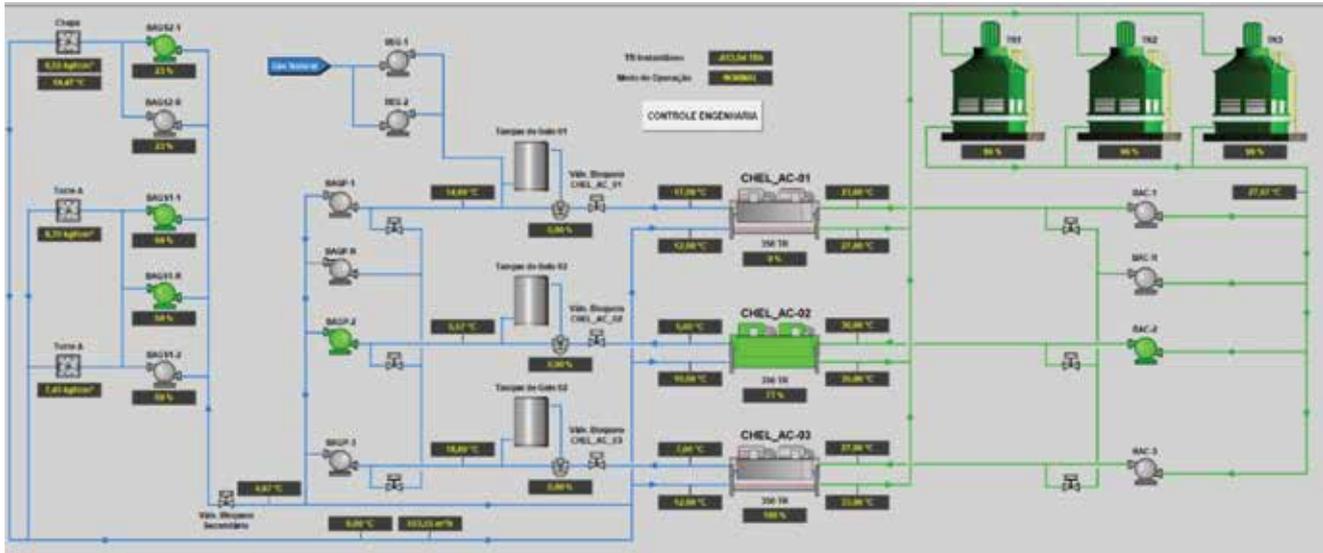


Figura 1 - Tela de um BMS exibindo os parâmetros de leitura de uma CAG.

leituras instantâneas dos parâmetros de operação de uma Central de Água Gelada (CAG).

O BMS também pode abarcar capacidade de controle, a segunda principal funcionalidade que o sistema pode ter. Assim, seus periféricos são dotados de atuadores que, a partir de uma lógica de controle, muitas vezes referida como lógica PID (Proporcional, Integral, Derivativo), é capaz de comandar dispositivos, permitindo, por exemplo, o fechamento de válvulas com base na temperatura do ar no ambiente, diminuição da rotação de um ventilador a partir da leitura de CO, desligamento de circuitos inteiros de iluminação devido à programação horária configurada, etc.

Por fim, o BMS pode ser configurado para armazenar os dados ao longo de um tempo. Essas informações, referidas pelo nome inglês trend, trazem informações valiosas sobre o funcionamento dos equipamentos. Os trends podem incluir medições de temperatura, pressão, status de funcionamento de equipamentos, consumo de energia, etc.

A partir da análise dos trends é possível identificar os padrões de operação dos diferentes sistemas consumidores de energia monitorados. Por exemplo, destas análises pode-se identificar que equipamentos permanecem ligados desnecessariamente ao longo do tempo. Tratando-se de equipamentos de uma Central de Água Gelada, por exemplo, a análise dos trends permite a identificação do tempo em que o sistema de ar condicionado leva para atingir o setpoint configurado e, a partir desta análise, estabelecer um horário de acionamento otimizado dos componentes do sistema.

A Figura 2 apresenta um gráfico com os trends de alguns parâmetros de uma CAG típica. Neste gráfico é possível verificar como a entrada e a saída das torres influenciam no consumo de energia da CAG (que inclui o consumo dos chillers + bombas). Além disso, é possível identificar como no começo e no final do dia

a temperatura de água gelada é influenciada pela entrada e saída dos componentes da CAG. O pico de consumo da CAG ocorre no início do dia onde a temperatura de retorno de água está mais elevada.

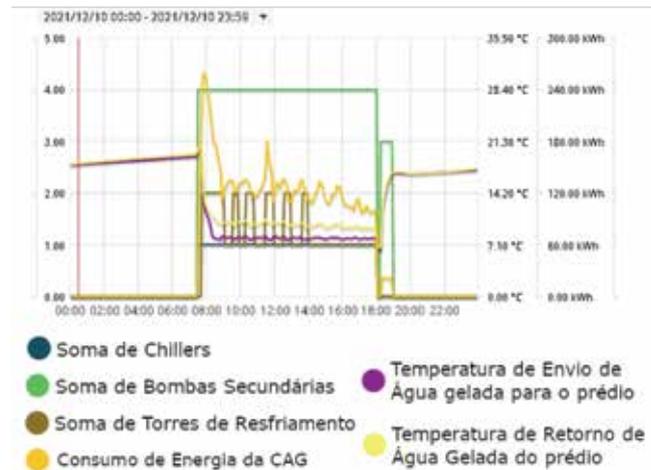


Figura 2 - Gráfico com trends de uma central de água gelada.

O BMS, no entanto, pode ir além, sendo dotado de inteligência artificial que permite tratar os dados brutos e dar uma resposta ótima e mais ágil de controle do que se este tivesse partido de um operador. Algoritmos de otimização permitem o controle da demanda em horários de pico a partir de desligamento de unidades de ar condicionado quando a demanda elétrica está alta, como aquele estudado por Marinakis et al. (2022).

A integração da medição direta do consumo de energia é a principal referência que qualquer BMS voltado à eficiência deve ter. A quantidade de medidores a ser instalada e integrada ao BMS deve seguir um critério de custo/benefício. O consumo de energia de um



Figura 3 - Gráfico de consumo de energia de um edifício ao longo dos dias úteis de uma semana.

edifício como um todo deve ser priorizado, pois é a partir desta medição básica é que se pode analisar a dinâmica de utilização dos equipamentos elétricos instalados. A Figura 3 apresenta o gráfico da medição histórica da energia elétrica consumida por uma edificação ao longo dos dias úteis de uma semana e a identificação de comportamentos de uso.

Se houver a possibilidade, a submedição é recomendada. Neste caso, devem-se procurar cargas que sejam importantes para o consumo total da edificação. Centrais de água gelada, data centers, ventiladores de exaustão, circuitos de iluminação são desejáveis. O critério de seleção também pode se basear na capacidade do sistema medido de ser gerido. Neste sentido, os elevadores, apesar de consumirem em média em torno de 4% do consumo total de uma edificação (PATRÃO et al., 2010), é pouco gerenciável, então, a sua medição pode ser preterida frente a uma central de água gelada no qual é possível gerenciar setpoints de equipamentos, horário de acionamento, etc.

OS OBSTÁCULOS ÀS POTENCIALIDADES DOS EDIFÍCIOS INTELIGENTES

A infinidade de possibilidades permitidas com a virtualização dos parâmetros operativos de um edifício ainda é algo que mais cativa do que é realidade. Edifícios projetados como smart buildings acabam se tornando menos eficientes que edifícios típicos do portfólio brasileiro caso tenham uma operação não orientada à eficiência energética.

O principal desafio está na falta de preparação técnica adequada dos profissionais responsáveis pela operação do sistema de automação do prédio. Os sistemas normalmente são operados de maneira passiva, visando apenas diminuir as reclamações de conforto por parte dos usuários, mesmo que isto reflita em maior consumo de energia.

A falta de rotina de aferição física da rede de hardwares e dos dados coletados resulta em parâmetros equivocados sendo medidos e, por consequência, a perda do objetivo principal da medição que é trazer informações que sejam úteis e aplicáveis. A implementação de rotinas rígidas de aferição de medidores e dos dados que estão sendo medidos, bem como a contratação rotineira de serviços de auditoria operacional visam identificar divergências e implementar rotinas para correção.

Há, também, restrições de ordem técnica para a extração de toda a potencialidade de um smart buildings que é o limite de armazenamento de dados. Devido à grande quantidade de dados que um BMS pode gerar, a equipe de automação opta por ativar uma quantidade limitada de trends e por um período curto que não permita uma análise histórica da performance dos equipamentos ao longo de um período de tempo. Nesta seleção de qual trend a ser ativado, é comum deixar de lado uma importante importante para explicar o desempenho energético e até a garantia de conforto dos locatários.

Por fim, a maior conectividade das informações pode tornar os sistemas suscetíveis a invasões hackers e vazamentos de dados. Por isto, o fluxo de dados de um Smart Building deve ser dotado de rígidos protocolos de cybersecurity que garantam o sigilo dos dados coletados e disponibilizados pelo sistema.

PERSPECTIVA DE EVOLUÇÃO NA ÁREA DE SMART BUILDINGS

Políticas de incentivo à automação predial já são perceptíveis. A palavra smart se torna cada vez mais comum nos principais editais públicos de promoção de eficiência energética no Brasil: o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e as chamadas de PEE (Programa de Eficiência Energética) e de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) da Agência Nacional de

O valor da energia está nas mãos de quem transforma.

Itaipu Transformadores, três vezes premiada em 2021.



Av. Sérgio Abdul Nour, 2106
Distrito Industrial II
CEP 14900 000, Itápolis - SP, Brasil
+55 16 3263 9400
itaiputransformadores.com.br



Energia Elétrica (ANEEL). Estas chamadas possuem fins múltiplos, procurando financiar soluções para aprimorar os principais desafios encontrados na automação residencial, comercial e industrial. Pelo lado da iniciativa privada, a popularização do conceito de ESG (acrônimo inglês para o tripé Meio Ambiente, Social e Governança) valoriza o investimento em processos que tornem a automação dos edifícios mais robusta.

A incorporação de algoritmos de otimização permitirá uma operação cada vez mais autônoma e eficiente da edificação. A chamada otimização em tempo real, RTO (acrônimo em inglês para Real Time Optimization), permite a integração de medições com algoritmos de otimização que garantem uma resposta instantânea de dispositivos controle visando a performance ótima (MARCHETTI, 2016). Utilizando uma técnica de RTO, é possível implementar um algoritmo que otimize a operação de um portfólio de usinas geradoras de energia instaladas em um edifício Net Zero Energy Building (NZEB). Um exemplo de uma aplicação como esta é o estudo de Ferahtia et al. (2013) que desenvolveu um algoritmo de otimização para operar um sistema de geração fotovoltaica offgrid com a maior eficiência e maior vida útil das baterias.

Os dados coletados e disponibilizados por um smart building podem ser processados por ferramentas desenvolvidas para o processamento de um grande volume de dados com as ferramentas de Business Intelligence (BI). A partir do processamento destas ferramentas é possível cruzar diferentes fontes de informações e disponibilizá-las de uma maneira sintética, auxiliando a tomada de decisão por parte administração de um empreendimento ou mesmo um portfólio de empreendimentos.

O aprofundamento do IoT no contexto das edificações intensificará o fluxo de informações e maior agilidade na resposta dos operadores do sistema. Atualmente, o fluxo de informações está confinado no contexto da edificação e tipicamente está concentrado em um computador onde está instalado o BMS. Entretanto, com o avanço do IoT, será comum o cruzamento dos dados coletados em uma edificação com uma ampla base de dados disponível na nuvem. Além disso, o acesso remoto aos dados trará benefícios e comodidade à operação, facilitando a operação voltada à eficiência energética.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da discussão aqui apresentada procurou-se associar a eficiência energética com o conceito de smart building no contexto da operação das edificações. O ganho de gestão com a instalação de sensores e atuadores nos equipamentos consumidores de energia favorece a análise, implementação e aferição de medidas de eficiência energética.

O Brasil possui um grande potencial para a incorporação de

sensores inteligentes para a melhoria da performance energética de edifícios. De acordo com estimativas da EPE (2020) dos 196.094 edifícios do Poder Público (avaliados em 2016), 65% podem ser considerados como ineficientes; e dos 5.720.63 edifícios comerciais (avaliados em 2016), 50 % podem ser considerados como ineficientes.

Dos desafios apontados para a extração de todas as potencialidades dos smart buildings mostra que o investimento da formação de pessoal é algo relevante. O fortalecimento de bases de ensino de formação técnica para operadores de sistema de automação poderia auxiliar a formação de corpo técnico qualificado e sensível ao tema de economia de energia.

Alguns caminhos de desenvolvimento da área foram apresentados mas não exauridos uma vez que ainda é uma campo do conhecimento recente com emprego de tecnologia emergente, há avanços que ainda não podem ser vislumbrados. E os avanços não cessam no desempenho energético das edificações, mas se estende a outras questões que ocupam maior ou menor destaque no dia a dia das equipes de operação das edificações, como o desempenho hídrico, a segurança patrimonial, manutenção da vida útil dos equipamentos, entre outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MARINAKIS, V.; DOUKAS, H.; KARAKOSTA, C.; PSARRAS, J. *An integrated system for buildings' energy-efficient automation: Application in the tertiary sector. Applied Energy*, 101, pp 6-14. 2022.

PATRÃO, C.; DE ALMEIDA, A.; FONG, J.; FERREIRA, F. *Elevators and escalators energy performance analysis. In ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*. 2010

MARCHETTI, A. G.; FRANÇOIS, G.; FAULWASSER, T.; BONVIN, D. *Modifier adaptation for real-time optimization—methods and applications. Processes*, 4(4), 55. 2016.

FERAHTIA, S.; REZK, H.; ABDELKAREEM, M. A.; OLABI, A. G. *Optimal techno-economic energy management strategy for building's microgrids based bald eagle search optimization algorithm. Applied Energy*, 306, 118069. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Nota Técnica: Ações para Promoção da Eficiência Energética nas Edificações Brasileiras: No Caminho da Transição Energética*. Brasília, 2020.

*Pedro Paulo F. da Silva é Mestre em Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP). Possui graduação em Engenharia Ambiental pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) com um ano de graduação sanduíche na Université de Technologie de Compiègne (UTC), França, onde cursou Engenharia de Processos Industriais. Possui experiência com trabalhos de gestão de gases de efeito estufa, projetos de créditos de carbono e simulação energética de edifícios utilizando a ferramenta EnergyPlus. Atualmente trabalha como consultor na área de eficiência energética e hídrica com base em medições em tempo real de medidores de energia e água.

Renováveis



ENERGIAS COMPLEMENTARES

Ano 5 - Edição 58 / Dezembro de 2021



Atitude.editorial

MICRORREDES NO BRASIL

Solução real para a descarbonização das cidades

COLUNA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: O ano da guinada da geração distribuída no Brasil

COLUNA ENERGIA SOLAR: O papel da fonte solar nas usinas híbridas

COLUNA ENERGIA EÓLICA: COP26 e as energias renováveis

APOIO





FASCÍCULO MICRORREDES NO BRASIL

Por Alexandre Aoki, Rodrigo Otto e Jefry Mora*

Capítulo IV

MICRORREDES: A NOVA REVOLUÇÃO ENERGÉTICA

2021 foi um ano que nos mostrou a importância da energia elétrica e este meio é o que sustenta nossa sociedade em muitos aspectos, razão pela qual as microrredes ganharam tanta popularidade, graças ao seu modelo de geração. Esta tecnologia não apenas proporciona segurança energética, mas é acompanhada por uma série de inovações tecnológicas no mundo da Internet das Coisas (IoT) e o Big Data, gerando não apenas uma revolução energética, mas também uma revolução econômica e, acima de tudo, social.

