



SELF-HEALING E O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

CINASE CAMPINAS: GESTÃO DA INOVAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

SONDAGENS GEOFÍSICAS PARA A ELABORAÇÃO DE MODELOS DE SOLOS PROFUNDOS

MICRORREDES COMO FERRAMENTA PARA MELHORIA DA QEE

CONFIRA NOS FASCÍCULOS DESTA EDIÇÃO:

- Modernização do setor e medição inteligente
- Transformadores de potência na Indústria 4.0
- Visão holística da segurança cibernética
- Armazenamento e a transição para uma matriz elétrica descentralizada



GBL

Gimi Bonomi

LATIN AMERICA

Member Of



SELO VERDE
Reconhecimento
sustentável



CUBÍCULO BLINDADO MODULAR COM ISOLAÇÃO MISTA EM SF6

- Tensão nominal 17,5kV, 24kV e 36kV;
- Corrente nominal 630A;
- Conforme NBR IEC 62271-200;
- Modularidade, tamanho reduzido, facilidade e segurança operacional.

Linha Microcompact®

SECCIONADORA DE MÉDIA TENSÃO PARA USO EM POSTE PARA REDES AÉREAS

- Interruptor de manobra seccionador de uso externo;
- Seccionador em SF6;
- Tensão nominal 24kV e 36kV;
- Corrente nominal 630A.

Linha ESG MATIC®



CUBÍCULO BLINDADO MODULAR COM ISOLAÇÃO INTEGRAL EM SF6

- Tensão nominal de 24kV e 36kV;
- Corrente nominal 630A;
- Classificação de arco interno: IAC A FLR 20kA/1s;
- Conforme NBR IEC 62271-200;
- Modularidade, tamanho reduzido, facilidade e segurança operacional.

Linha RMU - Ring Main Unit®

Todos os produtos GIMI são preparados para acompanhamento em tempo real com o **SENSOR DE MONITORAMENTO SMART GIMI.**



Entre em contato:
☎ (11) 9.8977-3525

 Gimibonomi.com.br



Uma empresa do
GRUPO GIMI



SELO VERDE
Reconhecimento
sustentável



Soluções em Energia

DESDE 1971



Skid Solar totalmente customizável,
projetado para atender transformadores
entre 500kVA até 2500kVA para sua
usina fotovoltaica.

Skid Solar GIMI®

**Painel de distribuição em baixa
tensão até 6300A, 120kA/1s,**
e grau de proteção até IP-65. Certificado
Icc até 120kA ensaiado para abalo sísmico.

Parceiro autorizado **ABB**
System Pro E Power®



**Solução para monitoramento de
temperatura, vibração e umidade.**

Tecnologia que controla e previne em tempo
real, com dados detalhados através de um
software específico. **Todas soluções GIMI estão
preparadas para esta inovação.**

SMART GIMI®



**Painéis de baixa tensão
modulares até 5000A e 50kA/1s.**
para uso abrigado e ao tempo.

Nottabile®



Cubículos classe 17,5kV/16kA,
compacto com isolamento e
seccionadoras a ar.

New Piccolo®



**Cubículos modulares com disjuntor
extraível até 2500A, 31,5kA/1s,**
17,5kV para uso abrigado e ao tempo,
resistente ao arco interno.

Maggiore®

Entre em contato:
 (11) 9.9334-1229

Grupogimi.com.br



O setor elétrico 4.0

A indústria da energia, cada vez mais, se consolida como um importante polo de inovação. A Indústria 4.0, a transformação digital que impacta toda a sociedade e a necessidade crescente de otimização das infraestruturas de rede têm impulsionado grandes empresas, outrora conservadoras, a investirem pesado na aquisição de novas tecnologias e a apostar em novos modelos de negócios. Muitas dessas iniciativas incluem aportes significativos em hubs de inovação e em parcerias com pequenas e ágeis empresas de tecnologia, as famigeradas startups do setor elétrico.

Neste contexto, as redes inteligentes das quais ouvimos falar há algumas décadas finalmente começam a se tornar realidade com a implantação progressiva de medidores inteligentes pelo país. Com a entrada do 5G, as discussões sobre as smart grids se intensificam sobremaneira. Alta velocidade e conexões mais estáveis tornam a transmissão de dados mais rápida e confiável, permitindo uma comunicação precisa e ágil em todo o caminho percorrido pela energia – da geração ao consumo –, deixando o sistema efetivamente mais inteligente.

Os avanços na coleta e análise de dados estão ajudando as concessionárias a se tornarem mais eficientes, fornecendo informações e visibilidade necessárias para reduzir o tempo de inatividade, monitorando e analisando os detalhes da distribuição, transmissão e geração e, assim, otimizando os serviços de manutenção. As concessionárias podem monitorar o status em tempo real de suas redes e usar os dados para prever falhas e corrigir proativamente os problemas antes que eles ocorram.

De fato, muita tecnologia tem invadido os sistemas elétricos brasileiros e, claro, de todo o mundo. Para se ter uma ideia, um relatório recente da GlobalData registrou, nos últimos três anos, mais de 439.000 patentes no setor elétrico em inteligência artificial. São novas modelagens, novas configurações e novos sistemas que denotam comprometimento com o consumidor que, mais do que nunca, precisa de energia confiável e ininterrupta em todos os lugares.

É o início de uma nova era no setor elétrico, que passa necessariamente por uma mudança de mentalidade de todas as pessoas que compõem este universo – do operacional ao decisor, do regulador ao consumidor.

De antemão, aproveite para deixar o convite para que conheçam e participem do nosso evento exclusivo sobre inovação na distribuição. Realizado em parceria com a Abradee (associação das distribuidoras), este encontro promete reunir os principais expoentes do país (e internacionais) para discutir as tecnologias que estão transformando o setor elétrico. Acesse o site www.cidebrasil.com.br para saber mais sobre o CIDE – Congresso de Inovação na Distribuição de Energia, que acontecerá nos dias 08 e 09 de março em São Paulo (SP).

A todos um 2023 de muita saúde e sucesso!

Abraços,

Flávia Lima

flavia@atitudeeditorial.com.br



Edição 191



Acompanhe nossas 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
Victor Meyagusko – victor@atituedeeditorial.com.br

Administração

Roberta Nayumi
administrativo@atituedeeditorial.com.br

Editora

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

Reportagem

Fernanda Pacheco - fernanda@atituedeeditorial.com.br

Publicidade

Diretor comercial
Adolfo Vaiser

Contato publicitário

Willyan Santiago - willyan@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, Nunziant
Graziano, Roberval Bulgarelli.

Colaboradores desta edição

Alexandre Aoki, Caio Huais, Clodomiro Unsuhay Vila, Cyro Vicente
Bocuzzi, Guilherme Chrispim, Guilherme Ferraz, Guilherme Nizoli,
Iony Patriota de Siqueira, Jobson Modena, José Starosta,
Luciano Haas Rosito, Mariana Galhardo, Mariany Ribeiro de Carvalho,
Markus Vlasits, Mateus Teixeira Alexandre, Nunziant Graziano,
Paulo Edmundo F. Freire, Roberval Bulgarelli, Rodrigo Leal,
Rodrigo Sauaia, Ronaldo Kolozuk, Saulo Cisneiros, Yuri Andrade Dias.

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:

Impressão - Referência Editora e Gráfica
Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

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

Filiada à



Renováveis

31 Suplemento Renováveis

Armazenamento e a transição para uma matriz elétrica descentralizada. E mais: a lição de casa da COP 27 para as energias renováveis do Brasil; o que podemos esperar do setor fotovoltaico na Bahia nos próximos anos?

4 Editorial

6 Coluna do consultor

A dicotomia do Estado-Governo.

8 Painéis de mercado

Confira notícias selecionadas sobre o mercado de engenharia elétrica no Brasil.

15 Fascículos

Manutenção 4.0

Segurança cibernética

Smart grids – redes elétricas inteligentes

42 Aula prática - Qualidade de energia

Self-healing e o sistema elétrico de distribuição.

48 Espaço Aterramento

Processamento de sondagens geofísicas para a elaboração de modelos de solo profundos.

50 Espaço SBQEE

Microrredes como ferramenta na melhoria da qualidade da energia elétrica.

52 Espaço Cigre-Brasil

Excedente de energia renovável: armazenar, transmitir ou reservar?

Colunas

53 José Starosta - Energia com qualidade

54 Jobson Modena - Proteção contra raios

55 Luciano Rosito - Iluminação pública

56 Nunziant Graziano - Quadros e painéis

58 Roberval Bulgarelli - Instalações Ex

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



- 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**

www.exponencialmg.com.br

Produtor Homologados **CEMIG**

Compre com seu cartão
BNDES



José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e presidente da Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE). É consultor da revista O Setor Elétrico. jstarosta@acaoenge.com.br

A dicotomia do Estado-Governo

Eleições parelhas e ganho da oposição, venceu a coligação com vocação para estatização e controle do Estado ao contrário da política que vinha sendo conduzida após a queda da presidente Dilma. Antes do anúncio dos nomes daqueles que irão dirigir o país, o nosso cofrinho já sofre com o olho gordo. Os legisladores que saem têm a incumbência de entregar ao governo que entra a chave e o direito de gastar mais do que se ganha, contrariando uma receita de sucesso consolidada pelos nossos avós (muitos nem cursaram o primeiro grau) de só gastar o que se tem para não faltar depois. Tudo porque na campanha eleitoral foi prometido além do que se poderia prometer e de ambos os lados. O lado que perdeu talvez soubesse de onde tirar os quase R\$ 200 bi, mas não entregou a receita aos que venceram. Ao final sobra para os que efetivamente sustentam todos, os pagadores de impostos! Eu, você, seu vizinho, a Dona Maria e o Seu Manoel. Que assunto mais chato! Poderíamos estar falando da Copa do Mundo e da falta de liberdade das mulheres, onde o certame ocorreu, falar do Neymar, dos prazeres dos endinheirados e outras coisas mais legais.

Se o papo é futebol, vamos então falar que mesmo que governantes joguem pela direita ou pela esquerda, deveriam

jogar pelo time e não para garantir sua titularidade e pelos bichos que virão após algumas vitórias.

As questões de responsabilidade e planejamento não dos R\$ 200 bi para livrar a cara das promessas, mas sobre as 200 milhões de pessoas que trabalham e carregam esse País nas costas dependem de decisões sólidas, serenas, estudadas e compiladas. Contas de padaria podemos fazer aqui mesmo nesse parágrafo: cada brasileiro está sendo convidado a contribuir com R\$ 1.000 para uma promessa feita por outrem para pagar o peixe prometido, afinal de contas, política pública para a erradicação da pobreza passa por criação de empregos. Dá a vara, meu irmão!

O revanchismo traz polarização, entregar o jogo é traição, entrar em campo sem técnico e jogadores adequados é a certeza de derrota. O juiz pode até arranjar o resultado, mas o VAR verdadeiro vai mostrar que a vitória só é obtida pelos que não jogam só nas laterais, pelas extremidades do campo e que desejam suas vitórias com gols de placa em condições legais.

Ainda dá tempo de arrumar o time e, fundamentalmente, as intenções! Boa sorte aos que chegam, juízo aos que saem! Respeito aos cofres e às nossas esperanças por dias melhores.

FLIR Si124

Ouçá os riscos que os seus olhos não veem.



A câmara de imagem acústica **FLIR Si124** possui **124 microfones integrados** para potencializar a localização de vazamentos em sistemas de ar comprimido ou detectar descarga parcial de sistemas elétricos de alta tensão.

- ▶ Equipamento leve e portátil
- ▶ Imagem acústica altamente precisa
- ▶ Identifica anomalias até 10x mais rápido
- ▶ Captação em ambientes ruidosos

Escaneie o QR Code
e saiba mais



**TELEDYNE
FLIR**

Conheça nossa linha completa:
www.flir.com.br

CINASE Campinas: de olho na transição energética, evento discute como readequar cem anos de práticas em apenas uma década



Nos dias 09 e 10 de novembro, a cidade de Campinas (SP) recebeu pela primeira vez a Edição Especial Sudeste do Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE), evento itinerante que há mais de uma década conecta profissionais de todo o País às novas tendências e discussões que estão modificando e revolucionando o mercado brasileiro e mundial de eletricidade, oferecendo congresso técnico e exposição simultânea de empresas altamente consolidadas.

No encontro, realizado no Expo Dom Pedro, área estratégica e privilegiada da segunda maior região metropolitana do estado de São Paulo, temas como inovação, novas tecnologias, operação e manutenção do sistema elétrico e transição energética não ficaram de fora das mais de 20 horas de programação. As questões foram debatidas por profissionais com elevado nível técnico e por executivos de instituições como Grupo CPFL, Neoenergia, CGTI, Eldorado, CPqD, BYD, ABB, Schneider, Tramontina, Weg, e muitas outras.

Desafios para a próxima década e para as próximas gerações

Com o tema “Gestão da Inovação no Setor Elétrico - Investimentos e Soluções”, a palestra de abertura foi conduzida pelo diretor comercial da CPFL Soluções, Flávio Souza, e pelo diretor de Estratégia e Inovação da CPFL Energia, Renato Povia. Durante a

apresentação, foi discutida a realidade de que “ainda estamos nos primeiros dias de transição energética, mas nos próximos 10 anos provavelmente teremos mais mudanças do que nos 100 anteriores”, com destaque para o que os especialistas classificam como as cinco diretrizes de tal transformação acelerada: redes inteligentes; digitalização; liberação do mercado; centralidade no cliente; e foco nas práticas de ESG (Governança ambiental, social e corporativa).

A discussão encaminhou-se para algumas das questões de maior relevância quando o assunto é gestão da inovação: como traduzir tal projeção sobre o mercado de energia em uma realidade tangível e como readaptar e “reaprender” práticas que já são adotadas há décadas? Para Flávio Souza, é necessário estar atento à conexão cada vez mais próxima entre o mercado livre de energia e a digitalização. “Imaginem que o ambiente onde a liberalização de mercado, em que o próprio consumidor escolherá de quem irá comprar energia, se dará em um cenário digital. Hoje o cliente compra e recebe uma fatura, mas no futuro ele poderá pegar um aplicativo em seu celular e escolher de quem comprar energia, de forma digital. A dúvida não é mais se isso irá acontecer, mas quando irá”, repercutiu.

A conferência prosseguiu com um painel de debates onde se discutiram os caminhos adotados para que as fontes renováveis de energia impulsionem a transição energética. Mediado pela professora e pesquisadora na FEEC Unicamp, Danúsia Arantes, o bate-papo contou com a participação do professor da Universidade de Campinas, Walmir Freitas; do especialista em regulação na ABEEólica, Riomar Merino Jorge; e do diretor de Operações na CPFL Renováveis e CPFL Geração, Francisco Di Mase Galvão.

Durante a cativante conversa, o público teve a oportunidade de conhecer detalhes sobre a implantação e os resultados já obtidos pelo maior laboratório vivo da América Latina para a integração de tecnologias emergentes em sistemas de distribuição. O projeto foi concebido pelo professor Freitas, que já atuou como pesquisador principal em mais





de 50 projetos de P&D para concessionárias e agências governamentais brasileiras, canadenses, indianas e da Costa Rica. Segundo o acadêmico, esses projetos atraíram mais de R\$ 200 milhões em investimentos, tendo a implementação do laboratório como um de seus resultados mais tangíveis. Freitas explica que o conceito de “laboratório vivo” vem do fato de o projeto ter sido instalado em áreas fora das dependências da universidade, como em residências e comércios da região – visando uma maior probabilidade de sucesso tecnológico e de geração de valor para sociedade.

A discussão também abrangeu os avanços do movimento de regulação da eólica offshore, através da Portaria Interministerial MME/MMA 03/2022, que define as diretrizes para criação do Portal Único de Gestão do Uso das Áreas Offshore (PUG-offshore) – ferramenta digital, online e pública que cria um balcão único para o acompanhamento de projetos a partir dessa modalidade de geração. O tema foi abordado por Merino Jorge, que destacou o grande potencial do Brasil na transição energética mundial. Para o especialista, a previsão é de que o País possa contar com os primeiros parques eólicos offshore até o fim da década.

Já o diretor de Operações na CPFL enfatizou a importância de ações empresariais focadas em ESG, uma vez que “a sustentabilidade de uma empresa é a sustentabilidade da sociedade”. Di Mase Galvão ainda frisou a necessidade de investimentos em uma melhor estrutura da transmissão – uma vez que a produção de energia limpa se concentra na região Nordeste do País, enquanto a maior demanda vem da região Sudeste – e resumiu habilmente a urgência em se adotar medidas para a consolidação da transição energética, ao afirmar que “é insustentável pensar que as próximas gerações irão depender de fontes fósseis”.

Relevância e oportunidades

O evento ofereceu mais de 50 outras palestras e painéis de debates, explorando uma vasta pluralidade de temas que se estendeu ao longo dos dois dias de

programação. Não ficaram de fora da pauta discussões sobre a contribuição do hidrogênio verde para o desenvolvimento energético sustentável; os desafios para o avanço da eletromobidade no Brasil; a segurança e a confiabilidade da energia solar fotovoltaica; e as aplicações da Indústria 4.0 e IoT na área elétrica.

A 41ª edição do CINASE contou ainda com a exibição de cases de sucesso, como as ações de inovação e digitalização das redes na Neoenergia e o papel desempenhado pela CPFL Soluções para a eficiência energética no projeto de modernização do Complexo Esportivo do Pacaembu, local cuja gestão foi assumida pela concessionária Allegra Pacaembu em 2020 e tem a reinauguração prevista para janeiro de 2024, com o intuito de se tornar “o maior e melhor centro de convivência, esporte e lazer da cidade de São Paulo”.

Fazendo jus ao slogan “ponto de encontro da engenharia elétrica”, a conferência ofereceu também a oportunidade de conhecer as novas soluções e tendências apresentadas por 35 grandes empresas do setor, entre fabricantes, distribuidores de materiais elétricos e prestadores de serviço. Em sua última edição do ano, o Circuito Nacional do Setor Elétrico mais uma vez se mostrou como sendo o ecossistema ideal para a atualização profissional através do aprimoramento de conhecimentos, além de oferecer uma grande oportunidade para a realização de negócios e muito networking. Em 2023 tem muito mais CINASE!

Marque na agenda!

CINASE - Edição Sudeste - Rio de Janeiro (RJ)
10 e 11 de maio de 2023

CINASE - Edição Norte - Belém (PA)
26 e 27 de julho de 2023

CINASE - Edição Nordeste - Fortaleza (CE)
13 e 14 de setembro de 2023

CINASE - Edição Sul - Curitiba (PR)
04 e 05 de outubro de 2023

www.cinase.com.br



Ferramenta digital detalha os subsídios incluídos na tarifa de energia elétrica

Relatório conjuga dados fornecidos pelas distribuidoras de energia e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) lançou o Subsidiômetro, uma ferramenta que detalha os subsídios pagos pelo consumidor na tarifa de energia. O relatório digital, disponível no portal da Aneel, conjuga dados fornecidos pelas distribuidoras de energia e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). De acordo com o levantamento, os consumidores brasileiros já pagaram R\$ 25,8 bilhões até novembro deste ano. O montante equivale a 12,6% da tarifa média paga pelas residências no país, sendo R\$ 8,9 bilhões dedicados apenas à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que reúne a maior parte dos subsídios, dobrou seu orçamento nos últimos cinco anos, passando de R\$ 15,9 bilhões em 2017 para R\$ 32,1 bilhões em 2022. A CDE tem entre suas finalidades o custeio da geração por fontes renováveis, combustível fóssil nos sistemas isolados e do carvão mineral, além de subsídios aos consumidores rurais, irrigantes, água, esgoto e saneamento, distribuidoras de pequeno porte, universalização do acesso à energia elétrica, à tarifa social e, mais recentemente, à geração distribuída.



Além dos subsídios diretos na CDE, o Subsidiômetro também apresentará os custos pagos pelos consumidores de cada distribuidora para que os proprietários de sistemas de micro ou minigeração de energia possam utilizar a rede a fim de compensar a energia excedente. Até novembro de 2022, apenas este subsídio somou R\$ 2,2 bilhões que impactaram as tarifas dos consumidores e o faturamento das distribuidoras, que juntamente com os custos totais da CDE são pagos por todos os usuários, exceto os que pagam a Tarifa Social.

Mercado de veículos eletrificados no Brasil fecha 2022 com quase 50 mil emplacamentos

Número representa um aumento de 43,4% em comparação ao mesmo período de 2021

As vendas de veículos leves eletrificados no Brasil tiveram em novembro deste ano o segundo melhor mês da série histórica da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), com 4.995 unidades emplacadas, só superadas por setembro (6.391). O total de vendas de janeiro a novembro de 2022 chegou a 43.658 unidades, 25% acima dos 34.990 de todo o ano passado.

Com isso, o mercado de eletrificados deverá fechar o ano muito próximo do recorde de 50 mil emplacamentos. Na comparação com o mesmo período de 2021 (30.445 veículos), as vendas de eletrificados de janeiro a novembro de 2022 tiveram aumento expressivo de 43,4%. Em contraste, no mesmo período (de janeiro a novembro de 2022), as vendas totais de automóveis e comerciais leves no mercado doméstico caíram 1,43%, segundo a Federação Nacional da Distribuição de Veículos Automotores (Fenabrave).

Para o presidente da ABVE, Adalberto Maluf, os números merecem comemoração e, ao mesmo tempo, pedem cautela, uma vez que ainda estamos distantes dos principais mercados em eletrificação. "Temos muito a caminhar para criar no Brasil um ambiente realmente favorável às energias limpas no transporte. Precisamos, urgentemente, de um Plano Nacional em prol da mobilidade elétrica", destacou.



MP que assegura investimentos em eficiência energética é aprovada no Senado

Texto prorroga para dezembro de 2025 o prazo final de aplicação das alíquotas atuais em P&D e PEE



O Senado Federal aprovou, em 7 de dezembro, a Medida Provisória (MPV 1133/22) que autoriza a Indústrias Nucleares do Brasil – S.A (INB) a firmar parcerias com a iniciativa privada para pesquisa, tratamento e lavra de minérios nucleares. Durante a tramitação da matéria, foi incluída uma emenda que impacta diretamente o segmento energético: a que trata do percentual de aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e no Programa de Eficiência Energética (PEE) na oferta e no uso final de energia.

Novo prazo e percentual

A medida prorroga, de 31 de dezembro de 2022 para 31 de dezembro de 2025, o prazo final para que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica fiquem obrigadas a aplicar tanto em P&D como PEE o montante de, no mínimo, 0,5% por ano.

Segundo o que é estabelecido atualmente, após o dia 31 de dezembro deste ano, o percentual passaria de 0,5% para 1%, sendo no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final.

Algo similar foi concedido para concessionárias e permissionárias cuja energia vendida seja inferior a 1000 GWh/ano, passando a data final de janeiro de 2023 para janeiro de 2026 – nesse caso, o percentual aumenta de 0,25% para 0,5%.

Desafios atuais

Representando o segmento, a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ABESCO) vem atuando pela aprovação da emenda, a fim de garantir a prorrogação do prazo para a aplicação do novo montante mínimo estabelecido.

“É fundamental manter o percentual de 0,5%, uma vez que ainda se faz necessário enfrentar desafios como a escassez hídrica, crise econômica, a diminuição da capacidade de custeio das despesas pela população e uma demanda cada vez maior por energia elétrica. Além disso, ações de eficiência energética movimentam as atividades econômicas e sociais, gerando emprego e renda”, afirma Bruno Herbert, presidente da ABESCO.

Até o fechamento desta edição, a Medida Provisória – aprovada na forma de Projeto de Lei de Conversão – ainda aguarda a sanção presidencial.

Emissões de gases de usinas termelétricas cresceram 75% em 2021, revela estudo

Crise hídrica é apontada como o principal motivo para aumento expressivo



O ano de 2021 registrou um aumento de 75% nas emissões de gases de efeito estufa em relação ao total emitido pelo parque termelétrico fóssil do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020, revela estudo publicado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA).

Devido a esse grande crescimento, a participação de fontes fósseis para geração de eletricidade no Brasil passou de 15%, em 2020, para 20%, em 2021. As 82 usinas movidas a combustíveis fósseis listadas no estudo emitiram 55,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). Ao todo, foram gerados 95,8 TWh de eletricidade, dos quais 68,9 TWh foram produzidos a partir do gás natural (44 plantas), o que corresponde a 72% do total.

Segundo em participação, o carvão mineral (oito plantas) foi responsável pela geração de 16,5 TWh, o que representa 17% da produção de eletricidade fóssil. Já o óleo combustível (18

plantas) e o óleo diesel (11 plantas), derivados de petróleo, tiveram participação de 9% e 2%, respectivamente.

Os autores do estudo destacam que o alto crescimento é resultante da crise hídrica de 2021, que prejudicou a geração hidrelétrica e fez o setor elétrico brasileiro acionar ainda mais as termelétricas emissoras. Os especialistas ainda alertam que, independentemente desse cenário, o aumento de emissões é uma tendência que deve continuar, pois cada vez mais termelétricas entram na matriz elétrica do País.

