



REVISTA

o setor elétrico

ISSN 1983-0912

Ano 17 - Edição 187 / Maio-Junho de 2022

Sistemas de armazenamento de grande porte: prestação de serviço para a rede elétrica e para o Sistema Interligado Nacional

IEC 61850 E OS GANHOS DA AUTOMAÇÃO PARA A INDÚSTRIA

E mais:

Guia setorial de equipamentos para transmissão e distribuição de energia

Inventário de riscos elétricos segundo a NR 1 e a NR 10

Aterramento e proteção contra raios em parques eólicos





Utilize energia solar!

Invista em um mundo sustentável

Skid Solar Gimi

A solução para a sua usina fotovoltaica

- ✓ Projetados para atender a transformadores entre **500kVA** e **3000kVA**, podendo ter transformador isolado a seco ou a óleo vegetal, classe de tensão de **15kV, 24kV e 36kV**;
- ✓ Possui capacidade de acomodação para até 20 inversores entre **60kVA** e **250kVA** na tensão de **600VCA** e **800VCA**;
- ✓ Atendemos a todos os tipos de usinas solares, facilitando desde seu transporte até sua instalação em campo;
- ✓ Fabricamos em 6 modelos diferentes para atender às múltiplas necessidades das instalações;
- ✓ Instalação compacta e de fácil movimentação.



  @Grupogimi
Gimi.com.br





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, Nunziane Graziano, Roberval Bulgarelli.

Colaboradores desta edição

Afonso Carlos Aguiar, Aginaldo Bizzo, Ângelo César Alves, Caio Huais, Christiane Vieira, Claudio Monteiro, Daniel Bento, Elbia Gannoun, Evandro Meirelles, Guilherme Chrispin, Iony Patriota de Siqueira, Jobson Modena, José Starosta, Julio Omori, Luciano Haas Rosito, Marcelo Branquinho, Marco Bonelli, Markus Vlasits, Nunziane Graziano, Paulo Edmundo F. Freire, Paulo Henrique Soares, Raquel Gregory, Ricardo Campos, Roberval Bulgarelli, Rodrigo Leal, Rodrigo Sawaia, Ronaldo Koloszuk e Wagner Costa.

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: shutterstock.com | biDaala studio

Impressão - Referência Editora e Gráfica
Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

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

Filiada à

anatec
www.anatec.org.br



Renováveis

33 Suplemento Renováveis

Armazenamento para geração e transmissão de energia elétrica. E mais: ABGD e Huawei renovam parceria para novo Road Show Solar; Absolar aponta desafios e oportunidades dos desenvolvedores de projetos solares; Estudo comprova benefício social e econômico da energia eólica.

4 Editorial

6 Coluna do consultor

A necessidade de acesso às informações das características de equipamentos caracterizados como cargas não lineares aos usuários.

8 Painéis de mercado

Impactos da privatização da Eletrobras no setor; Estudo da UFMG revela qual sistema fotovoltaico é o mais eficaz; Brasil supera marca de 5 GW de energia solar centralizada; Balanço Energético Nacional aponta para crescimento da oferta interna e queda das renováveis na matriz energética; MME divulga estudo sobre digitalização e eficiência energética no setor de edificações. Estas e outras notícias sobre o mercado de engenharia elétrica no Brasil.

17 Fascículos

Digitalização do setor elétrico
Manutenção 4.0
Segurança cibernética

46 Artigo - Inovação

Os ganhos da automação de subestações segundo a IEC 61850 para a indústria.

54 Guia setorial

Fabricantes e distribuidores de equipamentos para transmissão e distribuição de energia elétrica.

60 Aula prática

Confira a terceira parte do artigo sobre inventário de riscos elétricos segundo a NR 1 e a NR 10

64 Espaço Aterramento

Aterramento e proteção contra raios em parques eólicos - Parte 2.

66 Espaço SBQEE -

Geração distribuída e os desafios dos agentes de distribuição.

68 Espaço Cigre-Brasil

Desafios da digitalização do setor elétrico.

Colunas

70 Jobson Modena - Proteção contra raios

71 José Starosta - Energia com qualidade

72 Nunziane Graziano - Quadros e painéis

73 Luciano Rosito - Iluminação pública

74 Daniel Bento - Redes subterrâneas em foco

76 Roberval Bulgarelli - Instalações Ex



Edição 187

Armazenamento para a segurança energética

Os sistemas de armazenamento de energia, que pareciam tão distantes da nossa realidade, começam a dar passos importantes em direção à sua popularização ou, pelo menos, a vislumbrar um terreno mais fértil para crescimento. Se antes, poucos projetos saíam do papel, agora, com o avanço da geração distribuída e com a modernização do Sistema Elétrico de Potência, a tendência é que cada vez mais esses bancos de baterias sejam empregados a fim de garantir mais confiabilidade e segurança energética.

Como tem mostrado o fascículo sobre o tema e que é capa desta edição, o armazenamento surge como opção para os consumidores que geram sua própria energia e, assim, aumentam a sua autonomia do sistema convencional, garantindo o abastecimento em momentos de queda de energia da rede ou ainda em horários de pico, quando o custo da energia é mais caro para os adeptos da tarifa branca. Além disso, é um importante complemento para usinas de grande porte, especialmente de fontes intermitentes, como eólica e solar, armazenando energia para ser consumida em momentos de baixa capacidade. O assunto vem sendo discutido de forma ampla, didática e aprofundada pelo especialista no assunto, Markus Vlasits, que assina o fascículo, que está em seu quarto capítulo. Nesta edição, o artigo em questão trata do emprego de sistemas de armazenamento de grande porte a serviço da rede elétrica e do Sistema Interligado Nacional (SIN). Vale a leitura, mesmo que você não atue diretamente com o tema.

E na esteira das modernizações que estão ganhando o setor elétrico brasileiro, destaque para a automação de subestações, que, entre os benefícios para os usuários, estão a possibilidade da operação remota, a redução de cabeamento e do tempo de comissionamento, uma base única de alarmes e eventos e a coleta automática de oscilografia. Isso tudo é possível com o advento da IEC 61850 e a padronização dos protocolos de comunicação entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs). Sobre isso, no entanto, falam com propriedade os engenheiros Paulo Henrique Soares e Christiane Vieira, que elaboraram um artigo técnico detalhado sobre os ganhos da aplicação da automação de subestações para o segmento industrial.

Aproveito ainda para recomendar a leitura do artigo assinado pela Abradee, que traz uma análise importante sobre o papel da distribuidora hoje em meio a movimentos significativos para o setor - como a transição energética e a migração de muitos consumidores do ACR para o ACL - e o cenário de distribuição que se imagina para o futuro. Este conteúdo antecede a pesquisa setorial deste mês, que traz uma lista atualizada de fabricantes e distribuidores de equipamentos para transmissão e distribuição de energia.

Por fim, gostaria de fazer um convite a você, que está localizado na região da Bahia. O Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE), congresso promovido pela revista O Setor Elétrico, está de volta e a primeira edição do ano acontecerá nos dias 10 e 11 de agosto, no Centro de Convenções de Salvador. Visite o site www.cinase.com.br para conhecer a programação e fazer sua inscrição. Te espero lá!

Boa leitura!

Abraços,

Flávia Lima

flavia@atitudeeditorial.com.br



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

USE **Blinda**[®]

Energia que traz segurança

E PREVINA-SE.



Equipamentos Ex de segurança aumentada e à prova de explosão para prevenção de acidentes, em áreas classificadas.



- Fabricação e Montagem
- Estoque dedicado de componentes
- Projetos customizados
- Equipamentos Ex Certificados
- Conformidade normativa e legal das instalações em áreas classificadas



www.blinda.com.br
vendas@blinda.com.br

FAÇA O
 DOWNLOAD



Equipamentos Ex -
 Segurança Aumentada

SOLICITE



Catálogo Blinda
 à Prova de Explosão





Você não vê, mas a JEA Sul está sempre com você!

TECNOLOGIA EM SUSTENTAÇÃO DE FIOS E CABOS.



Eletrocalhas



Perfilados



Leitos para cabos



Abraçadeiras



Aramados



Drywall



Barra Roscada



Acessório para eletrocalha



Eletrodutos

A JEA Sul está sempre comprometida em trazer produtos de altíssima qualidade, moderniza-se constantemente para acompanhar um mercado de muitas mudanças tecnológicas. Sabendo das necessidades de um mercado cada vez mais exigente, se empenha em oferecer soluções para fabricação e comercialização de produtos para instalações elétricas, hidráulicas e mecânicas, satisfazendo necessidades e realizando sonhos de consumo.

(41) 3278 - 7800

@jeasul

jeasul@jea.com.br

www.jeasul.com.br

Escaneie o QR code e entre em contato conosco!



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

O necessário entendimento entre as fontes e as cargas

A Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE) irá organizar três encontros em 2022, antecedendo o Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica (CBOEE), que ocorrerá no segundo semestre de 2023 em São Luis do Maranhão.

O primeiro encontro ocorrerá de forma virtual em 22 de junho de 2022, contando com apresentação de especialistas em instalações elétricas, representantes de fornecedores de equipamentos eletroeletrônicos e de laboratórios vinculados a universidades. Estão confirmadas as presenças do engenheiro Paulo Barreto, que integra a comissão de revisão da ABNT NBR 5410, do engenheiro Roberto Barbieri, da ABINEE, do professor Jose Rubens Macedo, da Universidade Federal de Uberlândia (UFU), do professor Nelson Kagan, da Universidade de São Paulo, além de toda a diretoria da SBQEE.

A pauta será a discussão sobre a necessidade de acesso às informações das características de equipamentos caracterizados como cargas não lineares aos usuários, possibilitando melhor compatibilidade entre fontes e cargas quando da operação das instalações onde eles estarão presentes, evitando assim distorções de tensão acima das limitações e impactos na operação nas próprias cargas devido a outros fenômenos como sobretensões, subtensões, afundamentos, elevações de tensão, ressonância harmônica e outros.

As distribuidoras de energia também poderão ser beneficiadas considerando os aspectos de ressarcimentos devidos aos eventos nas redes de alimentação e comprometimento das cargas dos consumidores.

A disponibilização das informações por parte de fabricantes de equipamentos como acionamentos de motores, sistemas de iluminação, sistemas de retificação industrial, sistemas de compensação reativa, medidores e outros, com apoio de laboratórios brasileiros bem equipados e especializados no tema qualidade da energia, trarão melhor entendimento por aqueles que projetam, utilizam e mantêm as instalações.

O segundo encontro ocorrerá em julho, também de forma virtual, e o terceiro será um seminário presencial no mês de setembro em São Paulo (SP).

Os encontros serão abertos e terão como objetivo dar luz a discussões prévias à CBOEE. Os temas debatidos serão consolidados e as recomendações serão encaminhadas aos interessados e novos caminhos serão abertos. Que tenhamos sucesso nesse projeto com o aumento de confiabilidade, disponibilidade e eficiência em instalações e sistemas de suprimento de energia. As informações sobre os eventos serão disponibilizadas nas redes sociais da SBQEE e nas ações de divulgação desta revista.

A coluna "Energia com qualidade" desta edição traz mais detalhes sobre este assunto.



60
ANOS



Há **60 anos** contribuindo para o bem-estar das pessoas,
provendo continuidade e qualidade de energia



www.ROMAGNOLE.com.br



Capitalização da Eletrobras: o que muda na prática?

Saiba mais sobre o processo de privatização da maior empresa do setor elétrico brasileiro, que passa a não ter controlador definido e deve ser pressionada para ter seu valor de mercado aumentado

Após meses de debates e muitas controvérsias, o governo optou por realizar a privatização da Eletrobras, maior empresa do setor elétrico brasileiro, por meio de uma capitalização, movimento em que a União comercializa ações da companhia na bolsa de valores. A segunda etapa deste processo foi aprovada pelo Plenário do Tribunal de Contas da União (TCU) no último dia 18 de maio e, de acordo com a nova configuração, a participação da União no capital votante da empresa cairá dos atuais 72% para 45%.

Responsável por 43% das linhas de transmissão e por 28% do total da capacidade de geração do país, o Grupo Eletrobras é composto por 164 usinas, sendo 48 hidrelétricas, duas termoeletrônicas e dezenas de outras fontes, como gás natural, eólicas, carvão e óleo. Entre suas subsidiárias, estão CGT Eletrosul, Chesf, Eletronorte, Eletronuclear e Furnas. A empresa ainda detém metade do capital de Itaipu Binacional. Destas empresas, no entanto, não foram privatizadas Itaipu Binacional nem a Eletronuclear, para a qual foi criada uma nova estatal para controlar as usinas de Angra.

Durante o processo de capitalização, o preço da ação foi definido em R\$ 42, levantando um total de R\$ 29,3 bilhões – isso sem incluir lotes adicionais, que devem elevar o montante a R\$ 33,7 bilhões. Na visão do governo, a privatização irá atrair investimentos e tornará a empresa mais eficiente, trazendo um impacto nulo para o consumidor final, parecer que não é consenso entre especialistas.

Oficialização

Para oficializar o processo, foi realizado o tradicional “toque de campanha” na Bolsa de Valores (B3). A cerimônia contou com a presença do presidente da República, Jair Bolsonaro, e dos ministros Adolfo Sachsida (Minas e Energia) e Paulo Guedes (Economia). O evento também teve a participação de



representantes da Eletrobras, BNDES e Caixa Econômica Federal, além de diversos agentes responsáveis pela estruturação do projeto.

No evento, Sachsida afirmou que “os consumidores deixam de arcar com o risco hidrológico, poderão se beneficiar com o aumento da competição e ainda um aporte de R\$ 5 bilhões na CDE, o que irá beneficiar a todos, reduzindo tarifas”.

Próximos passos e o impacto econômico

Para Raimundo Neto, Diretor Superintendente da Enecel Energia e especialista em negócios do setor elétrico brasileiro, o objetivo inicial dos acionistas que passam a participar das decisões da companhia será o de obter dividendos, visando o retorno do investimento feito. O especialista destaca que tal atividade poderá impactar diretamente no preço passado para o consumidor final, uma vez que, como forma de aumentar o valor da empresa, as hidrelétricas da Eletrobras deixariam de negociar no regime de cotas – fixadas atualmente em R\$ 122,65/MWh pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – e passariam a negociar por um valor muito maior no mercado.

“É bem possível que o preço de reposição passe a ser o dobro do que estão pagando hoje, o que consequentemente trará um aumento de tarifas. Aumenta para as distribuidoras, aumenta para quem?”, provoca o diretor, que argumenta ainda que os “jabutis” – emendas parlamentares que não têm ligação direta com o texto principal colocado em discussão, mas que foram introduzidas durante sua tramitação – também devem levar a um aumento na conta de luz.

Haverá expansão no setor?

Raimundo Neto também é pessimista quanto aos possíveis avanços que a capitalização da Eletrobras poderá trazer ao setor elétrico brasileiro. “Esse grupo que está sendo privatizado possui uma história grande. Houve muita participação na expansão da geração do Brasil. Um papel não só relevante, mas predominante. Os próximos que vierem irão participar? Não sei. Existe a obrigação de participar? Não. Então aquela história de que vai melhorar, de que vai aumentar a expansão... não acho que irão conseguir, a menos que o grupo controlador entenda o excelente negócio que tem nas mãos”, conclui.

3 Razões pela qual a **manutenção preventiva** é mais **sustentável**



• **Redução** das manutenções corretivas e economia de recursos naturais e econômicos;

• **Recondicionamento**, Análise de resultados de medições durante a manutenção preventiva podem evidenciar um desgaste e, antes de chegar no limite de operação, recondicionar no estado de novo!

• **Reparação** e manutenção de um produto com defeito de modo a poder ser utilizado na função original.



Consulte também sobre :

- Assistência técnica;
- Manutenção preventiva e corretiva;
- Instalação e manutenção de barramentos blindados GPB;
- Termografia de diagnósticos de instalações;
- Contratos de manutenção;
- Retrofit.



f in @Gimiservice

Gimiservice.com.br

 **Save the World**

Estudo da UFMG revela qual sistema fotovoltaico é o mais eficaz

Trabalho acadêmico testou as taxas de produtividade e desempenho energético de 33 tecnologias fotovoltaicas diferentes conectadas à rede

Divulgado no início de junho deste ano, um estudo realizado pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) visou concluir qual sistema fotovoltaico de telhado é o mais eficaz. Para isso, a pesquisa avaliou e comparou as taxas de produtividade e desempenho energético de 33 tecnologias fotovoltaicas que estão conectadas à rede, usando diferentes módulos e inversores.

Na análise dos sistemas fotovoltaicos (a maioria deles instalados na região leste de Minas Gerais), feita ao longo de dois anos, foram testados sistemas com diferentes tipos de tecnologia de inversores, a saber: inversores string (da ABB, B&B Power, Fronius e GOODWE), micro inversores (APSystems e Micro Reno), bem como inversores com otimizadores DC (da SolarEdge).

O resumo dos dados recebidos de todos os sistemas indicou que aqueles com inversores com otimizadores DC (SolarEdge Technology) tiveram os melhores resultados. O estudo confirmou que os sistemas MLPE apresentaram melhor desempenho devido à sua tecnologia em nível de módulo que otimiza o desempenho do sistema, eliminando perdas e proporcionando maior geração. Os sistemas inversores otimizados para CC da SolarEdge apresentaram os melhores resultados de desempenho, provavelmente devido à maior eficiência do equipamento e maior faixa de temperatura de operação dessa tecnologia.

O autor do trabalho é Toniangelo Vieira, empresário, engenheiro eletricista, com MBA em Gestão de Projetos (FGV), especialista em energia solar fotovoltaica, pós-graduado em Energias Renováveis (UFMG) e Diretor da T8M Energia Solar.



CONVERSORES ESTÁTICOS (INVERSORES)	PRODUTIVIDADE Yf (kWh/kWp) GERAL MÉDIA MENSAL	PRODUTIVIDADE Yf (kWh/kWp) GERAL MÉDIA ANUAL	TAXA DE DESEMPENHO TD OU PR (%) GERAL
SOLAREEDGE	124	1485	85%
APSYSTEMS	118	1419	82%
FRONIUS	112	1339	74%
B&B	108	1293	74%
MICRO RENOVIGI	106	1272	70%
ABB	104	1246	69%
GOODWE	101	1208	69%

GERENCIAMENTO DE FALTAS

MELHORANDO A CONFIABILIDADE COM INOVAÇÕES EM LOCAIS-CHAVE DA REDE

Seu sistema de distribuição é único e complexo, portanto não há uma solução única para o gerenciamento de faltas sustentadas e transitórias. Porém, se estrategicamente você integrar a dose correta de tecnologias inovativas próximas ao ponto da rede onde as faltas ocorrem, podem ser obtidas melhorias de confiabilidade e de satisfação dos consumidores, com redução nos custos operacionais.

Interruptor de Faltas IntelliRupter® PulseCloser®



ALIMENTADOR

Confiabilidade

- Interrupções de qualquer duração em alimentadores impactam um número expressivo de consumidores.