Atualmente, as microrredes representam uma das soluções reais possíveis para a descarbonização das cidades, pois permitem eliminar a dependência energética dos combustíveis fósseis ou, no melhor dos casos, da energia hidrelétrica. Estas fontes têm grande potencial energético e têm nos servido bem no desenvolvimento da sociedade até os dias atuais, mas não satisfazem adequadamente os vários cenários que as populações podem enfrentar.

A universalidade da energia elétrica é uma das razões que impulsiona a massificação das microrredes, uma nova forma de pensar a geração de energia, em que a fonte é descentralizada a fim de reduzir as cargas e os altos custos de transporte, mas, sobretudo, para facilitar o acesso à energia das comunidades mais remotas das principais cidades, democratizando este serviço.

Visão geral mundial

É importante considerar que nossa sociedade está passando por muitas mudanças e uma que está aqui para ficar é a digitalização acelerada que o mundo experimentou nos últimos dois anos. Este evento abriu as portas para a digitalização da energia e o estabelecimento de verdadeiras cidades inteligentes. O que foi visto como um futuro distante no início dos anos 2000 está agora mais próximo do que nunca com os pilotos em várias partes do mundo.

As microrredes são atualmente o veículo mais confiável para atingir estes dois objetivos e é por isso que é mais frequente ver notícias de que o Google está construindo vários projetos de microrredes totalmente funcionais e não apenas no modo "ilha" de emergência para mitigar as quedas de energia, mostrando ao governo da Califórnia o caminho a seguir para desbloquear o "verdadeiro potencial" destas.

Um exemplo claro deste potencial e da versatilidade que as microrredes trazem pode ser visto no projeto de microrredes que está sendo implementado na instalação de recuperação de água Moorpark (Califórnia),

que atende a pessoas de baixa renda. Isto serve para manter o abastecimento de água o tempo todo, diminuindo não apenas os custos operacionais da planta, mas também gerando um benefício para uma população vulnerável.

Mesmo as usinas de energia consideram esta tecnologia e toda a inovação que a envolve como uma oportunidade de receita futura que ajudará a compensar as perdas no fornecimento de seus serviços públicos, de acordo com um novo estudo da Accenture.

Neste estudo, quase 40% dos entrevistados disseram que as microrredes, o armazenamento de energia e os dados serão os principais motores do crescimento de suas receitas para além de 2025. Entre os benefícios proporcionados pela tecnologia, destacam-se: melhoria da eficiência do processo principal (54%); melhoria do desempenho da rede através de redes mais inteligentes (50%); serviços de distribuição principais como a contratação (43%); e novos ativos (40%).

Desde o início da segunda metade de 2021, o termo "Comunidades de Energia Renovável" tornou-se popular. Trata-se de um mecanismo para que os cidadãos ajudem a desenvolver a energia renovável. Isto surgiu em apoio à nova meta da Diretiva de Energia Renovável (RED II) na Europa, que visa ter 32% do consumo de energia proveniente de fontes renováveis até 2030. Como parte desta diretiva, a União Europeia liberou as comunidades para escolher seu fornecedor de energia a fim de incentivar o consumo e o autoconsumo de energia renovável, facilitando a massificação dos mercados de energia.

Para atingir este objetivo, todos os países europeus estão sendo encorajados a incorporar novas políticas em suas legislações nacionais até o final do ano. Em Miranda do Douro, o processo já começou, o que, com a ajuda da Cleanwatts, Portugal busca estabelecer a primeira comunidade energética do país permitida pelo novo marco legal RED II.

Michael Pinto, cofundador e CEO da Cleanwatts, aponta que as comunidades, que normalmente estão localizadas em vilarejos remotos, bairros suburbanos, parques empresariais, centros turísticos ou outros locais, normalmente utilizam entre 100 kW e 2 MW, razão pela qual podem encontrar este fornecimento de energia a partir de fontes renováveis, como a solar, e até mesmo ter a capacidade de incluir armazenamento de energia e outros ativos.

Hoje já existem resultados dos principais pilotos que estão sendo realizados, com balanço favorável como uma redução de até 40% nas contas em comparação com as fontes tradicionais, sendo especialmente útil para as comunidades com maior vulnerabilidade energética. É até importante

destacar que as comunidades energéticas não estão isoladas da rede. Em vez disso, a geração de energia limpa cobre entre 40% e 70% de suas necessidades.

Um dos pilares mais focados das microrredes é a eficiência energética, que, de acordo com um novo relatório da ClimateWorks, tem o potencial de reduzir o custo da descarbonização para economias como os EUA, Brasil, China, Europa, Índia e México em até 250 bilhões de dólares por ano. O mesmo relatório estima uma economia de até US\$ 2,8 trilhões até 2030 se os países utilizarem o caminho da eficiência energética para descarbonizar, o que significaria uma descarbonização sem custo líquido para a sociedade.

Visão geral nacional

No Brasil, o panorama não é diferente, embora seja verdade que as políticas chegaram um pouco tarde. Atualmente, já existem várias diretrizes e planos governamentais em vigor com pilotos de microrredes em todo o país. Um exemplo claro se reflete na 56ª edição da RAE - Reunião de Altos Executivos da Comissão de Integração Energética Regional (CIER), realizada no Panamá em novembro de 2021, da qual participou a comissão executiva do setor elétrico brasileiro.

Na RAE, os representantes dos países que compõem o CIER debateram o tema "O futuro não deve ser evitado, ele deve ser planejado". Eles também discutiram tópicos como "Acesso universal, geração distribuída e microrredes rurais", "Gestão de empresas de eletricidade diante da Indústria 4.0", "Eletricidade, estradas elétricas e redes inteligentes", "Transição energética e hidrogênio verde", "O setor elétrico e seu papel na recuperação verde da economia", com o objetivo de promover e incentivar, através de pontes de comunicação e cooperação mútua entre seus membros, a integração do setor energético da região.

No âmbito da política interna, o Brasil deu seus primeiros passos em 2004 com a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, para começar mais fortemente em 2010 com a Resolução Aneel 414/2010. Desde então, vários avanços foram feitos até 2021, quando foi possível eliminar a carga tributária no estado de Minas Gerais para consumidores e prosumers que utilizam sistemas distribuídos de micro e minigeração. Este é apenas um dos vários exemplos que estão ocorrendo em todo o país com o objetivo de renovar a matriz elétrica do país e estabelecer as microrredes como uma das principais rotas para o fornecimento nacional de eletricidade.

Estas novas políticas incentivaram a massificação de projetos de microrredes, como a implementação destas pela empresa NeoEnergia nas regiões do interior da Bahia como parte do projeto "Luz para Todos", que até 2020 iniciou um projeto de democratização da energia para toda uma região de difícil acesso à rede de distribuição principal, como no caso da comunidade de Xique-Xique. Esta comunidade foi estabelecida como ponto de partida com uma microrrede que entraria em operação no final de 2021, sendo baseada na geração fotovoltaica com um banco de baterias.

Siemens cria uma rede de microrredes de 80 MW na Amazônia

Uma das metas mais desafiadoras da ONU para universalizar o acesso à eletricidade até 2030 é a eletrificação confiável, segura e acessível da remota bacia amazônica, devido a suas condições ambientais, sua localização, mas acima de tudo suas dificuldades técnicas. É por isso que a Siemens, com o

apoio da concessionária brasileira Centrais Elétricas do Pará (CELPA) desde 2017, está desenvolvendo 12 microrredes conectadas à rede, alimentadas por diesel, em 12 comunidades remotas no estado do Pará, na Amazônia brasileira.

Copel desenvolve um novo modelo descentralizado no país

A Copel Distribuição (subsidiária da Companhia Paranaense de Energia) pretende contratar até 50 MW em média, equivalente a 438 mil MWh/ano ou 1,9% de sua carga anual, pois está autorizada a implementar um projeto-piloto de licitação pública para a contratação de geração distribuída para 32 conjuntos de consumidores. Isto visa melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia em áreas específicas, implantando um sistema elétrico inteligente em pequena escala capaz de operar isoladamente durante falhas na rede ou conectado à rede de distribuição.

Equatorial Energia desenvolve microrrede para o centro espacial de Alcântara

Desde maio de 2021, a Equatorial Energia, com o apoio da Aneel, IEE, UFMA e FAB, vem desenvolvendo uma microrrede inteligente em Alcântara (Maranhão), com o objetivo de gerar um fornecimento confiável de eletricidade através de fontes renováveis para um dos centros mais importantes da região, como a Agência Espacial Brasileira (AEB).

Ceará cria primeira cidade inteligente do Brasil

O Ceará tem se caracterizado há muito tempo por sua alta participação na geração de energia eólica no país, razão pela qual se tornou gradualmente um dos melhores locais para a implementação da Smart City Laguna, a primeira cidade inteligente construída do zero, a cerca de 70 km da capital. Além de gerar sua energia a partir de fontes renováveis, terá compartilhamento de carros elétricos, bicicletas e uma gama de tecnologias IoT que permitirão às pessoas viver melhor, com vistas a este processo se espalhar para o resto do Brasil.

Estes são apenas alguns exemplos do que está acontecendo com as microrredes no Brasil, e como elas estão mudando a forma como o país entende e aproveita a energia, que, dada a recente crise energética devido à seca e às mudanças climáticas, a intenção é deixar de depender de fontes voláteis de energia, descarbonizar as fontes remanescentes e diversificar a matriz elétrica, gerando estabilidade e garantindo a independência energética do país.

**Alexandre Rasi Aoki é doutor em Engenharia Elétrica, professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná e Diretor do Centro de Inovação em Engenharia Elétrica da mesma instituição. É ainda Diretor Técnico da Associação Brasileira de Microrredes (ABMR) e Coordenador do Comitê de Estudos C6 - Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos - do Cigré Brasil.*

Rodrigo Bueno Otto é engenheiro eletricista, com pós-graduação em Engenharia de Segurança do Trabalho, MBA em Gerenciamento de Projetos pela FGV e Especialização em Energia Renováveis com ênfase em Biogás. Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura e em Gestão da Ciência e Inovação, atualmente, é doutorando em Engenharia Elétrica pela EESC/USP. Atua como Gerente do LASSE Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos no PTI Parque Tecnológico Itaipu e também como Diretor Presidente da Associação Brasileira de Microrredes (ABMR).

Jefry Mora é especialista da GHM Solutions.



Carlos Evangelista é presidente executivo da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD).



Guilherme Chrispim é presidente do Conselho da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD).

2021 - O ano da guinada da Geração Distribuída no Brasil

40

O ano de 2021 ficará marcado pelo crescimento, sem precedentes, da Geração Distribuída (GD) no Brasil. Os proprietários de sistemas de minigeração e microgeração de energia elétrica entregaram ao país novos 3,8 gigawatts (GW) de potência instalada. No ano, a GD cresceu mais de 80%, totalizando cerca de 8,2 GW, contribuindo para o enfrentamento da crise hídrica, aliviando a demanda por energia de hidrelétricas e termelétricas e colaborando para a transição energética, por meio do uso de fontes renováveis e livres da emissão de gases do efeito estufa.

Contribuiu para esse resultado o avanço do Marco Legal da Geração Distribuída no Congresso Nacional. O texto aprovado na Câmara e no Senado Federal aglutina e equilibra as diferenças entre as demandas de agentes públicos e privados do setor, resultado de sucessivas reuniões, com a presença da ABGD, nos meses de junho e julho. Porém, para que o texto entre em vigor, falta ainda uma última etapa, a sanção do Executivo. O conteúdo do PL 5829/19 é imprescindível para que a GD continue a crescer e a entregar benefícios para o País. Dessa forma, é importante que a Presidência da República

encerre esse ciclo vitorioso o quanto antes.

O trabalho de defesa do setor, sempre conjugado com a busca por potencializar os benefícios da Geração Distribuída para a coletividade, marcou a atuação da Associação na elaboração do relatório GD+ 10 GW, entregue pela entidade ao Ministério de Minas e Energia (MME) no primeiro semestre. O documento técnico demonstrou a necessidade do crescimento acelerado da GD para enfrentar o período de dificuldades para as usinas hidrelétricas, com reservatórios em níveis baixos e pouca probabilidade de recuperação consistente no período úmido de 2021/2022.

Nosso corpo técnico aponta que, com as medidas regulatórias e de mercado adotadas, a GD pode atingir 15 GW de potência instalada até o fim de 2022, o que será suficiente para preservar, anualmente, cerca de 15% do atual volume armazenado nos reservatórios das hidrelétricas. Entre as medidas listadas no programa GD+ 10 GW estão a aprovação do PL 5829/19 e o cumprimento de decretos de contratação de novos projetos de GD local pelas empresas distribuidoras de energia.

Ao recapitular o ano, além das conquistas,

estudos e reivindicações em prol do setor de GD, é obrigatório ampliar o olhar para os impactos sociais e econômicos que o macro setor de energia elétrica impôs ao país, fruto das escolhas da administração pública nas últimas décadas e da estiagem severa. Em 2021, desembolsamos cerca de R\$ 13 bilhões extras na conta de luz para bancar as cobranças do sistema de bandeiras tarifárias, custeando o acionamento das usinas termelétricas, medida necessária para evitar racionamento ou apagões. Uma fatura cara para pagar e com impacto em praticamente todos os índices de medição da inflação.

Em decorrência disso, é correto afirmar que a profusão da Geração Distribuída está três ou quatro anos atrasada no Brasil;

deveríamos ter 15 GW de GD já ao fim de 2020, de modo planejado para evitar uma crise prevista por analistas do setor. Experimentamos as consequências de uma tônica cultural brasileira de somente fomentar o crescimento de soluções tecnológicas e econômicas a reboque das crises e das respectivas consequências. São raros os casos de medidas pensadas e implementadas preventivamente.

Falando em prevenção e planejamento, voltando o olhar para o futuro, a ABGD está preparada para reforçar a atuação institucional para consolidar a percepção – entre poder público e sociedade – do protagonismo que a geração distribuída tem diante das demandas de transição energética

e evolução tecnológica – redes 5G, Internet das Coisas (IoT) e veículos elétricos.

Com o emprego de fontes renováveis, GD é um meio chave de produção de energia limpa. A cada gigawatt operacional de Geração Distribuída, deixamos de emitir cerca de 406 mil toneladas de gases do efeito estufa em um ano, o que equivale ao plantio de mais de três milhões de árvores.

O Brasil tem potencial ímpar em quantidade e qualidade de fontes limpas e renováveis de energia e as projeções de mudança do patamar de consumo de eletricidade estão dadas. Há motivos razoáveis para que a GD repita ou amplie, nos próximos anos, o patamar de crescimento alcançado em 2021. Que venha 2022!



Soluções para Linhas de Transmissão e Subestações de Energia.

Fale com um Especialista:



- Torres Treliçadas
- Postes Metálicos para Linhas de Transmissão e Distribuição
- Colunas, Vigas e Suportes para Subestação de Energia

Com **galvanização própria** e **mais de 45 anos** de existência, a Brametal é **líder nas Américas** no fornecimento de estruturas metálicas, confira nossas soluções!