O inventário desenvolvido pelo IEMA contempla termelétricas de serviço público e autoprodutoras – acopladas a indústrias para suprirem essencialmente suas próprias demandas por eletricidade – que disponibilizaram energia ao Sistema Interligado Nacional nos anos de 2020 e 2021, excluindo as plantas movidas a combustíveis renováveis e as unidades para as quais não foi possível identificar os combustíveis empregados.

16 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O setor elétrico em todo o mundo está caminhando a passos largos em direção à transição energética. Os desafios são muitos, mas os avanços até aqui têm mostrado que é possível um mundo mais digital, descentralizado e descarbonizado. As redes inteligentes de energia estão no cerne deste movimento e sobre elas falará este fascículo de 4 capítulos, que hoje traz o seguinte debate:



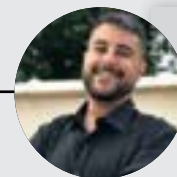
Capítulo IV - A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil - Parte II

Por Cyro Vicente Boccuzzi com colaboração da equipe de GTD da Abinee

- Avaliação de mérito do Programa Diretor;
- Implementação prática e estabelecimento do Programa Diretor delegado a cada distribuidora;
- Substituição por crescimento de mercado e/ou obsolescência: uma abordagem alternativa;

22 MANUTENÇÃO 4.0

Cada vez mais, a manutenção de instalações de média e alta tensão incorpora hardwares, softwares e inteligências que auxiliam na organização, no controle e na eficiência dos processos, eliminando prejuízos e conferindo mais agilidade aos mantenedores. Esta série de 8 capítulos, coordenada pelo engenheiro Caio Huais, gerente nacional de manutenção no Grupo Equatorial Energia, discorre sobre a chegada da chamada "Manutenção 4.0", passando por aspectos conceituais e práticos.



Capítulo VIII - Transformadores de potência na Indústria 4.0: prevenção de falhas por meio do monitoramento online do óleo isolante e de grandezas elétricas e térmicas

Por Yuri Andrade Dias e Caio Huais

- Capacitância das buchas condensivas;
- Temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo;
- Desgaste do comutador de derivações em carga;
- Ruptura da bolsa ou membrana do conservador (tanque de expansão);
- Monitoramento do óleo isolante (teor de água e concentração de gases);
- Caixa separadora água/óleo inteligente;
- Monitoramento de proteções inerentes para prevenção de falhas.

28 SEGURANÇA CIBERNÉTICA

A transformação digital tem revolucionado o mundo que conhecemos. Neste ambiente de constante evolução, é preciso aproveitar as oportunidades e também monitorar os riscos. Um deles diz respeito à segurança cibernética, tema que tem preocupado gestores de todos os setores, incluindo o elétrico. Por isso, é tema deste fascículo de 8 artigos sob o comando de Rodrigo Leal, assessor da Diretoria de Operação da Chesf.



Capítulo VIII - Uma visão holística sobre segurança cibernética no setor elétrico brasileiro

Por Rodrigo Leal

- A necessidade de uma visão holística;
- Maturidade operativa;
- Preocupação com a cadeia produtiva.

Redes elétricas inteligentes

Por Cyro Vicente Boccuzzi com colaboração da equipe de GTD da Abinee*

Capítulo IV

A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil

Parte II

Na edição anterior, foi publicada a primeira parte de um estudo desenvolvido pelo autor com colaboração da equipe de GTD da ABINEE - Associação da Indústria Elétrica e Eletrônica. Trata-se de uma proposta inicial de um Plano Diretor Plurianual Nacional de Implementação de Medição Inteligente no Brasil para discussão e aprimoramento setorial com o objetivo de alavancar reais benefícios da implementação de abertura total do mercado brasileiro de energia e torná-lo, de fato, um ambiente competitivo e orientado para o uso eficiente de energia, adotando tecnologias já disponíveis para gerenciamento de recursos distribuídos de energia, incluindo programas de resposta a demanda. Os estudos foram encaminhados e apresentados ao MME e à Aneel em 2022.

Nesta edição, é publicada a continuidade do estudo no que diz respeito à avaliação do programa, à sua implementação prática e à observação de um plano de substituição de equipamentos.

AVALIAÇÃO DE MÉRITO DO PROGRAMA DIRETOR

Considerando as métricas adotadas pelo estudo de redes inteligentes desenvolvido em 2012 pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE na referência 5, os custos atualizados simplesmente pela inflação chegariam em torno de R\$ 61,5 bilhões. Entretanto, com a brutal evolução tecnológica e a redução de custos desde então, foi possível estimar que seria possível implementar este programa de medição inteligente com investimentos totais em torno de R\$ 45 bilhões, com base em aquisições mais recentes realizadas pelas distribuidoras, em

especial Copel e Cemig, bem como considerando economia de escala adotada para um programa estabelecido e plurianual.

A razoabilidade da proposta - seja em termos de consumidores, prazos, investimentos e resultados de proteção da receita - pode ser aferida, comparando-se os subsídios globais já concedidos no setor elétrico entre o final do século passado e 2020, da ordem de 10 vezes superior, discutidos nas referências 1 e 2.

A adoção de um programa plurianual sustentado por políticas públicas, como é feito nos países que lideram a transição energética no mundo, trará plena previsibilidade de investimentos para distribuidoras e de atendimento ao mercado pelos fabricantes de modo a proporcionar planejamento adequado, economias adicionais de escala, proteção de receitas, bem como permitirá oferecer aos clientes ferramentas de qualidade avançada para gerenciamento de seu uso individual de energia.

A nova infraestrutura de medição avançada permitirá a implantação efetiva de programas de gerenciamento do lado da demanda, requisito inquestionável em muitos países cuja necessidade crescente no Brasil ficou clara com as análises mais profundas desenvolvidas pelo próprio governo, através do ONS e EPE durante os estudos desenvolvidos para o gerenciamento da crise hídrica de 2020/2021. Atualmente, há consenso de que o quadro crescente de flexibilidade de atendimento será recorrente em razão da crescente participação das fontes renováveis variáveis e das mudanças climáticas.

Além do gerenciamento da demanda e do gerenciamento energético e criação de cultura de uso racional pelos consumidores,

um importante legado adicional das novas tecnologias de medição inteligente será a criação de um ambiente competitivo avançado pela inserção de tarifas inteligentes aderentes a diferentes perfis de uso, oferecendo, assim, opções reais aos diferentes clientes que permitam o atingimento efetivo de tarifas módicas, em ambiente de mercado livre, aberto e competitivo.

As novas tecnologias permitirão, adicionalmente, promover equidade no tratamento dos consumidores e possibilidade de alocação de custos mais justa e menos generalizada, como atualmente ocorre nas bandeiras tarifárias, em que clientes de maior e de menor consumo pagam os mesmos encargos indiscriminadamente.

Esta proposta deixou de lado, intencionalmente, os consumidores baixa-renda e de mercado convencional com consumo abaixo de 100 kWh mensais, uma vez que os investimentos e a complexidade de logística e acesso de implementação demandam atenção específica. Entretanto, a realidade de muitas distribuidoras aponta interesse específico de investimentos prioritários nestes mercados, que podem ser importante fonte de eliminação de ineficiências e perdas, também contribuindo acentuadamente para a modicidade tarifária. Haveria a possibilidade de incluir as categorias de baixa renda e de baixo consumo em um programa de prazos mais dilatados a partir da última faixa para assegurar no longo prazo o princípio de isonomia.

Estes investimentos estruturantes viabilizados por uma política pública realista e urgentemente necessária permitirá, em poucos anos, eliminar novas crises sucessivas e recorrentes, substituindo rateios de custeio de “emergências” e deixando

legados que se constituem em sólidos fundamentos para resgatar a estabilidade e previsibilidade, fatores fundamentais para competitividade mundial da economia do Brasil e da qualidade de vida de sua população.

IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA E ESTABELECIMENTO DO PROGRAMA DIRETOR DELEGADO A CADA DISTRIBUIDORA

A partir do Plano Diretor Global, seria definida a contribuição “pro-rata” de sua implementação para cada distribuidora, proporcionalmente ao número de consumidores de baixa tensão sob responsabilidade de cada uma das empresas, estabelecendo uma curva guia que expressasse a cota-parte inicialmente sob responsabilidade de cada empresa.

Estabelecido o Plano Diretor inicial de cada empresa, resta discutir a forma, a factibilidade e os custos de sua implementação efetiva, uma vez que o Brasil é país de dimensões continentais e com larga variedade de realidades regionais, sendo composto por diferentes mercados e distribuidoras, conforme abordado em detalhes no artigo da referência 4.

Assim, qualquer proposta deve considerar na sua implementação os aspectos regionais e a realidade tarifária, logística e econômica existentes em cada área de concessão de cada uma das empresas distribuidoras, uma vez que caberá a estas empresas a implementação do programa em sua área de atendimento, dentro das diretrizes macro estabelecidas pelo programa diretor.

As distribuidoras são poder instituído e representam o



Desejamos a todos Boas Festas e um Ano Novo transformador!

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

Assistência Técnica, Ananindeua-PA • Brasil
[91] 3255-4004

ISO 9001 ISO 14001

trael.com.br

Estado em suas respectivas áreas de atuação. Por outro lado, tem compromissos com investidores privados que precisam ser remunerados adequadamente, razão pela qual existe interesse recíproco convergente (estado e setor privado) de que a implantação seja feita com razoabilidade de custos e com efetividade de implementação, bem como com retorno econômico que proporcione sustentabilidade econômica de longo prazo a este importante setor de infraestrutura.

A simples consideração da faixa de consumo pode implicar em dificuldades logísticas elementares de implementação nas distribuidoras, enquanto estes consumidores podem estar em diferentes graus de dispersão geográfica em diferentes áreas de concessão. Além disso, é necessário também considerar que estes medidores para realmente viabilizarem a implementação de tarifas inteligentes, devem ser conectados e gerenciados a distância, o que também traz um requisito adicional relativo à viabilidade de realizar a conectividade dentro de parâmetros mínimos, técnicos e econômicos. A conectividade é um elemento-chave para habilitar benefícios que trarão o retorno sustentável desses investimentos, proporcionando funcionalidades que proporcionem tarifas que promovam a melhoria do fator de carga, o gerenciamento da demanda e principalmente os benefícios de redução expressiva de custos operacionais para as empresas, como controle de perdas e inadimplência através de leitura e agregação contínuas, balanço de energia e corte / religação remotas.

Todas as empresas e a própria Aneel têm desenvolvido expressivos estudos de segmentação de seus mercados consumidores ao longo dos últimos 20 anos, como atestam os documentos e estudos não exaustivos listados nas referências 6 a 13, além de outros estudos que serviram de base para, por exemplo, definição dos conjuntos de consumidores que servem de base para apuração dos indicadores de continuidade de fornecimento ou perdas a serem consideradas nas tarifas.

A partir de sua própria curva de implementação caberá a cada empresa desenvolver programas executivos para o “roll out” de medição inteligente dentro de sua realidade. Claramente, na implementação prática deverão ser considerados não apenas os parâmetros técnicos de consumo, do maior para o menor, como no Plano Diretor Global, mas o agrupamento e dispersão destes consumidores-alvo nas respectivas áreas de concessão, visando não somente uma logística minimamente otimizada, mas também as factibilidades e restrições de implementação de conectividade e investimentos associados em telecom.

Naturalmente, as empresas avaliarão seus mercados e centros de carga e terão especial consideração na abordagem e

proposição do “roll out” nas capitais e maiores cidades, onde a disponibilidade de sistemas e serviços de telecomunicações é mais abundante e os desafios de logística de operação dos serviços e consequentemente benefícios são amplificados. Muitas empresas certamente concentrarão seus programas inicialmente nos maiores centros de carga e progressivamente migrarão para os de menor concentração, uma vez que estes critérios de clusterização permitirão reduções de custos operacionais nestas microrregiões, como a eliminação de leiturista e equipes de corte e religação, como vantagem adicional.

SUBSTITUIÇÃO POR CRESCIMENTO DE MERCADO E/OU OBSOLESCÊNCIA: UMA ABORDAGEM ALTERNATIVA

Na construção de seus planos individuais de substituição massiva e correspondente programação de trocas e “upgrade”, as empresas deverão também considerar a substituição rotineira de equipamentos por fim de vida útil, que é bastante relevante no Brasil.

Atualmente, a Abinee estima que o conjunto de empresas distribuidoras substitua algo em torno 7% a 8% dos medidores existentes, ou seja, de 6 a 7 milhões de unidades de medidores, do parque total de 87 milhões instalados.

Nenhuma empresa atualmente (e já há mais de 15 anos) se utiliza de medidores eletromecânicos novos e o desafio relevante será o de prover conectividade a esta massa de substituição e renovação anual sempre que possível, de forma a atingir a sua contribuição- meta global do país.

A introdução do 5G, que deverá cobrir até 2030 as cidades com mais de 30 mil habitantes, oferece uma oportunidade importante, caso haja incentivos de compartilhamento de infraestrutura entre os setores elétrico e de telecomunicações.

Uma questão que merece atenção na troca planejada de forma escalonada é o tratamento regulatório devotado aos equipamentos retirados antes do fim de sua vida útil, ou seja, com vida útil ainda a ser depreciada. Como se trata de programa determinado em nível de interesse coletivo, na maioria dos países onde tais programas foram implementados, estes custos foram apurados em separado e incluídos no programa de substituição adotado por cada empresa, desde que obedecidos os critérios do plano diretor.

Na falta de uma diretiva específica e urgente neste sentido, cita-se o fato de que existem concessionárias que fizeram grandes “roll outs” recentes de medidores eletrônicos sem saída de comunicação para conectividade futura, criando barreiras objetivas para a adequação da planta de medidores à nova realidade da indústria mundial de crescimento e

predominância futura de recursos distribuídos de energia. Num mundo onde até mesmo brinquedos de criança e eletrodomésticos são conectados, é difícil conceber que distribuidoras de energia no Brasil ainda tratem o consumo de um bem escasso e com impacto climático da mesma forma que era tratado no século passado.

Caso a Aneel passe a obrigar as concessionárias a instalarem doravante apenas medidores inteligentes conectados (ou já preparados para serem conectados em um futuro breve) para atendimento ao crescimento vegetativo e nas trocas por obsolescência, não haverá perdas por substituição antecipada de equipamentos ainda a serem depreciados.

Assim sendo, em vez de realizar a implementação escalonada por faixa de consumo, como opção alternativa à implementação segmentada e troca planejada, a Aneel poderia estabelecer a obrigatoriedade de implementação de medidores inteligentes (com conectividade imediata ou já preparada para futuro) no ato da troca dos medidores obsoletos ou para alteração de carga/modificações (novos medidores).

Este modelo também permitiria isonomia de atendimento e tratamento aos clientes na medida em que os novos atendimentos e modificações fossem sendo realizados, permitindo uma implementação gradual da ordem de 6 a 7 milhões de medidores por ano. Seria possível obter, em cerca de 8 a 10 anos, uma grande rede de medidores inteligentes em torno de 60 a 70 milhões de medidores. Os medidores que já fossem sendo instalados nesta modalidade, quando conectados em tempo real, poderiam permitir a oferta de tarifas diferenciadas e programas de gerenciamento de demanda, o que traria maior atratividade da troca pelo valor percebido pelos consumidores, e não somente pelas concessionárias.

Falta um olhar atento para esta questão, que pode ser explorada através de exemplos de avanços recentes e objetivos já realizados em outras áreas, mas ainda não seguidos pela área de distribuição de energia.

No mercado de iluminação pública, por exemplo, domínio que já pertenceu às distribuidoras no passado e cuja responsabilidade foi transferida diretamente aos municípios, está ocorrendo uma transformação nesta direção. A grande maioria das Parcerias Público-Privadas - PPPs tem sido realizada com obrigatoriedade de que todas as fotocélulas sejam telemidas. Aqui no Brasil isso já está sendo largamente implementado, existindo sistemas operando em nuvem, por tecnologia de comunicação “narrow-band”, a custos inferiores a R\$ 0,50/mês por equipamento, ou seja, menores do que uma leitura por leiturista atualmente custa para as distribuidoras. Trata-se, portanto, de implementação

tecnologicamente factível e a custos competitivos, desde que haja comando tecnológico e regulatório nesse sentido.

Qualquer que seja a solução preferida para viabilizar a substituição massiva de medidores, de forma massiva planejada ou apenas na ampliação e substituição, seu sucesso dependerá de incentivos e remoção de barreiras de regulação às empresas distribuidoras ou agentes provedores destes serviços para trazer novos serviços associados, com valor percebido pelos consumidores, de forma a acelerar a recuperação dos investimentos realizados.

Nos programas exitosos desenvolvidos em nível mundial, grande parte do retorno dos investimentos realizados foram obtidos pela redução dos custos operacionais e pelo incremento das receitas por melhoria de indicadores e produtividade. Nestas implementações, os sistemas de telecomunicações substituem em grande parte a presença física da empresa para o monitoramento de consumo, perdas, inadimplência, falta de energia e detecção de outros problemas técnicos da instalação, além de ser o vetor habilitador de novos serviços de valor agregado percebido pelos consumidores.

Entre estes novos serviços destacam-se as tarifas inteligentes alternativas, os serviços de conveniência, e uma longa lista de novos programas ofertados, como gerenciamento de uso eficiente, implementação de autoprodução, automação residencial e predial, mobilidade e programas de fidelidade desenvolvidos em parcerias com fabricantes de equipamentos eletrodomésticos, crédito, e outros segmentos.

O medidor em si é fundamental para medições de mais grandezas além do kWh, em frações de tempo menores, e para a habilitação de tarifas inteligentes, mas não menos importante é o fato de estar conectado, habilitando um “hub” de acesso à nuvem através do qual todas estas novas funcionalidades e oportunidades podem ser oferecidas em um ambiente competitivo.

Empreendedores que estão atuando em segmentos competitivos do setor de eletricidade como a geração distribuída e a eficiência energética tem crescentemente se proposto a instalar medições paralelas para controlar e até mesmo contestar cobranças das distribuidoras.

A tendência será cada vez mais clientes e agentes adotando transações bilaterais em substituição às tarifas reguladas, que passarão a ser a base sobre a qual serão discutidos os preços competitivos, como já ocorre no mercado livre.

Da forma como o tema vem sendo conduzido, em futuro breve, o Brasil corre o risco de passar a adotar duplicidade de investimentos nesta área pela inexistência de um programa efetivo, estruturado e planejado de preparação.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A modernização efetiva da infraestrutura é um pilar sólido, necessário e fundamental para uma sociedade sadia e econômica sustentável, uma vez que umbilicalmente ligada com a economia e bem-estar das pessoas.

Além disso, a modernização em discussão está também alavancada internacionalmente com a questão da mudança climática, nos esforços dos países em aumentarem a resiliência das redes de distribuição e transmissão e capacitarem estes sistemas para absorver e hospedar novos projetos de produção de energia limpa, por fontes de energia renováveis, principalmente eólica e solar.

O modelo de negócios de serviços públicos está sob cerco de várias direções diferentes e precisa ser redefinido para a era dos prosumidores e para o mundo das tecnologias digitais. O status quo das empresas tradicionais de distribuição é sabidamente não sustentável há mais de uma década, quando a revolução dos recursos energéticos distribuídos começou a se viabilizar economicamente em larga escala, em nível mundial.

Em vários países foram oferecidos estímulos para a modernização dos serviços e das tarifas reguladas, fazendo com que as concessionárias se tornassem mais centradas no cliente, favorecendo a abertura de mercado.

Muitos países entenderam que estas mudanças precisavam ser consideradas na política energética e que as empresas e os reguladores precisavam acelerar as mudanças e não apenas preservar o status quo. Empresas e reguladores são tradicionalmente avessos ao risco e é por isso que estas mudanças são tão difíceis de se realizarem em ambientes regulamentados sem apoio decisivo de uma política energética clara de longo prazo.

Uma política energética de longo prazo para a efetiva modernização das infraestruturas de T&D é a peça-chave que falta no caso brasileiro e que deveria necessariamente estar considerada no programa de modernização proposto pelo governo brasileiro.

Outro fator muito relevante que aumenta a urgência desta transformação pelas distribuidoras é que a sociedade vem digitalizando uma série de atividades e serviços, com a instalação crescente de dispositivos inteligentes. Já existe um “gap” que vem se acentuando entre as tecnologias adotadas pelos clientes e pelas empresas. Em especial, esta tendência se acelerou e continua se acelerando nos últimos cinco anos, com um crescimento explosivo de aplicações na nuvem. Com o advento da pandemia do Covid 19, houve também uma explosão no uso de aplicativos

para compras e contratação automática de bens e serviços, assim como a transformação das residências em locais multiuso, onde as pessoas trabalham, estudam, se exercitam e se divertem.

De repente, de um dia para o outro, o grau de dependência da sociedade pela continuidade e qualidade dos serviços essenciais chegou a um nível jamais imaginado. E esta dependência por eletricidade e conectividade é a mesma e sempre elevada, seja em um bairro de alta ou de baixa renda, pois todas as pessoas, independentemente de sua localização ou nível de renda, passaram a depender de serviços contínuos para sua subsistência e trabalho, com um mínimo de conforto e segurança.

A digitalização no setor, portanto, é um caminho sem volta e seu adiamento traz o risco de aumentar gradativamente a assimetria já instalada entre as instalações dos consumidores, crescentemente digitalizadas e a dos provedores de serviços, ainda analógicas.

Na falta de uma política pública consolidada para facilitar a transição tecnológica das distribuidoras para os sistemas digitais inteligentes de energia, a transição tecnológica do setor no Brasil está sendo conduzida atualmente pelos clientes finais de maior poder aquisitivo, deixando custos para os que não podem ser incluídos nesta transição num primeiro momento. Esta situação tem potencial para evoluir cada vez mais rápido nas regiões mais desenvolvidas, com uma perda rápida de receita das distribuidoras, devido ao aumento da geração distribuída e outras novas implementações de eficiência energética.

A criação de alternativas e modelos de preços, portanto, há muito adiada, terá que ocupar o centro das atenções na estratégia de formulação de um novo modelo do setor, seja no atacado, seja no varejo. E para isso se faz imprescindível a modernização efetiva da infraestrutura de medição e de controle de sistemas de distribuição e transmissão de energia do Brasil, como ponto de ancoragem da reforma do setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. *A urgência da modernização da infraestrutura elétrica – Humberto Barbato e Cyro Vicente Boccuzzi - Jornal Valor Econômico – 11/ 10 /2021 https://www.dropbox.com/s/mekv1ewn5y8y3ol/A%20urg%C3%Aancia%20da%20moderniza%C3%A7%C3%A3o%20da%20infraestrutura%20el%C3%A9trica%20_20Opini%C3%A3o%20_20Valor%20Econ%C3%B4mico.pdf?dl=0*
2. *O Socorro Financeiro, a Modernização do Setor Elétrico*

e a MP 998/2020: mais uma chance desperdiçada. <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53148571/o-socorro-financeiro-a-modernizacao-do-setor-eletrico-e-a-mp-9982020-mais-uma-chance-desperdicada>

3. Anuário estatístico de Energia Elétrica, 2019, EPE.

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf

4. Smart grid Regulatory Evolution and Remaining Challenges in Brazil - Cigrè Electra International Edition Magazine no. 314 - february 2021 – Bocuzzi, Ellery e outros <http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2020/220.pdf>

5. Projeto cooperado de P&D - ABRADDEE – <http://redesinteligentesbrasil.org.br/o-projeto.html>

6. Uso de algoritmos de clusterização para a identificação de padrões de consumo de energia elétrica – UFF - Raissa Barcellos e outros https://www.dropbox.com/s/ikt8cvcloa8nbnnc/clusteriza%C3%A7%C3%A3o%20Artigo_16.pdf?dl=0

7. Definição de Metodologia para Segmentação de Clientes, Identificação de Grupos e Conhecimento do Mercado - “Clusters BT” - Eduardo de Rezende Francisco e outros – AES Eletropaulo e CPqD. <https://www.dropbox.com/s/80obm0iex60w4br/Defini%C3%A7%C3%A3o-de-Metodologia-para-Segmenta%C3%A7%C3%A3o-de-Clientes-Identifica%C3%A7%C3%A3o-de-Grupos-e-Conhecimento-do-Mercado-%E2%80%9CClusters-BT%E2%80%9D.pdf?dl=0>

8. Uma abordagem de analítica visual e clusterização para avaliação da qualidade de distribuição de energia elétrica – Henrique Fensterseifer - UFRGS <https://www.dropbox.com/s/e533awnr771zpii/cluster%20qualidade%20pdf.pdf?dl=0>

9. Métodos de Inteligência Computacional para clusterização de consumidores no setor de Energia elétrica – Fabrício Sander Zubelli – UFRJ <https://www.dropbox.com/s/93zxxgf2qabmr1d/monopoli10022747.pdf?dl=0>

10. Método de Clusterização aplicado ao estudo da influência da tarifa branca no perfil de curvas de carga – Gustavo Vinícius Santana – Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Bauru https://www.dropbox.com/s/bhbkci7ksl3qv0a/santana_gv_me_bauru.pdf?dl=0

11. Agrupamento de padrões de Curva de Carga Utilizando Algoritmos e Técnicas de Agrupamento como Alternativa Tarifária – Andréia Lucia da Costa e outros – UTFPR - <https://www.dropbox.com/s/oc1a34f1749eko5/UTFPR.pdf?dl=0>

12. Segmentação de Clientes de Energia Elétrica por nichos especiais - Gilberto Jannuzzi e Ana Lúcia R da Silva – UNICAMP – 2009 - <https://www.dropbox.com/s/lge91tovumalfv2/jannuzzi.pdf?dl=0>

13. Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição considerando Redução de Cenários e Geração Distribuída – Nicholas Eduardo Lopes dos Santos – Universidade Estadual do Oeste do Paraná - 2018 https://www.dropbox.com/s/2nms7ab4ffcdmbw/Nicholas_Eduardo_Lopes_dos_Santos_2018.pdf?dl=0

14. Consulta Publica MME 131/22 http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=2655047&detalharConsulta=true&entryId=2655049

15. PORTARIA NORMATIVA Nº 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022 <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>

16. PORTARIA Nº 690/GM/MME, DE 29 DE SETEMBRO DE 2022 <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-690/gm/mme-de-29-de-setembro-de-2022-433220204>

* Cyro Vicente Bocuzzi é, desde 2007, Sócio-Diretor da ECOEE, empresa de engenharia e consultoria focada em gestão de energia e tecnologias avançadas, pioneira em tecnologias de sistemas inteligentes de energia. É fundador e Presidente do Fórum Latino-Americano de Smart Grid. É engenheiro eletricista pela Universidade Mackenzie, pós-graduado em Administração de Empresas pela FGV, possui MBA em Finanças e Controladoria de Empresas pela FIECAFI / FEA/ FIA / USP e é membro e Conselheiro de Administração de Empresas Certificado pelo IBGC. ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica é uma sociedade civil sem fins lucrativos que representa os setores elétrico e eletrônico de todo o Brasil. Bastante atuante desde 1963, possui como associadas empresas nacionais e estrangeiras, instaladas em todo país e de todos os portes. A sua expertise está alinhada com as melhores práticas e tecnologias de ponta em nível mundial, envolvidas com a fabricação de produtos das áreas elétrica e eletrônica e, também, na integração de sistemas que agregam valor local no seu processo produtivo, independentemente do porte e da origem do capital.