Interruptor de Faltas IntelliRupter® PulseCloser®

- Segmenta os alimentadores em seções menores, com menor número de consumidores afetados
- Redireciona automaticamente o fornecimento por fontes alternativas para isolamento rápido de segmentos com falta

Pequena

- Entre 2 e 6 dispositivos por alimentador

Tecnologia PulseClosing®

- Usa 95% menos energia que o religador convencional no teste de falta
- Pode ser também usado em sistemas híbridos e em linhas subterrâneas

Religador Montado em Chave Fusível TripSaver® II



DERIVAÇÃO

Economia na Operação e na Manutenção

- Estratégias existentes de preservação ou queima de fusíveis provocam interrupções desnecessárias.
- Estas linhas longas são a parte mais exposta da rede e de manutenção cara.

Religador Montado em Chave Fusível TripSaver® II

- Evita que as interrupções temporárias se tornem permanentes
- Ajuda a evitar deslocamentos desnecessários

Intermediária

- Entre 10 e 50 dispositivos por alimentador

Elimina Interrupções Desnecessárias

- 80% das interrupções em linhas aéreas são temporárias.
- Recompõe o fornecimento automaticamente em interrupções temporárias

Interruptor com Rearme Automático VacuFuse® II



TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

Satisfação do Consumidor

- Questões de confiabilidade quase sempre se concentram em pontos específicos nesta parte da rede.
- Clientes estão insatisfeitos com o acesso de pessoal em suas instalações.

Interruptor com Rearme Automático VacuFuse® II

- Leva o teste de falta às fronteiras da rede – mais longe do que antes
- Determinação mais precisa dos pontos para as concessionárias que monitoram Consumidores Expostos a Interrupções Múltiplas (CEMI)

Ampla

- Dezenas de dispositivos por alimentador

Elimina Interrupções Indevidas

- 70% dos fusíveis queimados em transformadores aéreos de distribuição são resultado de operações indevidas
- Elimina a necessidade de operações de fusíveis e interrupções desnecessárias, mantendo a satisfação dos consumidores

Contate-nos em sandc.com

Descubra como melhorar a confiabilidade e reduzir custos de manutenção com as inovações da S&C em cada local da rede



Expansão da geração e da transmissão agita ânimos do setor elétrico

Leilões de transmissão, crescimento das renováveis e modernização do sistema foram algumas das principais discussões do XXVI SNPTEE, congresso que reuniu mais de 2.000 profissionais no Rio de Janeiro

“As fontes renováveis são cada vez mais essenciais no mundo que vivemos hoje e dominarão a expansão do parque de geração”, afirmou o diretor geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Sandoval Feitosa, durante a solenidade de abertura da vigésima sexta edição do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Reunindo geradoras, transmissoras, acadêmicos e provedores de tecnologia, o congresso foi palco para discussões tecnológicas importantes para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

Ainda durante a abertura do evento, Feitosa falou sobre como o gerenciamento pelo lado da demanda e as diversas fontes de armazenamento alterarão de maneira sensível a forma como produzimos energia. “Precisaremos aprender a gerenciar a intermitência e a variedade das fontes renováveis e a extrair o melhor das baterias. Tudo isso em um cenário cada vez mais digital em que a segurança cibernética será essencial para a segurança dos sistemas interligados”, afirmou. Para ele, não há dúvidas de que, em um futuro próximo, as fontes eólica e solar serão as grandes locomotivas que abastecerão o setor elétrico mundial. “Exemplo disso foi a aprovação pela Aneel de mais de 30 GW de usinas apenas no



ambiente livre, sendo 75% de origem solar e 17% eólica. Essa é mais uma grande oportunidade do protagonismo mundial do nosso país, que possui potenciais gigantescos de produção de energia a partir do sol e do vento”, declarou.

Neste cenário é fundamental a separação dos atributos de energia e de reserva de capacidade e o governo tem dado passos importantes nesse sentido. É o caso das propostas de modernização do setor que estão em tramitação no Congresso. O Projeto de Lei 414/2021 altera as regras de

funcionamento do setor elétrico e, entre outros pontos, amplia o acesso ao mercado livre de energia para todos os consumidores.

Atentos às mudanças que vêm ocorrendo no setor e à oportunidade de fazer o sistema elétrico evoluir acomodando adequadamente todas as fontes de energia disponíveis e otimizando o uso das redes, grandes fornecedores de tecnologia têm se preparado para atender às novas necessidades do setor. “Existem alguns motivadores para essa expectativa positiva para o

Enel Brasil e Eneva assinam acordo de compra e venda da Central Geradora Térmica Fortaleza (CGTF)

Conclusão da venda está prevista para ocorrer no terceiro trimestre de 2022, com valor estimado em R\$ 467 milhões

A Enel Brasil e a Eneva S.A. firmaram contrato de compra e venda de 100% da Central Geradora Térmica Fortaleza (CGTF/ Termo Fortaleza), usina de ciclo combinado de energia a gás e vapor. O preço da transação, a ser pago pela Eneva no fechamento do acordo, é de R\$ 467 milhões, correspondente a um enterprise value de, aproximadamente, R\$ 431 milhões. A operação também prevê pagamentos contingentes à recontração futura da usina, que podem alcançar até R\$ 97 milhões.

A transação faz parte dos projetos renováveis do Grupo Enel.

De acordo com Nicola Cotugno, Country Manager da empresa no país, “o Brasil é considerado um dos países prioritários neste processo, desempenhando um papel importante na estratégia do Grupo”. Ainda segundo Cotugno, após a conclusão desta operação, a capacidade instalada e o portfólio de geração da empresa no país atingirão o marco de 100% renováveis.

A conclusão da venda está prevista para ocorrer no terceiro trimestre de 2022, dependendo de condições como as aprovações da Enel Brasil, do Conselho de Administração de seus acionistas e

setor elétrico. As renováveis estão crescendo de forma exponencial. Neste ano, deve entrar uma capacidade expressiva de geração solar e há um volume enorme de transmissão a ser leiloado neste ano e, principalmente, em 2023. Soma-se a isso o fato de muitas concessionárias estarem com planos de investimentos para modernização de subestações”, elencou Sergio Jacobsen, CEO da Siemens para a divisão de Smart Infrastructure.

O mercado está agitado e tudo isso parece muito saudável para o setor. O gerente da Unidade de Negócio de linha de transmissão e subestação da Brametal, Rudimar Bonato, comentou que a empresa se antecipou a este movimento de modernização. “Em 2019 tivemos um incremento muito grande de capacidade, girando hoje em torno de 200 mil toneladas/ano, então, esse investimento nos deixa muito tranquilos para o cenário que está se desenhando para os próximos anos”, considerou. Pensando nisso, a empresa levou para o evento sua grande aposta: as torres monotubulares (postes metálicos) voltadas para o mercado de transmissão.

Vale destacar ainda o impacto da Indústria 4.0, presente em diversos setores econômicos, incluindo o mercado de energia. Sobre isso, o gerente de tecnologia na Hitachi, Julio Oliveira, contou que tem acompanhado de perto a jornada digital influenciada pela chamada Indústria 4.0 e, pensando nisso, a companhia tratou de desenvolver soluções compatíveis com essa revolução tecnológica. “Destacamos três pontos focais importantes: o monitoramento do transformador, um ativo muito importante para uma subestação, que pode ser acompanhado em tempo real por meio de sensores, que relatam tudo que está acontecendo com o equipamento. O

segundo ponto é a missão crítica de comunicação, em que sistemas de proteção e controle possibilitam a transmissão de dados em tempo real entre subestações, dando condições para que uma central tome a decisão, por exemplo, de ligar ou desligar circuitos de uma rede. Por fim, o terceiro ponto é a plataforma de gestão de ativos, que concentra os dados dos dois mecanismos citados, alimentando os algoritmos que conseguem analisar o histórico de informações e, com este aprendizado, prever uma falha. Assim, é possível agir antes da degradação de um equipamento”, explicou. Oliveira observou que existe uma grande tendência de digitalização de subestações, iniciada em 2017 e que deve se intensificar a partir deste ano de 2022. “A gente espera que o mercado efetivamente avance e para nós a expectativa é alta e estamos preparados para isso”, concluiu.

Inteligência artificial, Internet das Coisas, Indústria 4.0, Machine Learning e outros termos foram ouvidos com recorrência durante o evento. A State Grid, por exemplo, apresentou o protótipo de um veículo robótico para inspeção de subestações de energia. A tecnologia é capaz de operar em terreno irregular com navegação autônoma, tirar fotografias visuais e termográficas, conectar-se automaticamente à estação de recarga das baterias, entre outras funções. O protótipo foi desenvolvido em parceria com o Lactec, Copel e Furnas por meio de um projeto de P&D da Aneel.

Com o objetivo de reforçar sua marca no mercado de transmissão, a Alubar esteve presente no evento fortalecendo sua grande capacidade produtiva para atender aos projetos de energia elétrica no Brasil. Somando suas duas fábricas no

país, a empresa é capaz de fornecer cerca de 120 mil toneladas de cabos elétricos de alumínio por ano. A empresa não participa diretamente do leilão de linhas de transmissão da Aneel, mas fornece os condutores elétricos para que as empresas que disputam os lotes apresentem preços competitivos e confiabilidade na entrega dos projetos. No primeiro leilão do ano realizado pela Aneel, previsto para 30 de junho, a expectativa é de que seja gerada uma demanda de 85 mil toneladas de cabos de alumínio – volume que a Alubar garante que tem capacidade de absorver graças aos investimentos que têm sido feitos em sua planta fabril desde 2018.

O SNPTEE

Idealizado pelo Cigre-Brasil e coordenado por Furnas, o XXVI SNPTEE foi realizado entre os dias 15 e 18 de maio, no Rio de Janeiro (RJ). O evento aconteceu com um ano de atraso por conta da pandemia da Covid 19 e marcou a comemoração de 65 anos de Furnas, 50 anos do Cigre-Brasil e 50 anos do evento. Reunindo mais de 2.000 profissionais e cerca de 80 patrocinadores, esta edição contou com 16 grupos de estudo que abordaram os diversos temas das áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Foram selecionados, no total, em torno de 500 trabalhos técnicos, que apresentaram novas técnicas e tecnologias, assim como cases práticos de sucesso em cada uma das áreas de estudo.

A próxima edição do evento já tem local e concessionária anfitriã definidos. Será em 2023, em Brasília (DF), sob a coordenação da Eletronorte.

da autoridade antitruste brasileira, o CADE. O valor final está sujeito a ajustes de acordo com a prática padrão de mercado para esse tipo de transação.

A CGTF faz parte do Complexo Industrial e Portuário do Pecém, localizado em região estratégica para o crescimento do Estado do Ceará. A usina possui uma das mais modernas tecnologias em geração térmica do país, produzindo energia em um ciclo combinado de gás e vapor. Com capacidade de geração de 327 MW, possui 1,2 km de linha de transmissão em alta tensão (230 kV).



Brasil supera marca de 5 GW de energia solar centralizada

Bahia, Piauí e Minas Gerais são os estados com maior número de empreendimentos dessa fonte

O Brasil superou, ao fim do mês de maio deste ano, a marca de 5 GW de capacidade instalada em usinas solares fotovoltaicas com geração centralizada – ou seja, geradoras que estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), as usinas de grande porte equivalem a 2,2% da matriz elétrica do país. Desde 2012, o segmento já trouxe mais de R\$ 26,7 bilhões em novos investimentos e mais de 150 mil empregos acumulados, além de proporcionar uma arrecadação de R\$ 8,2 bilhões aos cofres públicos.

Entre os estados com maior capacidade instalada proveniente de usinas solares centralizadas se destacam a Bahia, com 1,35 GW, o Piauí, com 1,16 GW, e Minas Gerais, com 730 MW.

Para o presidente executivo da Absolar, Rodrigo Sawaia, o avanço da energia solar no Brasil, sobretudo das grandes usinas conectadas



Foto: Reprodução/Agência Nacional de Energia Elétrica

ao SIN, é fundamental para o desenvolvimento social, econômico e ambiental. A fonte ajuda a diversificar o suprimento de energia elétrica do país, reduzindo a pressão sobre os recursos hídricos e o risco de novos aumentos na conta de luz da população.

“As usinas solares de grande porte geram eletricidade a preços até dez vezes menores

do que as termelétricas fósseis emergenciais ou a energia elétrica importada de países vizinhos no ano passado”, comenta. “Graças à versatilidade e agilidade da tecnologia solar, são menos de 18 meses desde o leilão até o início da geração de energia elétrica. Assim, a solar é reconhecidamente campeã na rapidez de novas usinas de geração”, acrescenta Sawaia.

MME divulga estudo sobre digitalização e eficiência energética no setor de edificações

Documento pretende ampliar a discussão sobre o uso de tecnologias digitais no ciclo de vida das edificações

O Ministério de Minas e Energia (MME) realizou, na segunda quinzena de maio, o lançamento do estudo “Digitalização e eficiência energética no setor de edificações no Brasil”. Desenvolvido pelo MME em parceria com o Ministério Federal da Economia e Ação Climática da Alemanha (BMWK) e o Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR), o documento oferece uma base para a formulação de políticas públicas que visam o aumento da eficiência energética no setor de edificação por meio da transformação digital.

Durante o lançamento, o diretor do departamento de desenvolvimento energético do MME, Carlos Alexandre Pires, destacou a importância da pesquisa. “O estudo culminou em duas publicações que identificam e sistematizam

soluções e aplicações digitais para o setor de edificações, incluindo também a habitação de interesse social. Foram analisados diferentes cenários de digitalização para cada fase da edificação, destacando seu potencial na redução de consumo e emissões do setor”, salientou.

Contexto

Um dos consultores do projeto, George Soares, da Growing Energy Consultoria, ressaltou que o segmento das edificações é um dos principais consumidores de energia, representando cerca de 40% do consumo energético final na Europa e 15% no Brasil – com respeito à matriz de consumo de energia elétrica, participa com 51% no Brasil. “O outro fator é que a gente percebe a grande transformação digital que a nossa



Imagem: Reprodução/MME

sociedade vem sofrendo a cada dia. A indústria da Construção Civil também está sendo impactada por essa transformação, daí a necessidade de estudar como a digitalização impacta a eficiência energética em edificações”, afirmou Soares.

No site do MME (www.gov.br/mme), é possível ter acesso à íntegra do relatório “Digitalização e Eficiência Energética no Setor de Edificações no Brasil”.

TRANSFORMANDO ENERGIA EM **DESENVOLVIMENTO.**



Imagens ilustrativas.



trael.com.br

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



PARATEC

A SOLUÇÃO QUE PROTEGE

SISTEMA DE PÁRA-RAIOS PREDIAIS - SISTEMA COMPLETO



**CAPTORES
TIPO FRANKLIN**



**CONDUTORES
DE ALUMÍNIO**



**SUPORE DE
USO GERAL**



**SUPORE 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_para-raios



Paratec Para-Raios

BEN 2021: crescimento da oferta interna e queda das renováveis na matriz energética

EPE publica síntese do Balanço Energético Nacional em 2021, que traz dados consolidados sobre as transformações do setor ao longo do último ano



A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), publicou, no fim do mês de maio, a nova edição do relatório síntese do Balanço Energético Nacional (BEN), destacando as principais variações de 2021 em relação a 2020.

Elaborado anualmente, o documento constitui fonte oficial de dados e informações sobre a matriz energética brasileira, tratando-se da principal base para monitoramento do setor e das políticas de energia.

Confira os destaques do relatório:

Crescimento da oferta interna e efeitos da crise hídrica

Verificou-se, no caso da energia elétrica, um crescimento na oferta interna de 25,7 TWh (+3,9%) em relação a 2020, totalizando 679,2 TWh. O principal destaque foi o avanço da geração à base de gás natural (+46,2%), fonte acionada para compensar os efeitos da severa escassez hídrica atravessada em 2021. Nesse contexto, a oferta de geração hidráulica reduziu 8,5%, acompanhando a queda na importação (-6,5%), cuja principal origem é Itaipu.

Queda da participação de renováveis na matriz energética

A participação de renováveis na matriz energética foi marcada pela queda da oferta de energia hidráulica e da biomassa da cana-de-açúcar, associada à escassez hídrica e ao acionamento das usinas termelétricas. Por outro lado, houve avanço estrutural de outras fontes renováveis, como eólica e solar.

Nesse contexto, a participação de renováveis na matriz energética foi de 44,7% do total, uma redução conjuntural em relação aos 48,5% de 2020, mas um avanço em relação aos 39,5% observados em 2014, ano também impactado pela escassez hídrica.

Do consumo total de energia em 2021, cerca de 20% se deram na forma de eletricidade. Especificamente sobre a matriz elétrica, as fontes renováveis representaram 78,1% do total, uma redução conjuntural em relação aos 83,8% de 2020, mas um avanço em relação aos 74,7% observados em 2014, ano também impactado pela escassez hídrica.

De acordo com calendário de publicações da EPE, o Relatório Final do BEN 2022 e sua versão interativa estão previstos para agosto.

18 DIGITALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A transformação digital está em toda a parte. No setor elétrico, a digitalização já é realidade com processos cada vez mais automatizados e com a entrada de incontáveis dispositivos, como sensores, medidores, câmeras, computadores, etc. Sob coordenação de Julio Omori, superintendente na Copel Distribuição, este fascículo, composto por 4 artigos, abordará conceitos, histórico, evolução e tendências de digitalização no setor elétrico. Nesta edição:



Capítulo IV - A digitalização de recursos energéticos distribuídos e demais elementos da indústria 4.0

Por Julio Omori

- A revolução no Sistema Elétrico de Potência
- A digitalização e os recursos energéticos distribuídos
- Elementos da Indústria 4.0 para o segmento de energia

24 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, discorrerá sobre a chegada da chamada "Manutenção 4.0", passando por aspectos conceituais e práticos.



Capítulo IV - Geolocalização para suporte à manutenção em subtransmissão: uma abordagem funcional

Por Evandro Meireles

- Monitoramento de ativos
- Visualização das características das torres e das subestações
- Localização de ativos e de equipes
- Acompanhamento de queimadas e descargas atmosféricas

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 IV - Perigos do acesso remoto a sistemas de controle industriais

Por Marcelo Branquinho e Rodrigo Leal

- Os riscos do acesso remoto a sistemas de controle
- Controles compensatórios
- Conclusão e recomendações

Digitalização do setor elétrico

Por Julio Omori*

Capítulo IV

A digitalização de recursos energéticos distribuídos e demais elementos da indústria 4.0

A REVOLUÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

A maior mudança que o sistema elétrico tem sofrido é devido à conexão em larga escala dos Recursos Energéticos Distribuídos, os chamados REDs. Este termo tem origem no inglês DER – Distributed Energy Resources e é definido como tecnologias de armazenamento ou geração de energia elétrica localizadas na área de concessão de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades de consumo ou atrás do medidor (behind-the-meter). Adicionalmente a esta definição, nos últimos anos, o conceito de resposta à demanda e ao gerenciamento pelo lado da demanda também tem sido integrado aos REDs.