Rodrigo Sauaia
é presidente executivo da Absolar



Ronaldo Koloszuk
é presidente do Conselho de Administração da Absolar



Márcio Trannin é vice-presidente do Conselho de Administração da Absolar



O papel da fonte solar nas usinas híbridas

42

A recente regulamentação das usinas híbridas de geração centralizada, aprovada no final de novembro de 2021 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio da Resolução Normativa Aneel nº 954/2021, é um avanço importante para as fontes renováveis no Brasil. Ela permite a combinação de duas ou mais fontes de geração de energia elétrica em um mesmo complexo de geração, com infraestrutura compartilhada. Com isso, é possível combinar, em uma mesma usina, fontes como solar e eólica, ou solar e hidrelétrica, ou ainda solar e biomassa, ou até mesmo solar e termelétrica.

A medida está em linha com as propostas e recomendações apresentadas pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) à Aneel. Trata-se de uma demanda antiga dos agentes do setor elétrico brasileiro e que já era realidade em mercados internacionais, representando uma grande tendência mundial para a transição energética. Ela proporciona a otimização dos investimentos em geração de energia elétrica, com a

redução de custos tanto de CAPEX quanto de OPEX. Também representa um novo sinal econômico favorável à ampliação da participação das fontes limpas e renováveis na matriz elétrica brasileira.

Atualmente, o Brasil possui 4,5 GW de potência instalada em usinas solares de grande porte, o equivalente a 2,4% da matriz elétrica do país. Desde 2012, esses empreendimentos já trouxeram mais de R\$ 23,5 bilhões em novos investimentos e mais de 135 mil empregos acumulados, além de proporcionarem uma arrecadação de R\$ 6,3 bilhões aos cofres públicos.

Com isso, as usinas solares de grande porte já são a sexta maior fonte do Brasil em potência operacional, com empreendimentos em nove estados brasileiros, nas regiões Nordeste (Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte), Sudeste (Minas Gerais e São Paulo) e Centro-Oeste (Tocantins).

Com definições e regras claras para a outorga de empreendimentos híbridos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão,

a nova medida vai contribuir para o crescimento da capacidade de geração, com menores investimentos em expansão das redes e melhor aproveitamento de sua capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica. O normativo também define a forma pela qual estas usinas efetuarão o pagamento pelo uso da infraestrutura elétrica que utilizam, bem como a aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

Na prática, a proposta da hibridização é de aproveitar de forma mais otimizada a complementaridade das fontes. No caso da combinação entre as fontes solar e eólica, por exemplo, é possível despachar, com a mesma linha de transmissão, a usina solar fotovoltaica durante o dia e aproveitar os ventos noturnos para a geração eólica, reduzindo drasticamente a ociosidade das redes de alta tensão.

A regulamentação também deve estimular uma maior diversidade tecnológica e assim contribuir para a modernização do setor elétrico brasileiro. Uma das possibilidades é a maior

presença de usinas solares flutuantes em reservatórios hidrelétricos ou ainda usinas solares de solo ao lado destes reservatórios, em áreas de terreno de propriedade da usina hidrelétrica.

No caso de usinas flutuantes, o uso de sistemas solares em espelhos d'água, além de ajudar a reduzir a evaporação, transforma o reservatório hídrico em uma espécie de "bateria gigante" de armazenamento elétrico, para ser usado de maneira otimizada e inteligente, economizando a água em momentos de menor disponibilidade e aumentando a flexibilidade dos reservatórios hídricos para a prestação de serviços sistêmicos preciosos para a sociedade.

Vale destacar que o avanço da energia solar no país, seja a partir de empreendimentos únicos ou via usinas combinadas com outras fontes, é fundamental para o desenvolvimento social, econômico e ambiental do Brasil, pois ajuda a diversificar o suprimento de energia elétrica do país, reduzindo a pressão sobre os recursos hídricos e o risco de ainda mais aumentos na conta de luz da população.



Elbia Gannoum é presidente executiva da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica)

COP26 e as energias renováveis

Cheguei à COP26 com uma informação muito importante em mãos. Duas semanas antes, o Conselho Global de Energia Eólica e mais de 90 líderes globais de eólica haviam lançado um alerta: as instalações de eólica precisam aumentar quatro vezes os níveis atuais para que a fonte possa fazer seu papel de ajudar os países a atingir o net zero até 2050 e as projeções que temos hoje de crescimento desta fonte oferecem menos da metade do necessário. Terminada a COP26, o alerta é ainda mais claro, não apenas do ponto de vista da eólica, mas de todas as renováveis: sim, estamos na direção correta, mas a transição energética precisa ser muito mais rápida. E, apesar de alguma crítica pontual ao acordo final, há razões para comemorar o resultado da COP, do ponto de vista das energias renováveis.

É bom contextualizar que, no caso do Brasil, já vínhamos num caminho positivo, não apenas porque temos abundância de recursos renováveis, mas porque o País, após a Crise Energética de 2001, começou a apostar fortemente numa matriz elétrica e energética mais diversificada, como forma de reduzir a dependência das hidrelétricas, e

novas fontes ganharam espaço, como é o caso da eólica, que hoje é a segunda fonte da matriz elétrica, ocupando 11% da matriz e chegando a abastecer 20% do País durante os meses da chamada "Safrá dos Ventos", no segundo semestre.

Esse nosso caminho positivo foi possível, em primeiro lugar, porque o avanço tecnológico significou redução de custos, algo que se nota com destaque nas fontes eólicas e solar. Como segundo ponto destaco o papel do financiamento do BNDES e de outros bancos de fomento. E cito ainda as recentes decisões de grandes fundos de investimentos e bancos de não mais financiarem combustíveis fósseis. Isso tem um impacto positivo muito forte para a transição energética, especialmente no caso de países que ainda dependem de fontes fósseis. E aí chegamos num ponto delicado da transição energética: a disparidade de níveis de desenvolvimento entre os países.

Uma das maiores dificuldades de se discutir transição energética vem da necessidade de se conjugar uma compreensão global do problema, mas sem perder as especificidades regionais. A conclusão é clara: os financiamentos precisam ser

facilitados para a transição para fontes renováveis nos países em desenvolvimento que não possuem condições de fazê-la com recursos internos. E isso deve ser prioridade. E é neste ponto que vejo um grande avanço porque terminamos a COP26 com a certeza de que os grandes financiadores não apenas estão convencidos que precisam destinar recursos para países menos avançados na transição energética, como deixaram muito claro que não seguirão financiando combustíveis fósseis.

No que se refere ao Acordo Final, há uma crítica considerável a fazer: na reta final, China e Índia pressionaram por uma mudança no texto. No trecho sobre abandono gradual do uso de carvão e subsídios a combustíveis fósseis, ao invés de se comprometer a acelerar a "eliminação", a versão final do acordo fala em acelerar a "redução gradual" dessas fontes altamente poluentes de energia. Entre eliminar e reduzir há muita diferença, mas avalio que o acordo firmado é um "divisor de águas" ao mencionar tão claramente os fósseis e indicar um caminho para isso.

Voltei da COP26 com uma certeza muito forte de

que temos a capacidade de aumentar a velocidade da transição energética, porque senti um envolvimento muito grande das empresas e das entidades de financiamento. Um outro assunto me faz comemorar: o avanço do mercado de carbono. Os países participantes da COP26 concordaram sobre como o comércio global de carbono funcionará para acelerar a ação climática. A regulamentação do mercado de carbono era um ponto em que eu estava bastante focada acompanhando, porque é um passo crucial e será uma ferramenta fundamental para a transição energética.

É, de fato, muito complexo conjugar interesse de países tão distintos, mas se a ideia é salvar o planeta para as próximas gerações, não há milagre: todos terão que se esforçar. Neste sentido, o acordo final da COP26 até pode ter tido um sabor agridoce com a mudança de última hora, mas o setor privado, os bancos e fundos de investimentos mostraram estar trabalhando com um engajamento cada vez maior para garantir uma transição energética numa velocidade mais rápida e também de forma mais justa.



USO DE PADRÕES DE TRÁFEGO EM CIDADES INTELIGENTES PARA OTIMIZAR O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Aproveitando tecnologias de cidades inteligentes para criar acesso mais eficiente e equitativo à infraestrutura de carregamento de EV

À medida que a eletrificação do transporte consolida sua aceitação e adoção em massa, novos desafios e oportunidades surgem para a cidade e seus habitantes. Uma delas é a necessidade de implantação de infraestrutura pública de carregamento de veículos elétricos (EV). Apesar da crescente autonomia entre os encargos, os veículos precisam ser recarregados com frequência, e não há estações de carregamento suficientes para garantir independência e confiabilidade para os proprietários de EV. Nesse sentido, as tecnologias smart city podem ser usadas para ajudar na integração perfeita da infraestrutura de veículos elétricos. Este artigo contém uma visão geral de como essas tecnologias podem otimizar o carregamento de veículos usando dados de padrões de tráfego.

Gerenciamento de tráfego para cidades inteligentes

As tecnologias de cidades inteligentes são projetadas para melhorar a eficiência dos serviços da cidade, para aumentar a equidade entre seus habitantes e a capacidade de atrair negócios e empregos de alta remuneração, ao mesmo tempo em que garante que uma cidade esteja posicionada para enfrentar desafios futuros

e melhorar continuamente sua qualidade de vida e desenvolvimento sustentável. Cidades inteligentes ou conectadas usam dados para resolver problemas enfrentados pela vida urbana.

Os sistemas de monitoramento e gerenciamento de tráfego "maduros" já foram projetados para ajustar o tempo do sinal a partir de dados de tráfego em tempo real e são a base de abordagens de cidades inteligentes para o gerenciamento de tráfego. À medida que a adoção de EV aumenta, as tecnologias de cidades inteligentes criam oportunidades para incorporar requisitos de carregamento e acesso. Três fatores estão impulsionando essas oportunidades:

- Casos da Cidade Inteligente que se concentram no monitoramento do tráfego;
- Avanços em veículos conectados – V2X (conexão de veículo com diversos serviços e grids);
- Melhorias em aplicativos móveis que fornecem uma base para encontrar localizações de eletropostos.

Ao fornecer dados em tempo real para oferecer suporte a vários serviços, aplicativos de cidades inteligentes podem ser aproveitados para ajudar na integração do EV

e acesso eficiente a locais de carregamento de EV, melhorar a eficiência e direcionar veículos para estações de carregamento. Ele pode ajudar os motoristas a encontrar locais de carregamento funcionando e evitar deixar seus veículos desabastecidos. Os avanços de redes e aplicativos de telefonia móvel baseados em nuvem desempenham um papel crucial nesse cenário.

Em outras palavras, as tecnologias de cidades inteligentes, quando aliadas aos avanços na conectividade veicular e no desenvolvimento contínuo de aplicativos, permitirão acesso mais eficiente aos sites de carregamento, aproveitando dados de tráfego em tempo real mais acessíveis.

Veículos conectados: veículo para "tudo" (V2X)

Os veículos estão se tornando mais conectados e abrindo oportunidades mais significativas para capturar dados e relatar dados. Vehicle to Everything (V2X) provavelmente será o futuro da mobilidade – este estado é descrito pela sigla em inglês CASE - Conectividade, Autonomia, Mobilidade Compartilhada e Eletrificação. Veículos conectados podem melhorar a gestão do tráfego e a segurança do veículo e agir como um braço essencial para melhorar

Sistemas de Iluminação de Alta Eficiência Savan Iluminação



LINHA HIGH BAY
150lm/W IP65 IK10



LINHA HERMÉTICA
110lm/W IP65



LINHA PÚBLICA
130lm/W IP66 IK09

ENTRE EM CONTATO

vendas@savanimports.com.br | www.savanimports.com.br

+55 (47) 30111064

+55 (48) 988011842

@savan.imports



a eficiência de carregamento de veículos.

O Veículo para Grid (V2G) também é uma solução relevante para melhorar a resiliência das cidades através do uso da eletricidade armazenada nos veículos como backup para determinados serviços e edifícios essenciais, em caso de falha catastrófica da rede elétrica.

Aplicativos móveis para localizar eletropostos

Ter uma cidade replicando aplicativos que guiam os motoristas para sites de carregamento pareceria redundante dado o número de aplicativos de estação de carregamento móvel disponíveis hoje. Exemplos de alguns dos principais aplicativos móveis para encontrar carregadores de veículos são:

- PlugShare;
- Open Charge Map;
- Chagemap;
- ChargeHub;
- FLO.

Embora esses aplicativos possam informar sobre tipos e rotas de carregadores, muitos dependem de informações do usuário para identificar e localizar possíveis atrasos ou desvios. Consequentemente, os sistemas são benéficos, mas não necessariamente criam os caminhos mais eficientes para sites de carregamento.

Novo caso para acesso de carregamento de EV

Com a crescente adoção de EVs, o acesso público às estações de carregamento é central. Cerca de 80% dos veículos leves devem ser carregados nas residências dos proprietários, geralmente no período noturno. Mas, à medida que o percentual de adoção e o número de EVs nas estradas e cidades aumentam, será necessário maior acesso ao carregamento diurno e público.

Apesar dos esforços contínuos para aumentar a disponibilidade de carregadores em espaços públicos para carregamento diurno, o tamanho da bateria está ficando maior, e as faixas de consumo estão aumentando. Além disso, o acesso fácil e eficiente ao carregamento público é essencial por várias razões, como engarrafamentos inesperados, dias extraordinariamente quentes potencialmente estressando o desempenho do veículo ou aumento de paralisações devido ao clima. Todas essas razões e muitas outras podem justificar a necessidade de acessar estações de carregamento públicas. Além disso, à medida que os veículos de passeio e táxi transitam para o transporte público elétrico, o carregamento público durante o dia será uma necessidade para garantir que as frotas de veículos elétricos possam atender sucessivamente o mercado.

Neste contexto, a tecnologia de cidades inteligentes pode ser aproveitada para tornar mais simples encontrar e acessar estações de carregamento públicas. Embora existam aplicativos que mostram onde as estações de carregamento estão, os motoristas podem não ser capazes de integrar padrões de tráfego em tempo real ao se direcionarem para a estação mais próxima. A disponibilidade em locais de carregamento populares também pode criar desafios. O número e o tamanho dos carregadores em locais, tipo conector e se a estação de carregamento está funcionando ou não são essenciais para ajudar os proprietários de veículos EV na busca de locais de carregamento em tempo hábil.

As cidades já começaram a incorporar monitoramento e análise de tráfego. Assim, levar os dados mais adiante em um cenário específico de carregamento de EV não exigiria tecnologias tão inovadoras, apenas aproveitar as tecnologias atuais seria suficiente. O aplicativo proposto apoiará os motoristas na tomada de uma decisão

informada ao buscar uma estação de carregamento usando essas tecnologias para prever o consumo de energia do veículo em tempo real e criar uma rota para o local mais próximo com base nos padrões de tráfego atuais, distância, acesso e tamanho do carregador.

Como o acesso melhorado às estações de carregamento EV pode ser implementado?