Manutenção 4.0

Por Yuri Andrade Dias e Caio Cezar Neiva Huais*

Capítulo VIII

Transformadores de potência na Indústria 4.0: prevenção de falhas por meio do monitoramento online do óleo isolante e de grandezas elétricas e térmicas

INTRODUÇÃO

No contexto da Indústria 4.0, faz-se presente um uso massivo de tecnologias direcionadas à predição de interrupções de serviço, propiciando a correção de defeitos antes que uma falha se consuma. Mais que isso, verifica-se uma necessidade de diagnósticos quase instantâneos, que não demandem mais que frações de segundos para serem obtidos. Isto é: a frequência de amostragem de dados das plantas industriais por meio de sistemas sensorizados nunca foi tão alta. Os resultados são ganhos perceptíveis no que tange à prevenção de falhas, já que eventuais diagnósticos de problemas passam a ser sucedidos de imediatas ações corretivas, que, em outras épocas, geralmente, tardariam a serem procedidas. Para os transformadores de potência, o contexto supracitado é o mesmo: as tecnologias da Indústria 4.0 estão se consagrando tanto para aplicação nesse tipo de equipamento que tem sido comum encontrar sistemas de monitoramento online a eles direcionados em empresas mantenedoras do setor elétrico de potência, bem como em subestações industriais. E é justamente face a essa nova realidade tecnológica que os profissionais do setor elétrico precisam, essencialmente, conhecer quais são os monitoramentos estratégicos, como eles se dão e, sobretudo, como utilizar as informações por eles providas para uma tomada de decisão rápida e eficiente, no que concerne a eventuais necessidades de manutenção ou até mesmo de substituição de ativos.

Dessa maneira, este artigo se direciona a esses profissionais com o objetivo de pontuar e descrever as principais possibilidades (e suas correspondentes finalidades) do monitoramento online de transformadores de potência, com vistas ao direcionamento dos leitores a estudos mais aprofundados, a posteriori. A ideia é,

ainda, reforçar a importância dessas tecnologias como ferramentas complementares às técnicas preditivas já consagradas no setor elétrico, como, por exemplo, a realização de ensaios elétricos periódicos, a realização de ensaios de descargas parciais pelo método acústico e as análises periódicas de óleo para fins de avaliação de suas concentrações de gases dissolvidos, de suas características físico-químicas e mesmo de seu teor de compostos furânicos.

Para tanto, será abordado, a seguir, o monitoramento de:

- Aumento da capacitância e tangente delta das buchas condensivas, por meio da corrente de fuga pela derivação capacitiva;
- Temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo;
- Desgaste do comutador de derivações em carga, por meio da potência drenada pelo motor do mecanismo de comando;
- Estado da bolsa ou membrana de selagem do conservador (tanque de expansão);
- Teor de água e das concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante;
- Vazamentos de óleo isolante com o uso de caixa separadora água/óleo inteligente junto à bacia de contenção sob o transformador;
- Tradicionais proteções inerentes do transformador (sinalizações de baixo nível de óleo, oriundas dos indicadores magnéticos de nível de óleo do tanque principal ou do tanque do comutador e formação de gases no relé de gás).

Sobre essas últimas, cabem ressalvas: considera-se que a atuação do relé de fluxo, dos dispositivos de alívio de pressão (do tanque principal e do tanque do comutador de derivações em carga) ou mesmo da válvula de retenção automática não se enquadram na

finalidade de monitoramento, pois essas proteções não têm um estágio de alarme. Isto é: quando atuam, já houve uma falha, e elas devem levar a uma abertura instantânea do disjuntor a montante, com o intuito de preservar o equipamento, evitando que os danos se potencializem. Assim, saber que elas atuaram, via sistema supervisorio, servirá apenas como evidência para avaliação posterior da causa raiz do problema, mas não como mecanismo preventivo.

CAPACITÂNCIA DAS BUCHAS CONDENSIVAS

Em enrolamentos de transformadores classe de tensão igual ou superior a 36,2 kV, são utilizadas, como estruturas interfaciais, buchas do tipo condensivas, em decorrência da magnitude dos campos elétricos envolvidos. Essas buchas caracterizam-se por ter seu condutor, coloquialmente denominado “varão”, envolto por camadas de material dielétrico intercaladas com camadas de material condutor. Essa construção, por sua vez, resulta em um sistema isolante proeminentemente capacitivo, sendo muito eficiente para o controle da magnitude de campo elétrico externamente à estrutura (confinamento das linhas de campo elétrico). Assim sendo, uma bucha condensiva pode ser modelada matematicamente como um conjunto de capacitâncias, a partir do condutor ligado à lide. E, para fins de teste, a camada de material condutor mais interna da última capacitância é conectada a um terminal externo, denominado derivação capacitiva, tap capacitivo, tap de teste ou tap de tensão, que opera permanentemente aterrado. Quando necessário testar o desempenho da bucha, esse tap é utilizado para que se meçam, com o transformador desenergizado, duas capacitâncias: a entre o condutor (varão) e a derivação capacitiva e a entre derivação capacitiva e o flange/massa aterrada da bucha. A primeira capacitância é usualmente identificada como C1 pelos fabricantes de bucha. E a segunda, por sua vez, como C2. Essas capacitâncias são ilustradas na Figura 1, por meio de uma vista superior da bucha condensiva [1].



Fonte: TREETECH (2018)

Figura 1 – Vista superior das camadas de bucha condensiva do tipo papel-óleo. Fonte: Treotech (2018).

Pelo Item 4.3.3.6 da ABNT NBR 5356-9:2016, intitulada “Transformadores de potência – Parte 9: Recebimento, armazenagem,

instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante” [2], as capacitâncias de bucha, assim como as correspondentes medidas de fator de perdas, também denominadas de tangente delta, devem apresentar erros em valor absoluto de até 3% em relação aos valores obtidos nos ensaios de fábrica, cujos resultados, usualmente, encontram-se registrados na placa de identificação da bucha. Caso as camadas condensivas desse tipo de bucha tivessem uma dissipação de potência ativa nula, sendo puramente capacitivas, a corrente de fuga que fluiria por meio dessa associação série de capacitâncias seria nula. Contudo, esse cenário teórico não existe no mundo real, de modo que sempre há corrente de fuga pelo corpo condensivo. E é justamente o aumento dessa corrente de fuga ao longo da vida útil da bucha que serve de indício de seu envelhecimento ou, dependendo da magnitude desse aumento, de sua tendência de falha. Como essa corrente de fuga é inversamente proporcional à impedância proeminentemente capacitiva do sistema isolante da bucha, uma redução dessa impedância leva ao aumento da corrente de fuga que por ele flui. E em que circunstâncias se observa esse aumento de impedância? Basicamente com a degradação das camadas de material dielétricos supracitadas. Como essas camadas de material isolante intercaladas com camadas condutoras constituem uma associação de capacitâncias em série, quando uma das capacitâncias se torna um curto-circuito ou perde quase que totalmente suas boas características dielétricas, a capacitância equivalente da associação aumenta. Consequentemente, a reatância capacitiva correspondente diminui e a impedância se reduz, levando a um aumento da corrente de fuga.

É por isso que alguns IEDs (sigla do inglês para intelligent electronic devices) monitoram essa corrente para estimar os valores da capacitância C1 e tangente delta (fator de perdas) correspondente. Cabe ressaltar que C2 opera sem diferença de potencial entre suas camadas condutoras (ambas aterradas). Portanto, fica claro que o monitoramento do aumento da corrente fuga que flui pelo sistema isolante da bucha condensiva propicia o controle da degradação das capacitâncias que o compõem. O recomendado é que valores de capacitância e tangente delta com erros superiores a 3% em relação aos valores de placa/ensaios de fábrica sejam tomados como limites para a decisão de substituir uma bucha, dentro do que determina a ABNT NBR 5356-9:2016. Juízo diverso, com erro mais leniente, deve ser aceito com extrema cautela, sob pena de um problema na bucha sob análise estar evoluindo de maneira rápida para sua falha catastrófica.

TEMPERATURAS DOS ENROLAMENTOS E DO TOPO DO ÓLEO

O regime térmico de operação de um transformador de potência está diretamente relacionado à sua perda de vida útil, uma vez que a isolamento celulósica dos enrolamentos sofre degradação em decorrência do fenômeno da pirólise. Isto é: reações químicas de degradação dessa isolamento são intensificadas com o aumento da temperatura de operação do transformador, pela Lei de Arrhenius. No caso de a isolamento

celulósica sofrer processo avançado de degradação, com a redução do seu grau de polimerização a valores inadequadamente baixos, o transformador precisa ser submetido a processo de reforma, com substituição da isolação e rebobinamento dos enrolamentos.

O óleo isolante, igualmente, sofre degradação química em decorrência da exposição a regimes térmicos mais intensos. Os hidrocarbonetos que o compõem são quimicamente comprometidos em resposta a regimes térmicos mais agressivos. Todavia, em havendo degradação expressiva do óleo, quando suas grandezas físico-químicas estarão com valores insatisfatórios, é possível regenerá-lo ou substituí-lo em campo. A isolação dos enrolamentos não tem possibilidade semelhante, pois exige intervenção invasiva em fábrica/reformadora. Portanto, essa isolação é que define a vida útil remanescente do equipamento. Assim, sobretudo para controle da perda de vida útil da isolação celulósica, monitorar as temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo do transformador de potência são ações de grande importância. Para esse fim, são utilizados, atualmente, dispositivos eletrônicos (vide Figura 2) que monitoram a corrente secundária dos transformadores de corrente (TCs) de bucha de imagem térmica dos enrolamentos e sensores do tipo PT100 junto ao topo do óleo no tanque principal.

Em alguns casos, um sensor de arseniato de gálio conectado via fibra ótica ao painel de comando do transformador pode ser instalado durante a etapa de fabricação de sua parte ativa. Por meio dele, torna-se possível a medição direta de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, também denominado hotspot. No caso dos TCs de bucha de imagem térmica, essa medição não é direta, se dando por meio de um algoritmo, que, via de regra, considera o gradiente de temperatura enrolamento/topo do óleo, obtido dos ensaios de elevação de temperatura em fábrica, bem como a temperatura do topo do óleo e a corrente secundária que por eles flui. Assim, a partir dessas grandezas, calcula-se uma estimativa da temperatura do hotspot do enrolamento. Adicionalmente, informações de temperatura ambiente são monitoradas em tempo real, para provimento de registros adicionais para a tomada de decisão. Para tanto, utiliza-se um sensor do tipo PT100 instalado sob abrigo meteorológico para evitar interferências da exposição à radiação solar direta e do vento nos valores de resistência entre seus terminais.

Cabe citar que em transformadores mais antigos ainda é possível encontrar um divisor de corrente resistivo que aquece um pequeno poço

contendo óleo isolante em simulação (imagem térmica) à dissipação térmica do enrolamento, cuja temperatura do ponto mais quente se deseja medir. Em equipamentos mais novos, esse tipo de recurso caiu em desuso, tendo sido substituído pelo TC de imagem térmica e pelos dispositivos citados no parágrafo precedente.

O monitoramento de temperatura em tempo real também pode ser utilizado para controle de sobrecarga, de maneira que a redução do carregamento fique condicionada ao atingimento de temperaturas limites pré-estabelecidas para o ponto mais quente de cada enrolamento e para o topo do óleo. Essas temperaturas limites não devem superar as determinadas pela ABNT NBR 5356-7:2017, intitulada “Transformadores de potência – Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante” [4], em seu Item 7. Ademais, todos os demais requisitos que dela constam devem ser plenamente atendidos.

Considerando o descrito, fica claro que a correta parametrização dos IEDs de monitoramento de temperatura tem papel estratégico para que as tomadas de decisão sejam corretas e acuradas. Sobretudo no caso das medidas indiretas de temperatura do hotspot do enrolamento, uma variável errada, como um gradiente enrolamento/topo do óleo parametrizado incorretamente, leva a medidas pouco reais de temperatura. As consequências, portanto, podem ser danosas, indo desde um desligamento indevido do transformador à não sensibilização das proteções a eventual sobrecarga térmica. As informações de temperatura, juntamente com as de carregamento (diretamente relacionado à temperatura dos enrolamentos) auxiliam, ainda, a compreender flutuações instantâneas no teor de água no óleo isolante, já que a umidade, por difusão molecular, migra da região de maior temperatura para a região de menor temperatura em intensidade proporcional à diferença de temperatura existente. Conclui-se, pois, que uma pluralidade de informações importantes e subsídios para a tomada de decisão são obtidos a partir do monitoramento em tempo real das temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo.

DESGASTE DO COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA

Comutadores de derivações em carga (CDCs), sejam os modelos com contatos da chave comutadora e mecanismos de extinção de arco imersos em óleo, sejam aqueles dotados de câmaras interruptoras a vácuo, exigem manutenção por tempo ou por número de operações. Cabe ao profissional do setor elétrico tomar ciência, por meio do manual do equipamento, sobre qual intervalo e número de operações necessários entre duas manutenções sucessivas, bem como o escopo recomendado para cada inspeção/intervenção. Todavia, por mais improvável que possa ser, sobretudo em CDCs com manutenção em dia, por tempo e por número de operações, pode ocorrer o surgimento de anomalias funcionais que aumentam a resistência mecânica da chave comutadora à rotação, e, com isso, exigindo maior torque do motor do painel de comando



Figura 2 – Exemplos de dispositivos de monitoramento térmico.

(vide Figura 3). Por conseguinte, em situações assim, a potência drenada por esse motor passa a ser proporcionalmente maior. Assim sendo, uma maneira prática e não invasiva de detectar esse tipo de problema é fazer o monitoramento dessa potência, por meio do uso de transformadores de corrente e de potencial junto a seu circuito de alimentação. Com um processamento adequado das correntes e tensões secundárias desses transformadores de instrumentos, até mesmo o fator de potência correspondente pode ser mensurado em tempo real.

Usualmente, sistemas de monitoramento do torque de CDCs exigem um processo de aprendizado quando o equipamento está novo ou adequadamente mantido. Nessas circunstâncias, delimitam-se envoltórias da potência que serão tomadas como limites durante as operações de comutação. Em a potência instantânea sobrepunando essas envoltórias, deve-se considerar um correspondente diagnóstico de possível defeito em evolução. Assim, é possível programar o desligamento do transformador para investigação e correção da causa raiz do problema, evitando, desse modo, sua evolução para uma falha catastrófica. Portanto, é de valia enfatizar que esse tipo de monitoramento é complementar à realização das manutenções periódicas, que jamais podem ser negligenciadas. Seu objetivo é justamente trazer uma sensibilidade adicional a alguns tipos de problemas que podem despontar entre duas manutenções preventivas sucessivas e até mesmo evoluir para uma falha antes da manutenção superveniente.

RUPTURA DA BOLSA OU MEMBRANA DO CONSERVADOR (TANQUE DE EXPANSÃO)

Transformadores de potências e volumes de óleo maiores e/ou mais novos usualmente são dotados de bolsa ou membrana para selagem do tanque de expansão, também denominado conservador. Nesse caso, o objetivo é que a expansão e a contração volumétrica do óleo isolante, em decorrência do regime térmico de operação do transformador, sejam compensadas pela redução pelo aumento, respectivamente, do volume de ar interno à bolsa ou acima da membrana.

Desse modo, o ar atmosférico não fica em contato direto com o óleo, mas sim com a parte interna da bolsa ou com a superfície superior da membrana, evitando a oxidação precoce do óleo e sua contaminação com a umidade. Mesmo assim, mantém-se um dispositivo secador de sílica gel junto à tubulação por meio da qual o ar que chega à bolsa ou membrana passa com o objetivo de controlar ainda mais a umidade e material particulado nele presente. Para essa segunda finalidade há, na base do dispositivo secador de sílica gel, um pequeno recipiente com óleo isolante, denominado pega pó, com a função de retenção de partículas em suspensão no ar.

Tanto a bolsa como a membrana são relativamente resistentes a esforços mecânicos, sendo construídas de material especial, com a face exposta ao ar ambiente sendo de uma borracha sintética do tipo



Figura 3 – Mecanismo de comando do comutador de derivações em carga.

Neoprene e a face exposta ao óleo isolante de borracha nitrílica. Isso porque o Neoprene se degrada pelo contato com o óleo isolante e a borracha nitrílica, por sua vez, sofre degradação pelo contato com o ar atmosférico. Mesmo assim, sobretudo no caso de bolsas e membranas mais antigas, não é raro que ocorram suas rupturas. Caso isso aconteça, ocorrerá a contaminação do óleo pelo contato direto com o ar atmosférico e, em caso extremo, até mesmo uma possível obstrução da tubulação que liga o tanque de expansão ao tanque principal, a montante do relé de gás. Nesse caso, dependendo das circunstâncias, pode haver a atuação do relé de gás por baixo nível de óleo devido ao bloqueio do retorno do volume contido no tanque de expansão para o tanque principal, ou mesmo o inverso: um bloqueio da expansão volumétrica do óleo contido no tanque principal. Nessa segunda hipótese o valor da pressão interna exercida pelo óleo pode sobrepunir a pressão devida à constante elástica da mola do dispositivo de alívio de pressão (DAP), que é, geralmente, de 0,7 bar, levando à sua abertura e, por conseguinte, perda de óleo e desligamento fortuito do transformador.

Detectar a ruptura de uma bolsa ou membrana é, pois, de grande importância para se assegurar a confiabilidade operativa do transformador de potência. Para essa finalidade, as soluções disponíveis no mercado se utilizam de um sensor óptico, que emite luz e verifica sua reflexão de acordo com a superfície interna da bolsa ou superior à membrana. Quando há óleo nessas superfícies, ocorre uma dispersão dessa luz emitida, sensibilizando o sistema de monitoramento para que se emita uma sinalização de ruptura da selagem.

MONITORAMENTO DO ÓLEO ISOLANTE (TEOR DE ÁGUA E CONCENTRAÇÃO DE GASES)

A umidade presente no óleo isolante acelera o processo de degradação da isolação celulósica por hidrólise, além de reduzir a suportabilidade dielétrica do óleo, uma vez que leva à redução de sua correspondente rigidez dielétrica, além de acelerar sua degradação. Ademais, o surgimento

de gases combustíveis no óleo, dependendo de suas taxas de crescimento e dos gases que surgem combinadamente, traz evidências robustas sobre falhas incipientes do sistema isolante do transformador.

Não é à toa que análise de gases dissolvidos no óleo é uma técnica preditiva já consagrada no setor elétrico. No âmbito do monitoramento online, já se encontram disponíveis, no mercado, soluções que propiciam a amostragem em tempo real das concentrações de água e gases no óleo. Geralmente, o foco, no caso dos gases, se dá no hidrogênio (H₂), etileno (C₂H₄), acetileno (C₂H₂) e monóxido de carbono (CO). A avaliação instantânea das grandezas supracitadas deve se dar por meio dos critérios determinados pela ABNT NBR 10576:2017, intitulada “Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos — Diretrizes para supervisão e manutenção” [5] e pela ABNT NBR 7274:2012, intitulada “Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço” [6]. Cabe destacar que o monitoramento online não suprime a necessidade de que sejam feitas amostragens de óleo para análise físico-química e análise de gases dissolvidos. Nesses casos, a periodicidade deve ser anual e semestral respectivamente. Deve-se considerar ainda que, conforme determinado em [2], transformadores recentemente instalados devem ser submetidos a análise de gases dissolvidos em óleo por meio de amostras coletadas de 24h a 36h, após 10 dias e após 30 dias da energia a vazio. Somente então é que a periodicidade semestral passa a ser recomendada.

CAIXA SEPARADORA ÁGUA/ÓLEO INTELIGENTE

Em 2017, foi aprovada pelo INPI (Instituto Nacional de Propriedade Industrial) a patente modelo de utilidade da Eco Caixa Separadora de Água e Óleo (MU 8901729-3), denominada Oil Block e ilustrada na Figura 4 [7]. O equipamento, desenvolvido pelas empresas CGTI (Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação), Light, Bandeirante e B&M Pesquisa e Desenvolvimento, vem ao encontro de uma importante necessidade do setor elétrico, que é a sinalização remota de vazamentos de óleo em bacias de contenção.



Figura 4 – Caixa separadora água/óleo inteligente. Fonte: CGTI (2017).

Com o uso dessa solução de monitoramento, passa-se a ter ciência, em tempo real, de vazamentos de óleo no transformador que atinjam a caixa, muitas vezes antes que haja a sinalização de baixo nível de óleo ou mesmo a atuação do relé de gás em função dele. Além disso, torna-se possível uma maior celeridade na providência de ações corretivas, no que concerne às questões ambientais, evitando a contaminação do solo com o óleo isolante. A solução tem ainda vantagens pecuniárias e dimensionais, face às tradicionais caixas separadoras água/óleo de concreto.

MONITORAMENTO DE PROTEÇÕES INERENTES PARA PREVENÇÃO DE FALHAS

As proteções inerentes, dentre as quais também se incluem as funções de proteção ANSI 26 e 49, de alarme e trip por temperatura do óleo (topo) e dos enrolamentos, já descritas no Item 3, têm importantes funções não apenas de proteção, mas, em alguns casos, de sinalização de defeitos, para ação precedente ao desligamento fortuito do transformador. E, nesse contexto, são essas proteções que se tem interesse em pontuar aqui. Proteções inerentes que dispõem apenas de estágio de trip, resultando no imediato desligamento do transformador, tão logo de suas atuações, não possibilitam um monitoramento precedente, pois não há sinalização prévia do defeito, antes que ele evolua para a falha. São elas: o dispositivo de alívio de pressão (DAP) do tanque principal ou do tanque do comutador de derivações em carga; o relé de fluxo do comutador e a válvula de retenção automática para fins de vazamento. Não serão, pois, aqui consideradas.

Já o relé de gás (função ANSI 63), ao dispor de um estágio de alarme, acionado no caso de formações de gases em sua parte superior, que levam à baixa da boia nela localizada, traz importante evidência de problemas no transformador. Sinalizada essa função, o equipamento deve ser inspecionado imediatamente, sendo submetido a análise do gás coletado por meio de ponto disponível para sangria do relé, bem como a imediata amostragem de óleo isolante para correspondente análise de gases dissolvidos. Se essas ações não são providenciadas com celeridade, o problema pode evoluir rapidamente para a falha do equipamento, sem que as equipes de manutenção se atentem a essa tendência. Outra proteção inerente que entra no contexto do monitoramento online, ao emitir sinalizações quando sensibilizada, é a função ANSI 71, associada aos indicadores magnéticos de nível de óleo do tanque principal e do tanque do comutador de derivações em carga. Quando o nível de óleo atinge seu limiar de segurança em um desses tanques, ocorre a comutação de contatos utilizados para sinalizar essa condição, propiciando que se intervenha no equipamento antes que ocorra seu desligamento fortuito por meio do relé de gás (função ANSI 63).