Existe um grande desafio em conectar e operacionalizar a entrada destes recursos principalmente ao sistema de distribuição, pois, dependendo do ponto de conexão, a potência de curto-circuito é baixa, ocasionando potenciais problemas de qualidade da energia e de segurança.

Como foi tratado nos três primeiros capítulos desta série voltada para a digitalização do setor elétrico, este conceito também tem crescido muito durante os últimos anos e pode ser a ferramenta ideal para integrar os REDs aproveitando o máximo benefício possível.

Ainda com relação à transformação digital, é importante estabelecer uma relação com os elementos da Indústria 4.0 e o seu potencial de aplicação no sistema elétrico. Praticamente todas as tecnologias - Internet of Things, Big Data, inteligência artificial, robotização, realidade virtual, sistemas analytics, computação em nuvem, blockchain, segurança cibernética, entre outras – podem ser aplicadas sem restrições.

O segmento de distribuição de energia está, especialmente,

passando por um grande processo de automação com as redes elétricas inteligentes, conforme foi descrito no capítulo 3 deste fascículo. Desta forma, pode-se considerar que está aderente aos conceitos de aplicação de sensores, atuadores e controladores, integrados através de um sistema de comunicação de dados, aderente à Indústria 3.0. A oportunidade que se apresenta é aproveitar o grande desenvolvimento tecnológico da digitalização para aplicar os conceitos da Indústria 4.0 praticamente simultaneamente.

A DIGITALIZAÇÃO E OS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

A geração de energia próxima da carga, que representa uma forma de RED, não é um movimento novo. Os sistemas elétricos de potência nasceram desta forma, com a geração local atendendo também a uma carga local. Com o crescimento dos sistemas de transmissão e a necessidade de interligação, assim como o surgimento de grandes plantas de geração de energia, a geração de pequeno porte perdeu importância. Agora no século XXI, com a facilidade de geração de energia de poucos MWs ou até mesmo KWs e o desenvolvimento tecnológico do controle e proteção digital, além do apelo ambiental pela integração de fontes de energia renováveis, a geração distribuída ganhou um impulso sem precedente.

As variáveis controladas pelo sistema de geração de energia permanecem as mesmas: tensão, frequência, potência ativa e potência reativa. Grande parte das unidades de geração distribuída é concebida para operação em regime de paralelismo permanente com o sistema elétrico, utilizando o grande sistema interligado nacional como barra infinita para recepção desta potência.

para que as malhas de controle possam buscar o controle de tensão e de frequência diretamente.

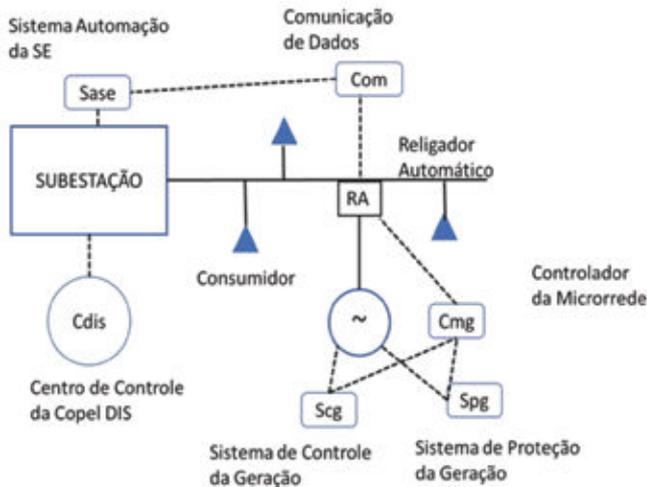


Figura 3 – Controle e supervisão dos ativos que compõem uma microrrede.

A operação de uma microrrede é um exemplo da importância da digitalização aplicada à geração distribuída, armazenamento e controle de cargas. A implantação deste conceito proporciona uma mudança disruptiva na operação dos sistemas elétricos de potência, que terão parte dos seus ativos conectados ou desconectados de forma dinâmica em benefício dos consumidores e do próprio sistema elétrico, uma amostra da revolução que se aproxima.

Da mesma forma que as microrredes, o conceito das Plantas Virtuais de Geração de Energia (Virtual Power Plants), que considera o somatório dos recursos energéticos distribuídos como uma grande planta de geração de energia, neste caso, virtual, pois não existe fisicamente, mas que pode ser considerada como um grande bloco de potência que pode ser controlado. Com o volume de geração distribuída que o Brasil tem conectado mensalmente em seu sistema elétrico, que é um dos cinco maiores do mundo, existe um grande desafio para evitar efeitos colaterais no sistema de distribuição. Um caminho para evitar os referidos problemas está no controle e no despacho desta geração distribuída, constituindo a filosofia de controle de uma Virtual Power Plant. Existem requisitos regulatórios que precisam ser determinados para que o controle possa ser estabelecido até o menor consumidor com microgeração. A tecnologia já está disponível e podem ser verificados grandes projetos sendo realizados fora do Brasil que utilizam plataformas

como os DERMs (Distributed Energy Resource Management), criando um agente similar ao Operador Nacional do Sistema, que controla o sistema de transmissão e o despacho de grandes usinas para o segmento de distribuição.

O armazenamento de energia distribuída

O primeiro grande impulso realizado no Brasil para o desenvolvimento do armazenamento de energia aplicado ao sistema elétrico foi realizado pela Chamada de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico da Aneel número 21, para a avaliação de arranjos técnicos e regulatórios para sistemas de armazenamento de energia. Muitos projetos que continham sistema de pequeno porte (poucos kW e kWh) e de médio porte (MW e MWh) foram desenvolvidos e implantados, demonstrando a possibilidade de utilização desses recursos para otimização da curva de carga, redução de perdas, melhoria do perfil de tensão e ganho de qualidade da energia com a operação como uma segunda fonte de um sistema ininterrupto de fornecimento de energia para uma determinada carga crítica.

Projetos de centenas de MW-MWh têm sido aplicados fora do Brasil, principalmente nos Estados Unidos, demonstrando que é uma tecnologia que veio para contribuir de forma decisiva para a mudança na operação do setor elétrico.

Apesar do êxito verificado na aplicação de plantas de médio porte, os sistemas de pequeno porte também têm sido utilizados de forma significativa. A Figura 4 apresenta um sistema Power Wall da empresa norte-americana Tesla. Este sistema de armazenamento de energia de 14 kWh pode alimentar uma residência típica por até um dia sem a necessidade da rede de energia. Pode ser utilizado também em conjunto com um sistema de geração de energia e estabelecer o carregamento das baterias nos horários e patamares de carga mais adequados.



Figura 4 – Sistema de armazenamento eletroquímico residencial.
 Fonte: Tesla.



ACESSE
NOSSO
SITE



MW TOMADA INTELIGENTE:

UMA NOVA ERA EM SEGURANÇA
E TECNOLOGIA PARA
O SETOR ELÉTRICO.

Garantir o controle de utilização de um ponto elétrico somente para profissionais autorizados, e monitorar a qualidade da energia elétrica em tempo real agora é possível.

Não é incrível? Temos um plano ideal para a sua empresa.

PRINCIPAIS RECURSOS

ANALISADOR DE ENERGIA

DASHBOARD EFICIENTE

BLOQUEIO AUTOMÁTICO GARANTINDO "ENERGIA ZERO" POR FALTA DE ATERRAMENTO, SOBRECARGA, FUGA DE CORRENTE, DETECÇÃO DE FUMAÇA OU POR AQUECIMENTO INTERNO.

CONTROLE DE UTILIZAÇÃO PELO CRACHÁ DO COLABORADOR

HISTÓRICO DE UTILIZAÇÃO

BLOQUEIE REMOTAMENTE DE QUALQUER LUGAR NO MUNDO

CARACTERÍSTICAS

Polos: **3P + T** ou **2P +T** | Corrente Nominal: **16A, 32A, 65A** ou **125A** | Posição Horária T: **6h** | Tensão Nominal: **220V, 380V** ou **440V** | Grau de Proteção: **IP69** | Frequência de Trabalho: **50/60Hz** | Normas: **EN 60309-1 (1999) - EN 60309-2 (1999) - EN 60309-1/A1 (2007) - EN 60309-2/A1 (2007) - EN 60309-4 (2007) - DIRECTIVE LOW VOLTAGE 2014/35 /UE**



A digitalização pode trazer benefícios tanto para o lado do consumidor, que pode utilizar o armazenamento de energia como um elemento do sistema de gestão energética, como para as distribuidoras que, assim como a geração distribuída, poderiam despachar os sistemas de armazenamento de energia para o benefício do sistema elétrico, sendo o consumidor beneficiado pela remuneração de um serviço ancilar. Os próprios agentes de geração, transmissão e distribuição de energia também estariam aptos para implantar sistemas próprios de armazenamento de energia para melhoria e otimização de suas áreas de concessão.

O gerenciamento pelo lado da demanda

Com os projetos de redes elétricas inteligentes ganhando cada vez mais impulso no Brasil e a digitalização da rede chegando até o consumidor final, a integração desta rede com as cargas do consumidor pode ser efetivada. Por outro lado, conforme foi apresentado no artigo anterior desta série, os consumidores de energia têm adotado cada vez mais o conceito de automação residencial, proporcionando uma possibilidade de controle individual a nível de tomadas de consumo e de pontos de iluminação denominados de dispositivos inteligentes.

Desta forma, estabelecer uma coordenação e controle de parte das cargas dos consumidores por um agente do setor elétrico nunca esteve tão facilitado como atualmente. Neste contexto, o controle da carga em conjunto com a geração e com o armazenamento de energia pelo lado do consumidor podem proporcionar um nível de gestão energética interessante, estabelecendo bases para operação de microrredes mais robustas e obtendo benefícios quando as tarifas forem dinâmicas, binômias dentro de um contexto de mercado livre de energia.

O controle dos veículos elétricos

Os veículos elétricos podem ser considerados uma carga significativa a ser controlada e, desta forma, se encaixar no conceito de gerenciamento pelo lado da demanda, mas também podem ser considerados como um elemento que armazena energia e que poderia naturalmente operar como V2H (Vehical to Home) e alimentar as cargas de uma instalação residencial, e também V2G (Vehical to Grid), alimentando parte do próprio sistema elétrico, ajudando a fortalecer uma determinada microrrede, ou uma usina virtual de energia. Este conceito é ilustrado na Figura 5, em que o Operador da Rede de Distribuição (DSO) é novamente citado como o elemento responsável por operar o sistema elétrico estabelecendo as relações com os veículos elétricos e a rede de recarga, orquestrando todos estes elementos em benefício ao sistema elétrico.



Figura 5 – Visão da gestão dos veículos elétricos como recursos energéticos distribuídos.

Novamente, neste contexto, a digitalização é fundamental. Pode-se verificar, na Figura 5, tanto a necessidade de conectividade entre os veículos, eletropostos e o Operador da Rede de Distribuição, bem como os demais sistemas de gestão.

ELEMENTOS DA INDÚSTRIA 4.0 PARA O SEGMENTO DE ENERGIA

Como foi mencionado, o potencial de aplicação dos elementos da Indústria 4.0 no sistema elétrico é muito elevado. Muitos agentes do setor já têm utilizado várias destas ferramentas, estabelecendo casos de sucesso. O objetivo de ilustrar mais esta oportunidade de utilização da digitalização em benefício ao sistema elétrico de potência é encerrar a série de quatro capítulos, apontando para um mundo de novas oportunidades que o conceito de transformação digital pode trazer com a abordagem de alguns elementos. De forma lógica, o objetivo não é esgotar o assunto.

Analytics e Big Data

Com um número cada vez maior de dados provenientes da automação de sistemas corporativos, da automação do sistema de operação, dos novos sensores provenientes de projetos de redes elétricas inteligentes e da integração com o consumidor final, a aplicação de sistemas de análise automática destes dados, agregando valor às aplicações (sistemas analytics), e a utilização dos dados para transformar em informações (Big Data) tem ganhado cada vez mais importância na jornada de transformação digital das empresas.

A Figura 6 ilustra esse contexto. Aplicações na área de controle de qualidade, gerenciamento de ativos, combate a perdas, proteção à receita, redução de custos operacionais, melhoria de indicadores de qualidade de energia e comerciais, entre outras, já têm sido utilizadas com êxito.



Figura 6 – Big Data & Analytics.

Outra discussão importante é a utilização de sistemas em nuvem para armazenamento dos dados e a utilização cada vez maior de softwares de análise como serviço.

A robótica e o uso de drones

Um dos principais elementos da indústria 4.0 aplicado às empresas do setor elétrico tem sido a robótica e o uso de drones. A utilização destes dispositivos - como sensores, que podem, além das imagens geradas, também gerar informações sobre as condições térmicas e ambientais dos ativos - atende a uma demanda permanente de gestão dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia.

A utilização de drones para inspeção de linhas de transmissão e redes de distribuição de difícil acesso, ou críticas do ponto de vista de manutenção, já tem sido uma realidade no segmento. A Figura 7 ilustra esta aplicação.

Também tem sido discutida a possibilidade de utilização dos drones para operação em tempo real e o apoio à localização de defeitos, com mais agilidade que as equipes convencionais na busca do reestabelecimento do sistema após uma interrupção.



Figura 7 – Aplicação de drones para inspeção em redes de distribuição.

Os robôs também têm sido utilizados, principalmente, no monitoramento contínuo de subestações, que é uma condição mais controlada. Também existem registros da utilização na

inspeção de unidades geradoras com difícil acesso e na inspeção de linhas de transmissão, com tecnologia para passar de estrutura a estrutura e com grande capacidade de autonomia.

Talvez em um futuro breve seja comum identificarmos nos postes e linhas de transmissão dispositivos robôs de uma grande diversidade de tamanhos e finalidades dando apoio ao monitoramento do sistema elétrico.

Inteligência artificial

Os métodos que utilizam o aprendizado de máquina, aprendizado profundo e a sua integração com o conceito de inteligência artificial já têm sido utilizados com sucesso em algumas aplicações no sistema elétrico. É natural que, após a aplicação de um nível básico de automação no processo, seguindo para análises automáticas de grande volume de dados, que estabelecem condição de apoio à tomada de decisão a partir de uma determinada regra, o próximo nível a ser atingido seja o do aprendizado com as experiências obtidas e a respectiva substituição do elemento humano em atividades cognitivas mais elementares.

As aplicações que utilizam técnicas de inteligência artificial têm sido apontadas como as mais promissoras dentro do conceito da Indústria 4.0 e merecem ser acompanhadas com bastante atenção como potencial aplicação no sistema elétrico de potência.

Segurança cibernética

Nos quatro capítulos que compõem esta série de digitalização do sistema elétrico foi possível demonstrar vários benefícios e as vantagens da transformação digital aplicada ao setor. No entanto, existem também desvantagens e uma das principais é a potencialização do aumento do risco de problemas cibernéticos, tanto na operação normal dos processos, quanto nos ataques externos.

A preocupação com a identificação de anomalias, com a tecnologia de proteção a ser aplicada, com os processos que precisam ser redesenhados, com uma análise mais crítica com relação aos ativos e seus riscos, além de um grande programa de governança e treinamento de todos os colaboradores que trabalham com tecnologia de operação, é fundamental para mitigar os riscos de problemas cibernéticos. Quem quiser ter mais informações sobre o tema pode consultar os fascículos sobre segurança cibernética que têm sido publicados por esta revista.

**Julio Shigeaki Omori é engenheiro eletricista e possui mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. É professor de Engenharia Elétrica e de Energia na Universidade Positivo e superintendente na Copel Distribuição.*

Manutenção 4.0

Por Evandro Meireles*

Capítulo IV

Utilização de ferramenta de geolocalização para suporte a atendimentos de manutenção em subtransmissão: uma abordagem funcional

O Brasil é o país que apresenta a maior incidência de raios. Anualmente, cerca de 77,8 milhões de descargas atmosféricas são registradas e a razão deste índice é geográfica. Sendo o maior país da zona tropical do planeta – área central onde o clima é mais quente, há uma maior tendência para formação de tempestades e raios, segundo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe).

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) revelam que, em 2020, foram registradas cerca de 3.950 ocorrências de desligamento em linhas de transmissão em todo o território nacional. No gráfico a seguir podemos observar

que grande parte dos eventos foram decorrentes de queimadas e de descargas atmosféricas.

O ArcGIS Enterprise e seu conjunto de soluções fornecem uma visão geográfica dos ativos em conjunto com informações em tempo real de eventos ao entorno, contribuindo para uma rápida tomada de decisão e redução do tempo-resposta para restabelecimento do sistema mediante ocorrências adversas.

A suíte de aplicativos disponível no ArcGIS Enterprise tornou-se peça fundamental para a eficácia do projeto. Dentre as soluções ready to use destaca-se o ArcGIS Dashboard, que permite a criação de painéis gerenciais interativos em

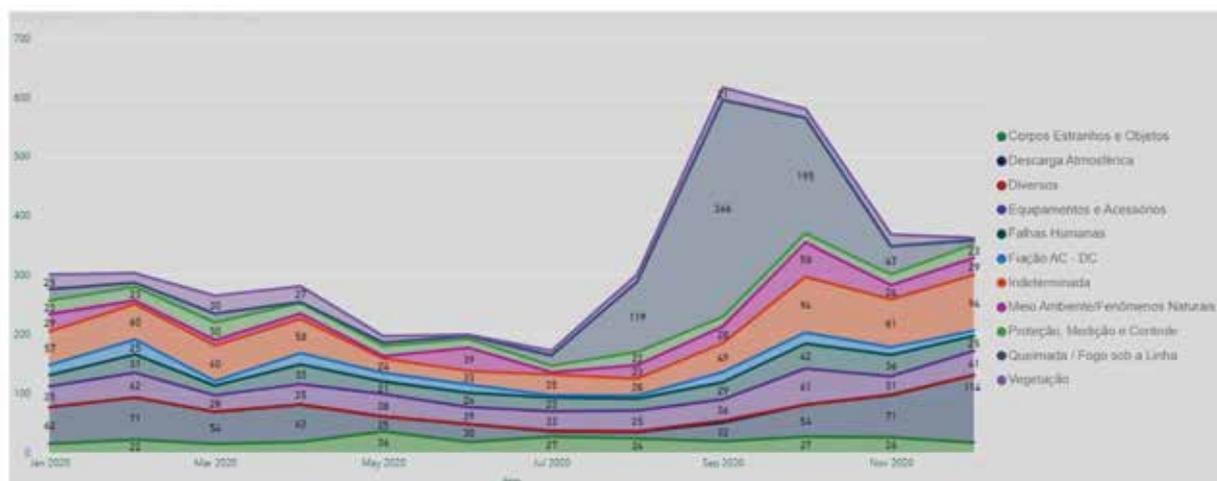


Figura 1 – Eventos de desligamento em linhas de transmissão. Fonte: Aneel.

uma única tela para análises baseadas em localização e monitoramento em tempo real.