A justificativa para ajudar os proprietários de EV a obter o acesso mais eficiente aos carregadores EV em toda uma cidade é simples e impactante para a imagem de uma cidade. No entanto, as cidades estão atualmente estressadas em sua capacidade de investir fora de serviços críticos e podem não ser capazes de direcionar o investimento em tecnologia de cidades inteligentes para um novo caso de uso devido a limitações de financiamento. Felizmente, as cidades podem abordar suas soluções de cidades inteligentes de forma incremental e cirúrgica para apoiar o carregamento público eficiente. Por meio de soluções de cidades inteligentes baseadas em mapas de geolocalização existentes, como vigilância por vídeo e análise de dados para monitoramento de tráfego disponível, novas abordagens podem criar acesso mais eficiente aos sites de carregamento da cidade, além dos aplicativos existentes para locais de carregador mencionados acima.

Além de fornecer localização, tamanho, tipos de carregamento, bem como revisões de sites, estes Apps com mapas para locais de carregamento mais próximos podem acessar monitoramento de tráfego em tempo real para permitir que as rotas mais próximas sejam desviadas se os padrões de tráfego mudarem repentinamente devido a engarrafamentos ou a outros eventos que possam criar barreiras às rotas. Além disso, os avanços tecnológicos nos EVs em breve serão capazes de cruzar os níveis

de bateria e os preços de energia com as características do local da estação de carregamento e dados de disponibilidade e padrão de tráfego, o que permitirá que os motoristas tomem uma decisão educada sobre quando e onde reabastecer seus veículos. Por fim, urbanistas, autoridades municipais e concessionárias de energia podem identificar as áreas que não possuem estações de carregamento, conduzindo suas decisões sobre áreas prioritárias a investir na provisão sobre essa infraestrutura cada vez mais crítica para atender às necessidades das novas tendências do sistema de transporte e aumentar a confiabilidade do sistema de energia, prevendo as cargas provenientes da eletrificação veicular em massa. Em vez de replicar sistemas atuais, as cidades devem pensar em fornecer dados que possam melhorar sistemas que já existem.

Mesmo com combinações de tecnologias de cidades inteligentes e aplicações de terceiros, barreiras ainda podem existir. Por exemplo, a interoperabilidade e o compartilhamento de dados de diferentes redes de carregamento podem fornecer desafios para uma cidade que busca maximizar o acesso de carregamento público em toda a sua cidade e em vários eletropostos. Esses desafios também podem ser superados por dados que uma cidade pode fornecer em locais ou se o local de cobrança é propriedade de entidades públicas ou privadas.

Conclusões

Incentivar a eletrificação é mais do que apenas atender a uma classe de proprietários de veículos que optam por usar veículos elétricos. A eletrificação ajudará as cidades a reduzir as emissões de carbono e cumprir as metas de emissão zero, mas, mais importante, também reduzirá poluentes que podem ter efeitos nocivos sobre as pessoas dentro da cidade. Além disso, a adoção em

massa de EVs e provisões de infraestrutura deve ser democrática e incluir todos os grupos sociais à medida que o EV se torna mais acessível, e os impactos da poluição do ar e das vulnerabilidades relacionadas ao clima afetam mais severamente as comunidades desprivilegiadas.

Da mesma forma, aproveitar as tecnologias atuais de cidades inteligentes e todos os dados e aplicativos disponíveis para tornar o acesso aos recursos de carregamento o mais eficiente e equitativo possível é essencial para aumentar a adoção de veículos elétricos. Assim, permitindo que uma cidade esteja preparada para incorporar o aumento esperado na propriedade de veículos EV. Este esforço não precisa de sistemas atuais no mercado hoje. Em vez disso, essas soluções podem usar os dados disponíveis a partir de tecnologias de cidades inteligentes para melhorar os sistemas, ao mesmo tempo em que não oneram os orçamentos.

A adoção de veículos elétricos está aumentando exponencialmente e este é um momento crucial para as cidades ao redor do mundo investirem na infraestrutura necessária para acomodar essa demanda. A expectativa é que essa infraestrutura se torne mais eficiente e acessível, fazendo parcerias com sistemas atuais e fornecendo os dados para os aplicativos para atender às necessidades dos proprietários de EV, ao mesmo tempo em que garante que as cidades busquem iniciativas de cidades inteligentes.

**Larissa Paredes Muse é arquiteta e urbanista especializada em digitalização de cidades e mestre em Engenharia Urbana pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). É membro do IEEE e consultora na Quanta Technology | lmuse@quanta-technology.com*
Richard Fioravanti é engenheiro eletricista e eletrônico com MBA em Finanças. Atualmente, é diretor de eletrificação de transporte e conselheiro executivo na Quanta Technology | rfioravanti@quanta-technology.com

**PENSOU EM QUALIDADE,
PENSOU**

**ação engenharia
e instalações**

DFR



G5DFR

Gravador Classe A modular, IEC 61850 Sincrofasores Classe M e P, COMTRADE.

**QUALIDADE
DE ENERGIA**

G4400

Qualímetro Classe A com 01 ano de gravação sem trigger, 1024 amostras por ciclo.



COMPENSADORES

**EQUALIZER/
ACTIVAR**

Compensadores estáticos de energia reativa com filtro de harmônicas. Alto desempenho.



**SOLUÇÕES EM PROJETOS,
PRODUTOS E SERVIÇOS**

**VENDA E LOCAÇÃO
DE EQUIPAMENTOS**



**ação engenharia
e instalações®**

**FALE
CONOSCO**

(11) 3883-6050
orcamento@acaoenge.com.br



Materiais para sistemas de aterramento: dimensionamento de condutores

A eficiência e a confiabilidade de operação de um sistema de aterramento e de proteção contra descargas atmosféricas estão diretamente ligadas não somente a um bom projeto, mas também à correta especificação de materiais que assegurem a qualidade da instalação. A utilização de materiais inadequados ou que não cumpram com as exigências técnicas das normas pertinentes pode colocar em risco o sistema de proteção.

A norma brasileira ABNT-NBR-16254 – Materiais para sistemas de aterramento foi publicada em 08.01.2014 e entrou em vigor a partir de 08.02.2014. Atualmente esta norma encontra-se em processo de revisão no âmbito da comissão ABNT/CB-003/CE 003 102 001 (Aterramentos Elétricos).

Como importantes referências para a revisão em curso, podemos citar as normas IEC-62305 e IEEE-80. A norma IEC-62305 é uma norma europeia para Proteção Contra Descargas Atmosféricas (PDA), sendo dividida em 4 partes. Ela remete às características que os materiais a serem utilizados no PDA à norma IEC-62561 (também dividida em partes).

A norma americana IEEE-80 constitui a principal referência para projetos de sistemas de aterramento em subestações

adotada em boa parte do mundo e inclusive no Brasil, onde serviu de base para a norma ABNT NBR 15751 – Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos. A norma IEEE-80, no que se refere a conexões, remete à norma IEEE-837, que define os requisitos e os ensaios que este material deve cumprir para atender às exigências do projeto e à qualidade e eficiência pelo tempo de vida útil definido para o sistema

A nova ABNT NBR 16254 apresentará uma ampla classificação dos materiais que são utilizados em sistemas de aterramento, estabelecendo as características técnicas que estes materiais devem atender para garantir sua eficiência de operação ao longo do tempo. Os principais materiais utilizados em sistemas de aterramento e abordados pela norma são: condutores, hastes, conexões e tratamento do solo. Os requisitos e ensaios são definidos na norma para cada tipo de material em função da sua composição (cobre puro, aço cobreado, aço zincado etc.). Alguns elementos, como cabo de cobre, por exemplo, já são cobertos por normas específicas e, nestes casos, a ABNT NBR 16254 estabelece que estes materiais devem atender aos requisitos que constam nas normas específicas.

As normas específicas de materiais são, geralmente, normas de fabricação e a revisão da ABNT NBR 16254, além de estabelecer requisitos e ensaios para materiais não cobertos por normas específicas, deverá abordar as informações que são relevantes para os cálculos de projetos do sistema de aterramento como dimensionamento dos materiais, suportabilidade (térmica e mecânica), formas de instalação etc.

Os critérios básicos para escolha dos materiais se pautam em parâmetros elétricos (resistividade e resistência), e são baseados nos princípios da termodinâmica, onde o aquecimento produzido pela passagem de corrente determina a capacidade de condução e a durabilidade do material.

Os aspectos mecânicos também são importantes, sendo que a resistência mecânica do condutor está diretamente ligada aos processos de aquecimento e resfriamento sofridos pelo material ao longo da sua vida útil. As normas acima citadas, assim como a IEC-62305 e a ABNT NBR 5419, apresentam tabelas com as dimensões mínimas recomendadas para materiais a serem utilizados como eletrodos de aterramento, do ponto de vista elétrico e mecânico. Isto significa que, caso o cálculo de algum material resulte em seção menor das que constam na tabela de seções mínimas, deve-se seguir a tabela. No âmbito da revisão da ABNT NBR 16254, os aspectos de seção mínima em algumas aplicações específicas ainda são temas em discussão (como por exemplo contrapesos

de linhas de transmissão, aterramentos de redes de distribuição etc.).

A suportabilidade aos esforços térmicos previstos para uma dada aplicação do material está associada ao aquecimento que este material poderá suportar sem sofrer alterações em suas características físicas (elétricas ou mecânicas). O transporte de corrente resultará na elevação da temperatura do material, em função do tempo de duração e da magnitude da corrente transportada. O tempo e a corrente de falta para a terra são definidos em projeto de acordo com o tipo da instalação e com os tempos de atuação das proteções. Quanto maior o tempo de atuação da proteção, maior será a elevação de temperatura dos componentes do aterramento.

As correntes impulsivas, associadas usualmente a quedas de raios, têm duração da ordem de μs , e por este motivo o fator de elevação da temperatura em função da duração do evento não é crítico para definição das seções dos elementos condutores. Outros processos resultam na redução da vida útil dos materiais, tais como sucessivos eventos de aquecimento e resfriamento e a agressividade eletroquímica do solo (associada à corrosão). Porém, considera-se que o estabelecimento de seções mínimas para os condutores resolve estes problemas complementares. Desta forma, tem-se que a elevação máxima de temperatura admissível para a condição de falta para a terra é o parâmetro fundamental para o dimensionamento e especificação do

A **LINHA** mais completa de **ISOLADORES**, agora também na **TRANSMISSÃO**



 **Germer**
ISOLADORES

 (47) 3281 0000

   /germerisoladores

 www.germerisoladores.com.br
vendas@germerisoladores.com.br

material de aterramento.

A equação de Onderdonk e Sverak (Tabela 1a), constante da IEEE-80, permite o cálculo da capacidade de transporte de corrente de um condutor de determinada seção (S), em função do tempo de aplicação da corrente e de outros parâmetros. Esta equação é utilizada para dimensionamento térmico dos diferentes materiais utilizados em sistemas de aterramento (condutores e conexões). O resultado obtido é conservativo, pois pressupõe que o processo térmico em um elemento condutor submetido a uma elevada corrente é adiabático, ou seja, não envolve troca de calor com o meio. Como vários fatores são constantes para cada material, a equação pode ser simplificada utilizando-se um fator Kf, conforme consta da IEEE-80 (Tabela 1 b).

Estas equações e tabelas com os respectivos parâmetros elétricos e térmicos, constam das normas IEEE-80 e IEEE-837, assim como das normas ABNT NBR 15751, ABNT NBR 16527 e ABNT NBR 16254. A ideia, ainda em discussão no âmbito da revisão da ABNT NBR 16254, é que as equações e as respectivas tabelas de parâmetros constem apenas na norma de materiais, de modo que as demais normas possam referenciá-la.

TABELA 1 - EQUAÇÃO DE ONDERDONK E SVERAK (A), CONFORME CONSTA NA IEEE-80, E SUA EXPRESSÃO SIMPLIFICADA (B)

$$S = I_f \sqrt{\frac{t \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln \left(\frac{k_o + T_m}{k_o + T_a} \right)}} \quad (a)$$

$$S = I_f \times K_f \sqrt{t} \quad (b)$$

As Tabelas 2 e 3 apresentam os valores dos parâmetros dos materiais tipicamente utilizados em aterramentos, a seguir relacionados:

- S – seção do condutor (mm²);
- If – valor eficaz (RMS) da corrente de falta fase-terra (kA);
- tc – duração da aplicação da corrente (s);
- Tr – temperatura de referência das constantes do material (em °C);
- Tm – temperatura máxima suportável pelos materiais utilizados (em °C);
- Ta – temperatura ambiente, expressa em graus Celsius (°C);
- pr – resistividade do condutor de aterramento na temperatura de referência Tr (μΩ.cm);

αr – coeficiente térmico de resistividade do condutor na temperatura de referência Tr (1/°C);

Ko = 1/αo ou (1/αr) – coeficiente térmico de condutividade do condutor a 0 °C ou na temperatura de referência Tr;

TCAP – fator de capacidade térmica por unidade de volume (J/(cm³.°C));

Kf – constante do material para a expressão simplificada (Tabela 3).

Nota: Os valores apresentados nas equações da tabela 1 são para formas de ondas simétricas. Um fator de decremento deve ser usado para determinar a corrente rms para formas de ondas assimétricas.

Constata-se que os principais parâmetros térmicos constantes das equações para dimensionamento de condutores em sistemas de aterramento são a temperatura de fusão e a capacidade térmica (TCAP - Thermal Cycling Absortion Process). O TCAP é um parâmetro específico do tipo de material do condutor (aço, cobre, aço cobreado, alumínio etc.) e está relacionado à quantidade de energia térmica que o material consegue absorver sem alteração das suas características elétricas e mecânicas. O TCAP exprime a capacidade térmica do material por unidade

TABELA 2 - VALORES DOS PARÂMETROS DOS CONDUTORES DE ATERRAMENTO MAIS UTILIZADOS

| Tipo do condutor | Condutividade | Coeficiente térmico de resistividade fator αr(20°C-1) | Fator ko a 0° C | Temperatura de Fusão Tm | Temperatura limite Tm | Resistividade a 20 °C ρr | Fator de capacidade térmica TCAP |
|------------------------------------|---------------|--|-----------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------------|
| | % | | °C | °C | °C | μΩ.cm | J/(cm ³ .°C) |
| Cobre macio | 100 | 0,003 93 | 234 | 1083 | 850 | 1,724 | 3,422 |
| Cobre duro | 97 | 0,00381 | 242 | 1084 | 850 | 1,777 | 3,422 |
| Aço revestido em cobre(a) | 53 | 0,00378 | 245 | 1084 | 850 | 3,318 | 3,682 |
| | 40 | 0,00378 | 245 | 1084 | 850 | 4,397 | 3,846 |
| | 30 | 0,00378 | 245 | 1084 | 850 | 5,862 | 3,846 |
| | 21 | 0,00378 | 245 | 1084 | 850 | 8,374 | 3,854 |
| Haste de aço revestido em cobre(a) | 20 | 0,00378 | 245 | 1084 | 850 | 8,621 | 3,846 |

(a) – para materiais compostos, como aço revestido de cobre, os valores são médios para o condutor, sendo que o fabricante pode definir estes por parâmetros meio de ensaios.