Nessas circunstâncias, como não é normal que o equipamento estanque perca óleo, há um vazamento, e espera-se que, estando o transformador instalado sobre bacia de contenção interligada a caixa separadora água/óleo inteligente, como a descrita acima, haja uma sinalização, por ela, até mesmo antes da função 71, em alguns casos.

CONCLUSÕES

Face ao exposto nos parágrafos precedentes, conclui-se que o monitoramento online de transformadores de potência é um dos adventos mais insígnies da Indústria 4.0, ao contribuir, sobremaneira, para a predição de falhas incipientes nesses equipamentos, além de tornar mais eficiente o direcionamento de suas manutenções, por meio de diagnósticos quase instantâneos.

O indubitável benefício é que, com o monitoramento em tempo real de grandezas elétricas, térmicas e do óleo isolante, defeitos eletromecânicos críticos podem ser detectados antes de evoluírem para eventos de falha. Por consequência, há uma maximização da confiabilidade operativa do sistema elétrico ao qual o transformador monitorado se integra, evitando interrupções não programadas na suplência de suas cargas. Como visto, sistemas de monitoramento de capacitância de buchas condensivas, se bem utilizados, permitirão a detecção de aumentos perigosos de capacitância, propiciando ações precedentes a um evento de falha, que, devido a elas, não se consumará. O monitoramento das temperaturas dos enrolamentos e do topo do óleo, por sua vez, conduz a um acompanhamento mais eficiente dos impactos das condições operativas do transformador para seu regime térmico de trabalho, propiciando um controle mais eficiente e em tempo real do carregamento, bem como estudos posteriores de envelhecimento da isolação celulósica por pirólise. Já o adequado gerenciamento das informações providas por sistema de monitoramento do torque do motor de comando do comutador de derivações em carga reduzirá a correspondente probabilidade de falha do comutador e de seu mecanismo de comando, uma vez que necessidades de manutenção corretiva poderão ser detectadas com a devida antecedência.

Rupturas da bolsa ou membrana do conservador, por sua vez, poderão ser detectadas logo após ocorrerem, propiciando a imediata ação corretiva com o intuito de se evitar a oxidação do óleo isolante e mesmo o bloqueio mecânico do fluxo de óleo. Outrossim, o óleo isolante com elevado teor de água, que afeta a sua correspondente rigidez dielétrica, acelerando também a degradação da isolação celulósica por hidrólise, poderá ser tratado ou substituído, sempre que detectada necessidade por meio do sistema de monitoramento correspondente.

Ademais, variações anômalas nas concentrações de gases nesse óleo, que explicitem falhas incipientes no sistema isolante do transformador, igualmente, poderão ser preditas por meio do monitoramento online, de maneira que se providencie uma manutenção corretiva adequada, para sanar a causa raiz correspondente, antes que uma falha se apresente. A caixa separadora água/óleo inteligente surge, então, como uma solução de cunho ecológico para a imediata detecção de vazamentos de óleo isolante, levando a ações corretivas rápidas, que impeçam maiores impactos ao meio ambiente.

Por fim, como abordado, as proteções inerentes, ao estarem integradas ao ambiente de monitoramento online, propiciam a predição de falhas incipientes importantes, predição essa complementada pelos sistemas sensorizados supracitados. Assim, o relé de gás sinaliza casos mais extremos de formação de gases no óleo, que podem ser corroborados e evitados pelo monitoramento de gases dissolvidos no óleo, realizado com o uso de sensor dedicado. A detecção de baixo nível de óleo do tanque principal ou do tanque do comutador, por sua vez, é possível por meio de sinalizações oriundas de seus correspondentes indicadores magnéticos de nível de óleo. E se ela ocorre, algum

vazamento há de existir, sendo passível de detecção também pela caixa separadora água/óleo inteligente.

Verifica-se, pois, que todas as tecnologias descritas neste artigo vão ao encontro dos pilares de eficiência operacional e ambiental tão exigidos para a Indústria 4.0, sendo uma realidade de muitas subestações e tendendo a estar cada vez mais presentes no setor elétrico. Assim sendo, os profissionais que nele atuam ou pretendem atuar devem estar cada vez mais preparados para a implementação, utilização e manutenção dessas tecnologias. Portanto, seus correspondentes aspectos técnicos gerais, aqui elencados, trazem um direcionamento estratégico, aos leitores, com o objetivo de incitá-los a um indispensável aprofundamento no tema, por meio de estudos posteriores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TRETECH. *Monitor On-Line de Buchas Condensivas – Catálogo do Produto. Catálogo – BM, CA001, 24/04/2018, Revisão 5.00.*
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-9: *Transformadores de potência – Parte 9: Recebimento, armazenagem, instalação e manutenção de transformadores e reatores de potência imersos em líquido isolante.* Rio de Janeiro, 2016.
- [3] MARQUES, A. P. *Diagnóstico Otimizado de Transformadores de Potência Mediante a Integração de Técnicas Preditivas. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2018.*
- [4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356-7: *Transformadores de potência – Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.* Rio de Janeiro, 2017.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10576: *Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos Diretrizes para supervisão e manutenção.* Rio de Janeiro, 2017.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 7274: *Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço.* Rio de Janeiro, 2012.
- [7] CENTRO DE GESTÃO DE TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. *INPI concede patente de Caixa Separadora de água e óleo. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/inpi-concede-patente-decaixa-separadora-de-agua-e-oleo/>. 2017. Acesso em 20 de nov. 2022*

*Yuri Andrade Dias é engenheiro eletricitista, mestre em Engenharia Elétrica (2019) e doutorando em Engenharia Elétrica. Atualmente, é engenheiro eletricitista especialista na Enel Distribuição Goiás, atuando como responsável pela área de Engenharia de Manutenção de Subestações de Alta Tensão.

Caio Cezar Neiva Huais é engenheiro de produção, pós-graduado em Engenharia Elétrica e Automação com MBA em engenharia de manutenção. Atualmente, é gerente corporativo de manutenção de alta tensão no Grupo Equatorial Energia.

Segurança cibernética

Por Rodrigo Leal*

Capítulo VIII

Uma visão holística sobre segurança cibernética no setor elétrico brasileiro

Como abordado anteriormente neste fascículo, o setor elétrico tem passado por grandes mudanças e trazendo enormes desafios para as empresas e agências do setor. O avanço tecnológico e o processo de digitalização estão proporcionando novas soluções e, com isso, mudando todo um ecossistema e processos associados, proporcionando melhorias significativas.

O processo de digitalização no setor elétrico torna-se cada vez mais relevante e é uma tendência irreversível, uma vez que traz ganhos em qualidade e desempenho, contribuindo com a modicidade tarifária.

Esta é uma viagem sem volta, visto que a digitalização está mudando o mundo como o conhecemos e está alterando a forma como vivemos, trabalhamos e nos relacionamos e não poderia ser diferente quando falamos sobre o setor de energia, nas áreas de geração, transmissão e distribuição.

O mundo possui hoje mais de 10 bilhões de dispositivos conectados, aumentando a superfície de contato – ou o perímetro –, ocasionando um aumento da exposição diária a ataques cibernéticos maliciosos, colocando nossas vidas e a estabilidade da nossa sociedade em risco. Com esse novo cenário, observamos uma explosão de incidentes cibernéticos nas mais diversas verticais de negócios, impactando inclusive empresas do setor de energia.

Neste contexto, a segurança cibernética tornou-se um tema de extrema relevância na sociedade em geral e tem sido assunto frequente também no setor elétrico ao longo dos últimos anos.

No Brasil, o tema vem ganhando tanta relevância que faz parte

dos fóruns dos diversos setores de missão crítica e no setor elétrico já faz parte da agenda regulatória da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conforme comentamos ao longo desta série de artigos.

A existência de uma regulamentação nacional para o setor elétrico é base para que um país tenha infraestruturas críticas de energia menos expostas e vulneráveis, garantindo a segurança nacional e capacidade de reação em caso de incidentes.

A NECESSIDADE DE UMA VISÃO HOLÍSTICA

No setor elétrico, atualmente, o assunto segurança cibernética tem sido tratado, em algumas empresas, de forma mais orquestrada e com apoio da alta administração. No entanto, o maior número de empresas não possui uma visão holística do cenário, com poucos recursos sendo disponibilizados para atacar o real problema, provavelmente, porque os investimentos em segurança cibernética não estavam sendo priorizados em seus planos de negócio.

Os ataques mais próximos das empresas do governo federal e do setor elétrico fizeram com que a Aneel acelerasse a publicação da política de segurança cibernética para o setor elétrico, que é válida para todas as geradoras, distribuidoras e transmissoras de energia no país, considerando que a ausência de uma política poderia aumentar os casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Com as novas regulamentações entrando em vigor, as empresas do setor elétrico foram levadas a incorporar, de forma obrigatória, em seu

CABINES PRIMÁRIAS APROVADAS NAS PRINCIPAIS CONCESSIONÁRIAS DO PAÍS.



BR6

Conjunto de manobra de média tensão isolamento Ar/SF6.



G2 SLIM

Conjunto de manobra em média tensão isolado a ar.



TRANSFORMADOR

A Seco De Média Tensão.



PROSE7

Conjunto de manobra em baixa tensão.

Nova Unidade

Sorocaba-SP

Rua Ribeirão Preto, nº 46, bairro: Jardim Leocadia
Sorocaba-SP | CEP: 18085-380



planejamento ações e investimentos em segurança cibernética para estar em conformidade com o mercado.

MATURIDADE OPERATIVA

As empresas já possuíam ações de segurança cibernética no ambiente corporativo, mas, com as novas regulamentações, as exigências agora englobam também o ambiente operativo.

De um modo geral, as empresas de energia possuem em seus ambientes operativos procedimentos, dispositivos e aplicações que fazem algum tipo de proteção contra ataques cibernéticos, porém, é fundamental que as empresas façam uma avaliação para entender o seu nível atual de maturidade.

A partir desta fotografia, é fundamental elaborar um plano, seguindo as melhores práticas, visando desenhar a jornada completa de segurança cibernética necessária para alcançar o nível de maturidade adequado para o setor, minimizando a exposição aos riscos e atendendo às novas exigências regulatórias do ONS e da Aneel

Essa jornada passa por um detalhamento completo do aspecto tecnológico, de processos e de cultura. Após a avaliação de maturidade, constata-se que as médias e grandes empresas do setor elétrico possuem problemas e riscos similares sobre os aspectos de segurança cibernética e se observa que parte deles são oriundos de tópicos relacionados a seguir:

- Estrutura organizacional;
- Políticas e procedimentos;
- Capacitação e treinamento;
- Arquitetura de redes;
- Gerenciamento de vulnerabilidades;
- Visibilidade da rede;
- Centro de Operação de Segurança;
- Autenticação forte e segura.

No que diz respeito à estrutura, muitas vezes, não temos uma área de segurança cibernética para ambientes operativos, sendo, inclusive, tratada como “apêndice”. Grandes empresas estão se estruturando com a figura do CISO, executivo de cibersegurança, de forma independente e com acesso direto ao board da empresa.

Atualmente, as empresas com maior nível de maturidade, tem a figura do BISO (Business Information Security Officer), um profissional que tem conhecimento do tema, mas que atua diretamente com as áreas de negócio, funcionando como um facilitador do processo ao combinar as duas culturas - corporativo e negócios.

No tocante a políticas e procedimentos, as empresas estão se ajustando visando cumprir as novas exigências regulatórias, mas é necessário avançar de forma ágil. Na parte de capacitação e treinamento, de um modo geral, falta investimento.

O investimento em conhecimento é de suma importância atrelado

ao grande desafio da falta de profissionais. Estima-se que hoje faltam 4 milhões de profissionais de cibersegurança no mundo, 441 mil só no Brasil.

Os treinamentos internos de conscientização são de suma importância, pois é provável que os empregados simplesmente não entendam a gravidade de uma ameaça cibernética e como ela pode impactar gravemente a empresa.

Os pontos relacionados à área de tecnologia foram abordados nos artigos anteriores e podem ser consultados por meio da revista impressa ou digital (www.osetoreletrico.com.br).

É importante observar que nem todas as empresas precisam ter os mesmos níveis de maturidade em segurança cibernética. Alguns fatores que podem influenciar as decisões de investimento incluem:

- Regulamentos;
- Legislações ;
- Estratégias de negócios;
- Apetite aos riscos;
- Receita associada.

As exposições advindas dos temas aqui relacionados aumentam os riscos e, conseqüentemente, diminuem o nível de maturidade da empresa. A jornada de segurança cibernética endossada pela alta administração da empresa é um fator chave de sucesso.

PREOCUPAÇÃO COM A CADEIA PRODUTIVA

Para finalizar esta série de artigos, destaco que é fundamental também nos preocuparmos com toda nossa cadeia produtiva, realizando uma gestão de segurança cibernética de terceiros, fornecedores e clientes.

Nada adianta termos a melhor tecnologia e melhores processos se um terceirizado não estiver envolvido no tema como parte do ecossistema, por exemplo.

Assim, encerramos esta série de artigos do Fascículo de Segurança Cibernética no Setor Elétrico e reforço que não existe “bala de prata” para tratar este relevante tema e, por isso, a necessidade de uma abordagem holística e investimentos com o objetivo de proteger o perímetro das ameaças e mitigar a exposição ao risco.

**Rodrigo Leal é graduado e Mestre em Engenharia Elétrica com MBA em Gestão de Projetos e cursando MBA Executivo de Negócios do Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas. Desde 2006 é funcionário da Chesf, onde já exerceu cargos de Assessor e Gerente, na área de Telecomunicações, Proteção e Automação. Atualmente está como assessor do Diretor de Operação, coordenando vários processos da diretoria, incluindo os assuntos relativos à tecnologia operativa. Atualmente ocupa posição de Vice-Presidente do Conselho Diretor da UTC América Latina e Coordenador do Comitê de Tecnologia da Informação e Telecomunicações no CIGRE-Brasil.*

Renováveis

ENERGIAS COMPLEMENTARES

Ano 5 - Edição 66 / Novembro-Dezembro de 2022



Atitude.editorial

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Armazenamento e a transição para uma matriz elétrica descentralizada

ENERGIA EÓLICA: A lição de casa da COP 27 para as energias renováveis do Brasil

ENERGIA SOLAR: O que é que a Bahia tem? Tem potencial solar como ninguém!

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: 16 GW de capacidade e quase 2 milhões de consumidores

APOIO





FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits, Mariana Galhardo e Guilherme Nizoli*



Capítulo VIII

ARMAZENAMENTO E A TRANSIÇÃO PARA UMA MATRIZ ELÉTRICA DESCENTRALIZADA

INTRODUÇÃO

Ao longo deste fascículo tivemos a oportunidade de analisar vários aspectos de sistemas de armazenamento e da sua inserção no setor de energia elétrica. Iniciamos esta série na edição 184, em janeiro de 2022, com um resumo dos mercados internacionais de armazenamento. Em seguida, na edição 185, avaliamos diferentes tecnologias de armazenamento, e nas edições seguintes cobrimos a aplicação em sistemas isolados (edição 186), e sistema interligado abordando os serviços prestados à rede (edição 187). Também abordamos aspectos regulatórios (edição 188), desafios da atual cadeia de suprimento da tecnologia mais utilizada para sistema eletroquímicos – baterias de íons de lítio (edição 190), e fizemos uma análise dos desafios regulatórios que afetam a inserção de sistemas no setor elétrico brasileiro (edição 189).

Para concluir, neste artigo pretendemos avaliar como algumas das tendências mundiais influenciam a agenda de inserção dos sistemas de armazenamento no mercado brasileiro. Especificamente, trataremos dos seguintes pontos:

- Ritmo de inserção de fontes renováveis não despacháveis;
- Crescimento da geração distribuída; e
- Precificação de energia.

RITMO DE INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NÃO DESPACHÁVEIS

A experiência internacional mostra um grande esforço visando reduzir a dependência por combustíveis fósseis na geração de energia elétrica. Nos EUA, por exemplo, a participação das fontes renováveis dobrou nos últimos 20 anos, na Alemanha, o crescimento foi de

quatro vezes no mesmo período (10% para 41%), e o Reino Unido a participação de fontes renováveis na matriz elétrica foi de quase zero para quase 40%.

Com a elevada participação de fontes renováveis, o mercado brasileiro é referência global, com sua matriz majoritariamente composta por geração hidroelétrica. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), embora a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica tenha caído de 85% para 77% em 2021, nas últimas três décadas a oferta interna de energia elétrica aumentou de aproximadamente 200 TWh/ano para mais de 500



Figura 1 - Exemplo Reino Unido – transformação da matriz elétrica e crescimento de fontes renováveis. Fonte: UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy.

TWh/ano. De fato, aumentou-se a diversificação da parcela de geração renovável, agregando à geração hidroelétrica, a geração eólica e a solar fotovoltaica, sendo estas fontes não despacháveis. Conjuntamente estas duas fontes representam mais 15% da atual matriz elétrica brasileira e tudo indica que sua participação continuará crescendo. Uma análise da BloombergNEF estima que no longo prazo esta participação atingirá patamares próximos a 50%, conforme mostra o gráfico a seguir.

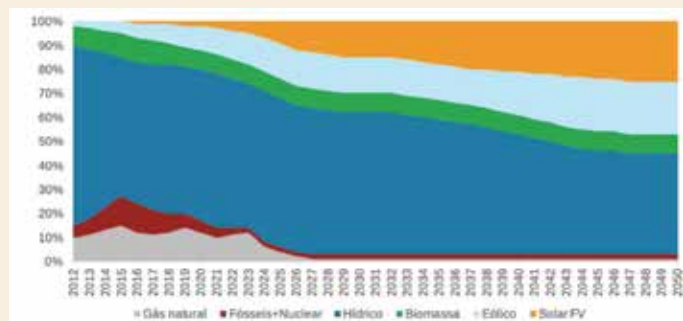


Figura 2 - Evolução da matriz elétrica brasileira. Fonte: BloombergNEF.

Além da elevada competitividade econômica, as fontes solar e eólica compartilham a alta variabilidade na geração. Tal característica no horizonte de planejamento, avaliando-se apenas os atributos eletroenergéticos, é facilmente contornável, mas torna-se um desafio para a programação diária da operação.

Isso acontece porque, a cada momento, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve garantir o equilíbrio entre geração

e consumo. Caso este equilíbrio seja perdido, há riscos reais de acionamento de mecanismos de proteção em usinas, linhas de transmissão e outros ativos, desencadeando em casos extremos, eventos de blecaute. Neste contexto, da mesma forma como os consumidores ligam ou desligam equipamentos, o ONS deve contar com geradores capazes de aumentar ou reduzir sua potência e compensar tais oscilações.

Dada sua baixa penetração energética e características de geração, as fontes renováveis não despacháveis atualmente provêm a integralidade de sua geração, desde que não haja nenhuma restrição elétrica. Este tipo de despacho também é feito para a parcela de inflexibilidade de usinas termelétricas, por exemplo, que têm, seja por razões contratuais, ou técnicas, um montante de energia mínimo que deve ser despachado. Desta forma, a modulação entre a geração e a carga será realizada por outras fontes, denominadas como despacháveis, visando a manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Tais fontes respeitam uma ordem de mérito, ou seja, uma ordem de custos, que busca atribuir, de maneira simplificada, um valor para a água dos reservatórios das hidrelétricas e buscando o despacho ótimo entre as fontes existentes, visando o menor custo de operação. Assim, em momentos de escassez hídrica, este valor atribuível às hidrelétricas é maior, dando incentivo a poupar água nos reservatórios e recomendando despacho de outras fontes de geração, como térmicas, por exemplo. O mecanismo oposto acontece em momentos de abundância hídrica.

Para além da operação, outro ponto importante na discussão são os efeitos da velocidade na expansão de fontes renováveis não despacháveis para o planejamento do sistema de transmissão. Isso acontece principalmente porque, atualmente, o planejamento da geração tem caráter indicativo, ou seja, a EPE realiza simulações que buscam entender como se dará a expansão futura, mas a expansão de fato acontece por livre iniciativa de empreendedores. Por outro lado, a expansão da transmissão ocorre de forma determinativa, ou seja, a EPE realiza estudos que buscam identificar ativos específicos a serem contratados em leilões e os empreendedores competem pela menor remuneração para sua implementação.

Ademais, o prazo de implementação de usinas renováveis, até mesmo pela livre iniciativa dos empreendedores é consideravelmente mais rápido que o de linhas de transmissão. Assim, enquanto projetos renováveis têm tempo de implementação inferiores a três anos, as linhas de transmissão têm de passar pelas etapas de estudos, licitação e, por fim, pela construção, processo que costuma ser consideravelmente superior a cinco anos, dificultando a coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão.

Para mitigar esse efeito, a EPE vem desenvolvendo, desde o ano de 2013, os assim intitulados “Estudos Proativos de Transmissão”, que têm o intuito de antecipar o planejamento, o dimensionamento e a recomendação para conexão e escoamento da geração previamente prospectada.

Tais gargalos na coordenação da expansão geram inúmeras consequências, dentre elas, situações, que impedem o pleno despacho



de usinas. No Brasil, estes eventos são conhecidos no Brasil por 'constrained-off', ou ainda 'curtailment' em outros mercados. Na prática, o operador solicita aos geradores de energia a redução parcial ou o desligamento completo das suas unidades geradoras, em função de restrições na capacidade das redes de transmissão, ou por outros motivos operacionais.

Infelizmente, os momentos de 'constrained-off' têm se tornado cada vez mais frequentes, especialmente no submercado Nordeste, que abriga a maior parte das usinas solares e eólicas brasileiras. Em alguns meses do ano, especialmente durante o período seco, os eventos de 'constrained-off' costumam acontecer de três a quatro vezes por semana, geralmente começando pela manhã e invadindo os horários de maior produtividade solar. Tais interrupções não são desejáveis, já que coíbem a matriz de usufruírem de baixos custos de operação do SIN.

Cabe destacar que os países que se comprometeram em reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) têm implantado políticas públicas que favorecem a inserção de energia renováveis e têm enfrentado problemas similares aos do Brasil. Mercados como do Reino Unido, Austrália, EUA e Alemanha, além da massiva inserção de renováveis, se destacam, pois já tem iniciado políticas para inserção de sistemas de armazenamento para garantir maior segurança operativa, ponto que será mais aprofundado ao logo do artigo.

CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Brasil, assim como em outros países, tem experimentado um crescimento extraordinário da geração distribuída (GD). Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), neste momento, o país tem uma potência instalada de 15,7 GW, dos quais 98,5% instalações solares fotovoltaicas. 38% destes projetos foram instalados ao longo de 2022, e outros 29% durante o ano passado. Em outras palavras, dois terços da capacidade instalada foram adicionados nos últimos 23 meses.

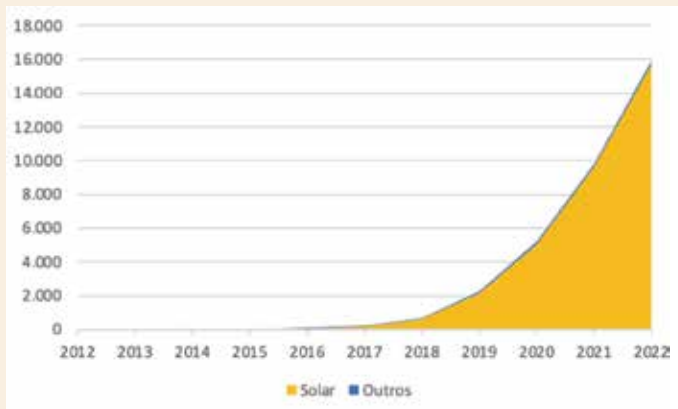


Figura 3 - Geração distribuída no Brasil – Potência instalada (MW). Fonte: ANEEL, Banco de dados de geração distribuída.

No mês de outubro, o Ministério de Minas e Energia (MME) estimou que a capacidade instalada solar fotovoltaica, incluindo a Geração Distribuída (GD) e a geração centralizada (GC), poderia atingir o patamar de 23 GW ao final deste ano. Dada a dinâmica de crescimento da GD, esta previsão pode ser considerada conservadora.

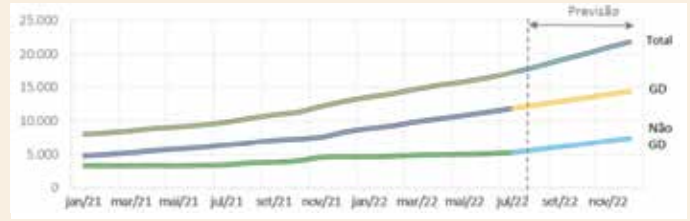


Figura 4 - Previsão de crescimento da fonte solar fotovoltaica (MW). Fonte: Boletim de energia MME out/22.