A geolocalização está entre as principais tecnologias fundamentais para ajudar no monitoramento de ativos. Trata-se de um processo de identificação de informações geográficas, apreendidas por meio de dispositivos conectados à internet, satélite ou radiofrequência. Esses subsídios auxiliam empresas a determinar a localização perfeita de seus ativos, de clientes e de fornecedores, e são empregadas em diversas aplicações e áreas, de modo a aperfeiçoar a oferta de serviços e identificar novos processos conforme as necessidades locais.

O sistema elétrico vem se aperfeiçoando nessa tecnologia de geolocalização utilizando ferramentas como ArcGIS e parcerias com empresas especializadas no assunto. Nesse tema nasceu o primeiro projeto GIS (Sistema de Informação Geográfica) que monitora as linhas de transmissão e suas estruturas, disponibilizando subsídios como:

- Informando no mapa a área de cobertura satélite e telefonia móvel;
- Visualizando nos mapas as características das torres como: altura, esforço, número do barramento da estrutura, tipo de cabo e tipo da estrutura etc.;
- Visualizando os rios e estradas no mapa;
- Guardando o histórico de queimadas e descargas atmosféricas da região;
- Monitorando em tempo real as descargas atmosféricas próximas as linhas;
- Disponibilizando dados para possíveis correções no cadastro técnico;
- Monitorando as subestações de distribuições e de força visualmente no mapa.
- Monitorando a localização das equipes de Linha Viva de AT em tempo real.

O painel monitora linhas de transmissão por tensão, subestações e torres com seus devidos atributos. Neste ambiente é possível visualizar eventos como focos de calor registrados pelo Satélite MODIS.

Os registros de focos de calor são atualizados a cada 30 minutos e são fornecidos como um serviço de feição disponível no ArcGIS Living Atlas. Esta informação é produto do Sistema de Observação da Terra da NASA (EOSDIS), o qual utiliza GIS e sensoriamento remoto.

O painel também monitora a incidência de raios na área de concessão da Equatorial. Disponível como um serviço de

CABO PROTEGIDO

Resistente ao trilhamento elétrico até 4,75 kV.

15kV • 25kV • 35kV
NBR 11873

Com WATER BLOCKING

Redes Compactas / Alumínio

Cabo com dupla cobertura com resistência aos raios UV, abrasão e intempéries. Oferece baixo impacto visual, pois permite compactação da rede aérea de distribuição e pode ser empregado em locais arborizados reduzindo a frequência de poda.



Utilize Espaçadores Incesa

O espaçador losangular com travas da Incesa, facilita a instalação e garante uma correta fixação dos condutores através de sistemas de travas inteligentes e molas poliméricas.

EMPRESA CERTIFICADA
ISO 9001
Conдумax e Incesa

EMPRESA CERTIFICADA
ISO 14001
Conдумax

EMPRESA CERTIFICADA
IATF 16949
Conдумax

LIGUE E SOLICITE UM
ATENDIMENTO TÉCNICO
0800 701 3701
www.condumax.com.br

Conдумax
FIOS E CABOS ELÉTRICOS

Incesa
COMPONENTES ELÉTRICOS

f CONДУМАХ.ИНСЕСА
E GRUPOCONДУМАХ.ИНСЕСА

@ CONДУМАХ.ИНСЕСА

in CONДУМАХ.ИНСЕСА
E GRUPOCONДУМАХ.ИНСЕСА



Figura 2 – Tela de monitoramento de linha de transmissão.

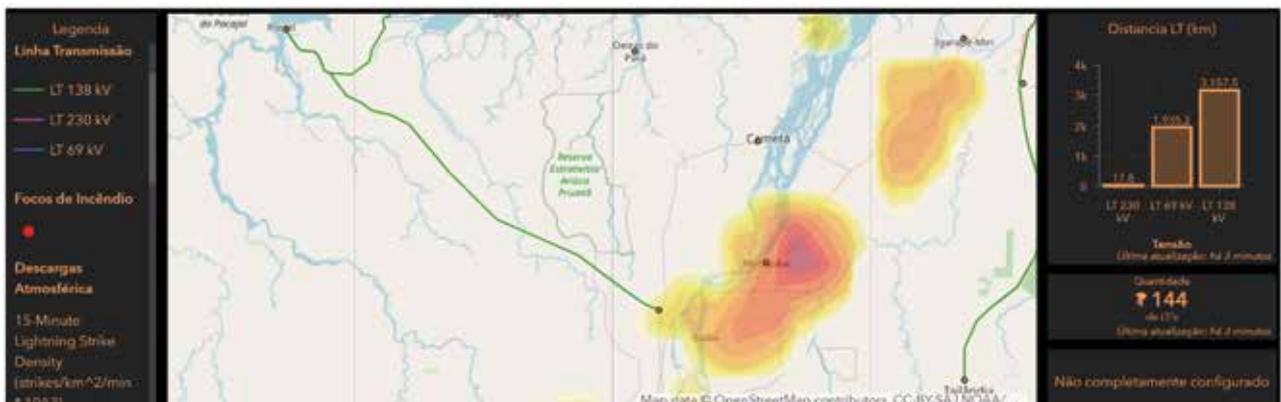


Figura 3 - Descargas elétricas se aproximando das linhas de transmissão na ilha de São Luis (MA).



Figura 4 – Centro de Operações.

feição e atualizado a cada 15 minutos, é fornecido pela Agência Americana NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) e auxilia na análise preliminar de possíveis causas de incidentes em linhas de transmissão decorrentes de descargas atmosféricas apoiando assim as tomadas de decisão.

Os Centros de Operações Integrados já podem contar acompanhamento meteorológico da concessão por meio dessa ferramenta de monitoramento geoespacial, aumentando a confiabilidade da informação e assertividade na tomada de decisão por parte da concessionária.

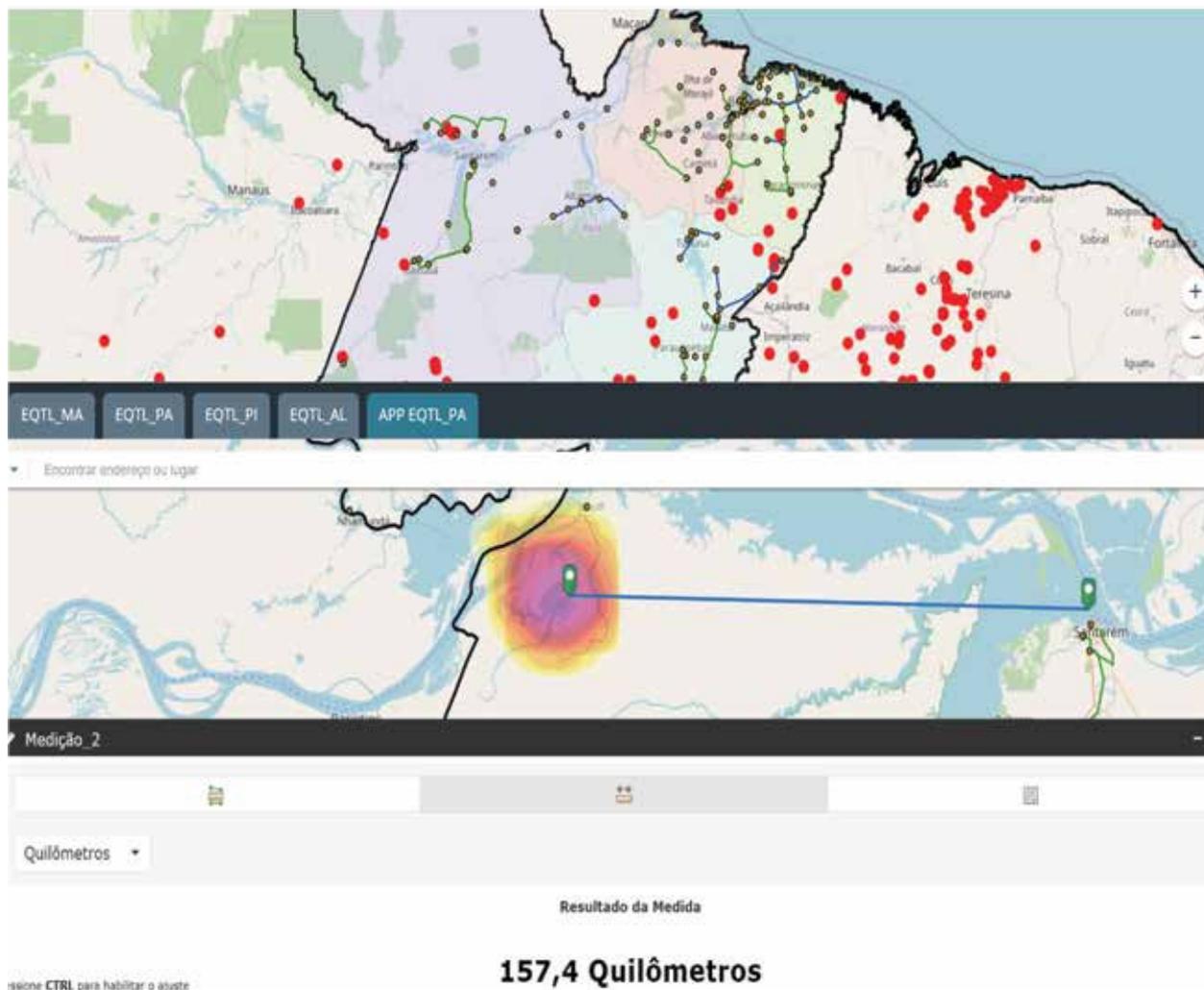


Figura 5 – Painel permite a localização exata dos ativos.

Há também a Solução Web AppBuilder for ArcGIS, que oferece um conjunto de funcionalidades prontas para uso e baseadas em localização para diversas análises do negócio. Usando ferramentas para analisar e visualizar dados, possibilita o compartilhamento de informações geográficas entre as áreas por meio de aplicativos, mapas e relatórios.

A Figura 6 ilustra o painel que possibilita ao usuário encontrar a localização do ativo, planejando uma tomada de decisão mais inteligente e o empoderando para responder de maneira mais

rápida a situações cruciais. Os recursos como desenhar, medir, imprimir foram adotados.

Com essa iniciativa de monitorar ativos do setor elétricos reunimos as principais geotecnologias digitais, com isso, foi possível melhorar as tomadas de decisões e até prever futuros desligamentos que podem comprometer o DEC e o FEC nas distribuidoras e transmissoras.

**Evandro Meireles é executivo de geoprocessamento da Gerência Corporativa de Cadastro e Geoprocessamento da Equatorial Energia.*

Segurança cibernética

Por Marcelo Branquinho e Rodrigo Leal*

Capítulo IV

Perigos do acesso remoto a sistemas de controle industriais

INTRODUÇÃO

Os sistemas de controle e supervisão possuem funcionalidades que permitem uma gestão mais flexível através do acesso remoto. Hoje em dia é possível supervisionar e controlar uma planta de automação, por exemplo, através de um tablet ou um celular utilizando uma rede sem fio gratuita.

No primeiro capítulo deste fascículo foi comentado que a pandemia acelerou ainda mais a digitalização e o acesso remoto, transformando nosso modo de vida e nosso modo de trabalho, trazendo benefícios e desafios em vários segmentos, inclusive do setor elétrico.

O acesso remoto aos sistemas de controle permite a rápida atuação em casos urgentes, além da dramática redução de custos em viagens para reparos em equipamentos em localidades distantes.

Uma das principais funcionalidades da tecnologia de acesso remoto é tornar possível o acesso simultâneo de vários usuários a sistemas SCADA via redes locais ou pela internet sem a necessidade da instalação de programas nos dispositivos usados (o acesso é feito através de browsers).

Os celulares, tablets e computadores que não utilizam o sistema operacional Windows são dotados de aplicativos clientes do protocolo RDP, o qual oferece suporte para acesso remoto a outros tipos de protocolos e sistemas operacionais.

OS RISCOS DO ACESSO REMOTO A SISTEMAS DE CONTROLE

Se, por um lado, o acesso remoto traz muitos benefícios em termos de produtividade e eficiência para as indústrias, por outro

lado, ele também abre portas para ataques externos, maliciosos ou não.

Existem alguns pontos críticos nas soluções de acesso remoto que devem ser observados:

- **Autenticação fraca:** a grande maioria dos aplicativos de mercado disponibiliza o acesso remoto com autenticação baseada na dupla “usuário e senha”. Este tipo de autenticação é a mais fraca que existe e pode ser atacada de diversas formas que vão desde ataques de força bruta à instalação de keyloggers nas máquinas dos usuários remotos através de malware personalizado. Já imaginaram o que aconteceria se algum invasor conseguisse obter as credenciais de acesso remoto a um sistema SCADA?
- **Uso de máquinas não confiáveis:** é uma boa prática de segurança garantir que os computadores que acessam remotamente a rede de automação tenham atualizados os patches e as soluções de antivírus. Dentro do perímetro de redes corporativas e de controle é relativamente simples estabelecer políticas que evitem que máquinas desatualizadas (vulneráveis) não tenham acesso à rede. Mas e se o usuário remoto utilizar máquinas que não estão cobertas pela política de segurança da rede da empresa? Quem pode garantir que uma máquina remota está livre de malware que contaminará a rede de controle durante o acesso remoto ou roubará as credenciais de acesso do usuário?
- **Uso de redes não confiáveis:** a Internet e as redes wi-fi públicas são canais de transmissão de dados completamente promíscuos. Estas redes não possuem tráfego de dados criptografados e podem ser espionadas (através de sniffers¹) por atacantes que roubarão as

credenciais de acesso.

- **Modems permanentemente habilitados:** muitos fabricantes de soluções de automação disponibilizam modems para comunicação direta com a planta de automação de seus clientes. Com isto conseguem atuar rapidamente em caso de falhas nos sistemas de controle e restabelecer sistemas com problemas. A boa prática manda que os modems sejam ligados somente durante o período em que o fabricante esteja atuando no sistema, e que sejam

desligados logo após. O risco ocorre quando o cliente se esquece de desligar (ou desconectar) o modem após um acesso remoto deixando o equipamento pronto para receber chamadas externas. Os atacantes utilizam software para war dialing e realizam ataques fazendo uso destas conexões desprotegidas.

- **Tecnologias vulneráveis:** o protocolo RDP usado em conexões remotas é extremamente vulnerável. Existem inúmeros ataques que exploram as vulnerabilidades do RDP2, principalmente, em versões mais antigas, sendo o mais comum deles o ataque do homem do meio (MITM – Man In The Middle). Além disso, o Internet Explorer é o browser mais vulnerável do mercado e um grande facilitador para a maioria dos ataques via Metasploit (ferramenta open source usada em análises de vulnerabilidades e testes de invasão, mas que em muitas vezes é utilizada como plataforma para ataques por crackers).

- **Baixo nível de detalhamento em trilhas de auditoria:** a falta de mecanismos de autenticação fortes baseados em múltiplos fatores faz com que a única trilha de auditoria gravada durante um acesso remoto seja a identificação do usuário que está acessando. Mas como garantir que a pessoa que está acessando a planta é quem realmente diz ser? E se tiver acontecido um roubo de identidade, que recursos teremos para descobrir a autoria de um ataque caso ele seja realizado por um acesso remoto?

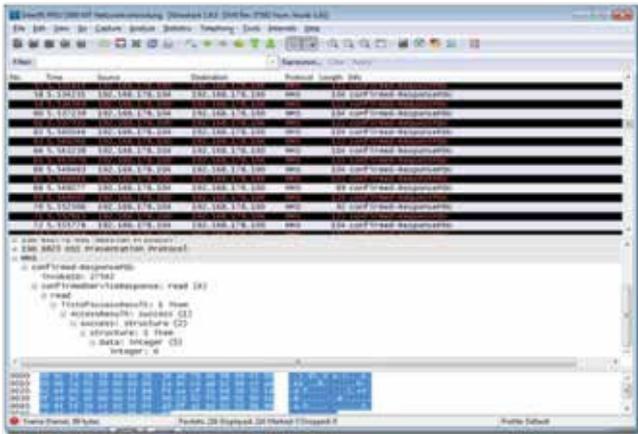


Figura 1: Wireshark analisando pacotes de uma rede industrial de energia.



SE PASSA COBRECUM,
PASSA SEGURANÇA

IR 7286 IFC/COBRECUM CABO GTEPROM FLEX 90°

CABO GTEPROM FLEX HEPR 90 °C 0,6/1 kV
É O CABO PARA CIRCUITOS DE ALIMENTAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DA COBRECUM COM CLASSES DE ENCORDAMENTO 4 E 5. ISOLAMENTO EM HEPR PARA 90 °C E COBERTURA EM PVC S72 ANTICHAMA. SUA FLEXIBILIDADE ALIADA A ALTA TECNOLOGIA GARANTE SEGURANÇA PARA TODA INSTALAÇÃO.

(11) 2118-3200 /cobrecom - www.cobrecom.com.br

CONTROLES COMPENSATÓRIOS

Os benefícios que o acesso remoto traz às indústrias são tão grandes que é impensável abandonar esta tecnologia. Mas como utilizá-la de forma segura?

Os principais padrões de segurança de redes de automação detalham alguns controles compensatórios que podem aumentar bastante o nível global de segurança de sistemas de controle com acesso remoto. Os principais controles são os seguintes:

- **Senhas fortes para o acesso remoto:** as senhas utilizadas por usuários do acesso remoto devem ser fortes, possuindo pelo menos 8 caracteres e possuindo letras maiúsculas e minúsculas, números e caracteres especiais. Políticas de senha devem ser utilizadas e o acesso bloqueado em caso de muitas tentativas sem sucesso;
- **Uso de duplo fator de autenticação:** recomenda-se o uso de outros mecanismos de autenticação complementares à senha. Biometria e tokens OTP (one time password) são exemplos de mecanismos que fazem com que mesmo que um atacante consiga descobrir um usuário e senha válidos para um acesso remoto, ele não consiga estabelecer a conexão por não possuir o segundo fator de autenticação. Estes mecanismos também eliminam a possibilidade de um usuário negar a autoria de um ataque realizado com o uso das suas credenciais de acesso;
- **Uso de máquinas confiáveis:** é recomendável estabelecer controles que garantam que somente máquinas com patches e soluções de antivírus atualizadas e de acordo com a política de segurança da empresa possam acessar os sistemas de controle remotamente. Uma boa prática é a empresa fornecer para os usuários remotos máquinas da empresa (preferencialmente laptops) já configuradas com as soluções de segurança especificadas na política de segurança corporativa e bloquear qualquer outro acesso remoto

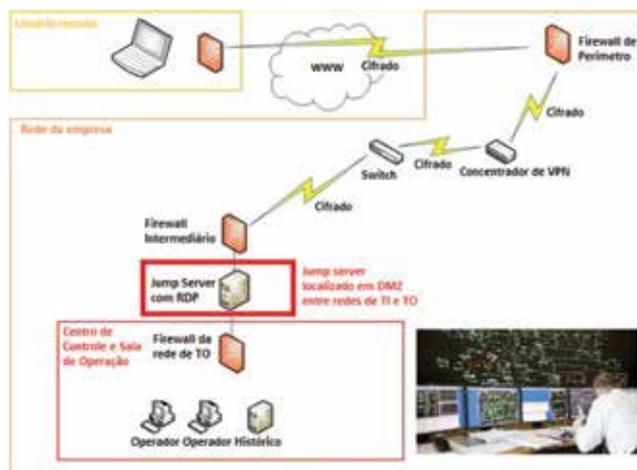


Figura 2: Localização do Jump Server utilizado para acesso remoto seguro.

que não seja proveniente destas máquinas;

- **Uso de redes seguras:** uso de soluções de VPN (Virtual Private Network) para garantir a criptografia do canal de comunicação e evitar ataques por sniffing;
- **Nunca conecte direto com a rede de TO:** todas as conexões externas deverão ser fechadas com um servidor intermediário, também chamado de “servidor de saltos” ou “Jump Server” localizado em uma DMZ entre a rede externa e a rede de TO. Este servidor deve ser uma máquina segura (com hardening customizado para permitir funções mínimas) e monitorada que abrange duas zonas de segurança diferentes e fornece um meio controlado de acesso entre eles;
- **Regras rígidas para o uso de modems na rede de automação:** os modems da rede de automação deverão ser controlados através de autorizações por escrito. Sempre que um modem tiver que ser habilitado deverá existir um pedido associado assinado pelo responsável pelo sistema de controle. Neste pedido deverão existir campos de data e hora para o momento em que o modem foi habilitado e a janela de tempo pelo qual ele poderá ser usado (ao término do uso o modem deverá ser desligado).