TABELA 3 – VALORES DA CONSTANTE Kf: PARÂMETROS PARA OS TIPOS DE CONDUTORES MAIS UTILIZADOS EM ATERRAMENTOS

| Material | Condutividade (%) | Tm - 1084 °C kf | Tm - 850 °C kf |
|----------------------|-------------------|-----------------|----------------|
| Cobre macio | 100 | 3,55 | 3,79 |
| Cobre comercial duro | 97 | 3,58 | 3,82 |
| Aço cobreado | 53 | 4,70 | 5,03 |
| Aço cobreado | 40 | 5,30 | 5,67 |
| Aço cobreado | 30 | 6,12 | 6,54 |
| Haste aço cobreado | 20 | 7,41 | 7,93 |

Nota: Fatores calculados para temperatura Ta = 40 °C

(a) - é uma boa prática utilizar o fator Tm com margem de segurança de 20% com relação à temperatura de fusão para os condutores de cobre ou de aço cobreado com conexões permanentes (solda exotérmica ou à compressão), resultando na temperatura limite de 850 °C.

de volume (em J/(cm³ x °C)), e pode ser calculado a partir do calor específico (em cal/(grama x °C)) e da densidade específica (em gramas/cm³) de cada material.

O projetista tem a liberdade de estabelecer critérios mais rigorosos quando do dimensionamento dos condutores e conexões, se entender necessário, especialmente no que diz respeito à temperatura máxima utilizada no cálculo. Usualmente são feitas as seguintes considerações:

- a partir de 250 °C o cobre inicia um processo de recozimento e de alteração de suas características mecânicas, sendo esta a temperatura limite, normalmente utilizada para conexões mecânicas;
- uma margem de segurança de 20% com relação à temperatura de fusão do cobre, para os condutores de cobre ou de aço cobreado com conexões permanentes (solda exotérmica ou à compressão), resultando na temperatura limite de 850 °C.

Outras considerações podem interferir neste dimensionamento, como:

- expectativa de esforços mecânicos anormais;

- solos muito agressivos em termos de corrosão;
- tempo de eliminação da falta para a terra que considere a possibilidade de falha da proteção de 1ª linha, e que resulte na atuação da proteção de 2ª linha, com o consequente aumento do tempo de aplicação da corrente.

Além da especificação do condutor de forma correta, é imprescindível também especificar uma conexão que garantam todos os requisitos mencionados para o condutor, caso contrário, pode-se colocar em risco todo o projeto, mas isso será assunto para outro artigo.

**Rinaldo Júnior Botelho é engenheiro eletricista, bacharel em Matemática, MBA em gestão empresarial, membro do COBEL na Comissão de Sistemas de Aterramento, coordenador do Grupo de materiais para aterramento e membro da comissão da ABNT NBR 5419, conselheiro no CIESP Guarulhos, sócio-diretor e responsável técnico da Fastweld Industria e Comércio Ltda. Paulo Edmundo da Fonseca Freire é engenheiro eletricista e Mestre em Sistemas de Potência (PUC RJ). Doutor em Geociências (UNICAMP) e membro do CIGRE e do COBEL, também atua como diretor da Paiol Engenharia.*

PARATEC
A SOLUÇÃO QUE PROTEGE

SISTEMA DE PÁRA-RAIOS

PREDIAIS - SISTEMA COMPLETO



CAPTORES TIPO FRANKLIN



CONDUTORES DE ALUMÍNIO



SUPORTE DE USO GERAL



SUPORTE PARA TELHA DE CERÂMICA



SINALIZADORES



ATERRAMENTO



A SOLUÇÃO QUE PROTEGE

Dúvidas acesse o Site

www.paratec.com.br

ou ligue

Tel.: (011) 3641-9063

vendas@paratec.com.br

A importância de uma especificação técnica detalhada para aquisição de filtros harmônicos

Os filtros harmônicos são equipamentos destinados a reduzir os valores das distorções de corrente e tensão de um determinado barramento a valores aceitáveis. Entre os benefícios da instalação dos filtros, temos a redução de falha e/ou operação indevida de equipamentos, a redução das perdas elétricas do sistema, o aumento da vida útil de transformadores e motores e a adequação de indicadores a limites normativos.

Os sistemas de filtragem harmônica podem ser divididos em três categorias básicas:

- Filtragem com ligações especiais de equipamentos;
- Filtros harmônicos passivos;
- Filtros harmônicos ativos.

As técnicas de filtragem com ligações especiais de equipamentos utilizam os próprios equipamentos geradores de distorções harmônicas para reduzir a distorção total do sistema. Temos como exemplos mais comuns a utilização de transformadores com enrolamento em delta, o qual confina as correntes de

seqüência zero, e o uso de retificadores de 12 pulsos ou mais, os quais cancelam as harmônicas de maior intensidade.

Voltando para equipamentos dedicados a filtragem harmônica, foco desta coluna, podemos apresentar as seguintes vantagens de cada tipo.

Os filtros passivos, como o próprio nome diz, são baseados em elementos passivos (capacitores, reatores e resistores). Estes são tidos como a solução mais tradicional e com tecnologia bem maturada. Sua maior vantagem é o menor custo de aquisição e manutenção devido à simplicidade da solução e ao grande número de fornecedores no mercado, além de ser fácil encontrar peças sobressalentes ou para reposição. Todavia, sua desvantagem é que ele é dimensionado para um sistema elétrico específico e, caso haja mudanças consideráveis neste sistema, seu desempenho ou até mesmo sua vida útil podem ser prejudicados.

Por sua vez, os filtros ativos são equipamentos baseados em eletrônica de potência, os quais monitoram constantemente as correntes harmônicas do sistema e injetam uma corrente de mesma magnitude e frequência, porém



defasada em 180° elétricos. Desta forma, filtros ativos são muito versáteis e se adaptam a diferentes sistemas. Todavia, possuem algumas desvantagens por ser baseado em eletrônica de potência, como a necessidade de condições ambientais controladas, custo de aquisição e principalmente de manutenção elevados, haja vista que são equipamentos importados e somente seu fabricante possui capacidade de fornecer peças sobressalentes ou para reposição.

Vale destacar que não existe solução “de prateleira” para filtragem harmônica. Independentemente de qual solução for escolhida, antes da aquisição e implantação de um sistema de filtragem harmônica deve-se realizar o estudo de qualidade de energia elétrica para a elaboração de uma especificação técnica detalhada.

Esta preocupação deve ser considerada desde sistema de filtragem ligados à baixa tensão (BT), comumente indústrias, até sistemas ligados à média e alta tensão (MT e AT), estes voltados para indústrias eletrointensivas e empresas de geração, transmissão e distribuição de energia.

Voltando-se para as indústrias com filtros de baixa tensão, geralmente, são utilizadas soluções de filtros passivos, as quais reduzem a distorção do barramento e fazem o controle de reativo reduzindo o valor excedente de potência reativa. Desta forma, eles possuem dupla função, a melhoria da qualidade de energia elétrica e a redução do valor da fatura de energia elétrica. Quanto aos filtros ativos, por serem sistemas de alto valor de aquisição e manutenção, estes possuem aplicação em indústrias com sistemas críticos e cargas dinâmicas.

Já os sistemas de filtragem ligados em barramentos de média ou alta tensão nem sempre possuem como função principal o fornecimento de potência reativa. Dependendo da aplicação, o montante de potência reativa fornecido é irrelevante para o sistema e, nestes casos, os filtros possuem a função específica de filtragem harmônica. Para estes sistemas, a maioria das soluções é composta por filtros harmônicos passivos. A utilização de filtros harmônicos ativos em MT ou AT implica na instalação de transformadores para a sua conexão, pois os filtros ativos são projetados para operar em BT. Neste tipo de solução é necessário ter especial atenção na especificação da conexão do transformador de acoplamento e na exatidão do sistema de medição de forma a garantir o correto funcionamento e desempenho da solução de filtragem.

Conforme já exposto, a definição da solução de filtragem deve ser embasada em estudos adequados. Alguns dos principais pontos a serem abordados nos estudos são:

- Filtros passivos:
 - Ocorrência de ressonâncias indesejadas;
 - Eficácia do filtro considerando dessintonias;
 - Suportabilidade às correntes harmônicas;
 - Suportabilidade dos equipamentos de manobra.
- Filtros ativos:
 - Eficácia do sistema considerando os erros de medição;
 - Especificação dos TCs com exatidão necessária;
 - Para sistemas em MT ou AT, especificação do transformador de acoplamento;
 - Características ambientais necessárias

ao bom funcionamento (temperatura e umidade).

A instalação de filtros sem estudos ou com estudos inadequados pode gerar diversos transtornos. Além das perdas financeiras devido ao sobre ou subdimensionamento dos componentes, os principais problemas são:

- Problemas no sistema de filtragem:
 - Redução da vida útil do sistema de filtragem;
 - Queima de componentes do sistema de filtragem;
 - Eficácia reduzida.
- Problemas no sistema de conexão:
 - Redução das distorções harmônicas aquém do necessário;
 - Aumento das distorções harmônicas;
 - Ocorrência de ressonâncias indesejadas;
 - Aumento abrupto da tensão do barramento;
 - Redução da vida útil e/ou queima de demais equipamentos ligados ao mesmo sistema.

Por fim, é importante ter em mente que nunca se deve conectar filtros harmônicos sem os devidos estudos, pois ao invés de melhorar a qualidade de energia do sistema elétrico, eles podem piorar os índices de qualidade e causar avarias em equipamentos conectados ao barramento em questão e seus adjacentes.

**Arthur Fernando Bonelli é vice-presidente da Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE); Marco Leandro Bonelli é Lead Sales & Proposal Manager na GE; Pedro Augustho Biasuz Block é Diretor Técnico da MAB Engenharia.*



Jobson Modena é engenheiro eletricista, membro do Comitê Brasileiro de Eletricidade (Cobei), CB-3 da ABNT, onde participa atualmente como coordenador da comissão revisora da norma de proteção contra descargas atmosféricas (ABNT NBR 5419). É diretor da Guismo Engenharia | www.guismo.com.br



Segurança nas inspeções da PDA – Parte 2*

Inspeção no SPDA: muitos componentes do SPDA, principalmente em sistemas não naturais, encontram-se na parte externa das edificações, o que faz com que a etapa de inspeção seja realizada a céu aberto.

A ABNT NBR 5419 destaca que inspeções, ensaios e manutenções no SPDA não podem ser realizados durante a ameaça de tempestades.

Além dos riscos adicionais presentes no ambiente, é importante tomar medidas para evitar as consequências da exposição ao Sol, como buscar locais com sombra, diminuir o tempo de exposição, hidratação frequente e uso de protetor solar.

Dentre os riscos adicionais citados, vale lembrar a possível presença de atmosferas explosivas, onde medidas adicionais devem ser tomadas durante os trabalhos.

Inspeção no SPDA, subsistemas de captação e descida: por serem geralmente instalados em locais altos ou de difícil acesso é uma das etapas com riscos mais elevados, onde um acidente pode ser fatal.

A Norma Regulamentadora N° 35 afirma que no planejamento da atividade devem ser adotadas medidas para evitar o trabalho em altura, sempre que existir meio alternativo de execução. Para a parte da inspeção visual, é possível remover este risco com a utilização de drones.

Vale lembrar que o drone apresenta outros riscos para o trabalho, mas que podem ser reduzidos a níveis toleráveis com adoção de medidas administrativas.

Inspeção no SPDA, subsistema de aterramento: novamente uma etapa com baixos riscos envolvidos, mas que necessita de uma atenção especial aos riscos ocultos, as caixas de inspeção muitas vezes servem de moradia para animais peçonhentos, que podem atacar principalmente no momento da abertura.

Eventuais medições em cada subsistema: durante as medições temos a presença de riscos mecânicos ao manusear ferramentas para abrir conexões, transporte de equipamentos, entre outros. Neste momento os riscos não são elevados e alguns EPIs podem trazer grandes benefícios como: luvas de proteção mecânica, óculos de segurança, sapatos de proteção e, dependendo da medição, capacete de segurança.

Para uma medição no subsistema de captação, por exemplo, pode-se definir um local onde o acesso possui medidas que eliminam o risco de queda do trabalhador, como guarda corpo instalado na edificação. Quando o risco de quedas não puder ser eliminado, devem-se adotar medidas que minimizem as consequências da queda. Lembrando que de nada adianta utilizar um EPI contra quedas se não existe um ponto de ancoragem confiável.

Para medições no subsistema de aterramento é importante atentar-se à possível presença de energia elétrica em algum ponto, que pode ocorrer devido a alguma falha na instalação; uma verificação

com multímetro pode ser suficiente para sanar este risco.

Inspeção nas MPS: boa parte das MPS estão instaladas em quadros elétricos e até energizadas. Primeiro de tudo deve-se avaliar a possibilidade de realização do trabalho desenergizado. Caso não seja possível, utilizar outras medidas de proteção coletiva, e em último caso admitir o risco.

Antes de se aproximar de uma zona controlada é necessário conhecer a energia incidente do local para que a proteção seja efetiva em caso de acidente. Por exemplo, caso seja necessário abrir um quadro elétrico com energia incidente de 7,0 cal/cm², deve se utilizar, no mínimo, vestimenta de proteção categoria 2, que neste caso consistiria em proteção da cabeça, tronco e membros superiores e inferiores.

Elaboração da documentação: assim como na análise da documentação, pode parecer isenta de riscos, mas as condições ergonômicas devem ser avaliadas.

Para concluir, toda atividade deve ser planejada com antecedência e os riscos envolvidos estudados a fundo. A antecipação dos riscos é fundamental para garantir a segurança, principalmente na inspeção da PDA pois cada edificação possui características específicas.

**Este artigo é assinado por Luiz Claudio Ferraro, engenheiro eletricista e de segurança do trabalho. Possui experiência em projetos, inspeções, consultoria e treinamentos.*



Luciano Haas Rosito é engenheiro eletricista, diretor comercial da Tecnowatt e coordenador da Comissão de Estudos CE: 03:034:03 – Luminárias e acessórios da ABNT/Cobei. É professor das disciplinas de Iluminação de exteriores e Projeto de iluminação de exteriores do IPOG, e palestrante em seminários e eventos na área de iluminação e eficiência energética. | lrosito@tecnowatt.com.br



Guia de telegestão e a certificação dos sistemas*

Dando sequência a esta série de artigos sobre o tema iluminação, trataremos a seguir sobre a telegestão de iluminação pública, que já foi tema anteriormente abordado, mas agora sob o ponto de vista da futura certificação compulsória dos sistemas e do recente lançamento do guia de telegestão que amplia a discussão e o conhecimento sobre o tema que cada vez mais se torna relevante em função da aplicação de tecnologia na iluminação.

No dia 10 de novembro de 2021, foi publicado pela Associação Brasileira das Concessionárias de Iluminação Pública (ABCIP), por meio de seu comitê de telegestão, o Guia de Especificação Técnica para Telegestão em Iluminação Pública. Este guia tem por objetivo difundir o conhecimento para uma especificação técnica do sistema de forma a fazer a gestão por requisitos independentemente da tecnologia a ser utilizada.

O guia, além de iniciar com os principais termos técnicos utilizados, inicia com os principais conceitos de um sistema de telegestão, incluindo um breve histórico das tecnologias, elementos do sistema e atributos desejáveis. Na sequência são detalhados os modos de operacionalização do faturamento da energia elétrica em consonância com o Despacho Aneel N° 0368, de 11 de fevereiro de 2020. A seguir são apresentados os

requisitos do sistema e a importância da interoperabilidade, chegando por fim nas orientações para especificação e tabela dividida entre:

- Fatores de desempenho;
- Requisitos para os equipamentos de telecomando (controladoras);
- Requisitos para os concentradores/estação base;
- Requisitos para a plataforma de software.