Com o ritmo da inserção de GD, a operação diária do operador da rede elétrica foi obrigada a acompanhar os efeitos deste segmento. Em evento recente do GESEL sobre "Perspectivas do armazenamento como elemento de integração entre Geração-Transmissão", o ONS apresentou alguns dados de operação, entre eles a evolução da curva de carga no estado do Mato Grosso do Sul. A apresentação acompanhou os efeitos da GD na carga em dias nublados e ensolarados. Destaca-se, conforme observado na Figura 5, o afundamento de carga líquida no período diurno, seguido de uma grande elevação de consumo. Tal fenômeno acontece porque no período diurno, com maior geração solar, grande parte desta energia é utilizada próxima a sua geração simultaneamente, resultando em uma redução da carga líquida. Quando o sol começa a se pôr e a geração solar começa a reduzir sua geração, aquela carga suprida instantaneamente volta a ser observada no sistema, com o incremento natural advindo do horário de ponta noturno, o que acentua o efeito.

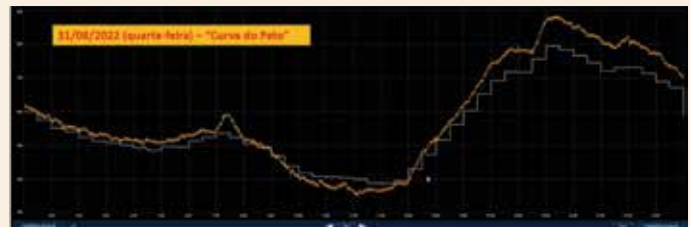


Figura 5 - Perfil de carga – dia ensolarado, Mato Grosso do Sul. Fonte: ONS (apresentação durante evento GESEL).

Este fenômeno é típico de sistemas elétricos com participação relevante da GD. Na Califórnia este efeito foi apelidado de 'curva de pato', já que o formato da curva de carga em dia ensolarado assemelha-se à silhueta de um pato. Independentemente do termo utilizado, chama a atenção a diferença na curva de carga durante o horário da tarde. Ao longo de um dia ensolarado, o consumo diário é reduzido para patamares inferiores ao consumo da madrugada. No entanto, é criada uma rampa íngreme, subindo de um patamar de menos de 400 MW ao meio-dia para o pico noturno do sistema em 900 MW - 950 MW. Significa que o gerenciamento de uma rede elétrica com participação crescente da geração distribuída exige um aumento de flexibilidade, de recurso de geração para assumir cargas noturnas, como das redes de transmissão, ou mesmo de mecanismos de resposta da demanda.

É importante mencionar que este movimento no processo de transição energética corresponde a descentralização do planejamento, implantação e operação da energia gerada, que passa a ser produzida pelo próprio consumidor ou por diversos novos agentes de geração, que

não tem obrigação em observar os estudos indicativos elaborados pelo planejador e operador do SEB. Esta descentralização é mais um dos fatores que tem forte impacto na operação, inserção de sistemas de armazenamento e formação de preços que serão mais aprofundados ao longo do artigo.

PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - EXPERIÊNCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

Em uma economia de mercado, preços desempenham um papel fundamental na organização da oferta e demanda de qualquer bem. Eles servem para determinar o ponto de equilíbrio, equalizando o custo marginal de produção ou fornecimento deste bem, com o benefício marginal gerado por ele. Neste sentido, preços são essenciais para guiar o comportamento de consumidores – preços baixos sugerem que um determinado bem seja, no momento da formação do preço, abundante, ocasionando o aumento do seu consumo. Já preços elevados têm o efeito contrário. Da mesma forma, os preços são essenciais para organizar a oferta de qualquer bem – preços baixos, especialmente preços perto ou abaixo do custo de produção servem como desestímulo e levam empresas a reduzir ou suspender a oferta dos respectivos bens.

No setor elétrico, existe uma grande variedade de metodologias para a formação de preços, e, dadas as particularidades do bem energia elétrica, podendo ter mais proximidade ao custo de operação, previsões estatísticas complexas sobre disponibilidade do insumo (caso brasileiro) ou a questões relacionadas a oferta e demanda. De forma simplificada, podemos diferenciar os seguintes fatores que no nosso entendimento influenciam a formação de preços:

Linha do tempo – a curva de carga que agrega a demanda de consumidores por energia costuma experimentar oscilações periódicas. Ao longo dia geralmente acontecem dois picos – o primeiro no início da tarde, e um segundo no início da noite. Adicionalmente, acontecem variações sazonais. Estas variações mostram que consumidores ao longo do dia e do ano simplesmente demandam montantes diferentes de energia elétrica. Ademais, o perfil de geração também varia. Algumas fontes, como a solar e a eólica, possuem grande variação ao longo do dia, conforme disponibilidade de seus recursos. Outras fontes, como a biomassa, são sazonais e dependem das safras de seus elementos combustíveis. Até mesmo na hidrelétrica, principal fonte geradora da matriz elétrica brasileira, existem períodos úmidos e secos, conforme disponibilidade de chuvas. Parece lógico que os preços reflitam estas variações.

No Brasil, no mercado cativo, os consumidores de alta e média tensão têm valores diferenciados para consumo no horário de maior demanda do sistema conhecido como horário de ponta. No entanto, os consumidores de baixa tensão não recebem nenhum sinal de preço atrelado aos horários de consumo, exceto aqueles que aderiram ao regime de tarifa branca. A adesão a este regime tem sido voluntária desde 2018 e teve pouca aceitação por parte dos consumidores, até mesmo pelo benefício econômico limitado, proporcionado pelo desenho atual desta modalidade. Na prática, para capturar os benefícios

desta modalidade, os consumidores precisam reduzir seu consumo em horários específicos, mas a economia potencial de tais medidas, em geral, não tem sido suficiente para justificar sua adesão. Como exemplo, na região metropolitana de São Paulo, atendida pela Enel-SP, um consumidor na modalidade branca tem uma tarifa no horário fora de ponta que é menos de 20% mais barata que na modalidade convencional. Ou seja, mesmo que este consumidor zerasse seu consumo nos horários de ponta e intermediário, compostos pelo período noturno, coincidentemente com o horário de maior utilização em um consumidor residencial, ainda assim sua economia seria inferior a 20% na fatura. Sendo assim, a imensa maioria dos consumidores de baixa tensão vivem sob a ilusão de um preço uniforme de energia, 24 horas por dia, 365 dias por ano.

No mercado livre, o preço de curto prazo, conhecido por PLD (preço de liquidação das diferenças) desde janeiro de 2021 é formado com base horária, onde deveria refletir tanto os efeitos de picos de demanda, como momentos de excesso de oferta de energia. De fato, este foi um grande avanço recente no setor elétrico brasileiro. De forma simplificada, em teoria, os valores do PLD deveriam refletir o custo marginal de operação do sistema, porém, até mesmo pela recente implementação e visando garantir maior previsibilidade aos agentes do mercado neste novo modelo, foram instituídos valores teto e piso.

A influência prática deste valor teto, em particular, pode ser observada no gráfico da Figura 6. Nele observa-se que, ao longo do mês de agosto de 2021, durante a última crise hídrica, o PLD médio (diária) foi igual ao teto (denominado teto estrutural – dado pelo máximo valor médio diário possível), não refletindo os custos reais que foram repassados ao consumidor na forma de encargos.

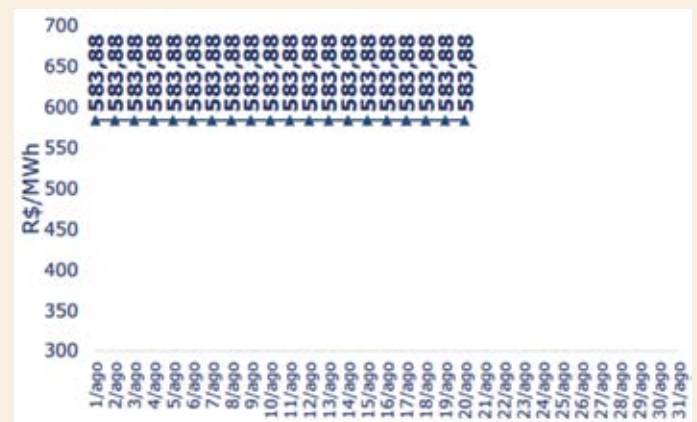


Figura 6 - Evolução do PLD durante a crise hídrica de 2021. Fonte: Info PLD - 4ª semana operativa de agosto/2021. CCEE.

O custo marginal de operação, que na referida crise hídrica foi influenciado por um elevado número de despachos termelétricos, ficou descolado deste valor de PLD máximo, chegando a valores de R\$ 3.044,45/MWh, valor mais de cinco vezes superior ao valor teto do PLD.

Enquanto no Brasil o valor do PLD é formado de 60 em 60 minutos, outros países utilizam nos seus respectivos mercados granularidades temporais menores – em muitos casos intervalos de 15 em 15 minutos. Interessante também que alguns mercados não possuem travas

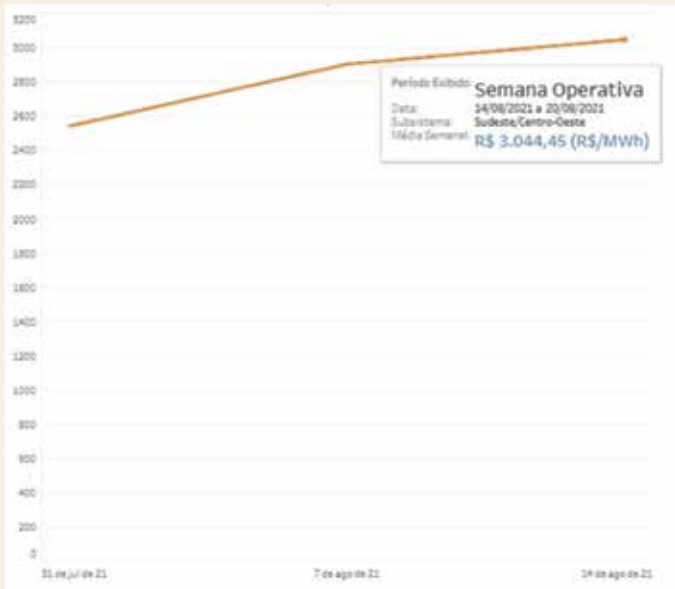


Figura 7 - Custo marginal de operação (CMO) – média semanal para a semana de 14/08 a 20/08 de 2021. Fonte: ONS – Custo Marginal de Operação entre 01/08/2021 e 20/08/2021.

36

de preços mínimos e máximos, como ocorre no Brasil e permitem a ocorrência de preços negativos, os quais acontecem em momentos de abundância expressiva de energia proveniente de fontes renováveis não despacháveis. Quando isto ocorre apenas agentes com muita flexibilidade temporal para absorver a energia do sistema se beneficiam.

Com relação à ocorrência de preços negativos podemos citar o caso da Austrália, onde o crescimento de fontes renováveis não despacháveis tem sido acompanhado por um aumento da frequência de preços negativos. E, conforme mostra a Figura 8, a probabilidade de ocorrência destes preços está bem correlacionada com a curva de geração fotovoltaica, já que quase 50% da energia renovável australiana é gerada por sistemas fotovoltaicos.

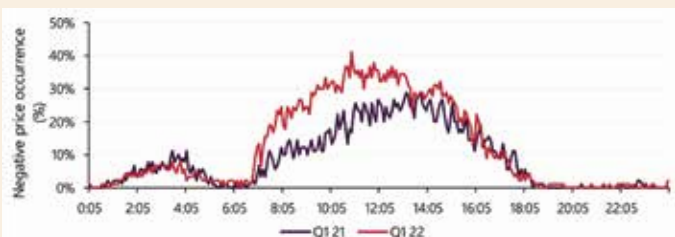


Figura 8 - Ocorrência de preços negativos na Austrália. Fonte: AEMO (Australian Energy Market Operator) – Quarterly Energy Dynamics Q1 2022

Localidade – parece lógico que o custo de energia varia conforme a localidade de consumo. No jargão do mercado de energia elétrica, preços que revelam diferenças de localidade geralmente são chamados de ‘preços nodais’, porque em cada ‘nó’ do sistema elétrico podem ser observados, no mesmo período do dia, preços diferentes. Os nós são representados por pontos de conexão do sistema elétrico e onde o preço da energia oscila conforme o equilíbrio de oferta e demanda em cada nó.

O Chile, por exemplo, tem adotado há alguns anos a metodologia de

precificação nodal para seu mercado de curto prazo. O gráfico da Figura 9 mostra os chamados custos marginais, que são computados com base no horário para os 8 grandes nós da rede elétrica chilena.

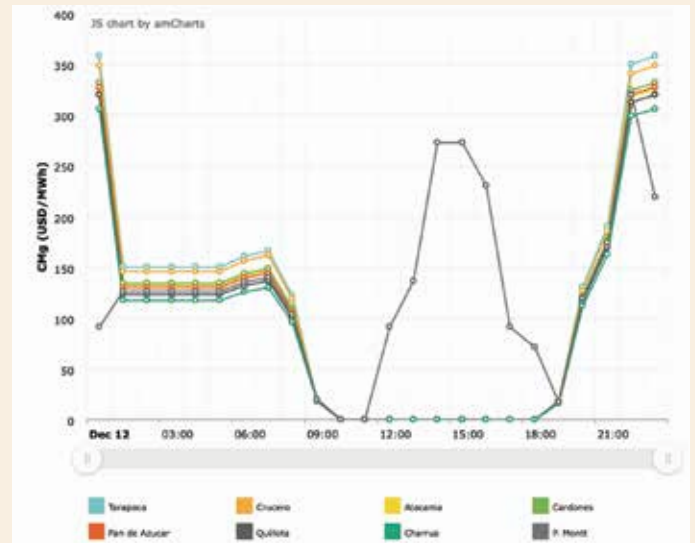


Figura 9 - Exemplo de preços nodais no Chile. Fonte: Coordinador Eléctrico Nacional (Chile).

O Brasil utiliza a metodologia de precificação nodal para o cálculo da tarifa do uso de sistema de transmissão (rede básica), a chamada TUST. As tarifas pagas pelos grandes geradores também seguem a mesma lógica. O cálculo da tarifa do sistema de distribuição, a TUSD, no entanto, não diferencia entre os diferentes nós do sistema elétrico brasileiro. Embora existam diferenças significativas entre os valores de TUSD de uma distribuidora para outra, dentro de uma área de concessão, todos os consumidores em um mesmo nível de tensão e patamar de carga são cobrados o mesmo valor pela parcela ‘distribuição’ da sua tarifa de energia elétrica. Neste sentido, podemos afirmar que, exceto nos casos de consumidores de grande porte e de geradores de energia, o consumidor brasileiro de energia elétrica tem pouca percepção da sinalização locacional com relação ao seu consumo.

Outros atributos – existem ainda outros atributos, tais como nível de tensão, e preços diferenciados para determinados grupos de consumidores, no entanto, estes critérios são de menor relevância no presente contexto.

Obviamente, existe um importante trade-off entre a complexidade da metodologia de precificação utilizada e a eficiência de alocação do bem ‘energia elétrica’. Quanto maior a granularidade temporal e locacional, maior será o reflexo dos reais custos da energia para os consumidores e agentes do setor elétrico, fato que colaboraria no uso racional de energia e na mudança de comportamento do consumo do insumo energia. Por outro lado, uma baixa granularidade resulta em sistema de precificação menos aderente ao custo real da operação, gerando ineficiências no uso de energia.

É claro que um aumento da granularidade de preços, tanto no aspecto temporal como locacional, resultará em uma maior

variabilidade de preços aos consumidores. E muito provavelmente, estes consumidores adotarão medidas para minimizar os impactos de preços elevados. Eles mudarão seus padrões de consumo de energia, adotarão medidas de eficiência energética e poderão, sempre quando for economicamente viável, investir em sistemas de armazenamento, além de projetos de autoprodução de energia. Neste sentido, preços com elevada granularidade podem ser um mecanismo útil para facilitar o uso racional de sistemas de armazenamento.

Gostaríamos de citar novamente o exemplo da Austrália que atualmente possui mais de 2,6 GWh de sistemas de armazenamento em operação e múltiplos desta capacidade em fase de implantação e desenvolvimento. Conforme mostra o gráfico da Figura 10, a composição de receita de sistemas de armazenamento de grande porte tem mudado bastante, recentemente. Em 2020 e 2021 a prestação de serviços ancilares (FCAS markets) representava a maior fonte de receitas destes projetos. Atualmente, embora o FCAS continue sendo relevante, uma parcela cada vez maior da receita é oriunda de operações no mercado de energia de curto prazo. Preços cada vez mais variáveis têm viabilizado o uso de sistemas de armazenamento visando a absorção do excedente de energia em momentos de sobreoferta e o suprimento desta energia armazenada em momentos de carga elevada.

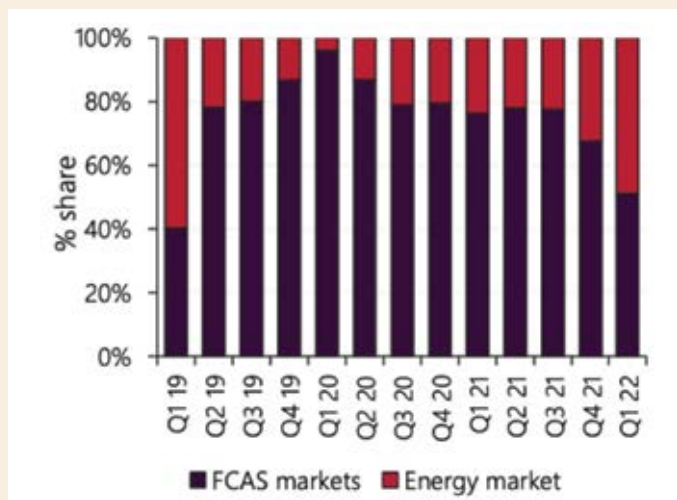


Figura 10 - Composição da receita de sistemas de armazenamento de grande porte por tipo de atividade na Austrália. Fonte: AEMO (Australian Energy Market Operator) – Quarterly Energy Dynamics Q1 2022.

CONCLUSÃO

A inserção de sistemas de armazenamento nos setores elétricos ao redor do mundo não está acontecendo de forma aleatória, mas sim para atender às necessidades elétricas em resposta a uma remuneração atraente que justifique o investimento associado. Tal inserção se torna necessária e viável na medida em que cresce a participação de fontes renováveis não despacháveis e a descentralização dos sistemas operativos. Neste novo mundo, sistemas de armazenamento têm sua proposta de valor

fundamentada nos seguintes princípios:

- Bi-direcionalidade – eles podem absorver carga em momento de excesso de oferta, ou providenciar carga em momentos de falta ou de estresse;
- Modularidade – especialmente sistemas eletroquímicos podem ser realizados em blocos de pequeno porte, permitindo a localização da tecnologia onde ela, do ponto de vista de organização espacial, seja mais adequada;
- Agilidade – sistemas de armazenamento podem ser dispositivos extremamente ágeis, oferecendo tempos de resposta inferiores a 1 segundo.

Sabemos que neste momento o custo de sistemas de armazenamento ainda representa um desafio para sua implementação imediata no Sistema Elétrico Brasileiro. Adicionalmente, a política tributária do país desestimula tal inserção. Mas, diante o incessante aumento da capacidade produtiva de baterias, e dos avanços de novas tecnologias de armazenamento de energia, temos a convicção de que dentro de poucos anos estes sistemas farão parte do nosso dia a dia, como tem sido no caso de sistemas solares fotovoltaicos.

37

**Markus Vlasits é fundador e sócio-diretor da NewCharge Projetos, empresa de engenharia e desenvolvimento focada em soluções de armazenamento de energia elétrica. Foi diretor comercial e cofundador da Faro Energy. Foi diretor e vice-presidente da Q-Cells SE na Alemanha, uma das principais fabricantes de células e módulos fotovoltaicos. É conselheiro de administração e coordenador do grupo de trabalho de armazenamento de energia elétrica da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR).*

Mariana Galhardo é socia da G2A Consultores, atuante no mercado de energia há mais de 20 anos, tendo passagens por todos os segmentos do mercado de energia (distribuição, geração, transmissão e comercialização, como Head de regulação e relacionamento institucional em empresa como ALUPAR e RENOVA. Hoje como consultora associada da G2A assessora fundos de investimentos e empresas na estruturação de modelos de negócio em geração de energia no Setor Elétrico Brasileiro e acumula a vice- coordenação do Grupo de Trabalho (GT) de Armazenamento de Energia Elétrica da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR).

Guilherme Nizoli é engenheiro electricista na NewCharge Projetos, empresa de engenharia e desenvolvimento focada em soluções de armazenamento de energia elétrica, onde é responsável pela estruturação e implementação de projetos. Foi membro da equipe técnica e regulatória Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), onde contribuiu com desenvolvimento de políticas públicas e regulação para energia solar fotovoltaica e armazenamento.



Por **Guilherme Chrispim**, presidente da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD)



Geração própria de energia elétrica alcança 16 GW de capacidade e quase 2 milhões de consumidores

38

Neste mês de dezembro, o Brasil alcançou a marca de 16 gigawatts (GW) de capacidade em geração própria de energia elétrica, também chamada de Geração Distribuída (GD). O resultado, puxado pela energia solar, conta também com a evolução de fontes complementares, como o biogás, a biomassa, a energia eólica, a energia movida a potencial hidráulico e a cogeração a gás natural.

Outro importante marco alcançado pela GD neste mês é a quantidade de consumidores que geram sua própria energia: o Brasil ultrapassou 1,5 milhão de usinas de microgeração e minigeração distribuídas pelo País e deve, até o final de 2022, chegar

a 2 milhões de unidades consumidoras (UCs) que utilizam a geração distribuída no país. Cada UC representa a casa de uma família, um estabelecimento comercial ou outro imóvel abastecido por micro ou miniusinas, todas elas utilizando fontes renováveis.

Ao longo de 2022, a GD se consolidou como a modalidade de energia que mais cresce no Brasil e deve finalizar o ano com praticamente o dobro da capacidade que tinha em janeiro. Definitivamente, 2022 é o ano da geração própria de energia elétrica – uma alternativa acessível, limpa e renovável. Entre os cerca de 2 milhões de consumidores beneficiados, a maioria

(47,9%) dos projetos é do grupo residencial, seguido pelo consumo comercial (29,1%), rural (14,5%) e industrial (6,9%).

A geração própria de energia ajudou a colocar a fonte solar na terceira posição da matriz elétrica nacional: cerca de 2/3 da potência dessa fonte vem da geração distribuída, em telhados ou projetos de minigeração, contra 1/3 de geração centralizada (as fazendas solares de grande porte). A expectativa é de que a GD cresça mais 0,5 GW de capacidade na fonte solar ainda em 2022, empurrando-a para o segundo lugar na matriz. Projetos de geração de energia para consumo próprio a partir

do biogás ou da biomassa também vêm crescendo e apresentam grande potencial – especialmente no interior do Brasil.

A evolução da geração própria de energia passa principalmente pelos benefícios oferecidos por essa modalidade, em diferentes aspectos. Para os consumidores, a GD se tornou uma alternativa para garantir previsibilidade e baixar custos, além de contribuir com a transição energética. Em relação ao sistema elétrico nacional, a geração própria de energia reduz custos de transmissão e distribuição e contribui para a segurança do sistema, além de utilizar fontes renováveis.

Potência Instalada	8 GW	9 GW	10 GW	11 GW	12 GW	13 GW	14 GW	15 GW	16 GW
Data	10/12/21	21/01/22	29/03/22	31/05/22	25/07/22	05/09/22	13/10/22	07/11/22	13/12/22
Nº de dias	91	42	67	62	55	42	38	25	36



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



Feliz Natal
e um Próspero Ano Novo!



Fale Conosco

Capture o **QR Code**
e veja nosso **CATÁLOGO**



www.embrastec.com.br





Rodrigo Sauaia
é presidente
executivo da
Absolar



Ronaldo Koloszuk
é presidente
do Conselho de
Administração da
Absolar



Santiago Gonzales Gil
é CEO na Amara Net Zero e
coordenador estadual da
Absolar na Bahia



O que é que a Bahia tem? Tem potencial solar como ninguém!

A fonte solar fotovoltaica possui atualmente uma potência instalada de 2,0 GW na Bahia, somando as grandes usinas solares e os pequenos e médios sistemas de geração própria em telhados, fachadas e terrenos. Desde 2012, o setor solar trouxe à Bahia mais de R\$ 9,5 bilhões em novos investimentos, gerou mais de 60,1 mil empregos acumulados e contribuiu com a arrecadação de mais de R\$ 3,3 bilhões em tributos aos cofres públicos.

Somente na geração própria de energia solar em telhados, fachadas e pequenos terrenos, o estado da Bahia já superou a marca de 648,5 MW instalados em residências, comércios, indústrias, propriedades rurais e prédios públicos, segundo mapeamento da Absolar. Com isso, este segmento já proporcionou ao estado a atração de mais de R\$ 3,4 bilhões em investimentos, a geração de mais de 19,4 mil empregos e a arrecadação de mais de R\$ 1,2 bilhão em tributos aos cofres públicos.

E o que podemos esperar nos próximos anos, do setor fotovoltaico na Bahia e de toda esta sua “energia” limpa, renovável, acessível e competitiva?