Existem algumas soluções de mercado que já incorporam muitos destes controles compensatórios com custo relativamente baixo.

CONCLUSÃO

Imagine o que aconteceria se um atacante invadissem um sistema de controle de uma estação de tratamento de águas e alterasse o set point responsável pela vazão dos reagentes químicos que são misturados para purificar a água que bebemos? Isto poderia potencialmente envenenar a água de regiões inteiras e comprometer a saúde de toda a população, causando o caos.

Eventos recentes, como os ataques por Ransomware a empresas de energia no Brasil nos últimos anos, mostram que os atacantes estão desenvolvendo ataques cada vez mais sofisticados contra sistemas de controle e supervisão. O acesso remoto é uma das vulnerabilidades mais interessantes sob o ponto de vista dos atacantes por permitir que eles realizem ataques sem sair de suas casas e causar destruição sem a necessidade de uma arriscada invasão física às instalações.

É ponto mandatório para empresas que possuam sistemas de controle a garantia da segurança no acesso remoto. Controles compensatórios devem ser usados para este objetivo.

A gestão do acesso é um dos controles da Rotina Operacional RO-CB.BR.01 - Controles mínimos de segurança cibernética para o Ambiente Regulado Cibernético, procedimento emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A rotina operacional é focada também na arquitetura, governança, inventário, gestão da vulnerabilidade, monitoramento e resposta a incidentes.



EMBRASTEC[®]

Líder em Qualidade!



Linha DPS

Ecobox

geração 6

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



@embrastec



www.embrastec.com.br

Quer saber mais sobre os **nossos produtos?**

Capture o QR Code e fale com a gente!



REFERÊNCIAS

- 1 - Artigo sobre as vulnerabilidades do protocolo RDP, disponível em <http://www.securiteam.com/windowsntfocus/5EP010KG0G.html>.
- 2 - Website do RISI (Repository of Industrial Security Incidents) - <http://www.securityincidents.org>
- 3 - Weiss, Joseph, *Protecting Industrial Control Systems from Electronic Threats*, ISBN: 978-1-60650-197-9, May 2010, Momentum Press.
- 4 - Reportagem sobre a invasão na estação de águas nos EUA, disponível em <http://www.techweekeurope.co.uk/news/us-water-utility-attacked-via-scada-network-46576>.
- 5 - Palestra Técnica “Cyber-Terrorismo e a Segurança das Infraestruturas críticas” disponível na seção de segurança da automação no site da TI Safe Segurança da Informação, link <http://www.slideshare.net/tisafe/>.
- 6 - Livro “Segurança Cibernética Industrial”, escrito pela TI Safe em 2021 - *Segurança Cibernética Industrial: As infraestruturas críticas mundiais correm perigo. Aprenda a proteger redes e sistemas de controle com uma metodologia comprovada na prática* : Branquinho, Marcelo, Branquinho, Thiago: Livros — Amazon

Marcelo Branquinho é engenheiro eletricitista com especialização em sistemas de computação e MBA em gestão de negócios, sendo fundador e CEO da TI Safe. Especialista em segurança cibernética industrial, é autor de diversos livros técnicos e trabalhos publicados e frequente apresentador de estudos técnicos em congressos internacionais. Membro sênior da ISA Internacional, atua em diversos grupos de trabalho, como o da atual ISA/ IEC-62443.

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.



ESTRUTURAS METÁLICAS PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Acompanhamos as tendências do mercado de geração de energia solar fotovoltaica para oferecer sempre os melhores produtos e serviços. A Brametal trabalha com um robusto Sistema de Gestão da Qualidade de Ponta a Ponta, focada no produto final.

brametal.com.br



SHOWCASE
Confira nosso portfólio.



COMERCIAL
+55 27 99507-3095
comercial@brametal.com.br

Renováveis

ENERGIAS COMPLEMENTARES

Ano 5 - Edição 62 / Maio-Junho de 2022



Atitude.editorial

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA:

Sistemas de armazenamento de grande porte:
prestação de serviço para a rede elétrica e para o Sistema Interligado Nacional

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ABGD e Huawei renovam parceria para novo Road Show Solar

ENERGIA SOLAR: Desafios e oportunidades dos desenvolvedores de projetos solares

ENERGIA EÓLICA: Benefícios sociais e econômicos da energia eólica

AP010





FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits e Rodrigo Sauaia*

Capítulo IV

PENSANDO GRANDE: ARMAZENAMENTO PARA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



INTRODUÇÃO E CENÁRIO INTERNACIONAL

No artigo anterior, exploramos as particularidades de sistemas isolados e o papel que o armazenamento de energia elétrica terá para descarbonizar a Amazônia, Fernando de Noronha e outras regiões não totalmente atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O foco deste artigo será em sistemas de armazenamento de grande porte, dedicados à prestação de serviços para a rede elétrica e o SIN.

No primeiro artigo deste fascículo, apontamos que o mercado internacional de armazenamento de energia elétrica está em franca expansão. De fato, a cada semana surgem notícias sobre novos projetos de armazenamento de grande porte, concluídos ou entrando em fase de construção. Vejamos alguns exemplos:

- Em abril de 2022, a PG&E, distribuidora de energia elétrica que atende a maior parte do estado da Califórnia nos EUA, inaugurou o Elkhorn battery system, com capacidade de 730 MWh. Localizado na área de uma antiga usina termelétrica perto de San Francisco, o site, chamado Moss Landing, já abriga outro sistema com capacidade de 1.600 MWh, tornando-o a maior usina de armazenamento eletroquímico do planeta na atualidade;
- Em julho de 2021 a comissão de serviços públicos do estado de Nova Iorque aprovou a implantação de um sistema de 400 MWh, substituindo uma termelétrica a gás natural, localizada no bairro de Queens. O projeto tem previsão de entrar em operação até dezembro de 2022;
- No Reino Unido, país com um mercado com capacidade instalada superior a 1 GWh, vários projetos de grande porte estão em fase de construção ou aprovação, a exemplo do Scottish Green Battery Complex, com capacidade acumulativa de 1.600 MWh, do Wilton International BESS, com capacidade de 360 MWh, do Capenhurst BESS, com capacidade de 107 MWh, e do Uskmouth BESS. Este último será localizado no site de uma antiga termelétrica a carvão mineral e terá uma capacidade de 460 MWh;
- Na Alemanha, hoje um dos principais mercados de armazenamento junto à geração distribuída, estão sendo implantados três projetos pilotos, com capacidade acumulativa total de 450 MWh, destinados ao descongestionamento da rede elétrica perto das cidades de Hamburgo Stuttgart e Munique;
- No Chile, que atualmente conta com aproximadamente 10 MWh de capacidade eletroquímica instalada, está sendo implantado, no Deserto do Atacama, um BESS de 560 MWh, que fará parte da usina fotovoltaica Andes Solar;
- Importante destacar que nem todos os novos projetos de armazenamento estão usando bancos de bateria como meio de

armazenamento. Especialmente para projetos de grande porte, existem alternativas tecnológicas interessantes, tais como o armazenamento térmico ou mecânico. Como exemplo, podemos mencionar um projeto de armazenamento gravitacional com capacidade de 100 MWh, cuja construção iniciou-se em Rudong, perto de Shanghai, na China;

1) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 1 DE 4) – RESERVA DE CAPACIDADE

Diante deste cenário internacional efervescente e animador, quais seriam as perspectivas e as propostas de valor de sistemas de armazenamento de grande porte para o setor elétrico brasileiro?

Para responder a esta pergunta precisamos, primeiro, levar em consideração que o setor elétrico brasileiro possui particularidades que o diferencia dos setores elétricos da maioria dos países industrializados, principalmente dada a elevada participação de fontes renováveis em nosso país. De acordo com o relatório anual da REN21, o Brasil é o terceiro país do mundo com maior potência instalada em energia renovável, atrás apenas das duas maiores economias do mundo, EUA e China. Este protagonismo vem sobretudo pela grande participação de usinas hidrelétricas em sua matriz, mais de 60% da potência total instalada. A nível mundial, o Brasil possui o segundo maior parque hidrelétrico do mundo, atrás apenas da China.

Para além da fonte hídrica, o Brasil tem investido na diversificação de sua matriz elétrica por fontes renováveis, sobretudo em energia eólica, atualmente, a segunda maior fonte, com 10,7% da participação, seguida de biomassa e biogás, como quarta maior fonte (7,9%) e solar fotovoltaica, representando a quinta maior fonte (7,6%).

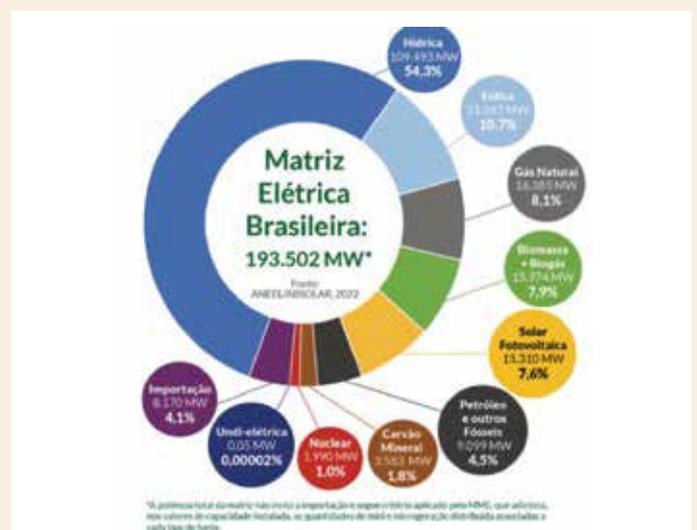


Figura 1 – Matriz elétrica brasileira. Fonte: ABSOLAR, 2022.

Conforme o gráfico da Figura 2, em dias normais, sem restrições de despacho, as usinas solares e eólicas estão injetando toda sua eletricidade conforme seus perfis de geração, enquanto as usinas termelétricas e nucleares são despachadas de forma mais ou menos constante. Com isso, as hidrelétricas realizam a modulação da curva de geração, assegurando sua adequação às curvas de carga (demanda ou consumo).

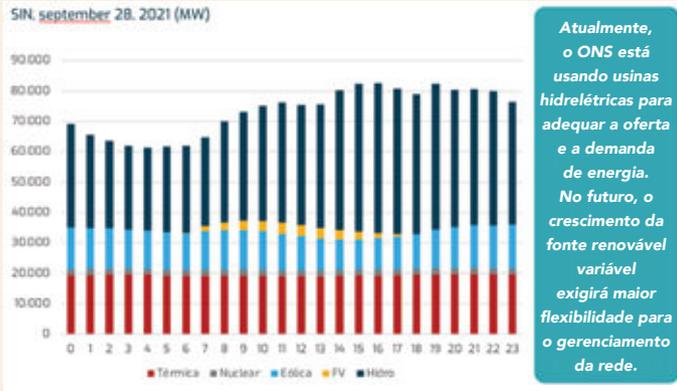


Figura 2 – Visualização do despacho de geração por tipo de fonte.
Fonte: ONS, NewCharge

No entanto, existem momentos quando esta capacidade de modulação da curva de geração por meio de hidrelétricas não é suficiente, seja devido a fatores hidrológicos, ou gargalos regionais. Afinal, 70% da capacidade das hidrelétricas com reservatórios está localizada nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Dadas as limitações de intercâmbio elétrico entre os submercados do SIN, esta capacidade de reserva hidrelétrica nem sempre pode ser aproveitada da melhor maneira possível.

Em situações normais, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tomar as decisões de despacho destas usinas. Tais decisões são baseadas em um planejamento feito por modelos computacionais que avaliam o menor custo de geração, considerando o nível dos reservatórios das hidrelétricas, dados históricos de chuvas, entre outros. Assim, ao optar pelo despacho de uma usina, deve-se respeitar a “ordem de mérito”, ou seja, a ordem de custo variável unitário (CVU) de cada usina. No entanto, em situações excepcionais, principalmente levando em consideração a alteração do regime de chuvas nos últimos anos, o modelo computacional pode não representar o despacho ótimo e, por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o ONS é autorizado a despachar usinas “fora da ordem de mérito”, principalmente de modo a assegurar que os reservatórios hídricos sejam preservados, assim como a estabilidade do SIN e a segurança de fornecimento de energia elétrica. Importante mencionar que tais despachos são mais caros que o preço da eletricidade no mercado de curto prazo e, portanto, oneram todos os consumidores via encargo de segurança do sistema (ESS).

Diante disso, para assegurar maior estabilidade operativa, o Governo Federal estruturou um novo mecanismo de contratação chamado de

leilão de reserva de capacidade. Tal modalidade é baseada nos contratos por disponibilidade, mas traz uma separação de potência e energia. Em contratos por disponibilidade, além de uma receita fixa para estarem disponíveis, as usinas também recebem seu Custo Variável Unitário (CVU) sempre quando acontece um despacho, mesmo nos casos nos quais este valor supera o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Já nesta nova modalidade de leilão são negociados dois produtos de forma separada e independente: um produto “energia” e outro produto “potência”. No produto “potência”, o empreendedor recebe uma remuneração fixa por MW de potência disponibilizada ao SIN, independentemente do montante de energia elétrica que efetivamente será gerado. O produto “energia”, por sua vez, remunera a quantidade de energia elétrica efetivamente fornecida ao SIN. Importante dizer que para os empreendedores vencedores apenas do produto “potência”, a energia é comercializada de forma livre, seja em contratos por quantidade em leilões de energia, no mercado livre, ou até mesmo valoradas no mercado de curto prazo pelo PLD.

O primeiro leilão de reserva de capacidade foi realizado em dezembro de 2021 e contratou inicialmente 5.125 MW. A remuneração pelo produto “potência” ficou em R\$ 824.553,83/(MW.ano) e não foram efetivadas contratações pelo produto “energia”, que era destinado inicialmente para a contratação de uma eventual inflexibilidade de usinas proponentes no produto potência. Na ocasião, foi permitida, por meio de liminares do Superior Tribunal de Justiça, a participação de usinas a óleo combustível e óleo diesel. No entanto, tais liminares foram revogadas, e, em abril de 2022, a ANEEL homologou os resultados de apenas parte dos empreendimentos contratados, reduzindo a potência efetivamente contratada para 4.167 MW, mantendo apenas usinas gás natural e uma a biomassa, cujo prazo de implementação é julho de 2026.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), esta contribuição com potência para o sistema (reserva de capacidade) deve ser prestada majoritariamente por usinas térmicas flexíveis a gás natural, cuja potência instalada prevista é incrementada em mais de 6,9 GW, seguida da fonte hidrelétrica, que continuará a ser uma alternativa, além de medidas como resposta da demanda, com incremento de mais de 2,4 GW neste mesmo período, bem como de capacidade proveniente de outros empreendimentos de geração e que também trazem benefício ao produto potência.

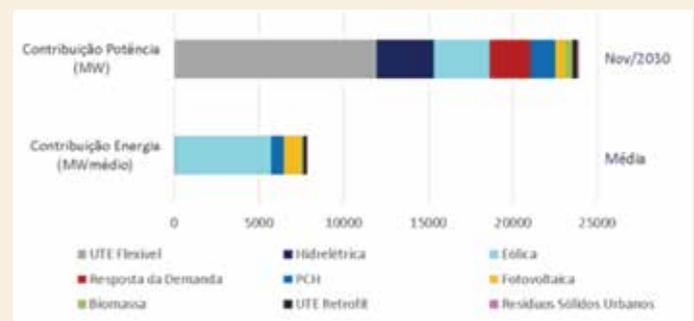


Figura 3 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021

Avaliando estes números, surge uma dúvida: qual seria o motivo de se contratar usinas termelétricas a gás natural para prestar este serviço de reserva de capacidade?

Afinal, os principais atributos para avaliar se uma fonte se qualifica para prestar estes serviços são, além dos custos de geração, a agilidade no acionamento e a flexibilidade no seu despacho.

É verdade que, dentre as tecnologias de usinas termelétricas, as termelétricas a gás, principalmente as que utilizam motores e turbinas movidas a gás natural, são comumente mais “ágeis”. No entanto, tal “agilidade” é muito relativa. O gráfico a seguir descreve os diferentes tempos de resposta de acionamento de termelétricas a gás natural do zero até sua respectiva potência nominal.

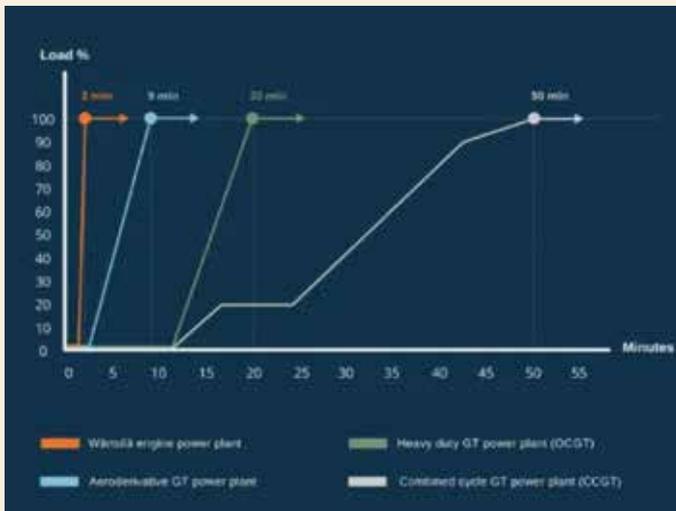


Figura 4 - Tempos de resposta de acionamento de termelétricas a gás natural do zero até sua respectiva potência nominal. Fonte: Wärtsilä

Motores a combustão oferecem o menor tempo de resposta (aproximadamente 2 minutos), mas apenas quando o motor for mantido em condições de hot-standby, nas quais os componentes críticos da máquina são mantidos em temperaturas acima de 60 °C. Em condições de cold-standby, no entanto, o tempo de resposta tende a aumentar para entre 10 e 20 minutos. Em turbinas a gás natural, o tempo de resposta depende da capacidade do equipamento para absorver o estresse térmico em componentes críticos, principalmente na câmara de combustão e na turbina, exigindo entre 10 e 20 minutos. Importante ressaltar que tanto motores a combustão quanto turbinas a gás natural têm custos de geração bastante elevados. Para outras tecnologias de usinas termelétricas, com menores custos operacionais (como as usinas de ciclo combinado), o tempo de resposta aumenta para 50 minutos ou mais, enquanto para os demais tipos de geradores termelétricos, os tempos aumentam ainda mais para entre 12 e 24 horas.