Desta forma, este guia torna-se uma ferramenta importante para os interessados no tema desenvolver suas especificações e detalhamentos técnicos para utilização em larga escala desta tecnologia.

Em conjunto com o guia, o comitê de telegestão trabalha ativamente na construção do regulamento técnico que visa a certificação do sistema de telegestão por parte do Inmetro.

Atualmente, o Inmetro colocou em consulta pública a proposta para o Regulamento Técnico Metroológico, que contemplará os dispositivos de telegestão. Esta ação vem após cerca de dois anos de reuniões com os fabricantes e, por último, com intervenções do Comitê de Telegestão da ABCIP. Na atual minuta estão sendo debatidos e detalhados estes temas para que a certificação voluntária seja um instrumento de desenvolvimento de

padrões interoperáveis, e que traga cada vez mais segurança para o usuário, fabricantes e distribuidoras de energia na utilização destes sistemas. Questões sobre a forma de transição para uma proposição completa de ensaios, de forma a dar tempo para que os fabricantes se adaptem à nova realidade, também estão sendo estudadas pelo Inmetro.

Entre os aspectos de maior relevância nos encontros entre o Comitê e o Inmetro, foram consideradas questões relativas à proteção dos elementos metrologicamente relevantes, quer sejam de hardware ou software. Também as preocupações quanto à adaptação das métricas utilizadas para os ensaios, oriundas do regulamento para contadores de energia, à realidade dos dispositivos de telegestão estiveram nas pautas dos encontros entre as entidades. Por fim, entendeu-se que a proposta colocada sob consulta pública atenderá ao estado da arte dos equipamentos, surgindo como uma proposição em consenso entre o Comitê e o Inmetro também. Prevê-se que o regulamento entre em vigor durante o primeiro trimestre de 2022.

O guia pode ser baixado no site da ABCIP: www.associacaoabcip.com.br

*Artigo escrito em parceria com Cláudio Monteiro, coordenador do Comitê de Telegestão e Diretor de Tecnologia na Modulus One.

As melhores soluções em materiais elétricos de média tensão a Exponencial disponibiliza para o mercado.



Nunziant Graziano é engenheiro eletricista, mestre em energia, redes e equipamentos pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), Doutor em Business Administration pela Florida Christian University, Conselheiro do CREASP, membro da Câmara Especializada de Engenharia Elétrica do CREASP e diretor da Gimi Pogliano Blindosbarra Barramentos Blindados e da GIMI Quadros elétricos | nunziantegimipogliano.com.br



Posso alterar um produto testado e o ensaio ainda é válido?

Prezado leitor, o tema que gostaria de discutir hoje é recorrente. Muitas vezes já fui indagado com a questão tema deste pequeno artigo e a resposta é sempre: “depende”. Depende do tipo de alteração que estamos fazendo, pois o bom senso é que precisa preponderar. Porém, de fato, como os ensaios são sempre válidos SOMENTE para o corpo de prova submetido ao ensaio, é realmente “cara x crachá”, ou seja, ou é idêntico, ou não é.

Entretanto, algumas alterações, sob minha modesta opinião, podem sim ser realizadas, sem prejuízo de performance. Vamos fazer uma análise. Se alteramos a seção nominal de uma barra de cobre, majorando-a, temos que observar sob dois aspectos: a tensão e a corrente. Majorando a seção nominal da barra, mantendo-se o material condutor e mesmo perfil (por exemplo, uma barra chata com cantos arredondados), em tese temos um ganho no sentido de performance, o que é bom pelo lado da corrente, mas pelo lado da tensão, estamos mudando distâncias e a configuração do campo elétrico, o que pode não ser bom. Portanto, cabe a análise mais profunda das geometrias envolvidas para definir se a mudança é relevante ou não para a aceitação dos ensaios.

Alguns dias atrás recebi um e-mail de um velho amigo, me apresentando a

seguinte pergunta: “Estou adquirindo um conjunto blindado de média tensão e um fornecedor me apresentou uma proposta com barramento de alumínio. O que muda em relação ao cobre?” Pensei bem na resposta e escrevi: “Tudo!”

Explico: quando estamos falando de condutores de materiais diferentes, os ensaios precisam ser analisados com cautela. Como já falamos no preâmbulo deste artigo, mudando a seção nominal, já temos um potencial prejuízo de performance no quesito tensão. Quando falamos de mudança do material condutor, neste caso, do cobre para o alumínio, para se manter a corrente nominal, é necessário reforçar a seção nominal. Além disso, as características de resistência mecânica não são as mesmas, ou seja, neste caso, o fornecedor que pretende utilizar o condutor de alumínio, precisa realizar todos os ensaios de tipo, quais sejam: elevação de temperatura, corrente suportável nominal de curta duração de fases e fase-terra, impulso atmosférico, tensão suportável em frequência industrial, grau de proteção, funcionamento mecânico e arco interno devido à falha interna.

Assim, recomendo que devemos sempre analisar a oferta com os ensaios apresentados para não comprar “gato por lebre”.

Boa leitura!



- X Luminárias públicas LED;
- X Cabos de cobre nu, flexíveis e isolados;
- X Preformados;
- X Cabos de alumínio nu, multiplexados, protegidos e isolados;
- X Isoladores, chaves, para-raios, cruzetas, dutos corrugados;
- X Rede de distribuição aérea e subterrânea.

(31) 3317-5150

Rua Titânio 153 - Camargos - BH/MG
vendas@exponencialmg.com.br

 [exponencialmg](https://www.instagram.com/exponencialmg)

www.exponencialmg.com.br

Produtor Homologados CEMIG

Compre com seu cartão
BNDES



O Grupo Trael deseja a todos Boas Festas e que 2022 traga muita energia para transformar nossos melhores sonhos em realidade!

Feliz Natal e Próspero Ano Novo!



www.trael.com.br

Indústria e Assistência Técnica
Cuiabá-MT • Brasil
[65] 3611-6500





Daniel Bento é engenheiro eletricista com MBA em Finanças e certificação internacional em gerenciamento de projetos (PMP®). É membro do Cigré, onde representa o Brasil em dois grupos de trabalho sobre cabos isolados. Atua há mais de 25 anos com redes isoladas, tendo sido o responsável técnico por toda a rede de distribuição subterrânea da cidade de São Paulo. É diretor executivo da Baur do Brasil | www.baurdobrasil.com.br



Pare de danificar o cabo isolado com Hipot-DC – Parte III (final)

Nesta terceira e última coluna sobre teste de tensão aplicada em cabos isolados de média tensão, vamos falar sobre os testes de tensão monitorados. É importante, porém, lembrar que, conforme foi tratado no primeiro artigo da série, os teste de Hipot-DC são danosos aos isolantes poliméricos (XLPE e EPR) dos cabos isolados de média tensão, sendo o VLF o substituto recomendado para o Hipot-DC, tendo o guia IEEE 400.2 (IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency - VLF) como referência técnica para o tema até termos um documento nacional. No segundo artigo aprofundamos mais no assunto, indicando as principais referências técnicas internacionais que evidenciaram os problemas causados pelo teste DC e outros que demonstraram a eficácia do teste em VLF. Caso não tenha ainda lido os dois textos, sugiro a leitura para melhor compreensão (artigos publicados nesta coluna nas edições 181 e 182).

Testar é preciso!

Fabricação, logística, instalação, reparos e outros. São muitos os problemas que podem dar origem a falhas nos cabos isolados. Além das normas, também a boa prática recomenda testar os cabos antes de

Table 6: Failures (Failures On Test and Outages) for a MV Scenario for Test Programs With and Without Diagnostics Testing Conducted by the Utility

| | With Diagnostics | | | Without Diagnostics | | |
|------------------------|------------------|------------------|--------------------------|---------------------|------------------|--------------------------|
| | Outages | Failures on Test | No of surviving segments | Outages | Failures on Test | No of surviving segments |
| Start | | | 100 | | | 100 |
| End of 1st test period | | 13 | 87 | | | |
| End of Year 2 | 5 | | 82 | 10 | | 90 |
| End of 2nd test period | | 10 | 72 | | | |
| End of Year 4 | 4 | | 68 | 9 | | 81 |
| TOTALS | 9 | 23 | 68 | 19 | | 81 |

Fonte: NEETRAC CDFI

energizar. Porém, o teste de tensão aplicada pode danificar o cabo?

Um estudo conduzido pelo National Electric Energy Testing Research and Applications Center (NEETRAC) em cabos isolados de média tensão, instalados há mais de 30 anos, apresentou resultados importantes para compreender melhor os testes de tensão aplicada.

Podemos observar na tabela que os cabos que foram submetidos a teste de tensão aplicada tiveram os seguintes resultados:

Sem falhas: 68

Falhas durante o teste: 23

Falhas durante a operação: 9

Já nos cabos onde não foi realizado nenhum

teste de tensão aplicada, o resultado foi:

Sem falhas: 81

Falhas durante a operação: 19

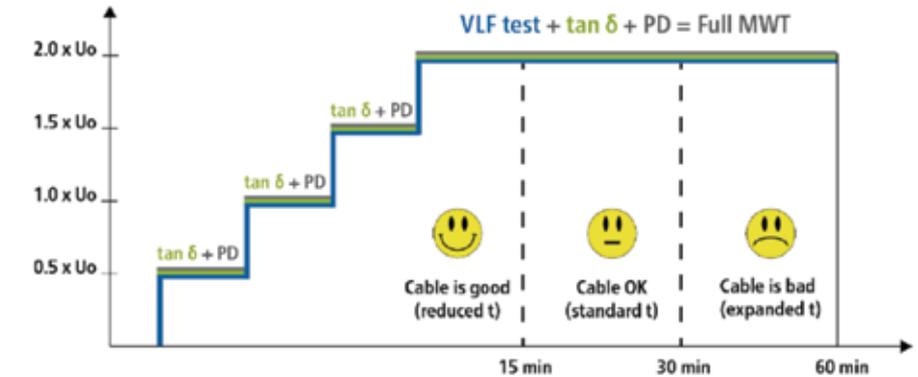
Esse estudo trouxe duas informações importantes: quando os testes foram empregados, a quantidade de falhas aumentou. Além disso, quando os testes não foram aplicados, as falhas em operação aumentaram significativamente, ou seja, quando não é feito nada, nenhum teste, a taxa de falha nesse estudo específico foi quase duas vezes maior durante a operação do sistema. Sabemos que as falhas, quando ocorrem em plena operação, são em sua maioria críticas e danosas com a interrupção do circuito, quer seja em uma indústria que

tem seu processo fabril interrompido, seja para uma usina eólica ou solar que tem a geração suspensa ou ainda para as distribuidoras de energia, que acaba prejudicando de forma ampla uma grande parcela da sociedade.

Baseado nesse estudo, chegamos a um trade-off, em que se forem realizados testes de tensão aplicada poderá haver aumento do total da quantidade de falha durante o teste e diminuição da taxa de falha durante a operação, ou se optarmos por não realizar nenhum teste, podendo haver a diminuição do total de falhas, porém, haverá aumento expressivo da taxa de falha durante a operação.

Já faz algum tempo que a manutenção preditiva demonstra em muitos casos ser a melhor opção para fazer a gestão de ativos. Conhecer o estado do isolante do cabo, diminuindo o tempo de estresse elétrico que o teste de tensão aplicada impõe, seria a melhor opção, tendo em vista que diminuiria também a quantidade total de falhas.

O guia do IEEE 400.2 trouxe parâmetros para que seja possível diminuir o tempo de teste, realizando conjuntamente um



Fonte: Baur

diagnóstico no isolante durante o teste de tensão aplicada em VLF. Monitorando as perdas no isolante (Tangente Delta) e as possíveis atividades de Descargas Parciais, é possível diminuir o tempo de teste, conforme mostra a figura a seguir.

Portanto, conforme demonstrado nesta série de três artigos, pare de danificar o cabo isolado com Hipot-DC. Como fazer isso?

Realize análises preditivas com o teste em tensão alternada (VLF) ao invés de contínua (HIPOT-DC) e de forma monitorada (Tangente Delta + Descargas Parciais). Assim você conseguirá extrair o melhor desempenho do seu cabo, com elevado nível de confiabilidade e durabilidade.

Na próxima coluna, vamos iniciar a série sobre diagnóstico em cabos isolados, onde trataremos sobre os conceitos de Tangente Delta, Descargas Parciais e outros. Até lá!

Termostatos para Painéis KTO 111 & KTS 111



- Conexão rápida sem ferramenta
- Conexão segura com terminal Push In
- Entradas de ar ampliadas para melhor ventilação
- Ajuste fácil de temperatura de chaveamento
- Para uso em até 5.000 metros de altitude

MAIS INFORMAÇÕES

www.stego.com.br info@stego.com.br +55 (12) 3632 5070
stegodobrasil @stegodobrasil Stego do Brasil





José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e membro da diretoria do Deinfra-Fiesp e da SBQEE.
jstarosta@acaoenge.com.br



O consumo de reativos e a “geração distribuída”

Na edição de julho/2020, esta coluna tratou de questões sobre o consumo de energia reativa e a geração distribuída (GD). O artigo pode ser recuperado no link: <https://osetoreletrico.com.br/o-consumo-de-reativos-e-a-geracao-distribuida/>

Voltamos ao tema, pois, em função da evolução das plantas de geração distribuída, especialmente as solares fotovoltaicas - FV, onde surgiram diversos casos práticos que merecem atenção quanto ao entendimento da questão da compensação reativa em consumidores/ produtores de energia. A temática pode ser estendida para outros cenários semelhantes a esses sistemas, como os de armazenamento que poderão também “gerar” energia no sentido da carga para a fonte e mesmo em sistemas de geração eólica, biomassa ou combustíveis fósseis quando a fonte injeta energia com fator de potência (FP) próximo a 100%. O comportamento relativo dos vetores que representam as potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S) nos quatro quadrantes define com clareza as situações associadas ao perfil de carga consumida e da GD conectada. Essas situações irão impactar o fator de potência horário do consumidor registrado pela distribuidora, a cobrança de excedentes de energia reativa e o modelo de sistema de compensação a ser implantado. As avaliações a seguir serão feitas apenas em 60 Hz, conforme definição do FP no Módulo 8 do Prodist-Aneel (potência ativa e potência reativa em quadratura).

Os quatro quadrantes

A Figura 1 indica os quatro quadrantes (Q I a Q IV) que referenciam as posições dos vetores das potências. No caso ilustrado, as potências ativas e reativas estão no quadrante I, a potência gerada pela GD no quadrante Q II e a potência reativa injetada ou compensada por capacitores no quadrante Q IV. As resultantes variam de quadrante em função de suas composições.