Certamente, há um cenário bastante positivo e promissor para a energia solar na Bahia, que deverá vivenciar, muito em breve, uma

verdadeira revolução industrial sustentável. O estado baiano é detentor de um dos melhores recursos solares do Brasil e do mundo. Por isso, além do crescente interesse da população baiana pelo uso da tecnologia fotovoltaica em edificações privadas e públicas, este vasto potencial solar tem tornado a região um polo estratégico para a atração de novos investimentos em atividades produtivas que demandem muita energia elétrica renovável e competitiva para as suas operações.

É justamente o caso dos projetos de produção de hidrogênio verde (H2V), aquele produzido por meio da eletrólise da água com o uso das fontes renováveis, como a solar e a eólica. Estes projetos inovadores permitirão um salto gigantesco às empresas que estão instaladas no estado e às que ainda virão, atraídas pela forte competitividade da energia renovável da Bahia e com sede de trazer investimentos bilionários para a região.

Recentemente, na COP 27 no Egito, um dos assuntos chave discutidos pelos especialistas em transição energética foi a busca pelo chamado “Net Zero”, a neutralidade de emissões, fundamental para o atingimento das metas de redução de emissões de gases de efeito estufa até 2050. Assim, a transição energética passou a ser um

objetivo que envolve não apenas o estabelecimento de metas nacionais cada vez mais ambiciosas, mas um debate mais profundo sobre a própria sobrevivência da humanidade da forma como a conhecemos.

Quando falamos de transição energética e emissões de gases de efeito estufa, os sete maiores emissores (China, Estados Unidos, Índia, União Europeia, Indonésia, Rússia e Brasil) foram responsáveis por cerca de metade das emissões globais em 2020.

Já o chamado G20 (Argentina, Austrália, Brasil, Canadá, China, França, Alemanha, Índia, Indonésia, Itália, Japão, República da Coreia, México, Rússia, Arábia Saudita, África do Sul, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos) foi responsável por cerca de 75% das emissões globais.

Para contribuir com a redução destas emissões, boas políticas públicas são fundamentais. Não por acaso, pelo menos 135 países já possuem alguma meta de ampliação da eletricidade renovável. O Brasil e, em especial, a Bahia podem liderar esta transição sustentável. Para isso, teremos que estabelecer metas claras e robustas, alinhadas com as potencialidades do nosso País e da região Nordeste.

Há perspectivas avançadas de implantação de um conjunto de eletrolisadores no Polo Petroquímico de Camaçari, maior complexo

industrial integrado do hemisfério sul, para a produção em escala do hidrogênio sustentável, que posteriormente poderá ser utilizado no mercado nacional ou exportado para outros países. O estudo de viabilidade estima a produção de 1 milhão de toneladas de H2V por ano. É atualmente o maior projeto da tecnologia já anunciado no mundo, com previsão de que a primeira etapa da produção aconteça a partir de 2025.

Portanto, a transição energética e a necessidade de neutralizar as emissões de gases de efeito estufa no planeta terão um alicerce muito firme no desenvolvimento e crescimento do hidrogênio verde. Adicionalmente, outros combustíveis sintéticos fabricados a partir de fontes renováveis também poderão contribuir para a redução do consumo de combustíveis fósseis, mais poluentes e danosos para o meio ambiente e o clima.

Neste contexto, a Bahia tem muito a oferecer ao Brasil e ao mundo. Com seu recurso solar privilegiado e abundante, disponibilidade de áreas, localização estratégica e infraestrutura logística favorável, o estado poderá combinar a força de sua matriz elétrica com o desenvolvimento industrial e tecnológico para construir os caminhos de uma reindustrialização tão ambiciosa quanto seus sonhos.



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

A lição de casa da COP 27 para as energias renováveis do Brasil

Voltei da COP 27 com uma visão e missão claríssimas: o Brasil tem uma imensa responsabilidade e peso no processo de transição energética e temos a oportunidade e tarefa de criar um cenário de investimentos para energia renovável que vai ajudar não apenas o Brasil, mas também outros países a lutar contra os efeitos do aquecimento global. E nossos bons ventos serão uma das forças mais importantes neste processo. É um trabalho que já começou a ser feito e que agora precisa ser intensificado. Minha mala de Sharm El-Sheik voltou lotada de planos e vou contar um pouco aqui para vocês o que vislumbro para os próximos anos.

Olhando especificamente sob o ponto de vista das energias renováveis, a COP deste ano reafirmou o que já sabíamos: o caminho para atingir as metas de descarbonização passa pela transição energética por meio de fontes de baixo impacto ambiental. O conflito Rússia e Ucrânia deixou esse cenário ainda mais evidente porque adicionou o ingrediente da

segurança energética. Investir em energias renováveis é também um caminho para que os países tenham uma independência maior dos grandes fornecedores de carvão e petróleo. Além disso, as inovações tecnológicas deixam as renováveis cada vez mais competitivas. Quando olhamos o futuro não resta dúvidas de que ele será feito de fontes de energia de baixo impacto ambiental, mas a preocupação é que a velocidade dessa transformação precisa ser maior. Por isso, é preciso pensar em políticas estruturadas de energias renováveis e criar ambiente adequado para investimentos no setor.

Como enxergo o Brasil neste cenário? Em primeiro lugar, é preciso entender que o Brasil tem um 'problema' diferente: temos excesso de oferta de energia renovável e uma demanda com crescimento lento para absorver o grande potencial de investimento que o país é capaz de atrair. A busca por investimentos em tecnologias renováveis de produção de energia tem trazido um ganho de escala global para tecnologias

nascentes, como é o caso da energia eólica onshore, offshore e energia solar; e tem permitido fortes investimentos em novas tecnologias, como baterias para armazenamento de grande porte e a produção de hidrogênio verde. É neste contexto que o Brasil se insere fortemente, tendo em vista a competitividade e a abundância de seus recursos renováveis para a produção de energia, que responde por 70% do custo de produção do hidrogênio verde. Embora algumas questões associadas a ganho de escala no armazenamento e no transporte desta molécula precisem ser resolvidas, o hidrogênio verde será muito em breve uma forma de energia armazenável e transportável entre as economias globais, podendo ser produzido por países com abundância de recursos renováveis como é o caso do Brasil.

Desta forma podemos vislumbrar um cenário de forte expansão da demanda por energia elétrica no Brasil para os próximos anos, sendo a oferta em grande medida atendida pela energia eólica onshore e offshore, além

da energia solar e outras renováveis. Vale lembrar que o Brasil possui um sistema interligado nacional de produção e transporte de energia e atualmente a nossa produção de energia em MWh e superior a 90% de energias renováveis, caso único em país de grande porte.

E como hidrogênio verde e eólica offshore se casam? Embora não haja necessariamente uma relação de causa e efeito, é importante considerar que o potencial de geração de uma offshore no mar é muito grande e poderia facilmente abastecer plantas de produção de hidrogênio verde para exportação ou consumo próprio de forma sustentável, em operações portuárias facilitadas e de baixíssimo impacto ambiental e social. É uma verdadeira mina energética de baixo impacto em nossas mãos. E as empresas já sabem disso. A "corrida" do hidrogênio verde já começou com assinatura de memorandos de entendimento de companhias e governo para investimentos em polos de produção de hidrogênio em portos. O futuro desse casamento é promissor.

Por Guilherme Martinez Figueiredo Ferraz e Mariany Ribeiro de Carvalho*



Self-healing e o sistema elétrico de distribuição

Introdução

O sistema elétrico de potência (SEP) está sujeito a diversas intempéries que acabam por prejudicar a confiabilidade da energia elétrica, principalmente devido à descontinuidade do serviço. A interrupção geralmente está relacionada às faltas (curtos-circuitos) que ocorrem no sistema, que, por sua vez, podem ser advindas, por exemplo, de descargas atmosféricas, quedas de árvores e galhos na rede, impacto de animais nos condutores e vandalismo, podendo ser classificadas em transitórias ou permanentes. As faltas transitórias são as mais comuns no sistema de distribuição, correspondendo a cerca de 80% das falhas [1], afetando temporariamente o sistema, uma vez que, após a atuação da proteção, há o religamento da rede caso a falta tenha sido extinguida. Já as permanentes necessitam de intervenção da equipe de manutenção para o restabelecimento da energia, por serem mais severas e os dispositivos de proteção não conseguirem segregar o trecho em falta.

Soma-se a este cenário a vertente da qualidade do produto e do serviço de distribuição de energia elétrica em si [2], que deve se resguardar de critérios de conformidade. De forma ideal, a qualidade do produto prevê tensões senoidais, com taxa de distorção abaixo de 5%, equilibradas, com amplitude e frequência (no Brasil, 60 Hz) constantes e continuidade no fornecimento de energia e oferta ilimitada. Todavia, como o sistema não é ideal, são previstos limites de operação e indicadores de qualidade [3], que devem ser atendidos pelas concessionárias com violação passível de multas.

Logo, as concessionárias buscam diversas maneiras para mitigar os efeitos causados por distúrbios na rede, principalmente os mais severos como as faltas, uma vez que em sua presença as consequências ocorrem tanto no âmbito técnico, devido ao impacto negativo nos indicadores de continuidade, quanto no financeiro, visto o custeio com deslocamentos das equipes de manutenção e multas pela não disponibilidade do serviço. Os principais indicadores envolvidos na qualidade do serviço são os indicadores de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), contabilizados de forma mensal, trimestral e anual, os quais são os principais afetados pelo tempo até que o sistema seja restabelecido e pela quantidade de interrupções no fornecimento de energia.

No que tange à localização das faltas permanentes no sistema, é notória a necessidade de as concessionárias encontrarem o ponto sob defeito de modo rápido e preciso para que as decisões e o restabelecimento da energia ocorram no menor tempo possível. Tradicionalmente, a proteção é coordenada para eliminar a falta temporária e segregar a menor carga possível quando uma falha

é permanente. Esta coordenação é provida por disjuntores ou religadores a montante associados a elos fusíveis a jusante, cujos tempos de operação são distintos para o seccionamento mais próximo à falta.

Paralelamente, a equipe de manutenção realiza a inspeção visual para a localização das faltas, porém, é pouco vantajosa devido ao longo tempo de inspeção e do custo relacionado. Logo, um dos métodos de mitigação do tempo de localização das faltas é a tomada de decisão precisa pautada em tecnologias modernas de monitoramento dos alimentadores, sendo os indicadores de faltas uma das soluções mais plausíveis. Além disso, a automação do sistema de distribuição é um grande recurso para a redução dos custos operacionais e do tempo de descontinuidade no fornecimento de energia.

Os sinalizadores de falta (SF) são equipamentos que operam de acordo com os níveis de corrente de curto-circuito [4] ou de tensão, sendo emitidos sinais luminosos locais, além de envio de dados com a informação de trip em alguns desses modelos. No Brasil, o procedimento de localização de faltas em linhas aéreas com o uso de SFs ainda não é disseminado, devido ao alto custo de importação para as soluções existentes.

Metodologia de pesquisa de faltas com sinalizadores

Atualmente, a pesquisa de faltas em redes de distribuição aéreas é realizada sem o auxílio de ferramentas. Neste tipo de metodologia, também conhecida como pesquisa trecho a trecho, são realizados os seguintes passos:

- A falta ocorre em um trecho da rede desconhecido e os dispositivos de proteção, como disjuntor de saída do alimentador primário, religador de distribuição e seccionador automático, atuam conforme as configurações de coordenação e seletividade previstas;
- O dispositivo de proteção responsável pela zona de proteção onde está localizada a falta inicialmente secciona o circuito. Em seguida, realiza as tentativas de religamento automáticas, que variam em quantidade e intervalo de tempo conforme o equipamento adotado pela concessionária;
- Ao realizar a última tentativa de religamento, sem sucesso, o dispositivo entende que a falta é permanente e mantém o circuito seccionado até que haja intervenção;
- A partir dessa condição, as equipes de manutenção são acionadas para realizar a inspeção da rede com a finalidade de localizar o ponto de ocorrência da falta;
- A inspeção é realizada a jusante do dispositivo de proteção que

seccionou o circuito. Primeiro, é inspecionado o tronco principal, em trechos chamados de blocos de carga, delimitados pelas chaves existentes;

- A pesquisa de falta consiste na abertura da chave a jusante do bloco, seguida de uma tentativa de religamento. Se o religamento for realizado com sucesso, deduz-se que a falta está localizada a jusante da chave aberta. Este procedimento é repetido até que o trecho sob falta seja identificado;
- Uma vez identificado o trecho sob falta, a equipe de manutenção realiza uma inspeção visual detalhada para que a falta seja localizada e eliminada;
- Se a falta não for localizada no tronco principal, o procedimento é repetido para os ramais, onde as chaves fusíveis são abertas e tentativas de religamento são realizadas.

Todo o procedimento é coordenado pelo centro de operações da concessionária e, dependendo do tamanho da rede e da natureza da falta, pode se tornar bastante demorado. De forma a tornar a pesquisa de faltas mais eficiente, isto é, diminuir o tempo gasto até que o problema seja identificado, pode-se utilizar um dispositivo destinado a sinalizar a passagem de uma corrente de falta por um condutor. A metodologia de pesquisa de faltas baseada em IFs, de uma forma geral, consiste em dois procedimentos principais: alocação dos IFs e a pesquisa de falta em si.

O procedimento de alocação IFs varia conforme o tipo de rede e a concessionária, e pode ser realizado tanto a partir da experiência das equipes de manutenção quanto a partir da aplicação de algoritmos sofisticados. Entretanto, de forma geral, este procedimento visa instalar a menor quantidade possível de IFs ao longo da rede de modo a possibilitar a identificação do caminho da falta e, por conseguinte, a localização do trecho que a contém. Isso é geralmente realizado instalando-os em derivações do alimentador e trechos rurais da rede, os quais costumam ser demasiadamente longos.

Uma vez instalados os IFs, o procedimento de pesquisa de faltas é realizado da seguinte forma:

- A falta ocorre em um trecho da rede desconhecido e os dispositivos de proteção, como disjuntor de saída do alimentador primário, religador de distribuição e seccionador automático, atuam conforme as configurações de coordenação e seletividade previstas;
- O dispositivo de proteção responsável pela zona de proteção onde está localizada a falta inicialmente secciona o circuito. Em seguida, realiza as tentativas de religamento automáticas, que variam em quantidade e intervalo de tempo conforme o equipamento adotado pela concessionária;
- Ao realizar a última tentativa de religamento, sem sucesso, o dispositivo entende que a falta é permanente e mantém o circuito seccionado até que haja intervenção;

- A partir dessa condição, as equipes de manutenção são acionadas para realizar a inspeção da rede com a finalidade de localizar o ponto de ocorrência da falta;
- Em vez de se realizar a pesquisa trecho a trecho, conforme descrito no procedimento de pesquisa de faltas sem o auxílio de IFs, a equipe de manutenção se dirige aos pontos onde estão localizados os IFs, que possuem sinalização de falta local por meio de bandeirola ou elemento luminoso de alta intensidade;
- Cada IF é inspecionado visualmente, sendo identificados aqueles que foram sensibilizados pela passagem da falta e permitindo que a equipe de manutenção deduza o caminho da falta;
- Se a quantidade de IFs for suficientemente grande para que o trecho que contém a falta seja precisamente identificado, a equipe de manutenção realiza a inspeção deste trecho em busca da natureza da falta.

Entretanto, a condição anterior não é frequentemente encontrada, sendo a quantidade de IFs insuficiente para permitir a imediata identificação do trecho sob falta. Neste caso, os IFs permitem a identificação de uma região maior da rede, composta por vários trechos que possam conter a falta. Neste caso, uma vez que esta região é identificada, a equipe de manutenção realiza a pesquisa trecho a trecho, como no procedimento anterior, até que a falta seja localizada.

Um exemplo de aplicação dessa metodologia é mostrado na Figura 1, onde os IFs são representados por círculos na rede de distribuição em questão.

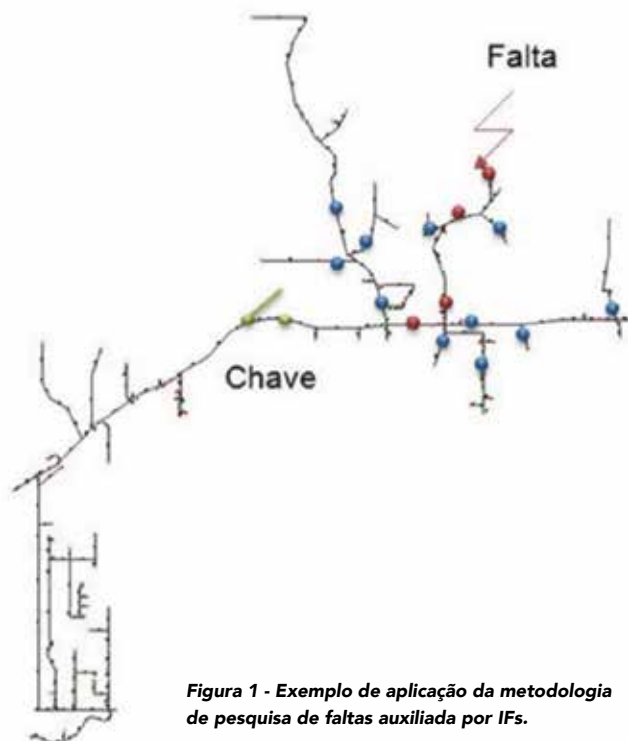


Figura 1 - Exemplo de aplicação da metodologia de pesquisa de faltas auxiliada por IFs.

Uma vez ocorrida a falta, o dispositivo de proteção (chave) atua e secciona o circuito. Entretanto, antes que o circuito seja seccionado, os IFs que estão no caminho da falta são sensibilizados e ativam seus dispositivos de sinalização. Estes IFs são representados na Figura 1 na cor vermelha, enquanto os IFs não sensibilizados são representados na cor azul. A sinalização dos IFs sensibilizados, então, permite que a equipe de manutenção identifique o caminho da falta e restrinja a inspeção detalhada da rede a uma região específica.

A aplicação de IFs com sinalização de falta local apresenta consideráveis ganhos sobre a pesquisa de falta sem auxílio de IFs. Em alguns casos, onde IFs são instalados em redes rurais de topologia complexa, há uma redução estimada do tempo de localização de falta em 50%.

O procedimento descrito acima pode ainda ser melhorado se houver o emprego de IFs dotados de sinalização de falta remota, isto é, que consigam se comunicar de alguma forma com a equipe de manutenção, a distância, reduzindo a necessidade da inspeção visual de cada IF para a dedução do caminho da falta. Esta funcionalidade possibilita um considerável ganho de tempo durante a pesquisa de falta.

Ao associar estes dispositivos de seccionamento e detecção precisa de falha à automação do sistema de distribuição, é possível reestabelecer a rede com a operação remota de equipamentos de manobra e seccionamento, de maneira que durante em caso de contingências, carregamento da linha e/ou a regulação dos níveis de tensão o sistema seja o mais otimizável possível. Desta maneira, aplica-se o conceito de smart grids, que trata da utilização de sensores para monitoramento, proteção e medição remotas, com o intuito de integrar o sistema e otimizá-lo ao máximo [4] evitando o desabastecimento de energia.

Neste contexto, entra o Self-healing (autorrecuperado), que consiste em um sistema que é capaz de detectar, analisar, responder e restabelecer o sistema perante falhas [5]. Pelo seu significado, é notória a importância do estudo de Self-healing para a otimização do sistema de distribuição, envolvendo desde a coordenação da proteção até o monitoramento do sistema para a reconfiguração em caso de faltas.

Self-healing

Como dito anteriormente, com a inserção do Self-healing no sistema elétrico, perante uma falta no circuito, seja devido à uma falha de linha, do transformador ou outro elemento que faz parte do sistema, ou também à necessidade de transferência de carga entre alimentadores, o sistema deve ser capaz de "autorrecuperar". Com o intuito garantir a integridade do sistema mantendo a qualidade da energia tanto em termos da qualidade do produto como na qualidade do serviço, além de realizar a "recoordenação" da proteção após a transferência de carga.

Para a implementação do Self-healing vê-se a necessidade de inserir equipamentos que possuam comando remoto (manobrados remotamente) e utilizar a tele proteção. Em relação à proteção é de suma importância que haja a coordenação entre todos os elementos de forma que durante os processos de manobra e de restabelecimento não haja um trip incorreto. Dessa maneira, deve-se inserir IEDs (Intelligent Electronic Devices) para realizar o comando dos religadores e das chaves, estes equipamentos normalmente são integrados ao SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) fazendo com que haja o aumento da confiabilidade do sistema elétrico.

Em um sistema com self healing, os pontos de manobra podem ser divididos em elementos Grid e Tie, sendo que os elementos do tipo Grid são NF (normalmente fechado) e os do tipo Tie são NA (normalmente aberto). Em geral, os elementos do tipo Grid estão instalados no alimentador e em saída das subestações, enquanto os do tipo Tie estão instalados na interconexão entre dois circuitos que podem ou não serem de uma mesma subestação. Além disso, os sistemas com Self-healing podem ser divididos em três tipos [6] sendo descritos na Tabela 1:

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

@paratec_pararaiois Paratec Para-Raios

TABELA 1 - ARQUITETURA DE CONTROLE DE SISTEMAS COM SELF-HEALING

	Self-healing distribuído	Self-healing semi-centralizado	Self-healing centralizado
Princípio de funcionamento	Lógica de recomposição é realizada nos controladores dos religadores	Lógica de recomposição é alocada no servidor self healing, que pode estar instalado na subestação da região	Lógica de recomposição é alocada no Centro de Controle da regional da concessionária
Tempo de reconfiguração	Inferior a 10 segundos	Inferior a 1 minuto	Inferior a 3 minutos
Implementação com uso de controlador padrão junto ao religador	Normalmente não, há a necessidade de um IED que possua IEC 61850 com mensagens GOOSE	Sim, sendo que o controle do religador deve se comunicar via protocolo aberto, por exemplo DNP 3.0	Sim, sendo que o controle do religador deve se comunicar via protocolo aberto, por exemplo DNP 3.0
Característica do sistema de telecomunicação	É necessário um sistema de comunicação que permita a troca de dados entre controles dos religadores	Infraestrutura de telecomunicação mais simples em comparação ao self healing distribuído, devido à não ser necessário troca de dados entre controles dos religadores	Infraestrutura de telecomunicação mais simples em comparação ao self-healing distribuído, devido à não ser necessário troca de dados entre controles dos religadores
Sistemas de telecomunicação para o tráfego de dados	WiMax, Fibra Óptica, RF MESH	GRPS, 3G, WiMax, Fibra Óptica, RF MESH	GRPS, 3G, WiMax, Fibra Óptica, RF MESH
Necessidade de um sistema de telecomunicação robusto entre a subestação e centro de controle	Não	Não	Sim
Possibilidade de operação como Gateway do sistema de automação da subestação na região do Self-healing	Não	Sim	Não

A Figura 2 apresenta o exemplo de um sistema de distribuição com dois alimentadores, com interligação por um religador do tipo Tie e ao longo de cada circuito com religador do tipo Grid.

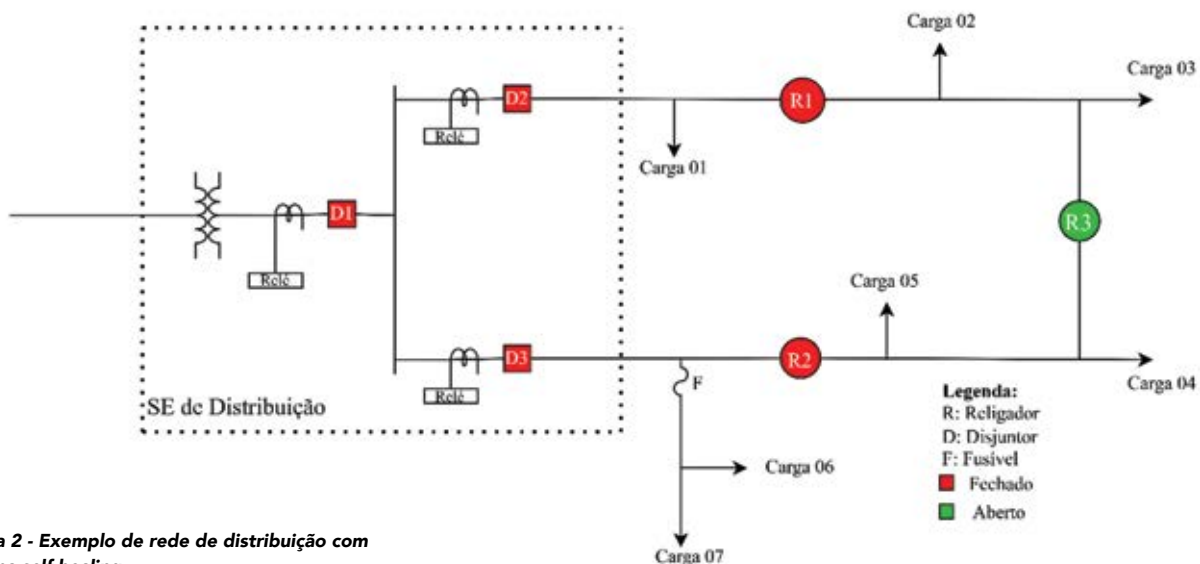


Figura 2 - Exemplo de rede de distribuição com sistema self-healing.