Além do tempo de resposta, também chamado de “rampa”, há outros parâmetros que precisam ser observados, principalmente o tempo mínimo de acionamento e a duração mínima de pausa entre dois acionamentos. Tais parâmetros variam entre tecnologias de geração termelétrica, mas costumam ser expressivos, variando entre várias horas e vários dias.

É importante avaliar estes parâmetros no contexto das variações de carga do SIN. O gráfico a seguir aponta a evolução da curva de carga (de consumo) diária ao longo do ano. A curva verde representa o consumo típico durante um dia do mês de junho (inverno) e a curva laranja o perfil para um dia típico do mês de fevereiro (verão). Embora haja muita variação entre estes dias, fica evidente que a curva de carga é caracterizada por três picos: um primeiro pico matinal, entre 08h e 12h; um segundo pico entre 13h e 16h; e um terceiro pico entre 20h e 23h. Nota-se, também, que o pico durante o horário da tarde tende a ser maior do que o pico noturno, uma mudança estrutural da última década, conhecida por especialistas em operação do SIN.

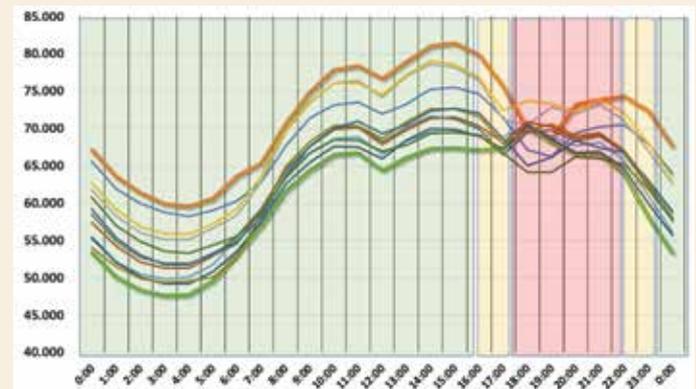


Figura 5 - Evolução da curva de carga (de consumo) diária ao longo do ano. Fonte: ilumina.org.br

Parece lógico que a prestação do serviço de reserva de capacidade seja estabelecida a partir do suprimento destes picos, principalmente durante os horários da tarde e da noite. Neste sentido, prazos de acionamento de várias horas parecem inapropriados, já que limitam significativamente a flexibilidade operacional, principalmente em casos de eventos imprevistos, como picos de carga, indisponibilidade de ativos de geração ou transmissão e eventos meteorológicos adversos.

O tempo de resposta de um sistema de armazenamento de energia elétrica baseado em banco de baterias é infinitamente mais rápido do que qualquer gerador termelétrico. A Tabela 1 a seguir mostra os valores apurados por pesquisadores, usando sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio comercialmente disponíveis. O tempo de resposta total, incluindo leitura, processamento e execução do sinal varia entre impressionantes 470 a 650 milissegundos, ou seja, cerca de meio segundo.

TABELA 1 - TEMPO DE RESPOSTA DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO EM BANCO DE BATERIAS

test	step tests (kW)			Ramp tests (kW/s)					EFR tests		
	80	160	240	60	-60	120	-120	240	-240	EFR1	EFR2
t1(ms)	5.0	3.0	3.1	4.3	5.1	4.5	4.5	5.4	5.2	2.8	3.1
t2(ms)	84	86	90	87	84	86	87	84	87	84	86
t _{rise} (ms)	143	158	167	157	154	181	177	160	167	156	150
t _{resp} (ms)	570	582	653	478	477	477	480	497	477	469	465

Fonte: Zhu, Bolzoni et al., *Impact of Energy Storage Systems Response on Enhanced Frequency Response Services*, The University of Manchester, 2019



A tecnologia também não requer tempos mínimos para despacho e não há necessidade de pausas mínimas entre vários despachos. Desde que o estado de carga da bateria permita, o sistema de armazenamento não impõe ao usuário nenhum tipo de restrição operativa, como as observadas em usinas termelétricas. Adicionalmente, a grande maioria dos sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio possui um tempo mínimo de carga ou descarga completa de 60 minutos. Isto significa que tal sistema poderia ser despachado durante o pico da tarde (descarga), ser recarregado no “vale” da curva de carga, entre 18h e 20h, para ser novamente despachado durante o pico noturno, a partir das 20h.

Existe outro argumento contundente a favor de sistemas de armazenamento: sua flexibilidade locacional. Tais sistemas podem ser transportados e instalados em qualquer ponto da rede elétrica, tendo como único pré-requisito de infraestrutura a possibilidade de conexão elétrica. Isso não se aplica às usinas termoeletricas a gás natural, que só podem ser implementadas em locais com disponibilidade do combustível (gás natural). Caso contrário, exigem operações complexas e caras de logística de combustível.

Assim, podemos concluir que, do ponto de vista técnico, usar geradores termelétricos para prestar o serviço de reserva de capacidade não parece ser a única e possivelmente nem a melhor alternativa. Sistemas de armazenamento de energia elétrica oferecem uma solução muito mais rápida, com grande flexibilidade operacional e sem restrições locacionais.

Há outro argumento poderoso a favor dos sistemas de armazenamento de energia elétrica: os custos. No último leilão de reserva de capacidade, o produto potência foi contratado por um preço-médio de R\$ 824.554,83 por MW/ano. Em leilões anteriores no produto disponibilidade, realizados entre 2018 e 2020, os contratos de gás natural foram arrematados por valores ainda superiores a R\$ 1.000.000,00 por MW/ano em 44% da garantia física transacionada.



Figura 6 – Distribuição da garantia física contratada nos contratos de gás por disponibilidade de 2018 a 2021. Fonte: NewCharge, com dados da CCEE. Valores ajustados pelo IPCA do período, 2021

Quando forem despachadas, estas usinas termelétricas terão um CVU (custo variável unitário) bastante elevado, superando em alguns casos o patamar de R\$ 1.000,00/MWh. Existe um terceiro elemento de custo em usinas termelétricas na prestação do serviço de reserva de capacidade: os custos da chamada “rampa”. Conforme explicado

anteriormente, trata-se de períodos relevantes, variando entre 20 minutos e chegando até várias horas.

O descasamento temporal entre o tempo de despacho desejado e o tempo mínimo para o despacho termelétrico é outro aspecto econômico que onera os consumidores de energia elétrica. Existem situações nas quais a rede elétrica exigiria um despacho por 120 ou 180 minutos, porém, por restrições técnicas, as usinas estão sendo despachadas por prazos muito superiores.

Diante destes fatores, sistemas de armazenamento com baterias já seriam capazes de prestar o serviço de “potência” por valores competitivos. O uso desses sistemas evitaria o custo de rampa e os sobrecustos por tempo de despacho mínimo, sem contar a emissão de poluentes atmosféricos deletérios à saúde e gases de efeito estufa.

Caso esses sistemas de armazenamento sejam acoplados a usinas solares de grande porte, eles também terão uma vantagem de custo muito significativa na hora de serem despachados, já que o CVU destas soluções seria irrisório em comparação às usinas termelétricas.

2) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 2 DE 4) – SERVIÇOS ANCILARES

A elevada dinâmica de sistemas de armazenamento usando bancos de baterias predispõe esses sistemas para também prestar outros serviços voltados para a estabilização de redes elétricas. Neste contexto, o mercado britânico serve como referência interessante, onde sistemas de armazenamento (BESS – battery energy storage systems) são usados para prestar uma série de serviços ancilares, conforme descrito na Tabela 2 a seguir.

TABELA 2 – SERVIÇOS ANCILARES E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Segmento de mercado	Tipo de serviço	Descrição	Estimativa de volume	Principais tecnologias
Serviços de resposta de frequência	Firm frequency response - dynamic (FFR dynamic)	FFR é o fornecimento firme de resposta dinâmica ou estática a mudanças de frequência, quando ocorrem grandes variações de frequência no sistema.	= 1.050 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)	Principalmente BESS
	Dynamic containment (DC)	A Contenção Dinâmica (DC) é um serviço pós-falha de ação rápida para conter a frequência dentro da faixa legal de +/-0,5Hz;	= 500 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas)	Exclusivamente BESS
Serviços de segurança	Black Start	Restabelecer a energia em caso de falha parcial ou total da rede;	Volume limitado	Geradores térmicos BESS
Mercado de capacidade	Capacity T-4	O Mercado de Capacidade é um serviço que garante a segurança aberta do fornecimento de eletricidade, fornecendo um pagamento por fontes confiáveis de capacidade	40.819 MW (2020, contratos de longo prazo)	Mercado dominado por geradores termoeletricos.
	Capacity T-1		2.262 MW (2020, contratos de longo prazo)	primeiras contratações de sistemas de armazenamento

Fonte: DNV, NewCharge, 2022

Atualmente, no Brasil, os serviços ancilares são prestados por máquinas rotativas, principalmente os geradores das grandes usinas hidrelétricas, por níveis de remuneração muito baixos. Adicionalmente, não existem categorias de serviços que valorizem a elevada agilidade temporal de sistemas de armazenamento. No entanto, futuramente,

ESSW

SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS



O **ESSW** é um sistema completo de armazenamento e gerenciamento inteligente de energia elétrica que pode ser configurado para desempenhar inúmeras funções, garantindo economia, eficiência e sustentabilidade no aproveitamento dos recursos energéticos do seu negócio.

Disponível para aplicações Comerciais, Industriais (C&I) e Escala de Utilidades (Utility Scale).

- Deslocamento de consumo no horário de ponta
- Redução da demanda contratada
- Correção de fator de potência
- Reserva de Energia (Backup/UPS)
- Integração com renováveis (solar, eólica)
- Suporte às redes de Transmissão e Distribuição
- Substituição de Geradores a Diesel
- Microrredes e Sistemas Isolados (offgrid)



a prestação desses serviços pode tornar-se um complemento interessante, principalmente porque tende a não conflitar com a reserva de capacidade.

3) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 3 DE 4) – CONSTRAINED-OFF

Em muitos países, o crescimento da geração renovável variável tem sido prejudicado pela incapacidade da rede elétrica de receber e transportar a eletricidade gerada até os centros de consumo. Muitos países no Hemisfério Norte terão que fazer investimentos significativos na sua infraestrutura de transmissão para permitir o crescimento da geração renovável e o cumprimento das suas metas nacionais de descarbonização. A Figura 7 mostra os gargalos esperados para a rede de transmissão alemã quando o país atingir uma participação da geração renovável de 65%. Atualmente, fontes renováveis representam 46% da matriz elétrica da Alemanha.



Figura 7 - Gargalos na rede de transmissão alemã para o cenário 2030. Fonte: Bundesnetzagentur, 2019

Atualmente, a situação tem sido enfrentada com a aplicação de restrições à geração renovável em momentos de congestionamento da rede (“curtailment”), sendo uma medida cara, em termos de custo de oportunidade, e imensamente ineficiente do ponto de vista eletroenergético. O problema do curtailment não está limitado aos países do Hemisfério Norte. No Brasil, é conhecido pelo termo de “constrained-off” e está tornando-se um problema sério, principalmente no submercado Nordeste. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), existem casos em que as ordens de “constrained-off” acontecem a cada dois ou três dias, trazendo prejuízos não só a estes empreendedores, mas também a todos os consumidores, que poderiam ter acesso a uma energia elétrica mais competitiva.

Atualmente, existe uma regra de ressarcimento por constrained-off a geradores eólicos, mas ainda não aos geradores fotovoltaicos, tema que está em debate no âmbito da Aneel. No entanto, esses mecanismos não compensam a totalidade de prejuízos causados pelos eventos de constrained-off, principalmente nos casos em que o empreendedor

possui contratos no mercado livre, parcela esta não passível de ressarcimento.

Sem dúvidas, os sistemas de armazenamento, estejam eles acoplados à geração ou localizados em pontos estratégicos da rede elétrica, poderão reduzir os efeitos nocivos do constrained-off, armazenando a energia elétrica gerada durante os horários de restrição e despachando-a posteriormente. Tal aplicação tende ser compatível com a prestação do serviço de reserva de capacidade e serviços ancilares pelas fontes renováveis, demonstrando uma forte sinergia entre estas tecnologias.

4) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 4 DE 4) – TRANSMISSÃO

Além de mitigar ou reduzir os efeitos de curtailment de usinas renováveis, os sistemas de armazenamento de energia elétrica também podem preencher outras funções estratégicas à transmissão, conforme o gráfico a seguir:

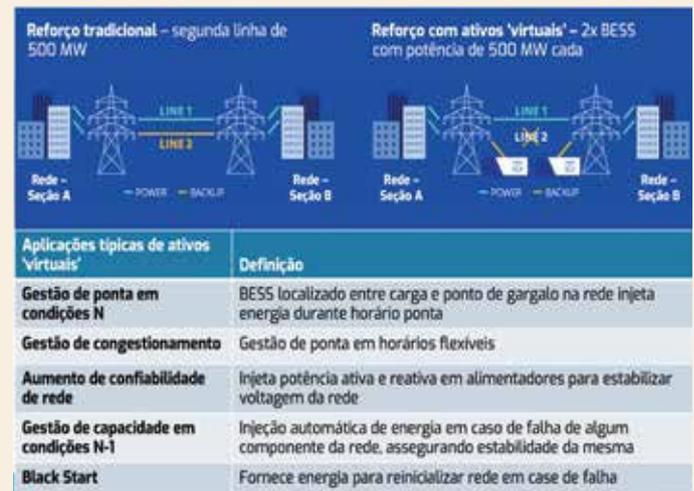


Figura 8 – Funções estratégicas assumidas pelo sistema de armazenamento na transmissão. Fonte: NewCharge, baseado em Fluence, 2021

Existem diversos projetos de armazenamento voltados a estas aplicações, em diferentes países, incluindo: Estados Unidos, Reino Unido, França e os países bálticos. No Brasil, por sua vez, será instalado um sistema de armazenamento de grande porte na subestação (SE) Registro, no sul do Estado de São Paulo. Este sistema atenderá o litoral sul do estado, em especial os municípios de Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe. Ele servirá tanto para a gestão de capacidade em condições N-1, como para a gestão de ponta em condições N. Importante destacar que a opção “BESS” para suprir estas funcionalidades foi comparada com outras opções, tais como a repotencialização de linhas de transmissão, instalação de transformadores defasadores, além do uso de geradores a diesel no prazo até a solução estrutural. O sistema de armazenamento de energia elétrica apresentou o menor custo global, além de uma vantagem significativa com respeito ao cronograma de implantação do projeto.

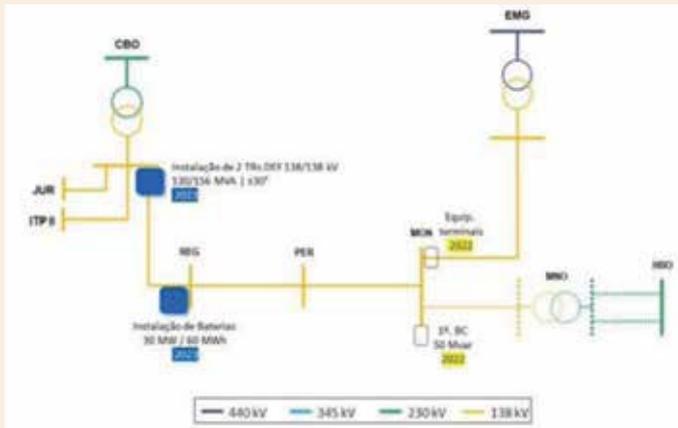


Figura 9 - Sistema de armazenamento de grande porte na subestação em Registro (SP). Fonte: EPE/ONS, Relatório do GT Litoral, janeiro 2021

5) CONCLUSÕES E IMPLICAÇÕES PARA AS POLÍTICAS PÚBLICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Conforme apresentado neste artigo, o uso de sistemas de armazenamento no âmbito da geração e transmissão de energia elétrica traz uma série de benefícios e serviços preciosos ao setor elétrico brasileiro, não somente de cunho econômico, mas também em termos de performance e confiabilidade da rede e do sistema elétrico. No entanto, para que projetos desta natureza possam ser implementados com sucesso, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) precisam implementar uma série de aprimoramentos estruturais nas suas políticas públicas e regulamentações.

Em primeiro lugar, é imprescindível alterar as diretrizes dos leilões de reserva de capacidade no produto “potência”. No último leilão desta natureza, foi permitida apenas a participação de geradores termelétricos. No entanto, não existem motivos técnicos e nem econômicos para se excluir destes leilões a participação isonômica de sistemas de armazenamento de energia elétrica, de forma pura ou acoplados a usinas renováveis. Este assunto precisa ser tratado com máxima urgência, já que o próximo leilão de reserva de capacidade está previsto para o mês de novembro de 2022, com previsão de leilões adicionais em 2023 e 2024, conforme a Portaria MME nº 32/2021.

Em paralelo, deve-se esclarecer o enquadramento regulatório de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Em muitos países, eles são enquadrados como fontes de geração, por falta de outros enquadramentos mais adequados. Do ponto de vista técnico, este enquadramento não é apropriado. Um sistema de armazenamento, independentemente da tecnologia utilizada, não gera energia elétrica, ele simplesmente a armazena. Diante disso e conhecendo a experiência de outros países, o Brasil precisa realizar duas alterações na regulamentação do setor elétrico:

- Criar a figura do “agente armazenador de energia elétrica”, definido como pessoa jurídica, titular de recursos de armazenamento para uso próprio, comercialização, potência, lastro e reserva de capacidade, ou para a prestação de serviços ancilares. Será importante que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição sejam regulamentadas para evitar o pagamento em duplicidade e esclarecer que não devem ser cobrados do agente armazenador encargos setoriais de consumo; e
- Adicionalmente, agentes de geração, autoprodução, transmissão e distribuição de energia elétrica devem poder possuir e operar recursos de armazenamento, sem que isto altere as suas respectivas outorgas.

O Reino Unido, um dos principais mercados globais de armazenamento, tem como principal aplicação da tecnologia a prestação de serviços ancilares. Sem dúvida, sistemas de armazenamento poderiam contribuir, de forma significativa, em prol da estabilidade da rede elétrica e da qualidade do suprimento de eletricidade no Brasil. Para tanto, é essencial revisar tanto o marco regulatório para estes serviços, quanto seus valores de remuneração.