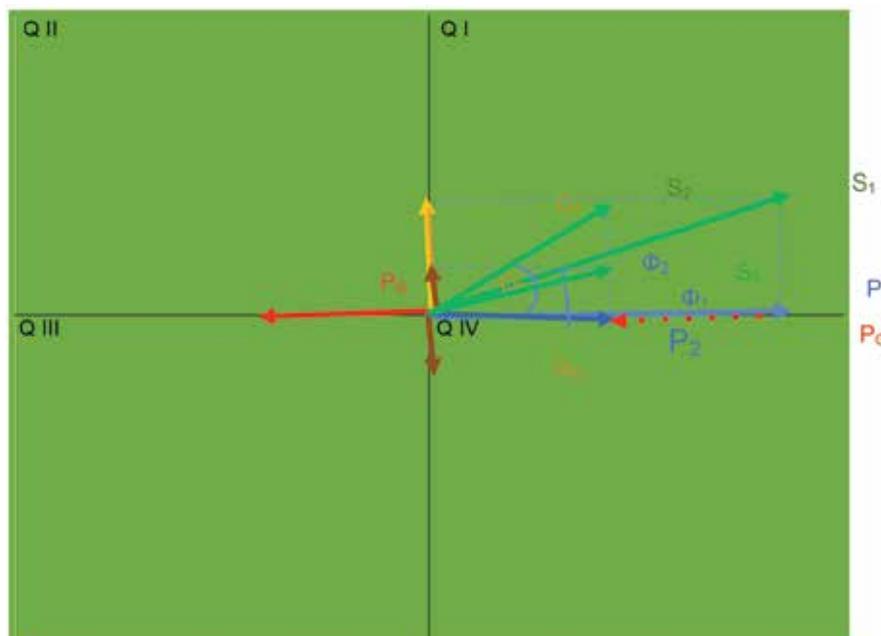


Figura 1 – Registro de potências nos quatro quadrantes.

Em que:

- P1 – Potência ativa da carga;
- PG – Potência ativa injetada pela GD;
- P2 – Potência ativa resultante;
- Q1 – Potência reativa da carga;
- Qinj – Potência reativa compensada por capacitores;
- Q2 – Potência reativa resultante;
- S1 – Potência aparente da carga na situação original (P1/Q1);
- S2 – Potência aparente com injeção da GD;
- S3 – Potência aparente com injeção de GD e compensação reativa;
- $\Phi 1$ – Ângulo de fase da carga;
- $\Phi 2$ – Ângulo de fase da composição carga e GD.

Como consequência das compensações variáveis das energias ativa (pela GD) e reativa (por capacitores), o ângulo de fase - Φ em 60 Hz e o fator de potência assumirão valores conforme a dinâmica da carga, da energia injetada e do sistema de compensação reativa, se existente. Como as cargas e a energia injetada pela GD são normalmente variáveis, o sistema de compensação reativa também deve ser e as resultantes vetoriais nos quatro quadrantes assumem valores em função dessa composição instantânea e são integradas a cada hora conforme a Aneel 414, que prevê a tarifação do excedente de energia reativa abaixo reproduzidas de forma editada:

- Fator de potência: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado;
- A integração das energias ativa e reativa são efetuadas em períodos de uma hora. Portanto, 720 a 730 intervalos por mês;
- O fator de potência de referência "f_R", indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido para as unidades consumidoras do grupo A o valor de 0,92. (Redação dada pela REN Aneel 569 de 23.07.2013);
- Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nos arts. 96 e 97, a serem adicionadas ao faturamento regular de unidades consumidoras do grupo A, incluídas aquelas que optarem por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B nos termos do art. 100. (Redação dada pela REN ANEEL 569 de 23.07.2013);
- Os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as seguintes equações:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE}$$

$$D_{RE}(p) = \left[\underset{T=1}{\overset{n2}{MAX}} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE}$$

Sendo as variáveis resumidamente definidas (ver texto completo na resolução Aneel 414 no artigo 96):

- E_{RE} = valor correspondente à energia reativa excedente;
- $EEAM_T$ = energia ativa medida em cada intervalo "T" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;
- $f_R = 0,92$;
- f_T = fator de potência calculado em cada intervalo "T" de 1 (uma) hora;
- VR_{ERE} = tarifa aplicável para excedente de energia reativa;
- $D_{RE}(p)$ = valor da demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "f_R" no período de faturamento, em Reais (R\$);
- PAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora "T", durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);
- "PAF(p) = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário "p" no período de faturamento, em quilowatt (kW);
- VR_{DRE} = valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW);
- T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;
- "p = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta;
- n1 = número de intervalos de integralização "T" do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta; e
- n2 = número de intervalos de integralização "T", por posto tarifário "p", no período de faturamento.

Observando-se na Figura 1, as potências ativas P1, PG e P2, essa resultante da diferença de P1 e PG pode ser entendida como potências instantâneas ou se definidas conforme Aneel 414, demandas médias no período de uma hora, ou o saldo da energia ativa (diferença da gerada e consumida) neste período de uma hora, numericamente igual à demanda média. Notar que, caso a energia injetada pela GD seja superior àquela consumida pela carga e apesar da situação configurar um vetor no Q II, não se pode considerá-lo exatamente dessa forma pela definição da resolução

414, já que o fator de potência é calculado em função da energia resultante (sempre positiva). Contudo, a questão é interpretativa e a falta de regulação adequada a esse tema dificulta o entendimento, não físico, mas relacionado ao próprio modelo de faturamento.

As potências aparentes do conjunto variam em função do comportamento instantâneo (ou horário no caso de tarifação pela 414) e os valores variam de S1 para S2 em função da GD. O ângulo de fase $\Phi 1$ muda para o ângulo de fase $\Phi 2$ reduzindo o fator de potência do sistema conforme a conhecida relação trigonométrica do cosseno do ângulo.

Para essa compensação, pode ser necessário injetar potência reativa (Q_{inj}) para se compensar o consumo de potência reativa excedente objetivando a readequação do ângulo de fase. Notar que, se previamente o sistema não possui compensação reativa (capacitores) por não ser necessário ou caso o consumidor preferir pagar o excedente, após a inserção da GD, o cenário muda sendo os novos valores a serem injetados superiores aos anteriores, portanto, caso já exista o sistema de compensação, deverá ser alterado e caso não existisse, certamente deverá ser instalado, conforme adiante desenvolvido.

Exemplo:

A Figura 2 apresenta uma curva de carga típica industrial com demanda máxima de aproximadamente 300 kW e fator de potência que varia de 92% a 96%. Sob o ponto de vista de não pagamento de excedente de energia reativa, não há razões para que se implemente sistema de compensação de energia reativa (banco de capacitores).

A indicação FP1 indica o Fator de Potência natural da carga.

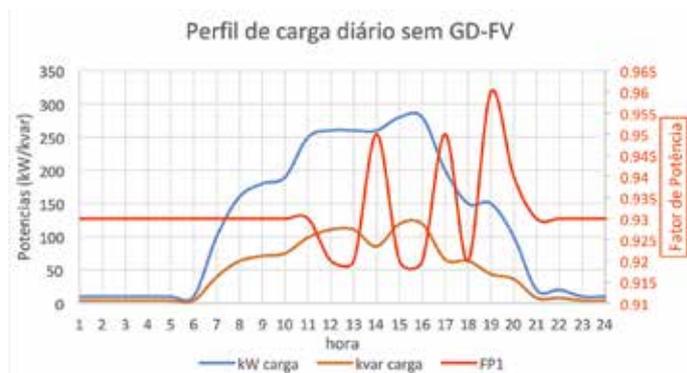


Figura 2 – Perfil de carga sem GD-FV.

Assumindo-se a potência ativa injetada no Q II, a curva de carga pode ser representada conforme mostra a Figura 3, com modelamento da potência injetada como negativa. A indicação FP2 indica o fator de potência modificado em função da injeção de potência ativa pela GD.

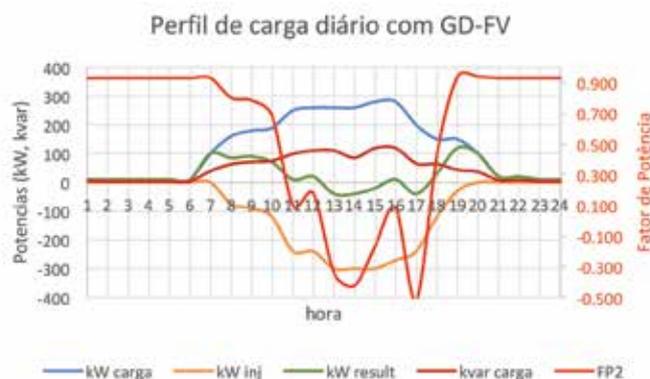


Figura 3 – Perfil de carga diário com GD-FV.

A Figura 4 apresenta o detalhamento da Figura 3 em período crítico.



Figura 4 – Detalhamento da Figura 3 em período de injeção de GD-FV.

Observa-se que o fator de potência registrado ao meio-dia ou às 15 horas chega a ser menor que 0,2 e a indicação de $FP < 0$ indica que a energia injetada é maior que a consumida, uma interpretação matemática que prescinde de regulação. A situação é aleatória e depende da quantidade de potência ativa injetada pela GD ou uso de outra fonte, como exposto. A Figura 5 representa os vetores das potências ao meio-dia, e a Figura 6 às 15 horas.

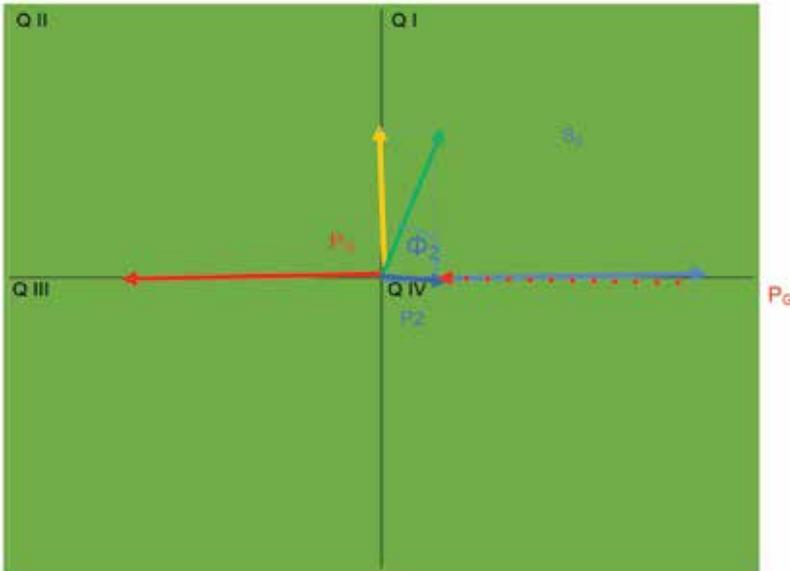


Figura 5 - Registro de potências ao meio-dia relacionado ao gráfico da Figura 3.

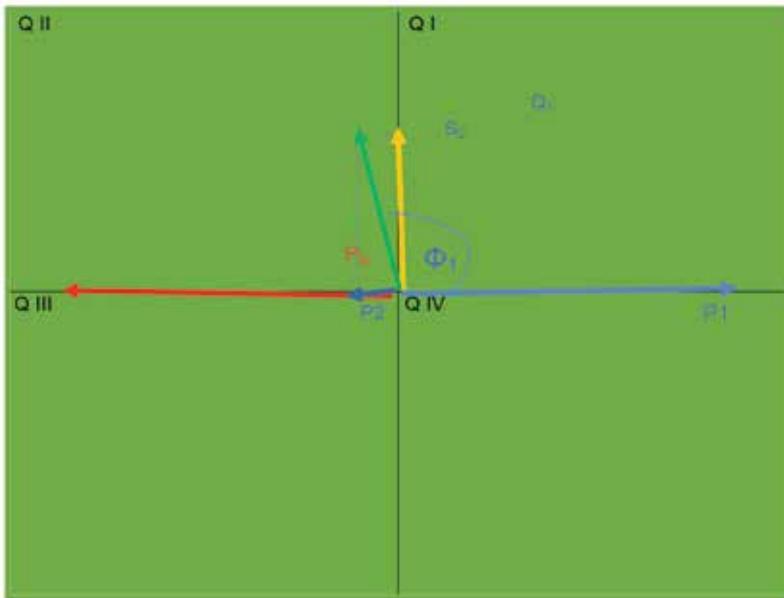
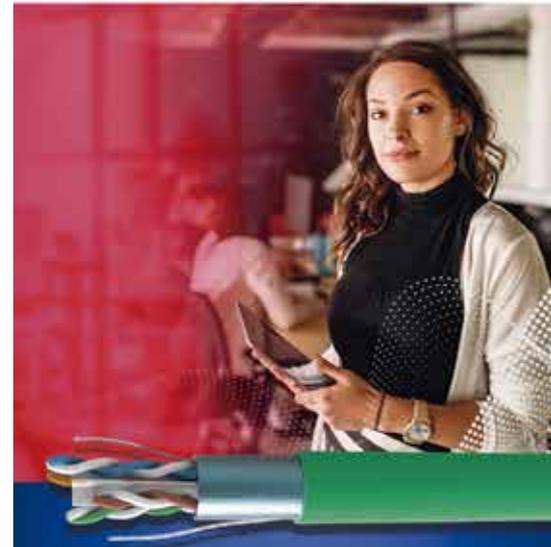


Figura 6 - Registro de potências às 15 horas conforme gráfico da Figura 3.

O que se observa é que, tanto no QI ou no QII, o fator de potência em situações de potência gerada próximas às consumidas pela carga atinge valores de fator de potência muito baixos e, caso a injeção da GD não seja efetuada com FP da ordem de 90%, deve-se prever um sistema de compensação reativa adequada.

Agradecimentos aos colegas por colaborarem com o artigo: Javier Aprea, da Aprea Engenharia; Claudio Puga e Ricardo Silva, da Landis Gyr; José Teodoro, da CPFL; e Prof. José Rubens Macedo Jr., da UFU.



GigaLAN

Na Nortel você encontra as **Soluções Lan Furukawa Cat 6 e Cat 6A.**

Atendimento em todo o Brasil

Nortel

A Sonepar Company

www.nortel.com.br
Shop.nortel.com.br



Roberval Bulgarelli é engenheiro eletricista. Mestrado em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela POLI/USP. Consultor sobre equipamentos e instalações em atmosferas explosivas. Representante do Brasil no TC-31 da IEC e no IECEx. Coordenador do Subcomitê SCB 003:031 (Atmosferas explosivas) do Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-003/COBEI). Condecorado com o Prêmio Internacional de Reconhecimento IEC 1906 Award. Organizador do Livro "O ciclo total de vida das instalações em atmosferas explosivas".



A importância dos detalhes típicos de projetos elétricos e de instrumentação “Ex” - Parte 1/3

Uma das etapas iniciais dos empreendimentos relacionados com instalações em áreas classificadas é a fase de projeto (básico e de detalhamento) e de seleção de equipamentos elétricos, de instrumentação, de automação e de telecomunicações “Ex” a serem supridos e posteriormente instalados.

Os requisitos para a execução destas atividades estão descritos na Norma Técnica Brasileira adotada ABNT NBR IEC 60079-14 - Atmosferas explosivas - Parte 14: Projeto, seleção de equipamentos e montagem de instalações em áreas classificadas.

Um dos documentos normalmente elaborados na etapa de projeto e seleção de equipamentos “Ex” são os chamados “DETALHES TÍPICOS DE PROJETO”, que têm por objetivo apresentar a especificação técnica e a forma de montagem “típica” para diversos tipos de equipamentos “Ex” que são por sua vez de aplicação “típica”, como motores, luminárias, caixas de junção, botoeiras, motores, painéis de distribuição de circuitos de força, controle e instrumentação, tomadas de força e instrumentos transmissores, atuadores e posicionadores “Ex”.