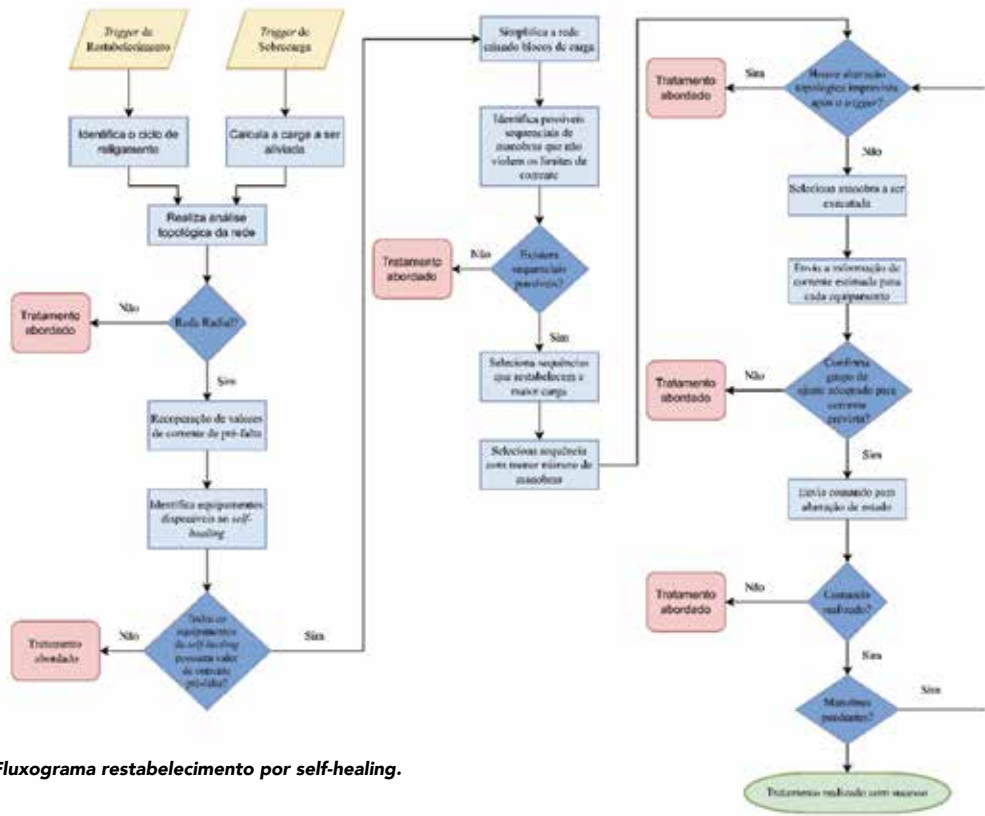


Figura 3 - Fluxograma restabelecimento por self-healing.

Caso haja um curto-circuito permanente entre o disjuntor D1 e o religador R1 e o sistema não tivesse self-healing, o IED do disjuntor D1 fará a identificação do evento e, de acordo com a parametrização da proteção, ele dará o trip para que o disjuntor abra. Neste caso, todos os consumidores localizados a jusante deste disjuntor seriam afetados, demonstrados, neste exemplo pelas cargas 01, 02 e 03. Já, com self-healing, logo após a falta ter sido isolada, é realizado o restabelecimento da rede através da abertura do religador R1 e o fechamento do religador R3, fazendo com que as cargas 02 e 03 sejam restabelecidas. Desta maneira o menor número de cargas foi prejudicada. Vale a pena salientar, que o sistema self-healing deve respeitar todos os limites de operação do circuito, por exemplo, níveis de tensão, capacidade de corrente dos cabos e das chaves, seletividade, transformadores da subestação, fluxo de potência etc. [7].

Como exemplo de lógica para restabelecimento através do self-healing tem-se o fluxograma apresentado acima.

Referências bibliográficas

[1] F. Sato "Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica" (Elsevier, Rio de Janeiro 2015, page 85)
 [2] R. Dugan, M. Mcgranaghan, F. Mark, S. Santoso, H. Beaty "Electrical Power Systems Quality" (Mc Graw-Hill, New York 1996, page 265)
 [3] Anexo VIII da Resolução Normativa N° 956, Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional Módulo

8 PRODIST (ANEEL, Dezembro 2021)
 [4] C. Gellings. "The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response". The Fairmont Press, Inc.2009
 [5] R. Falcão. "Integração de tecnologias para viabilização da Smart Grid" (III Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010, pages 1-5)
 [6] R. Vaz. "Metodologia de posicionamento de religadores e dimensionamento de rede de fibra óptica para automação de sistemas de energia". Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás. Goiânia, 2017.
 [7] Lopez, J. C., Rider, M. J., Calvalcante, P. L., Garcia, A. V., Martins, L. L., Miranda, L. F., & Silveira, L. F. (2017, November). Smart Grids: Self healing and Switch Allocation in a Real System. In The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission CLAGTEE (pp. 1-10).
 [8] IEEE Guide for the Application of Faulted Circuit Indicators (IEEE Power Engineering Society 2007, page 8)

Leia a continuidade deste artigo no site www.osetoreletrico.com.br e entenda mais sobre as lógicas de proteção, coordenando adequadamente a proteção com os religadores e sinalizadores de falta.

*Guilherme Ferraz é engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Itajubá, com Mestrado e Doutorado em Sistemas Elétricos de Potência pela mesma instituição. Atualmente, é CEO da empresa HVEX.

Mariany Ribeiro de Carvalho é engenheira eletricista pela Universidade Federal de Itajubá e analista em engenharia elétrica na HVEX.

Processamento de sondagens geofísicas para a elaboração de modelos de solo profundos

A investigação da estrutura geoeétrica de um determinado local (site) é realizada a partir de sondagens geofísicas para a caracterização das resistividades rasas (Wenner/Schlumberger, da ordem de dezenas de metros de profundidade), near-surface (AMT, da ordem de centenas de metros de profundidade) e profunda (MT, da ordem de quilômetros de profundidade). A partir desta base de dados geofísicos são construídos os modelos geoeétricos 1D (“modelos de solo”), caracterizados por camadas horizontais paralelas.

As sondagens com os arranjos de Wenner ou de Schlumberger são definidas como Sondagens Elétricas Verticais (SEV), realizadas, preferencialmente, com um equipamento chamado de resistímetro, com quatro eletrodos cravados no solo em linha, com espaçamentos iguais e simétricos ao centro da linha de medição, sendo os eletrodos externos de corrente e os internos de tensão. O resistímetro injeta no solo uma corrente elétrica pulsada (“quase contínua”) e simultaneamente mede a resposta do solo, que se manifesta sob a forma de uma diferença de potencial na sua superfície. A relação entre os parâmetros medidos ($\Delta V/I$) caracteriza a chamada resistividade aparente (em Ωm), que não é um parâmetro intrínseco do solo, mas apenas uma resistência associada a uma determinada geometria de eletrodos de medição (no caso o arranjo de Wenner). Cabe lembrar que do ΔV aplicado na razão acima, há que se descontar o valor SP, previamente medido, que é o Potencial Espontâneo -

potencial natural na superfície do solo. Alguns equipamentos descontam automaticamente o SP, outros exigem que o operador faça primeiro a medição do SP, antes de aplicar a tensão no solo para a medição dos parâmetros I (em mA) e ΔV (em mV).

As sondagens AMT/MT utilizam fontes naturais de ondas eletromagnéticas existentes na ionosfera e na atmosfera. A principal fonte de sinais MT são correntes ionosféricas com origem na captura do vento solar pela magnetosfera terrestre, que resulta na circulação de milhares de ampères na alta-atmosfera, irradiando ondas EM de frequências subhertz. A principal fonte de sinais MT são as ondas EM de baixa frequência (períodos até 10 s), irradiadas por tempestades com raios em todo o planeta (ocorrem cerca de 2000 tempestades permanentemente), que entram em ressonância no guia de onda esférico formado pela ionosfera e pela crosta terrestre (condutivas) isoladas pela atmosfera (não condutiva), circulando com baixa atenuação. Estas ondas eletromagnéticas irradiam ondas planas ($E \times H$, ortogonais) que incidem na superfície do solo e penetram profundamente na crosta terrestre. Os campos magnético e elétrico ortogonais medidos na superfície do solo caracterizam a resposta da crosta terrestre à estas ondas planas, que se propagam de forma difusa no solo (com atenuação exponencial).

As sondagens AMT/MT medem séries temporais de variações de campos elétricos e magnéticos na superfície do

solo, que são a resposta da crosta terrestre à penetração destas ondas eletromagnéticas. As séries temporais são processadas por técnicas bastante complexas (envolvendo filtragem de ruídos, processamento estatístico e transformadas de Fourier), que separam as componentes de diferentes frequências (ou períodos), que podem ser associadas a diferentes penetrações no solo, e que resultam no cálculo das curvas de resistividades aparentes e de fases nas duas direções ortogonais em que foram feitas as medições. As componentes de frequências mais elevadas penetram pouco no solo (lembrem-se do efeito pelicular), as componentes sub-Hz penetram profundamente na crosta terrestre, atingindo o manto, a mais de 40 km de

profundidade. A razão entre estes dois parâmetros (E/H) permite o cálculo da resistividade aparente para cada frequência considerada. Desta maneira são produzidas curvas de resistividades aparentes (em Ωm) plotadas em função do período (em segundos), onde os períodos mais curtos são associados às camadas mais superficiais do solo, e os períodos mais longos (sub-Hz) a camadas mais profundas.

Quanto maiores a quantidade e a diversidade de sondagens geofísicas disponíveis (Wenner/Schlumberger, AMT/MT, TDEM, perfilagem de poços etc.), melhor será a confiabilidade no modelo de solo obtido. As Figuras 1 e 2 apresentam as configurações de medições Wenner e AMT/MT.

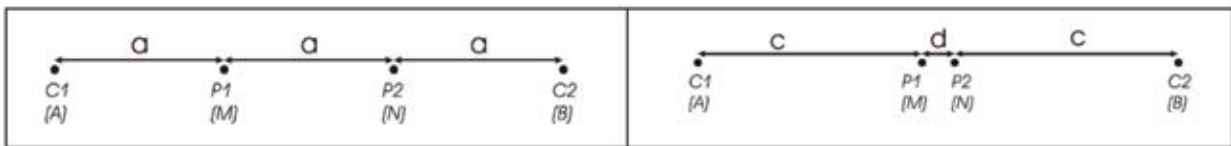


Figura 1 - Arranjos de Wenner e de Schlumberger, onde A e B são os eletrodos de corrente e M e N os de tensão.

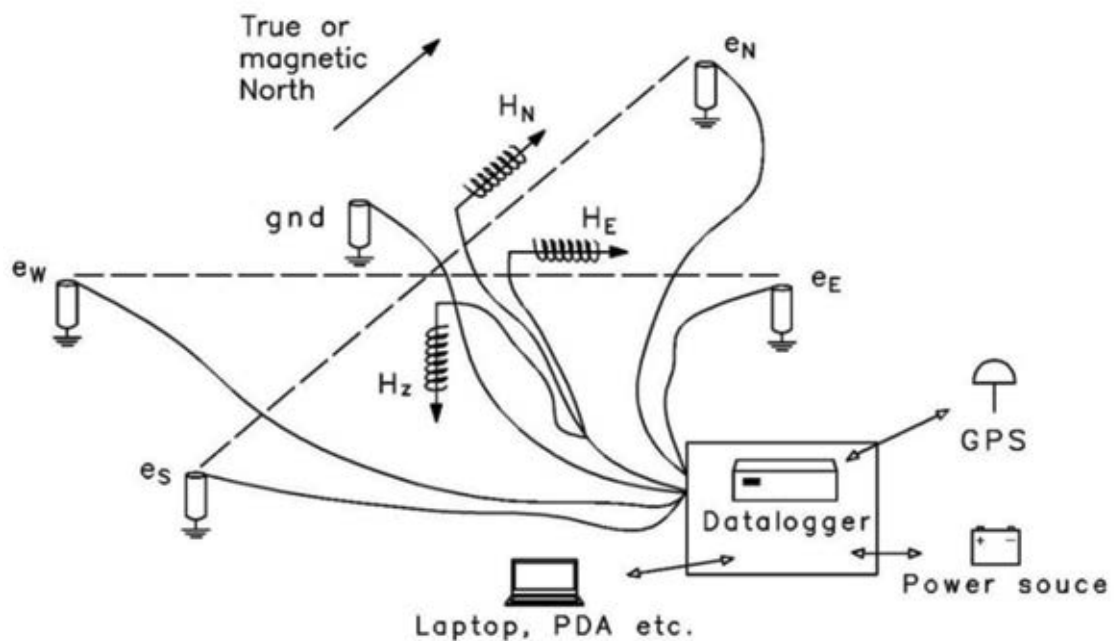


Figura 2 - Arranjo de sondagens AMT/MT, em que eNS e eEW são os dipolos de medição do campo elétrico na superfície do solo, com espaçamento fixo entre 50 m e 200 m, e Hx são as três bobinas ortogonais de medição do campo magnético.



Microrredes como ferramenta na melhoria da qualidade da energia elétrica

O conceito de microrrede foi desenvolvido como uma solução eficaz no novo paradigma descentralizado de sistemas de energia elétrica para o gerenciamento local de geração e demanda em subseções da rede. As microrredes têm sido empregadas globalmente para melhorar a confiabilidade e a resiliência das redes, facilitar a integração de recursos renováveis, adiar investimentos em rede e atender às amplas necessidades de diferentes comunidades de grandes áreas metropolitanas a regiões rurais e remotas. Microrredes oferecem uma estrutura flexível que permite incorporar várias tecnologias, acomodar uma ampla gama de arquiteturas e ser usada para diferentes aplicações. Neste contexto, a Copel vem desenvolvendo uma série de iniciativas buscando desvendar e incorporar as microrredes em sua rede elétrica, com foco em máximo benefício para a rede e seus consumidores.

Uma destas iniciativas foi o Projeto de P&D ANEEL PD-02866-0511/2019, elaborado em parceria com a Universidade Federal do Paraná (UFPR), intitulado “Programação diária de microrredes e redes ativas de distribuição considerando o gerenciamento pelo lado da demanda”. Neste projeto, além do desenvolvimento de aplicações computacionais para o gerenciamento ativo de uma microrrede utilizando histórico de carga, dados meteorológicos e monitoramento on-line dos recursos energéticos e cargas, foi avaliado também o impacto desta operação para a qualidade da energia elétrica na microrrede,

Para tanto, foi desenvolvido um projeto piloto nas dependências do Instituto Municipal de Administração Pública da Prefeitura de Curitiba, localizado no Parque Barigui em Curitiba (PR). Neste piloto, foi feita a instalação de recursos energéticos como sistemas de geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento em baterias (SAE), bem como a instalação de plataforma computacional para monitoramento e atuação de circuitos elétricos do edifício do IMAP. Também foram instalados um Carpot com carregador de veículo elétrico e uma estação meteorológica no local. Desta forma, utilizando sistema de gerenciamento da operação, a microrrede pode operar “ilhada” em caso de falta de energia da rede da Copel, com o SAE assumindo a carga do edifício. Além disso, o sistema de gerenciamento possibilita a conexão e a desconexão de cargas a depender do estado de carga das baterias.

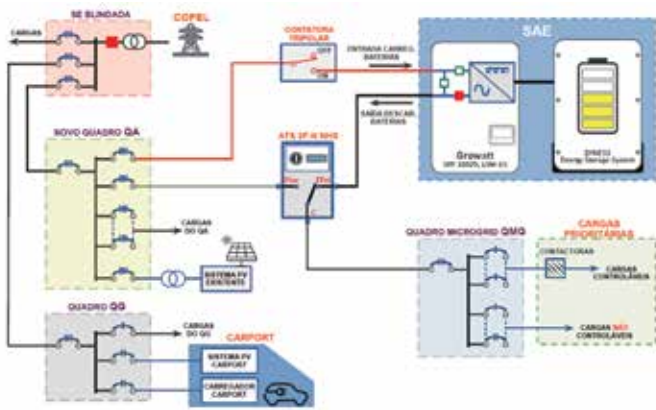


Figura 1 – Diagrama unifilar da microrrede do edifício do IMAP do Parque Barigui.

Assim, além do benefício de aumento da confiabilidade do sistema elétrico do edifício do IMAP, com redução das interrupções de energia, foram observados durante os testes de comissionamento outros benefícios para a qualidade da energia, sobretudo, na estabilização da tensão em regime permanente e na redução da volatilidade de distúrbios como distorção harmônica de tensão, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão.

Conforme pode ser visto na Figura 2 que mostra as tensões no quadro QMG da microrrede durante o período de 24 horas, a perda da rede elétrica da Copel levou ao ilhamento da microrrede por cerca de duas horas. Durante este período em que o SAE assumiu o fornecimento da energia local, notou-se que a tensão fase-neutro elétrica ficou fixa nem 120 V, que era o valor pré-programado de fábrica dos inversores do SAE. Assim, reprogramando o inversor é possível estabilizar a tensão em 127 V. Outra observação interessante foi que a distorção de tensão também teve seus valores estabilizados em valores cerca de 2,5% durante o período de ilhamento. Tais observações também puderam ser feitas para o comportamento do fator de desequilíbrio e da flutuação de tensão (PST).

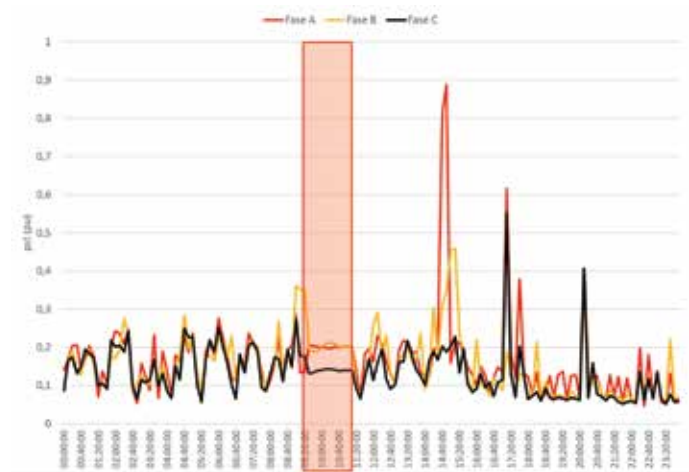
Estas observações mostram que as microrredes podem assumir funções no sistema elétrico para além do aumento da confiabilidade e gestão energética e também podem colaborar para a manutenção indicadores da qualidade da energia elétrica dentro de limites normativos, como aqueles estabelecidos pelo Prodist – Módulo 8.

Para concluir, vale comentar que a microrrede do Parque Barigui está aberta para visita pública em horário comercial, sendo possível conhecer não apenas a instalação, mas também assistir a vários vídeos explicativos sobre a sua operação. Mais

informações em: <https://youtu.be/V6HLd52Oqrw> e <https://youtu.be/QHVjph96yQ>.



Figura 2 – Tensão em regime permanente no QMG



**Mateus Teixeira é graduado em Engenharia Elétrica Industrial pela Universidade Federal de São João del Rei (2001), mestre em Qualidade de Energia pela Universidade Federal de Ubertândia (2003) e doutor em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná (2016). Atualmente é Professor da UFPR.*

Alexandre Aoki é engenheiro eletrícista com mestrado em Engenharia Elétrica e doutorado em Engenharia Elétrica e sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá. Atualmente, é professor na Universidade Federal do Paraná (UFPR).

Clodomiro Unshuay Vila é engenheiro eletrícista, com doutorado pela Pontifícia Universidade de Comillas, Madri, e mestrado pela Universidade Federal do Maranhão. Desde março de 2010, é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná (UFPR).



Excedente de energia renovável: armazenar, transmitir ou reservar?

A expansão acelerada dos recursos energéticos distribuídos tem motivado muitas preocupações com a estabilidade e integridade do Sistema Interligado Nacional (SIN). A estabilidade pode ser afetada principalmente pela redução da inércia girante, tradicionalmente provida pelas massas girantes das usinas convencionais e compensadores síncronos. A integridade passou a ser ameaçada pela volatilidade da geração distribuída e a incapacidade do sistema de transmissão de rapidamente transferir grandes blocos de energia com estas mudanças. A famosa “curva do pato” retrata bem a mudança ocorrida no perfil de geração distribuída ocorrida, em particular com a penetração da geração eólica no Nordeste brasileiro, acompanhada agora pela expansão da geração solar. No futuro próximo teremos a expansão da geração eólica offshore, novamente concentrada nas regiões Norte e Nordeste, com abundância de sol, vento e mar, aumentando este risco.

Entre as principais soluções disponíveis tecnologicamente podem ser listadas: (1) armazenamento do excedente de geração renovável para uso em horários de baixa geração; (2) transmissão do excedente para outras regiões; e (3) aumento da reserva de geração localmente para suprir os déficits momentâneos de geração renovável.

O armazenamento apresenta-se como a primeira solução tecnologicamente atrativa, já que seria aproveitado integralmente todo o excedente de geração disponível localmente, sem desperdício de energia. As tecnologias de armazenamento em grande volume disponíveis atualmente indicam uma clara preferência pelo armazenamento de água em grandes reservatórios, seja por

acumulação natural ou via bombeamento em usinas reversíveis. Entretanto, a construção de novos reservatórios encontra uma resistência forte da sociedade devido aos impactos socioambientais associados, enquanto a utilização dos reservatórios existentes enfrenta também uma clara preferência da sociedade em destinar a água armazenada para usos concorrentes, tais como abastecimento urbano, agricultura, navegação e turismo. A segunda opção seria a construção de usinas reversíveis, com baixo impacto ambiental, que pudessem operar ciclicamente com a geração renovável no suprimento local de déficits de geração. Esta opção também enfrenta algumas restrições na localização, associado a alto custo e tempo para implantação. A última alternativa para o armazenamento seria através de baterias, com alto custo e impacto ambiental no descarte ainda em avaliação. Vislumbra-se a possibilidade de utilização do excedente na geração de hidrogênio, com alto poder energético, mas com logística de armazenamento e transporte ainda por avaliar.

A transferência do excedente de energia renovável de uma região para outra apresenta-se como uma alternativa viável e competitiva. No Brasil, o excesso de geração renovável no Norte e Nordeste situa-se a centenas de quilômetros dos principais centros de consumo no Sudeste. Depende naturalmente da disponibilidade de corredores de transmissão entre estas regiões e de margens de reservas de transmissão. A construção de novos corredores enfrenta restrições ambientais e depende de longos anos de planejamento e execução, sendo incompatíveis com o ritmo de penetração dos recursos renováveis. Este cenário tende a se avolumar com o

crescimento vertiginoso da energia de fonte solar, e a chegada da energia eólica off-chore, ambas abundantes no Nordeste brasileiro.

Finalmente, a terceira opção consiste em incentivar o mercado a instalar excesso de geração, que formaria uma reserva (parada ou girante) de capacidade de geração não utilizada, mas pronta para ser despachada localmente sob demanda do operador do sistema. Desta forma seriam atendidos os déficits momentâneos de geração renovável, devido a variações de vento ou sol, com ativação da reserva de geração nestes próprios sistemas, sem necessidade de transmissão de grandes volumes de energia. Adicionalmente, a reserva e excedente de geração eólica e solar pode ser utilizada continuamente para geração local de hidrogênio ou armazenamento residencial, aquecimento, ou mesmo na dessalinização da água no litoral, ou bombeamento no interior, sem impedir sua utilização imediata como reserva de geração.

Aparentemente, esta terceira opção parece atrativa considerando a quantidade de energia renovável disponível no futuro, sem a necessidade de grandes corredores de transmissão ou de armazenamento em grande volume. Exige, entretanto, uma mudança regulatória drástica, que remunere ou libere a expansão deste tipo de serviço ancilar, aplicável a todo tipo de geração (térmica, hidráulica, solar e eólica). O mercado já oferece soluções tecnológicas para todas estas soluções, restando a adequação regulatória para que se tornem economicamente viáveis e sustentáveis.

**Iony Patriota de Siqueira é diretor técnico e VP do CIGRE-Brasil.*



José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e presidente da Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE)
jstarosta@acaoenge.com.br



Eficiência energética: o Protocolo de Medição e Verificação (PIMVP) e as linhas de bases

Na edição de julho de 2016¹, abordávamos, neste espaço, os necessários cuidados para a elaboração de um projeto de eficiência energética com bases sólidas no PIMVP. As linhas de base de um projeto são as premissas iniciais que devem ser consideradas quando se começa um projeto de eficiência energética (EE). Não há como provar a economia e os ganhos obtidos sem que as correlações sejam estabelecidas inicialmente. Mas que correlações seriam essas?

As correlações são normalmente tomadas considerando o vínculo do consumo de energia em relação às variáveis independentes. Se a opção de medição for a do “tipo B” do PIMVP, mais completa, em que se medem todos os

parâmetros (de energia e produção) dentro de uma fronteira de medição, a linha de base deve considerar a relação detalhada entre a variável de produção. Exemplos disso são a energia térmica gerada, o volume bombeado de ar ou água ou a produção (em toneladas de produto acabado) e a energia gasta para essa produção na mesma base de tempo para a realização da atividade. Em outras palavras, é necessário correlacionar a energia consumida e a produção, pois deseja-se conhecer a relação da energia agregada aos diferentes modos de produção, já que normalmente a produção não é constante e esta função de variação deve ser bem conhecida (e correlacionada).