O armazenamento de energia elétrica proporciona uma contribuição relevante e preciosa para tornar os setores elétricos ao redor do mundo cada vez mais eficientes e flexíveis. Ele será estratégico para ampliar ainda mais a participação das fontes renováveis na matriz, especialmente a solar fotovoltaica e a eólica. O Brasil não será exceção desta tendência global e seu setor elétrico tem muito a ganhar com a adoção do armazenamento em larga escala.

**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).*

Rodrigo Lopes Sauaia é cofundador e presidente executivo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). É cofundador e membro do conselho diretivo do Global Solar Council (GSC). Possui doutorado em Engenharia e Tecnologia de Materiais pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, com colaboração internacional no Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE, Alemanha), mestrado em Energias Renováveis na Loughborough University (Reino Unido), com colaboração internacional no ETH Zürich (Suíça), e bacharelado e licenciatura em Química na Universidade de São Paulo (Brasil).



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

Rodando o Brasil para informar e capacitar

42

A Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) e a Huawei renovaram parceria para mais um ano de Road Show Solar. Nessa ação educacional, uma unidade móvel adaptada para oferecer cursos de capacitação sobre energia solar e sistemas fotovoltaicos vai circular por dezenas de cidades, em estados das cinco regiões do País. A iniciativa traz junto Raisen, HDT Energy, Inox-Par, Solar do Brasil, CorSolar, Mott Foundation e DigitalAir.

A carreta-escola abriga uma sala de aula, espaço para workshops e um conjunto de cozinha e lavanderia abastecido por um sistema de microgeração distribuída on-grid e off-grid real, tendo painéis de energia solar como fonte. Esse espaço da unidade móvel será utilizado para demonstrar a viabilidade prática, no dia a dia, dos sistemas fotovoltaicos.

Na primeira edição do projeto, entre maio de 2021 e abril de 2022, a carreta passou por 68 cidades, em 20 estados e no Distrito Federal, informando e capacitando 2.833 pessoas. Foram 31.179 quilômetros rodados – sete vezes a distância do Oiapoque ao Chuí –, cerca de 1.200 horas de aula e 2.934 kg de



alimentos doados pelos alunos e entregues para Fundos Municipais de Solidariedade e instituições assistenciais.

Este mês de junho marca o início do segundo ano do projeto. O Road Show ABGD Huawei Solar volta para a estrada e deve percorrer cerca de 21 mil quilômetros, passando por mais de 40 cidades em 20 estados e no Distrito Federal, beneficiando mais de 4 mil pessoas. Os interessados em assistir às aulas precisam se inscrever no hotsite do evento, abrigado na página da ABGD – www.abgd.com.br – na qual constam os requisitos para participação e o itinerário da carreta-escola. As inscrições são

gratuitas, mediante a doação de 1 kg de alimento não perecível.

Este ciclo do projeto traz novidades quanto ao conteúdo dos cursos. Além do módulo de noções básicas de energia solar, instalação e normas técnicas, há um novo módulo dedicado aos instaladores que já atuam no mercado de sistemas fotovoltaicos. O projeto tem duas componentes fundamentais para a ABGD: promover e defender questões de segurança nas instalações fotovoltaicas junto à sociedade e aos órgãos públicos.

Os objetivos do Road Show são três: conscientizar a população sobre a importância de usar fontes renováveis

para a geração de energia; qualificar profissionais interessados na instalação de sistemas fotovoltaicos; e levar conhecimento para regiões de difícil acesso.

Ações como essa são importantes para promover o crescimento estruturado do setor de geração distribuída. Disseminar informação de qualidade sobre os benefícios da geração própria de energia e sobre os cuidados para investir e atuar no setor é uma das missões institucionais da ABGD que, realizada a contento, proporcionará ganhos indiscutíveis para o meio ambiente e para a sociedade.



Rodrigo Sauaia
é presidente
executivo da
Absolar



Ronaldo Koloszuk
é presidente
do Conselho de
Administração da
Absolar



Afonso Carlos Aguilar,
CEO da Railec Energia
e Construções
(ex-Alubar Energia)



Desafios e oportunidades dos desenvolvedores de projetos solares

44

A área de EPC (engineering, procurement and construction) é um dos pontos mais desafiadores para projetos de geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica. Trata-se de um trabalho fundamental, estratégico e sob a gestão do mercado nacional. Com o potencial de instalação de algumas dezenas de gigawatts fotovoltaicos nos próximos anos no Brasil, o setor tem ciência de grande demanda por mais empresas e mais profissionais capacitados, com foco neste artigo para as usinas centralizadas. Vale destacar que a energia solar tem um poder de capilarizar a geração de empregos, serviços e renda em todo País.

Em termos corporativos, observa-se que, durante o que se chama de curva de aprendizado, muitas companhias EPCistas passaram e passam por enormes desafios para atender a logística, a necessidade de garantias, o fluxo de caixa e os resultados empresariais.

A elaboração de uma proposta de EPC solar requer uma pré-engenharia que exige a elaboração do projeto básico, quase executivo. Somente assim começam as negociações com os investidores. Isso requer altos investimentos em recursos humanos capacitados, um

investimento operacional de praxe de mercado e uma forma de seleção natural dos players mais ou menos preparados para esta desafiadora tarefa. Entretanto, após iniciar as obras, o investidor constata que nem todos os EPCistas consideraram adequadamente alguns pontos importantes, tais como drenagem e terraplanagem da área.

O impacto destes desajustes pode ser direto nos custos e na execução das fundações e, por conseguinte, na estabilidade mecânica dos rastreadores ou seguidores solares (trackers), atingindo severamente a geração de eletricidade final da usina. As obras de drenagem e da terraplanagem são o ponto de partida fundamental para o sucesso de longo prazo de uma usina solar. Portanto, devem ser rígida e atentamente controlados pela engenharia do proprietário do investidor. Soma-se a isso a falta de áreas de terra para a reposição das áreas degradadas, pois nem sempre as licenças ambientais desses lotes são obtidas nos prazos necessários. Portanto, para solucionar esta questão deveriam ser colocadas no mesmo processo da LP e LI dos projetos, a fim de reduzir os tempos



médios destas etapas.

Em termos de tracker, poucos se atentam ao fato de que o Nordeste do Brasil é uma das áreas onde o nível de salinidade é um dos mais altos do País. Por isso, deve ser observada a necessidade de um eventual cuidado extra com os componentes metálicos, sensíveis à corrosão, como uma galvanização adicional das estruturas.

Mas um dos pontos mais limitantes na contratação dos EPCistas é a obrigatoriedade de apresentar garantias do tipo “fiança bancária”. O elevado custo, contrapartidas exigidas e limitação de linhas de créditos não são cobertas pelos preços de venda dos serviços. O custo elevado e a exigência dos agentes financeiros que fornecem esse tipo de garantia

inviabilizam muitos EPCistas de participar de certames de contratação.

A legítima pressão que os investidores fazem sobre os EPCistas deveria ter limites mínimos, pois, caso contrário, o País poderá ter obras com litígios ou até mesmo desafios para sua conclusão.

Neste aspecto, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) começará uma série de encontros entre agentes do setor solar fotovoltaico, incluindo empresas EPCistas, investidores, seguradoras e agentes bancários, para a construção de um denominador comum, vital para a consolidação sustentável e responsável da cadeia construtiva da geração centralizada.



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

Estudo comprova benefício social e econômico da energia eólica

Que a energia eólica é fonte sustentável e de baixo impacto ambiental já é algo claro e inequívoco. Mas e quando falamos dos benefícios sociais e econômicos? Bom, nós, do setor, sempre soubemos, por observar no dia a dia que, quando um parque eólico chega numa determinada região, ele impacta positivamente a região trazendo novas oportunidades. O que estava faltando era um estudo que mostrasse números desses impactos. É neste sentido que comemoro a divulgação do estudo “Estimativas dos impactos dinâmicos do setor eólico sobre a economia brasileira”, elaborado por Bráulio Borges, pesquisador-associado do FGV-IBRE e economista-sênior da LCA Consultores, e que mostra, entre outras conclusões, os impactos dos investimentos de eólica no PIB, empregos e redução de emissões de CO₂.

O objetivo do estudo foi quantificar os impactos diretos e indiretos dos investimentos em energia eólica para o PIB, para os empregos e para a redução de emissão de CO₂. No caso do impacto do PIB, partimos do

valor investido de 2011 a 2020, que foi de R\$ 110,5 bilhões na construção de parques eólicos. Por meio de metodologia que calcula efeitos multiplicadores de diferentes tipos de investimentos, chegamos ao valor de mais R\$ 210,5 bilhões referentes a efeitos indiretos e induzidos, num total de R\$ 321 bilhões. Isso significa que cada R\$ 1,00 investido em um parque eólico tem impacto de R\$ 2,9 sobre o PIB, após 10 a 14 meses, considerando todos os efeitos”, explica Bráulio Borges, pesquisador responsável pelo estudo. “Esta é a prova de que, além de ser uma energia renovável, a eólica também tem um forte componente de aquecer atividades econômicas das regiões aonde chegam parques, fábricas e toda a cadeia de sua indústria. E este é um número fundamental num momento em que discutimos a retomada econômica verde.

O estudo também avaliou o impacto destes investimentos no emprego. Considerando pesquisas prévias sobre o tema em outros países e no Brasil, bem como uma avaliação de cenário mais geral,



chegou-se a uma estimativa de quase 196 mil empregos entre 2011 e 2020, ou 10,7 empregos por MW instalado na fase de construção dos parques. O estudo também aponta uma média de 0,6 empregos por MW instalado para Operação & Manutenção. Este é um número que permite a realização de alguns cenários para o futuro próximo, uma vez que o setor tem um bom mapeamento de quanto será instalado nos próximos anos.”, explica Bráulio. “Internacionalmente, trabalhamos com valores que vão de 10 a 15 postos de trabalho por MW. Com esse valor de 10,7 estamos em um cenário razoavelmente conservador de estimativa, e agora queremos

refinar estes dados para termos um cenário ainda mais detalhado do que geramos de empregos pelo País. Neste exato momento, temos quase 5 GW em construção pelo País, então com esse valor do estudo sabemos que são mais de 50 mil trabalhadores neste momento construindo nossas futuras eólicas, além dos mais de 15 mil em Operação & Manutenção.

Nós queríamos muito ter esses números em mãos para conseguir mostrar, em dados, o que já sabíamos na prática: que a energia eólica não apenas protege a natureza, mas também pode ser uma ferramenta importante para impacto social e econômico positivo.

Por Paulo Henrique Soares e Christiane Vieira*



Os ganhos da automação de subestações segundo a IEC 61850 para a indústria

1 - Introdução

A norma IEC 61850 nasceu da necessidade de se padronizar a comunicação entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs – Intelligent Electronic Devices) utilizados na proteção e na automação de sistemas elétricos. Atualmente, a norma apresenta consolidada aplicação na automação dos sistemas elétricos industriais. Em 2009 uma indústria localizada na cidade de Itabira iniciou o processo de implantação do sistema de automação de subestações aplicando os novos conceitos estabelecidos pela norma. O sistema integrado teve início com 6 subestações, sendo uma de 230 kV, três de 69 kV e duas de 13.8 kV. As premissas do projeto foram: integrar em uma base única todos os IEDs; Operação remota dos disjuntores; Redução no tempo de comissionamento; redução dos custos com cabeamento; e a possibilidade da implementação lógica de esquemas de seletividade e intertravamento entre os equipamentos.

Hoje, o sistema integra 799 IEDs em rede, distribuídos em 36 subestações, sendo duas de 230 kV; quatro de 69 kV e trinta subestações de 13.8 kV em uma distância de aproximadamente 17km (10km em linha reta) entre as duas subestações de 230kV.

Na Figura 1 é ilustrada uma arquitetura genérica da rede presente no sistema de automação de subestações. A comunicação horizontal é realizada através do protocolo GOOSE entre os IEDs e os controladores. Os controladores, por meio do cartão de interface específico, intermediam a comunicação entre os dispositivos de campo e a IHM (Interface Humano Máquina) através da rede de controle, permitindo ao usuário da IHM ter acesso às informações do sistema através de um diagrama unifilar da subestação. Os controladores e os IEDs podem também ser operados remotamente através do servidor de conectividade, por meio do protocolo MMS, realizando a comunicação entre níveis diferentes do sistema, sendo classificada também como comunicação vertical (Freitas, 2011, p.5).

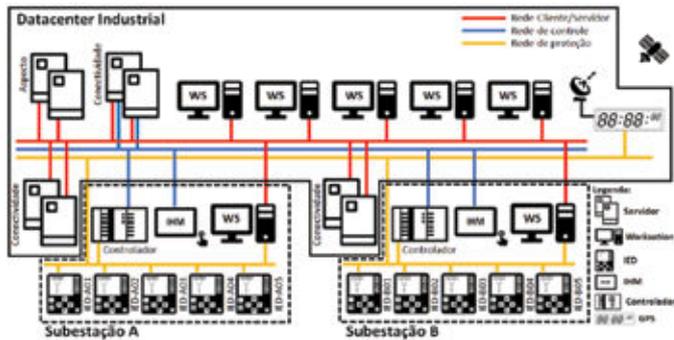


Figura 1 - Arquitetura do sistema de automação de subestações.

À direita da imagem tem-se o diagrama unifilar, onde é possível visualizar seis IEDs. Os IEDs de motores (IED-04, 05 e 06) estão configurados para comunicar com o IED presente na entrada do barramento de 4.16 kV (IED-03). Este, por sua vez, comunica com o IED a montante (IED-02), que está presente no alimentador de 13.8 kV. Por fim, o IED do alimentador de 13.8 kV comunica com o IED de entrada do barramento de 13.8 kV (IED-01). A topologia de rede utilizada em trinta das trinta e seis subestações é a estrela simples, conforme Figura 2 (Soares, 2019, p.5).

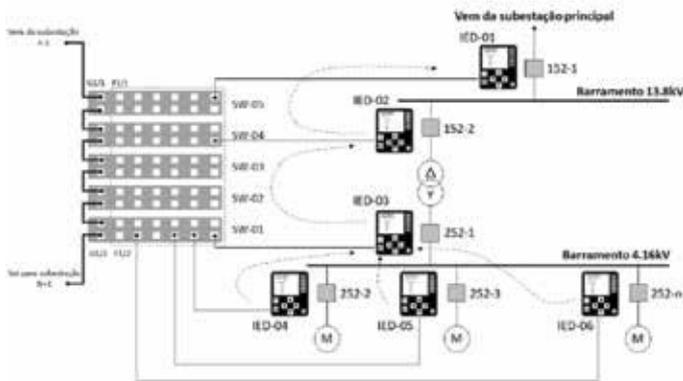


Figura 2 - Topologia de rede – Estrela.

2 - Benefícios reais do sistema de automação de subestações

Muito se é dito sobre os benefícios oriundos das implantações do sistema de automação de subestações, citam-se, por exemplo, números sob a ótica do fornecedor que, por diversas vezes, não são apurados no final do projeto, após o período de testes e validação da solução. Os próximos tópicos buscam, então, elucidar alguns ganhos do Sistema de Automação de Subestações (SAS), primando sempre por ganhos quantitativos, porém, não descartando os qualitativos e a sua importância.

2.1 - OPERAÇÃO REMOTA GARANTIDA

Os sistemas elétricos de potência (SEP) estão sujeitos a constantes perturbações que afetam o seu funcionamento normal,

sendo a mais comum o curto-circuito que pode ser causado por falhas na isolamento, intempéries ou rompimento dos condutores. Este tipo de falta, quando severa, pode gerar o arco elétrico, colocando em risco os operadores que trabalham direta ou indiretamente nas instalações do SEP, além de danos aos equipamentos (Antunes, 2018, p.1).

Diversas são as medidas de engenharia possíveis de serem aplicadas para reduzir a exposição do operador aos riscos do arco elétrico. A redução dos tempos de atuação da proteção ajustada no relé, a instalação de Resistências de Alto Valor Ôhmico (RAVO) no neutro do transformador, visando limitar a corrente de curto-circuito fase-terra, ou a instalação dos relés de arco são ações que possibilitam a redução da energia incidente. Porém, a operação remota dos disjuntores é certamente a que garante maior segurança das pessoas, pois, em uma eventual falha nas condições anteriores e na presença de um arco, o operador estará 100% seguro, longe do alcance do arco elétrico.

No sistema de automação apresentado, a primeira opção de manobra remota dos disjuntores é feita pela estação de trabalho (WS - Workstation) presente na sala elétrica, porém, fora da zona de risco. A WS está conectada aos servidores e a manobra somente é permitida após o usuário realizar login no sistema. O sistema confere se o usuário possui permissão para manobra do disjuntor e se o usuário está na subestação em que deseja realizar a ação. Todos os eventos realizados pelo operador são registrados na "audit list" e, após 10 minutos de inatividade na máquina, o sistema realiza log off automático. Os comandos de abrir, fechar, inserir e extrair realizados neste cenário são via MMS e necessitam de confirmação. Caso a WS perca a comunicação com os servidores, a manobra poderá ser realizada pelo sistema de contingência formado pela IHM e pelo controlador. A IHM geralmente está localizada na subestação próxima ao rack de automação. A IHM possui uma base local e, neste caso, é necessário login, porém, os eventos não são registrados. Os comandos são enviados via protocolo GOOSE na rede local da subestação.

A terceira e última opção ocorre caso falhe a comunicação com o IED (ex. fibra ótica danificada durante a manutenção corretiva). Neste cenário, o operador veste o "aparato" de segurança necessário e realiza a manobra pela tecla presente na interface do IED. Utilizando recursos presentes nos IEDs, foram criadas em algumas subestações a temporização do comando de fechar disjuntor, assim, o operador passa o equipamento para modo local, clica em fechar, confirma o comando e, antes de executar o envio do sinal, o IED aguarda 10 segundos e exibe no display a mensagem "Afastese". Essa temporização do comando é o suficiente para que o operador se desloque para um local seguro, longe da área de manobra.

2.2 - BASE ÚNICA DE ALARMES E EVENTOS

Devido ao grande número de IEDs presente na planta, somando a dispersão geográfica das subestações, fica impossível para o operador acompanhar a condição de cada equipamento, mesmo que todos estejam integrados no mesmo sistema. Neste caso é importante que o SAS possua uma lista de alarmes que exiba todos os alarmes ativos no sistema em ordem cronológica.

No segundo semestre de 2018, um funcionário da equipe de alta tensão estava em sala e, ao analisar a lista de alarmes existente no sistema de automação, observou a seguinte indicação de alarme crítico "Primeiro estágio - baixo nível de gás SF6" no disjuntor DJ01 (disjuntor de entrada) da subestação principal de 230 kV. Os responsáveis deslocaram-se até a subestação e comprovaram em campo no disjuntor a indicação. Neste momento, optou-se por fechar a seccionadora de by-pass e abrir o disjuntor antes que o segundo estágio fosse alcançado, impossibilitando a abertura do equipamento para manutenção.