Em muitos casos, as empresas que possuem áreas classificadas optam por contratar os serviços de empresas de projeto para o detalhamento dos projetos de elétrica, instrumentação, automação e telecomunicações “Ex”. Em alguns casos, dependendo das características do contrato com as empresas contratadas para a execução do projeto “Ex”, faz parte do escopo da empresa projetista a elaboração dos detalhes típicos de projeto “Ex”, com base na documentação disponível pela empresa de projeto ou considerando as diferentes experiências individuais de cada empresa projetista.

A colocação da elaboração dos detalhes

típicos de projeto no escopo das empresas projetistas não contribui para a padronização de materiais, uma vez que cada empresa de projeto pode possuir seus próprios detalhes de projeto, os quais podem ser diferentes dos detalhes de projeto elaborados por outras empresas de projeto, para outros projetos ou outras instalações. Isso acaba acarretando na indevida multiplicidade de tipos de equipamentos, produtos, componentes, tipos de proteção e métodos de instalação, resultando em uma despadronização de materiais e elevação dos níveis de estoque de componentes para reposição.

Além disto, as diferentes empresas de projetos podem possuir diferentes experiências em instalações em áreas classificadas, incluindo sistemas de distribuição de cabos por bandejas ou eletrodutos, especificação de materiais de instalação com especificações diversas (como por exemplo, materiais de instalação em aço inoxidável, aço galvanizado ou alumínio) instalações aparentes ou subterrâneas e equipamentos com diferentes tipos de proteção “Ex”.

No entanto, muitas empresas usuárias de equipamentos e instalações em áreas classificadas possuem seus próprios detalhes típicos de projeto “Ex”, desenvolvidos com o passar do tempo, de forma a consolidar as suas próprias experiências, boas práticas e lições aprendidas acumuladas ao longo do histórico de suas operações, muitas vezes colhidas em diferentes instalações, em diferentes localidades, com diferentes tipos de processo e diferentes influências externas.

A existência de detalhes típicos de projeto “Ex” próprios das empresas proprietárias dos equipamentos e das instalações “Ex” contribui também para a padronização de materiais, equipamentos ou componentes “Ex” a serem utilizados, bem como para a redução de itens de estoque, contribuindo para a redução de custos de

armazenamento e de gestão de ativos “Ex”.

Pode ser citado neste caso de padronização de detalhes típicos de projeto “Ex” o exemplo indicado na norma Petrobras N-2040 - Rev. F - Elaboração, Apresentação e Gerenciamento de Documentos de Projetos de Eletricidade - Procedimento. Esta norma é categorizada como “pública”, estando disponível para livre acesso na página “Canal Fornecedor” daquela Empresa, na Internet. Na norma sobre projetos de eletricidade são abordados requisitos específicos sobre os detalhes típicos de projeto a serem utilizados para fins de especificação dos equipamentos “Ex” como para a montagem de campo dos equipamentos “Ex”.

“Seção 5.5.3 - Documentação Elaborada e Emitida pela Projetista no Projeto de Detalhamento de Eletricidade

NOTA 4: É recomendado que os detalhes típicos de instalações elétricas sejam elaborados, de preferência, pelos usuários do projeto, de forma a consolidar as suas boas práticas existentes ou padrões de suas instalações.

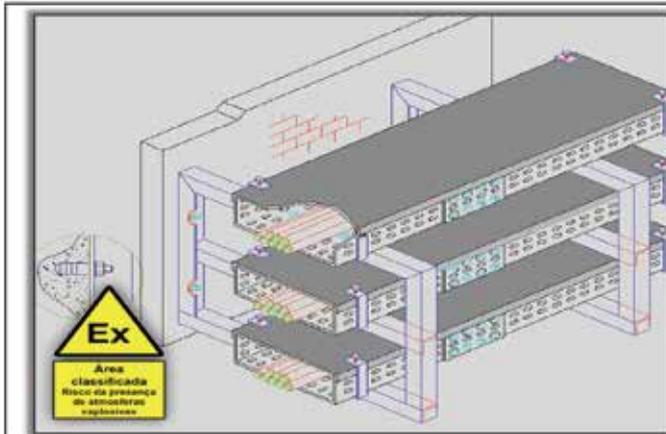
Dentre os conjuntos de desenhos de detalhes típicos a serem utilizados ou elaborados, incluem-se os seguintes: detalhes típicos de sistemas de iluminação, detalhes típicos de distribuição de força e controle e detalhes típicos de suportes e fixações. [Prática recomendada]”

São apresentados a seguir alguns exemplos que ilustram alguns detalhes típicos de projeto, elaborados por usuários de equipamentos e instalações em áreas classificadas, incorporando suas experiências, boas práticas e padronizações de equipamentos e componentes “Ex”. São apresentados também a seguir alguns exemplos

de montagem de campo de equipamentos elétricos e de instrumentação “Ex”, atendendo aos detalhes típicos aplicáveis utilizados na fase de projeto de detalhamento de instalações em áreas classificadas.

Os exemplos de detalhes típicos apresentados a seguir, utilizados por diversas empresas da indústria do petróleo e petroquímicas, tanto do Brasil como de outros países do mundo,

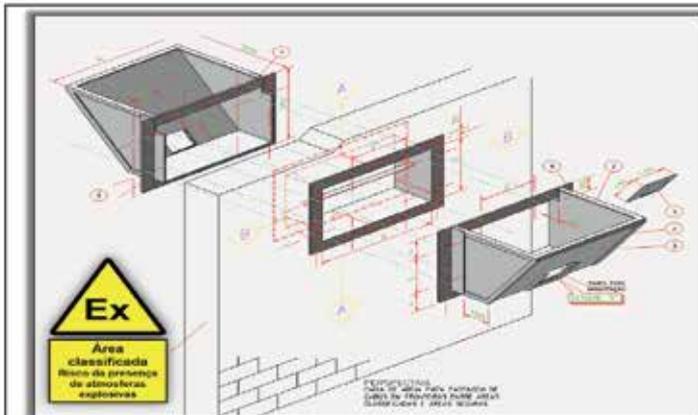
incorporam diferentes tipos de equipamentos elétricos e de instrumentação e diferentes tipos de proteção “Ex” disponibilizados no mercado por fabricantes de equipamentos “Ex”.



Exemplo de detalhe típico de projeto para montagem de sistema de distribuição de fiação de cabos em áreas classificadas por meio de bandejamentos e leitos.



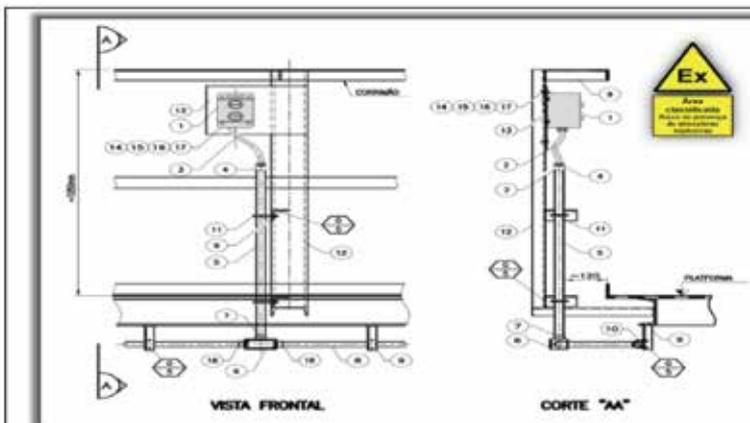
Exemplo de montagem de distribuição de cabos em áreas classificadas por meio de sistema de bandejamentos e leitos.



Exemplo de detalhe típico de caixas de areia para passagem de cabos para circuitos de elétrica, instrumentação, automação ou telecomunicações em região de fronteiras entre áreas classificadas e áreas não classificadas.



Exemplo de montagem de caixas de areia para passagem de cabos para circuitos de elétrica, instrumentação, automação ou telecomunicações em fronteiras entre áreas classificadas e áreas não classificadas.



Exemplo de detalhe típico de projeto para montagem de botoeira local de controle “Ex” com tipo de proteção “segurança aumentada” e componentes centelhantes “à prova de explosão com invólucro plástico”. Exemplo de marcações: Ex de IIC T6 Gb / Ex tb IIIC T85 °C Db.



Exemplo de montagem de botoeira local de comando Ex “de”. Ao fundo, exemplo de instalação de motor de indução trifásico com marcações Ex “eb”, Ex “ec” ou Ex “tb”.

Ação Engenharia 43

(11) 3883-6050

www.acaoenge.com.br**Brametal 37**bonato@brametal.com.brwww.brametal.com.br**Clamper 4ª capa, Fascículos e Espaço Aterramento**

(31) 3689-9500

comunicacao@clamper.com.brwww.clamper.com.br**Embrastec 6**

(16) 3103-2021

embrastec@embrastec.com.brwww.embrastec.com.br**Exponencial 52**

(31) 3317-5150

comercial@exponencial.com.brwww.exponencialmg.com.br**Germer Isoladores 45**

(47) 98834-4197

vendas@germerisoladores.com.brwww.germerisoladores.com.br**Gimi Pogliano 2ª capa, 3 e Fascículos**

(11) 4752-9900

atendimento@gimipogliano.com.brwww.gimipogliano.com.br**Huawei 11 e Renováveis**

(11) 3035-3777

solar@wdcnet.com.brwww.solar.huawei.com/br/**Intelli 3ª capa e Espaço Aterramento**

(16) 3820-1500

intelli@intelli.com.brwww.grupointelli.com.br**Itaipu Transformadores 31**

(16) 3263-9400

comercial@itaiputransformadores.com.brwww.itaiputransformadores.com.br**Neocable 27**

(11) 4891-1226

www.neocable.com.br**Nortel 59**

(19) 2102-7700

www.nortel.com.br**Onix Distribuidora 21**

(44) 3233-8500

comercial@onixcd.com.brwww.onixcd.com.br**Paratec 47**

(11) 3641-9063

vendas@paratec.com.brwww.paratec.com.br**Polar Macaé 7**

(22) 2105-7777

vendas@polarb2b.comwww.polarb2b.com**Savan Iluminação 42**

(47) 3011-1064

vendas@savanimports.com.brwww.savanimports.com.br**Stego do Brasil 55**

(12) 3632-5070

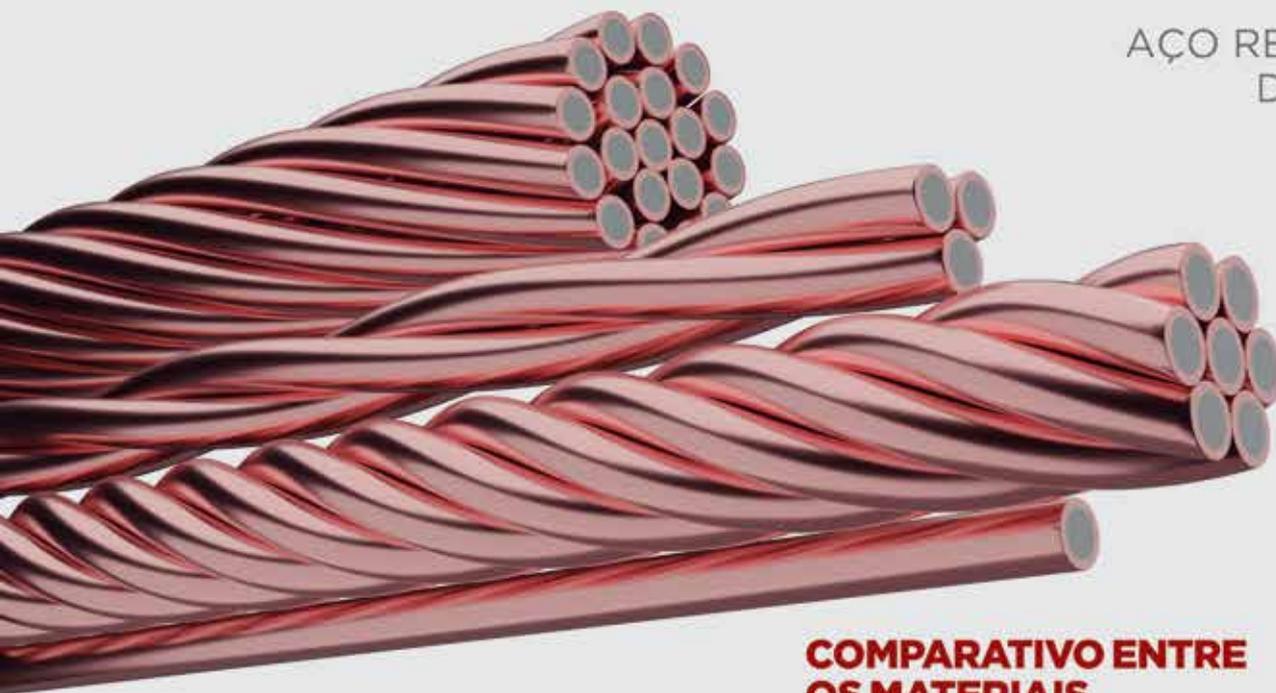
info@stego.com.brwww.stego.com.br**Trael 53**

(65) 3611-6500

comercial@trael.com.brwww.trael.com.br

CS COPPERSTEEL®

AÇO REVESTIDO
DE COBRE



DESESTIMULA
O FURTO

APLICAÇÕES



ATERRAMENTO PARA PARQUES
SOLARES E EÓLICOS



MALHA DE ATERRAMENTO
EM SUBESTAÇÕES



CONTRAPESO EM LINHAS
DE TRANSMISSÃO



SISTEMAS DE ATERRAMENTO
PARA DISTRIBUIÇÃO



SPDA PREDIAL E INDUSTRIAL

COMPARATIVO ENTRE OS MATERIAIS

| | COBRE | AÇO ZINCADO | AÇO REVESTIDO DE COBRE |
|---|-------|----------------|------------------------------|
| Mesmos conectores dos sistemas de cobre | ✓ | ✗ | ✓ |
| Vida útil estimada de 40 anos | ✓ | ✗ | ✓ |
| Alta resistência mecânica e térmica | ✗ | ✓ | ✓ |
| Desestimula o furto (estoque, transporte e aplicado) | ✗ | ✓ | ✓ |
| Garantia de pureza e de bitola | ✗ | ✗ | ✓ |
| Viabilidade técnica e econômica | ✗ | ✗ | ✓ |

CONDUTIVIDADES

IACS: INTERNATIONAL ANNEALED COPPER STANDARD



21% IACS



30% IACS



40% IACS



53% IACS

Siga-nos nas redes sociais.



/grupo-intelli



/grupointelli



/grupo_intelli



/grupointelli

GRUPO
INTELLI

WWW.GRUPOINTELLI.COM.BR

— CONHEÇA A NOVA —

CLAMPER Solar SB

AINDA MAIS
VERSATILIDADE,
INOVAÇÃO
E DESIGN

- ✓ **Novo Design**, ainda mais moderno e compacto;
- ✓ Redução do **número de conexões** internas;
- ✓ **Sistema *push-in* e alavanca** para conexões elétricas mais rápidas e sem uso de ferramentas;
- ✓ **Versatilidade**, corrente por entrada de 20A;
- ✓ **Grau de proteção IP65**, proteção contra poeira e jatos de água.



Disponível nas versões

20A 2E-1S | 20A 4E-2S | 20A 4E-2S(4D) | 32A 1E-1S | 32A 2E-2S



clamper.com.br
31 3689.9500

Especialista em Dispositivos de
Proteção contra Raios e Surtos Elétricos