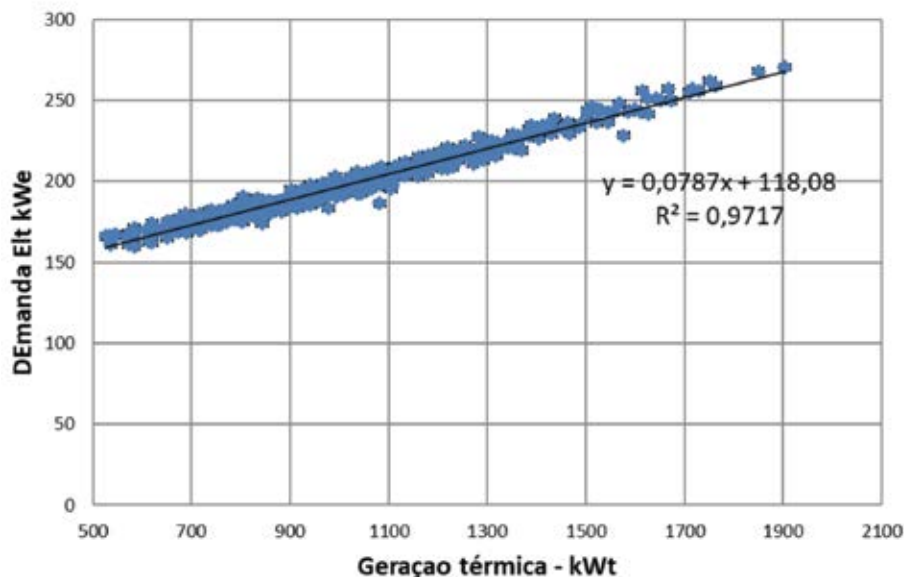
Aspecto bem diferente de uma lâmpada Led aplicada em iluminação pública com potência constante sem dimerização em que a energia é simplesmente consumida ou não.

O exemplo que se segue apresenta o levantamento da linha de base de um sistema de resfriamento de água gelada e a energia elétrica relativa, representando diversos patamares de kWtérmico/kWelétrico, ou a energia térmica produzida pela elétrica consumida.

A imagem apresenta o registro de linha de base de um sistema de produção de água gelada com a medição da energia térmica produzida e a energia elétrica utilizada para a produção em período de quatro meses na mesma base horária. Na sequência, os registros foram agregados e correlacionados. O que se nota da linha de base da figura é uma alta correlação com o elevado coeficiente de determinação (R^2), próximo de 1, conferindo boa confiabilidade ao processo de M&V. As ações de eficiência energética a serem implantadas no sistema estudado terão por objetivo mudar as características da linha de base a patamares mais favoráveis com menor consumo de energia para as mesmas bases de produção. Este é um assunto para a próxima coluna. Abraço ao professor Agenor, grande mestre de protocolos de M&V. Até a próxima!

¹ Artigo “O que os protocolos de M&V tem a nos ensinar”. Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br/o-que-os-protocolos-de-mv-tem-a-nos-ensinar/>

Correlação - Carga Térmica e Demanda Elétrica





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



Efeitos causados pelas descargas atmosféricas em DPS

Estando as normas ABNT NBR 5419 e ABNT NBR 5410 em revisão, com a primeira tendo alto índice de adesão ao grupo, com pouco conhecimento relacionado a procedimentos e a última num estágio próximo de publicação do novo texto julga-se importante divulgar o processo para criação ou revisão de um texto normativo.

Em primeiro lugar, vale lembrar que a ABNT é o órgão responsável pela gestão do processo de elaboração de normas brasileiras, sendo, portanto, um organismo que desenvolve normas técnicas voluntárias no Brasil, que agregam valor em todos os tipos de operações e negócios.

A partir daí, para participar positivamente do processo de elaboração de uma norma brasileira, é necessário entender este processo: em princípio, é preciso que haja uma demanda, ou seja, uma necessidade de criar um padrão para um determinado tema, um assunto específico, que pode ser manifestado à ABNT por qualquer interessado, seja ele representante do governo, setor produtivo, consumidor etc.

Manifestada a demanda e analisada pela ABNT, o tema é encaminhado ao Comitê Técnico responsável, ou na ausência deste, é criada uma Comissão de Estudo Especial, envolvendo os diversos setores interessados, onde o

tema é alocado e inserido no Programa de Normalização Setorial com um respectivo cronograma de execução.

A partir de então, inicia-se a elaboração do Projeto de Norma, processo no qual a Comissão de Estudo, composta por representantes de todas as partes interessadas, tem a responsabilidade de desenvolver o texto. O objetivo é debater, por consenso, até que o texto atinja maturidade técnica suficiente para ser submetido à fase chamada de Consulta Nacional.

Na Consulta Nacional, o Projeto de Norma é submetido à apreciação da sociedade, quando qualquer interessado pode se manifestar, sem ônus, a fim fazer sugestões à Comissão de Estudo responsável pela elaboração do texto, visando à aprovação ou não do texto, apresentando sempre embasamentos técnicos que justifiquem a sua manifestação.

Terminado o prazo de Consulta Nacional, inicia-se a análise do resultado da Consulta. Nesta fase, a Comissão de Estudo autora do Projeto de Norma se reúne, convidando todos os interessados que se manifestaram durante o processo da Consulta, a fim de deliberarem, também por consenso, se o projeto em questão deve ser aprovado como norma brasileira. Caso o projeto seja alterado tecnicamente,

como resultado das sugestões ou objeções técnicas oriundas da Consulta Nacional, a Comissão de Estudo deve submetê-lo a uma nova Consulta Nacional. Entretanto, se o Projeto de Norma não receber objeções técnicas ou mudanças em seu conteúdo, este será aprovado e publicado como uma norma brasileira.

Entendido este processo de desenvolvimento de uma norma brasileira, fica claro que a sociedade pode contribuir em dois momentos: participando das Comissões de Estudo responsáveis pela elaboração do texto ou durante o processo de Consulta Nacional por meio do envio de sugestões ao Projeto de Norma.

No primeiro caso, basta que as partes interessadas verifiquem os comitês técnicos de seu interesse e manifestem seu interesse em participar das comissões de estudo. Estas informações podem ser encontradas no site da ABNT (www.abnt.org.br).

A segunda forma de participação, na Consulta Nacional, também se encontra na página web da ABNT, onde os interessados poderão contribuir com os Projetos de Norma que se encontram na fase de consulta nacional. Com aprovação final, o texto segue para publicação como Norma Brasileira.

**Texto adaptado de apresentação ABNT.*



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



A iluminação pública no contexto das cidades inteligentes

Dedico este espaço a compartilhar com os leitores a experiência que tive com o tema ao participar do evento Smart City Expo World Congress em Barcelona, na Espanha, onde tive a oportunidade de discutir com mais profundidade a iluminação inserida no contexto das cidades inteligentes e vislumbrar o que vem por aí em termos de inovação, aplicação de tecnologia e transformação real das cidades em ambientes melhores para se viver.

Barcelona por si só já atrai as atenções por ser uma cidade encantadora. Entretanto, já em minha chegada em uma noite de sábado, percebi que grande parte da cidade ainda não teve sua iluminação pública migrada para a tecnologia LED. Ainda há muita oportunidade para, além de aplicar conceitos de eficiência, já nesta substituição aplicar outros conceitos evitando intervenções sucessivas em menor período. A iluminação fazendo parte do contexto noturno da cidade deve ser planejada e seu projeto pensado para que a substituição tenha o atendimento dos parâmetros das vias e da evolução da cidade.

Nas conversas prévias ao evento, a questão levantada por colegas foram: “será que o que estava somente no papel e nas apresentações ‘.ppt’ saíram do campo teórico para a realidade?” e “Qual será a evolução dos sistemas de controle integrados com a iluminação?”.

Na feira pude perceber uma grande quantidade de empresas apresentando sistemas de telegestão e diversas com o “poste inteligente”, que utiliza a infraestrutura da iluminação que está por toda a cidade para incorporar outras funcionalidades em um sistema mais amplo de monitoramento, distribuição de rede, sensoriamento, câmeras etc. Tudo isto podendo estar alimentado ou não por um sistema solar e outras vezes podendo ser base para um carregador de veículos elétricos. Os sistemas de postes inteligentes utilizando tecnologia 5G e incorporando funcionalidades, mesmo parecendo uma aplicação em pequena escala atualmente, em certas aplicações e áreas da cidade, podem ter uma função importante e trazer uma solução integrada para questões relevantes como segurança, monitoramento, conectividade, interação com a população, entre outros. Ajudando a responder às questões levantadas, vi muitos dos sistemas apresentados já tendo utilização prática por algumas cidades do mundo e com estabilidade e resultados bastante consistentes.

As palestras realizadas durante o congresso contaram desde temas futuristas até aspectos práticos da ocupação da cidade e como as pessoas utilizam o espaço urbano. Foi bastante interessante ver a iluminação ocupando seu espaço neste contexto e

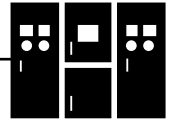
como ela pode ser integrada no projeto mais amplo de futuro das cidades. Experiências de cidades compartilhadas também trouxeram ideias e encorajamento para o poder público investir no tema.

Diversas cidades do Brasil estiveram presentes no evento e em programações paralelas. Pude presenciar as discussões e temas que as prefeituras do Brasil participantes levaram para o evento e as iniciativas que em breve serão materializadas em ações e projetos aplicados em todas as regiões do país. É importante que o conhecimento e as experiências tenham aplicação prática nas cidades e que eventos locais sobre o tema das cidades inteligentes e iluminação pública tenham espaço no Brasil para aplicação da tecnologia em benefício das pessoas.

Da mesma forma que vivenciei no Chile a quantidade de temas que temos em comum com aquele país, em Barcelona, tive a mesma impressão: a de que estamos em um momento em que temos que entender as questões locais e aplicar conceitos de iluminação que estão em pauta no mundo inteiro. São exemplos disso a tendência da redução da temperatura de cor nas cidades, a tecnologia de telegestão, a integração dos sistemas de controle em um ambiente mais amplo e, sobretudo, o planejamento disso tudo para que esta evolução seja percebida pelas pessoas.



Nunziant Graziano é engenheiro eletrcista, 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 | nunziant@gimipogliano.com.br



O profissional do futuro dos quadros e painéis

A retomada econômica do Brasil pós-pandemia tem evidenciado uma mudança no perfil do corpo técnico brasileiro, influenciada substancialmente pela entrada no cenário decisório da geração Z, ultra conectada e imediatista. Essa moçada, como esperado, vem cheia de gás e novidades, aproveitando-se da franca expansão das vagas de trabalho, ingressando também nas instalações elétricas e seus equipamentos. Até aí, tudo normal.

Entretanto, precisamos avaliar uma característica importante do bom profissional das instalações elétricas, a multidisciplinaridade. Esse atributo é constituído de uma combinação de três fatores: estudo e empenho teórico; experiência e vivência prática no trabalho; e muita dedicação. Aí começa a dificuldade! Experiência e vivência prática levam tempo, anos e anos de trabalho e dedicação para se aprender aquilo que a universidade não ensina, além da dedicação por todos estes anos, o que os mais novos atualmente parecem não conseguir esperar. Se este fosse o único problema, treinamento e exigência do mercado de trabalho fariam os mais astutos perceberem a oportunidade e vencerem por si sós. O problema, caro leitor, salvo melhor juízo, está na qualidade da formação teórica dos profissionais, ou seja, na universidade.

Meu saudoso avô Paschoal Graziano,

ao graduar-se engenheiro mecânico-eletricista na Escola Politécnica em 1946 concluiu seu curso com mais de 7.500 horas de aula! Este sim era um engenheiro multidisciplinar! Profundos conhecimentos de mecânica, hidráulica, estruturas, materiais, eletrotécnica, comunicações, além das disciplinas complementares como economia, administração, gestão industrial etc.

Meu pai, Nunziant Graziano Neto, ao graduar-se engenheiro eletrcista-eletrotécnico na Escola de Engenharia Mauá, concluiu seu curso com mais de 6.000 horas de aula! Apesar de especializado como eletrcista, teve também formação direcionada como engenheiro multidisciplinar. Profundos conhecimentos de mecânica, estruturas, materiais, eletrotécnica, comunicações, além das disciplinas complementares como economia, administração, gestão industrial etc.

Não foram raras as vezes em que, acompanhando meu pai na fabricação dos nossos quadros elétricos, fui surpreendido por sua habilidade de identificar defeitos operacionais nas dobradeiras com as quais conformamos a chaparia. É incrível sua capacidade de identificar as falhas mecânicas das máquinas só de ouvi-las e observá-las trabalhar.

Em 1999, como última safra de engenheiros daquele século da família, me

graduei engenheiro eletrcista-eletrotécnico na Escola de Engenharia Mauá, concluindo meu curso com mais de 5.000 horas de aula! Especializado eletrotécnico, tive uma formação direcionada como engenheiro especialista. Pouco aprofundamento em mecânica e estruturas, bons conhecimentos em materiais, especialização bastante aprimorada em eletrotécnica, além das disciplinas complementares como economia, administração, gestão industrial etc. Ao ingressar na carreira de engenheiro na fábrica de quadros elétricos, tinha consciência das fragilidades da minha formação quando comparava meus conhecimentos com os do meu pai e de meu avô e, então, busquei o aprofundamento teórico e consegui suprir as necessidades.

Com tanta história, o leitor deve estar se perguntando: “Onde você quer chegar?” Respondo! Quero dizer que, hoje, 22 anos após a minha formação, os egrégios das escolas de engenharia têm se graduado, na média, com pouco mais de 4.000 horas de aula. Essa é a minha preocupação. A formação diminui seu aprofundamento a cada geração, autorizam-se cursos EAD, enquanto o mercado de trabalho cada vez mais exige formação multidisciplinar e aprofundado – a curto prazo! Os conhecimentos das ciências fundamentais da formação de engenharia, como física e química, têm sido negligenciados.

É TEMPO DE RENOVAR AS ENERGIAS.

É TEMPO DE TRANSFORMAR.

É TEMPO DE ITAIPU.

Boas festas e Feliz Ano Novo



Av. Sérgio Abdul Nour . 2106
Distrito Ind. II . 14900 000
Itápolis/SP . +55 16 3263 9400
itaiputransformadores.com.br





Roberval Bulgarelli é engenheiro eletrcista. 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".



Segurança na especificação técnica, utilização e operação de IBC em áreas classificadas

Este artigo trata de procedimentos de segurança, especificação técnica, utilização e operação de contêineres do tipo IBC (Intermediate Bulk Container) em áreas classificadas contendo gases inflamáveis, de forma a evitar a indevida geração ou acúmulo de cargas eletrostáticas que sejam capazes de representar uma indevida fonte de ignição de uma atmosfera explosiva que possa estar presente no local da instalação.

Os contêineres do tipo FIBC e IBC são muito utilizados em áreas classificadas para transporte de líquidos ou poeiras, geralmente com a utilização de empilhadeiras. Em contêineres do tipo IBC existe a preocupação da indevida geração ou acúmulo de cargas eletrostáticas, as quais podem representar riscos de ignição de uma atmosfera explosiva que possa estar presente no local da utilização do IBC.

Periodicamente, é registrada, em instalações industriais contendo áreas classificadas, a ocorrência de centelhas causadas pela indevida geração ou acúmulo de cargas eletrostáticas, devido ao transporte inadequado, enchimento ou esvaziamento dos produtos inflamáveis para o interior de IBC.

São apresentadas a seguir, para melhor entendimento, algumas características e diferenças entre FIBC e IBC utilizados em áreas classificadas.

FIBC - Flexible Intermediate Bulk Containers (contêineres a granel intermediários flexíveis)

- Recipientes de armazenamento flexíveis, dobráveis e não rígidos;
- Projetados para semissólidos como areia, poeiras combustíveis e cimento;
- Capacidade de 1.000 kg ou mais (dependendo do tamanho do FIBC);
- Produzidos a partir de materiais plásticos ou tecidos, como o polipropileno;
- Podem ser movidos e armazenados facilmente à mão, quando não estiverem cheios;
- Podem ser movidos e empilhados, quando cheios, utilizando equipamentos industriais, como empilhadeiras;
- Aprovados pelas Nações Unidas para armazenar materiais perigosos, tóxicos ou inflamáveis;
- Reutilizáveis e recicláveis;
- Ocupam pouco espaço de armazenamento quando não estão em utilização;
- Não projetados para reterem líquidos.

São apresentados a seguir alguns exemplos de FIBC utilizados em áreas classificadas:





IBC - Intermediate Bulk Containers (Contêineres intermediários para granel)

- Recipientes de armazenamento rígidos, sólidos e não desmontáveis;
- Projetados para líquidos e semissólidos;
- Capacidade de 1.000 litros e pesam 1.000 kg ou mais, quando cheios;
- Produzidos a partir de plásticos rígidos, geralmente HDPE (polietileno de alta densidade);
- Difícil de serem movidos à mão, sendo necessário o uso de equipamentos industriais;

- Aprovados pelas Nações Unidas para armazenarem materiais perigosos, tóxicos ou inflamáveis;
- Reutilizáveis e recicláveis;
- Ocupam espaço de armazenamento quando não estão em utilização;
- Geralmente projetados com uma gaiola de aço, acopláveis para proteção adicional, bem como opções para uma variedade de acessórios, incluindo bicos e tampas IBC.

São apresentados a seguir alguns exemplos de IBC que são utilizados em áreas classificadas:



A maior parte dos IBC - Intermediate Bulk Containers é produzido a partir de algum tipo de material plástico, embora alguns IBC sejam também fabricados de materiais metálicos.

Todos os FIBC - Flexible Intermediate Bulk Containers são produzidos a partir de algum tipo de material plástico. Em função dos FIBC serem projetados para serem flexíveis (o que neste caso significa que eles sejam projetados para serem dobráveis), eles sempre são fabricados a partir de alguma forma não rígida de plástico. Os materiais de produção específicos para cada aplicação podem variar de um fabricante para outro, mas geralmente os FIBC são feitos de tecidos plásticos. O material mais comum para a fabricação de FIBC é o tecido polipropileno (ou tecido PP).

Os riscos provocados por cargas eletrostáticas geradas pela vazão de líquidos podem levar a descargas propagantes a partir da superfície de líquidos de baixa condutividade ou por centelhas em contêineres de metal isolados ou componentes, como bombas em tambores. É recomendado que as pessoas nas vizinhanças estejam aterradas para evitar o perigo de se tornarem carregadas eletrostaticamente e provocarem fontes de ignição capazes de ocasionar a explosão de uma atmosfera explosiva que esteja presente no local da utilização do IBC.

Pode ser recomendado que as seguintes precauções sejam adotadas sempre que uma atmosfera inflamável estiver presente no interior ou no exterior do contêiner do tipo IBC, por exemplo, quando estes contêineres são abastecidos com líquidos inflamáveis, ou são abastecidos em áreas classificadas ou são abastecidos na presença de vapores inflamáveis remanescentes de abastecimentos anteriores:

- Durante as atividades de carregamento ou descarregamento dos produtos armazenados em contêiner do tipo IBC, é recomendado que todas as partes condutivas ou dissipativas do sistema, como os funis e os bocais, estejam conectadas entre si (equipotencializadas) e aterradas;
- É recomendado que funis metálicos estejam confiavelmente aterrados de forma a evitar o risco, por exemplo, que estejam acidentalmente "isolados" do contêiner IBC por uma junta isolante;
- É recomendado que não sejam utilizados funis plásticos, a menos que o seu material seja dissipativo e que eles estejam aterrados;
- Para líquidos sensíveis à ignição, com MIE menor que 0,20 mJ (deve ser consultada uma lista de MIE apresentada na Seção C.6 da Norma / Especificação Técnica ABNT IEC TS 60079-32-1), é recomendado que que a velocidade de vazão exceda 1 m/s.

São listados a seguir, para referência, alguns valores de MIE (Energia Mínima de Ignição) para alguns gases ou líquidos inflamáveis ou poeiras combustíveis. Os IBC são avaliados de forma que possam ser considerados seguros contra os efeitos de acúmulo de cargas eletrostáticas para produtos inflamáveis que possuam uma MIE acima de 20 mJ (Produtos do Grupo IIB).

Gases ou líquidos inflamáveis	Energia Mínima de Ignição (MIE) [mJ]
Dissulfeto de carbono	0,015
Acetileno	0,017
Metanol	0,14
Acrilonitrila	0,16
Hexeno / Octeno	< 0,20
Benzeno	0,20
Isopentano	0,21
Pentano	0,22
Etano	0,24
Heptano	0,24
Hexano	0,24
Tolueno	0,24
Butano	0,25
Benzina (Éter de petróleo)	0,25
Propano	0,25
Monóxido de carbono	0,30
Acetato de etila	0,46
Butanona / Metil Etil Cetona (MEK)	0,53
Gasolina	0,80
Acetona	1,15
Estearato de magnésio	3,0

Poeiras combustíveis	Energia Mínima de Ignição (MIE) [mJ]
Polietileno	10,0
Alumínio	50,0
Acetato de celulose	15,0
Enxofre	15,0
Polipropileno	50,0
Carvão	40,0



Aterramento de IBC conectado a um sistema de terra e tubulações de processo, com sistema de monitoração, alarme e intertravamento em caso de falha no aterramento durante operações de enchimento ou esvaziamento.

Contêineres e IBC fabricados de material isolante, envolvidos por um invólucro ou revestimento condutivo: esta forma de construção é geralmente utilizada para contêineres do tipo IBC (Intermediate Bulk Container), com capacidade de cerca de 1 m³. Exemplos são os contêineres plásticos, como os do tipo IBC envolvido por uma tela, malha, trança ou revestimento condutivos. Invólucros condutivos não são normalmente fornecidos para contêineres plásticos menores do que esta capacidade.



Exemplos de instalação de IBC em áreas classificadas contendo gases inflamáveis.

A SOLUÇÃO PARA O SEU PROJETO ESTÁ AQUI

Transformadores

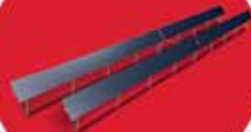


Ferragens Eletrotécnicas



Cabines Metálicas

Estruturas Solares



Acessórios para Redes Aéreas



Acessórios para Redes Aéreas



Smart Grid



Artefatos de Concreto



Skids Solares



Cabos



Redes de Transmissão



BRVAL 29

(21) 3812-3100
www.brval.com.br

Clamper 3ª capa

(31) 3689-9500
www.clamper.com.br

Embrastec 39

(16) 3103-2021
www.embrastec.com.br

Exponencial 6

(31) 3317-5150
www.exponencialmg.com.br

Gimi Soluções 2ª capa, 3 e Fascículos

(11) 2532-9825
www.gimi.com.br

Intelli 4ª capa

(16) 3820-1500
www.grupointelli.com.br

Itaipu Transformadores 57

(16) 3263-9400
www.itaiputransformadores.com.br

Paratec 45

(11) 3641-9063
www.paratec.com.br

Romagnole 61

(44) 3233-8500
www.romagnole.com.br

Teledyne Flir 7

(15) 3238-8070
www.flir.com.br

Trael 17

(65) 3611-6500
www.trael.com.br

PROTEÇÃO EM QUADROS ELÉTRICOS

CLAMPER

LÍDER E ESPECIALISTA
EM DISPOSITIVOS DE
PROTEÇÃO CONTRA
RAIOS E SURTOS
ELÉTRICOS



CONHEÇA NOSSA LINHA COMPLETA

CLAMPER Connect, **CLAMPER** Front Mini, **CLAMPER** Front (classe II),
CLAMPER Front (classe I/II), **CLAMPER** Front (classe II) bipolar,
CLAMPER Front (classe II) tripolar.



clamper.com.br
31 3689.9500

Especialista e líder em Dispositivos de
Proteção contra Raios e Surto Elétricos



ICALI-XP

CABO DE ALUMÍNIO BAIXA TENSÃO



Indicado para instalações de baixa tensão em geral, como **indústrias e parques solares**.



Isolado com XLPE/PVC-ST2

Norma: NBR-7287

0,6/1 (1,2) kVca
0,9/1,5 (1,8) kVcc

> 50% DE ECONOMIA
EM RELAÇÃO AO
CABO DE COBRE*

*Mesmo com compensação de bitola (entre cobre/alumínio).



TBTA

TERMINAL BIMETÁLICO À COMPRESSÃO



Ideal para conexão de cabos de alumínio em barramentos de cobre.



Evita a formação de corrosão galvânica.

Norma: ABNT NBR-5370 / NBR-11788



Siga-nos nas redes sociais.



/grupo-intelli



/grupointelli



/grupo_intelli



/grupointelli

GRUPO
INTELLI

WWW.GRUPOINTELLI.COM.BR