2.3 - REDUÇÃO DE CABO

A norma IEC 61850 possui grande "apelo" para a redução de cabos necessários para construção do esquema de controle e proteção entre os dispositivos. Intertravamento de barras, controle automático e esquemas de seletividade lógica são algumas das possibilidades presentes neste horizonte. Estudos preliminares mostram que a implementação da seletividade lógica via GOOSE, utilizando a rede de comunicação, resultou em uma economia de cerca de 15 km de cabos que seriam gastos para envio dos sinais de seletividade, falha de disjuntor e +125 Vcc.

2.4 - REDUÇÃO DO TEMPO DE COMISSONAMENTO

A norma IEC 61850, em sua primeira edição, padronizou 92 funções conhecidas dentro das subestações. Essas funções receberam um mnemônico de identificação composto por letras que fazem "alusão" ao significado da função. Essa ação resulta em grande redução no tempo de comissionamento, pois neste cenário é "dispensada" a utilização dos famigerados mapas de memória. Em uma subestação com 33 IEDs, por exemplo, o "endereço" para comandar o disjuntor será sempre o LN CSWI (C = Controle; SWI = Switch) independentemente do modelo ou fabricante do ativo instalado, sendo necessário apenas conhecer a posição física do equipamento e a sua identificação na rede de comunicação (endereço IP).

2.5 - SINCRONISMO TEMPORAL

A sincronização horária dos relés de proteção busca fornecer ao operador do sistema assertividade no momento de análise de um distúrbio ocorrido na planta. A norma prevê a sincronização via IRIG-B, SNTP e PTP, sendo o SNTP amplamente utilizado na

indústria, pois sua resolução é de 1 ms, além da sincronização ser realizada utilizando o mesmo meio físico ethernet presente na comunicação entre os IEDs/supervisórios, eliminando assim os custos e a necessidade de uma rede exclusiva para o sincronismo temporal.

2.6 - COLETA AUTOMÁTICA DE OSCILOGRAFIA

A oscilografia é um importante recurso disponível nos relés de proteção. Essa função permite ao usuário visualizar de forma gráfica uma "foto" tirada pelo IED durante um evento de distúrbio no sistema elétrico. No sistema exposto, o OPC (OLE – Object Linking and Embedding - of Process Control) é responsável pela comunicação com os IEDs e permite configurar a coleta automática de oscilografia. Essa coleta é feita via protocolo MMS (Manufacturing Message Specification) ou FTP (File Transfer Protocol) seguindo um intervalo de tempo pré-definido. A coleta é realizada para 514 IEDs e todas as oscilografias são armazenadas em um servidor virtual dedicado que atualmente possui um banco com mais de 10.000 oscilografia coletadas desde 2014.

2.7 - ACESSO REMOTO AOS IEDS

A conexão ethernet dos IEDs permite que esses dispositivos sejam acessados remotamente de qualquer ponto da planta. Essa "funcionalidade" possibilita ao operador realizar consulta remota aos parâmetros presentes no IED, alteração de ajuste, análise online das variáveis, aquisição remota de oscilografia e lista de eventos.

Um estudo comparativo realizado no primeiro semestre de 2017 pelo Grupo Técnico de Engenharia de Automação do Sistema Elétrico (GTEASE) buscou mensurar a diferença de tempo para realização de uma atividade específica de forma local e remota. Na ocasião, o operador tinha como atribuição realizar a leitura de todos os parâmetros existentes nos IEDs e salvar em um diretório presente na rede interna da empresa para posteriormente essas informações serem utilizadas para compor o estudo de proteção e seletividade.

Assim, foi definido que os trabalhos seriam realizados na SE1475CN-01 (subestação da filtragem) e na SE1215CC-01 (subestação da britagem primária), conforme mostra a Figura 3. Ressalta-se que esse trabalho é restrito à aquisição de informações presentes nos IEDs, comparando os tempos da atividade em campo versus remoto.

Destaca-se que atividades, como levantamento e conferência de informações dos equipamentos (transformador, motor, cabo, instrumentos etc.), são sempre realizadas em campo visando garantir a condição real presente na planta e não fazem parte do estudo em questão, apenas a leitura dos parâmetros configurados nos IEDs.

BRVAL

ELECTRICAL



APLICAÇÕES:

Plantas Industriais, Usinas de Geração Distribuída, Instalações Comerciais, entre outras.

Classes de Tensão: 7,2kV, 15kV, 24,2kV e 36,2kV e religáveis.

Potências Nominais: 15kVA a 3000kVA (Consulte-nos para potências maiores)

Grau de Proteção: IP00, IP21, IP23 e IP54 (Uso ao Tempo)

DIFERENCIAIS TÉCNICOS:

Projetos com características (tensão e potência) específicas sob demanda;

100% dos equipamentos ensaiados conforme NBR 5356-11, em laboratório próprio;

Transformadores para aplicações especiais (Ex.: Transformadores de aterramento, transformadores com fator K de desclassificação de harmônicas, entre outras.)

A CERTIFICAÇÃO DE QUALIDADE ISO9001 GARANTE: ALTO RIGOR NO CONTROLE DE TODOS OS PROCESSOS DE MANUFATURA E TESTES, PROPORCIONANDO CONFIABILIDADE E GARANTIA AO PRODUTO.



☎ 21 97105-6853 📞 21 3812-3100 🌐 @brvalelectrical

✉ vendas@brval.com.br 🌐 www.brval.com.br

SAIBA MAIS:





Figura 3 - Localização das subestações e da sala de engenharia.

Para a primeira etapa de levantamento das informações remotamente foi considerado:

- Realizar apenas a comunicação com os IEDs e salvar os ajustes em formato PDF no servidor para análise futura;
- Leitura apenas dos IEDs em rede que consequentemente estão comunicando;
- O profissional responsável pela atividade possui conhecimento prévio sobre o sistema e o software do fabricante;
- Não foram considerado os tempos referentes às instalações dos programas necessários para atividade;
- O trabalho foi realizado da sala de engenharia (bloco IV);
- A distância entre a sala da engenharia (bloco IV) e a subestação da britagem é de 3 km.

Para a atividade remota foram considerados os seguintes riscos:

1. Ergonômico: tempo de permanência sentado;
2. Visual: tempo de permanência à frente do computador.

O tempo total gasto para a leitura remota dos parâmetros dos 18 IEDs foi de 52 minutos, dos quais se destacam 6 minutos gastos para localizar o diretório para salvar os ajustes. Caso o diretório já esteja mapeado, o tempo total seria de 46 minutos.

Para a segunda etapa do levantamento das informações deve-se considerar:

- Realização apenas da comunicação com os IEDs e salvo seus ajustes em formato PDF no notebook para análise futura;
- Devido à não instalação de um Connectivity package no notebook a leitura ter sido realizada apenas em um tipo de IED, diferentemente da 1ª etapa que realizou em dois modelos de relés;
- Os profissionais responsáveis pelas atividades possuem conhecimento prévio sobre o sistema e sobre o software do fabricante;
- Não serem considerados tempos referentes a instalações de programas necessários para atividade;
- O trabalho ter sido realizado em campo;
- Cumpridos todos os procedimentos de segurança da empresa.

Riscos da atividade:

1. Ergonômico: tempo de permanência sentado;
2. Visual: tempo de permanência à frente do computador;
3. Deslocamento: riscos inerentes ao deslocamento (aproximadamente 6 Km ida e volta);
4. Deslocamento: riscos associados à necessidade de subir e descer escadas;

TABELA 1 - TEMPO GASTO PARA LEITURA DOS PARÂMETROS VIA REDE DE COMUNICAÇÃO

Item	Horário/Inicial	Horário/Final	Descrição da atividade
1	10:00	10:00	(1) Realizar acesso remoto ao servidor virtual.
2	10:01	10:01	(2) Abrir software PCM 600 dentro do servidor.
3	10:05	10:05	(3) Abrir a base de arquivo da subestação SE-Britagem.
4	10:07	10:07	(4) Realizar comunicação com relé SE-Britagem-01, escolher o diretório e salvar os ajustes.
5	10:15	10:15	(5) Tempo gasto com dificuldade para encontrar diretório da pasta compartilhada necessária para arquivar os ajustes.
6	10:22	10:22	(6) Comunicar com relé SE-Britagem-02 até SE-Britagem-06, inserir senha do IED e salvar os ajustes.
7	10:32	10:32	(7) Fechar arquivo da subestação SE-Britagem.
8	10:33	10:33	(8) Abrir a base de arquivo da subestação SE-Filtragem.
9	10:34	10:34	(9) Comunicar com os relés SE-Filtragem-01 até SE-Filtragem-12 e salvar ajustes no diretório (pasta compartilhada).
10	10:51	10:51	(10) Fechar programa e realizar log off no servidor.

TABELA 2 - TEMPO GASTO PARA LEITURA DOS PARÂMETROS PELO FRONTAL DO IED

Item	Horário/Inicial	Horário/Final	Descrição da atividade
1	09:25	09:34	(1) Vestir conjunto retardante a chama, deslocar até a subestação e preencher ART (Análise de risco da tarefa).
2	09:34	09:35	(2) Acessar a subestação (Necessária chave-padrão).
3	09:35	09:42	(3) Ligar computador, ligar máquina virtual e abrir o programa PCM600.
4	09:43	10:25	(4) Criar 6 IEDs e realizar a leitura dos parâmetros.
5	10:26	10:43	(5) Fechar programa PCM600, desligar máquina virtual e física; deslocamento para fora da subestação.
6	10:44	11:00	(6) Obs.: A bateria do Carro GOL PU T-XXXX descarregou, aguardando apoio da empresa responsável.
7	11:00	11:05	(7) Finalizada tarefa. Deslocamento até o restaurante.
Parte 1	-	-	(Parte 1) 100min (leitura de 6 IEDs).
8	14:51	15:01	(8) Deslocamento do Bloco IV até SE-Britagem.
9	15:02	15:03	(9) Acesso à subestação.
10	15:04	15:09	(10) Preencher ART, ligar notebook, máquinas virtuais e abrir PCM600.
11	15:10	15:40	(11) Criar 7 IEDs e realizar a leitura.
12	15:41	15:43	(12) Fechar programa PCM600, desligar máquina virtual e física; deslocamento para fora da subestação.
13	15:44	15:55	(13) Deslocamento até o bloco IV.
Parte 2	-	-	(Parte 2) 64 min (leitura de 7 IEDs).

5. Eletricidade: riscos de choque e/ou explosão ao permanecer dentro de ambiente controlado.

O tempo total gasto para ler 13 IEDs foi de 164 minutos. Conhecidas as premissas apresentadas anteriormente, pode-se construir a tabela comparativa a seguir.

A realização do trabalho de forma remota possibilitou a leitura de 5 IEDs a mais quando comparados aos trabalhos em campo, representando um acréscimo de 38%. Esse “ganho” de produtividade é somado à redução no tempo de execução das tarefas que foi 68% inferior para condição de trabalho remoto. Considerando um profissional de nível superior com o

TABELA 3 – COMPARATIVO DE TEMPO PARA LEITURA DOS PARÂMETROS DE FORMA LOCAL E REMOTA

Item	Atividade	Leitura de parâmetros	
		SE1215CC01 e SE1475CN01	SE1215CC01 e SE1475CN01
1	Local	Em campo (frontal do IED)	Remoto (via rede)
2	Modalidade		
3	Quantidade (IEDs)	13	18
4	Deslocamento (km)	6	0
5	Tempo (min)	164	52
EPFs	Capacete com jugular	Sim	Não
	Protetor auditivo	Sim	Não
	Óculos de segurança	Sim	Não
	Luva	Sim	Não
	Vestimenta retardante a chama	Sim	Não
Outros	Realizar trabalho em dupla?	Sim	Não
	Necessário transporte?	Sim	Não
	Necessário chave para acesso a subestação	Sim	Não
Possíveis riscos	Projeção de partículas	Sim	Não
	Projeção de material	Sim	Não
	Animais peçonhentos	Sim	Não
	Prensamento de membros	Sim	Não
	Trabalho próximo a circuitos energizados	Sim	Não
	Condições ergonômicas desfavoráveis	Sim	Não
	Incêndio/explosão	Sim	Não
Contato com superfície cortante ou perfurante	Sim	Não	

custo hipotético de R\$:48,00/hora (sem considerar encargos) para realização das atividades remota e dois profissionais para atividade de campo é possível visualizar na Figura 4 que, para uma produtividade 28% inferior (13 IEDs em 18), o levantamento em campo apresenta custo 6,3 vezes superior.

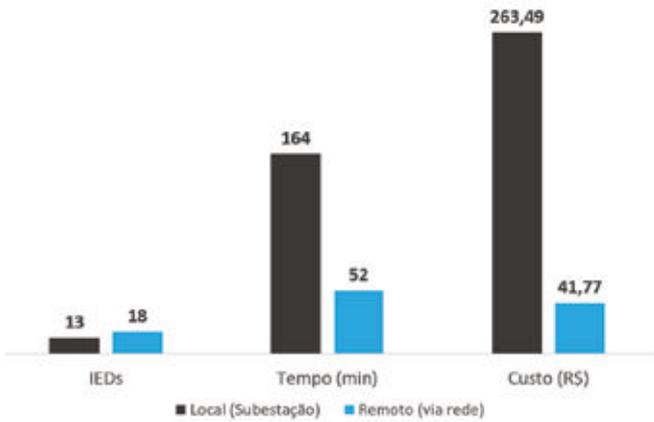


Figura 4 – Comparativo.

2.8 - REDUÇÃO DO DESLOCAMENTO

A distância em linha reta entre as duas subestações de 230 kV responsáveis por alimentar a planta é de 10 km. Analisando o percurso pelas vias normais, essa distância atinge 17 km. Na tarde do dia 28/10/2019, uma forte chuva acompanhada de várias descargas atmosféricas atingiu a cidade de Itabira. Como consequência os disjuntores 4K05 e 4K07 existentes na subestação de 69 kV e visíveis na Figura 5, que alimentam o datacenter industrial e a captação de água, respectivamente, sofreram descargas na linha de distribuição, resultando na sua abertura.

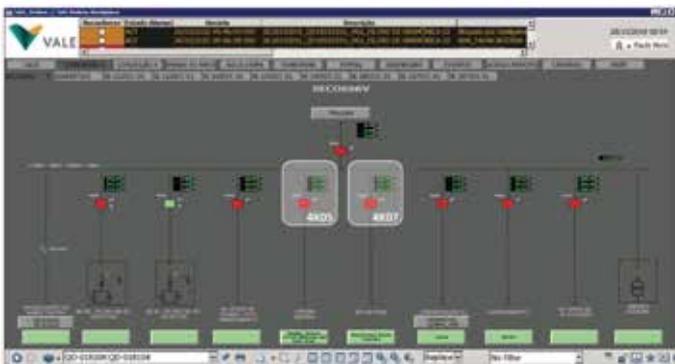


Figura 5 - Subestação de 69 kV.

Na Figura 6 é possível observar à esquerda a oscilografia do relé 4K05 e a direita do relé 4K07. Em ambos os eventos a corrente de pico no primeiro ciclo foi de aproximadamente 4kA.

Na Figura 7, temos a lista de eventos do relé 4K05 (esquerda) e do relé 4K07 (direita) apresentando em detalhes a sequência cronológica dos fatos ocorridos. Nota-se que o relé do 4K05 atuou trip para uma corrente de 3,03 kA às 16:13:45.509 do dia

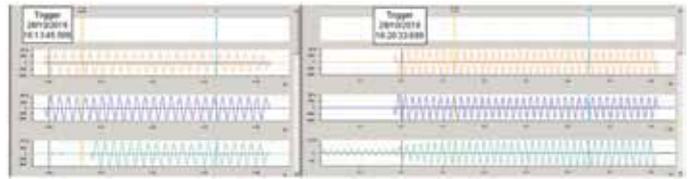


Figura 6 - Oscilografia.

28/10/2019, levando 390 ms para realizar a abertura do disjuntor. Por sua vez, o relé do 4K07 atuou trip para uma corrente de 2,34 kA às 16:20:33.699 do dia 28/10/2019, levando 580 ms para realizar a abertura disjuntor.

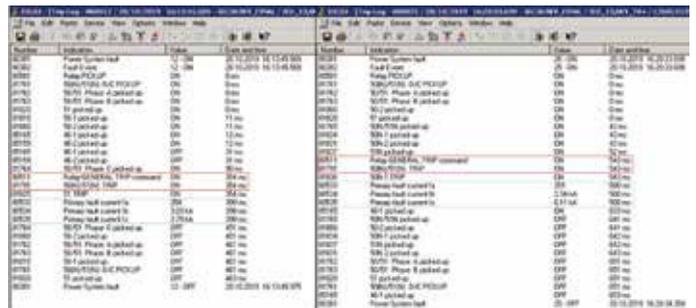


Figura 7 - Listas de eventos dos relés de proteção.

No evento da Figura 7, destaca-se o tempo de restabelecimento remoto do sistema, realizado pela equipe responsável que se encontrava a mais de 15 km de distância da subestação de 69 kV. O disjuntor 4K05 foi fechado remotamente com sucesso às 16:25:06.929 do dia 28/10/2019, totalizando uma interrupção de 11,6 minutos. Já o disjuntor 4K07 foi fechado remotamente com sucesso às 16:26:00.677 do dia 28/10/2019, totalizando uma interrupção de 5,6 minutos. Caso a análise das oscilografias e a operação não fosse realizadas remotamente, o tempo de restabelecimento seria superior a 90 min, uma vez que, além do deslocamento até a subestação e os procedimentos a serem seguidos, soma-se o fato que uma definição interna pode restringir a circulação dos operadores durante condições climáticas de fortes chuvas e na presença de descargas atmosféricas.

3 - Conclusões

A norma IEC 61850 possui hoje consolidada aplicação nas indústrias, sendo muitas das vezes a melhor opção para novos projetos e retrofit de instalações. Os ganhos provenientes da adoção da norma são diversos e a interoperabilidade entre os diversos fabricantes possibilita aos usuários maior independência nas definições e estruturas do SAS.

O maior ganho que justifica a implementação da automação do sistema elétrico é a retirada do homem da área controlada durante a realização de manobras no sistema elétrico ou redução da necessidade de deslocamento até a subestação para coleta de informações.

O trabalho apresentado evidencia diversos ganhos para um sistema real (operação remota, base única de alarmes e eventos, redução de cabos, redução do tempo de comissionamento, sincronismo, coleta de oscilografia e o acesso remoto aos IEDs).

Conforme exposto no artigo, foi possível verificar que o tempo gasto para a realização de levantamento de parâmetros específicos é sempre superior para a atividade em campo em pelo menos 2x, soma-se a isso vários riscos presente no setor industrial, principalmente quando se trata de uma subestação.

Por fim, o custo para a atividade realizada remotamente é reduzido consideravelmente e a tarefa pode ser realizada por um profissional, permitindo que o outro seja alocado em outra frente de trabalho.

4 - Referências bibliográficas

IEC 61850-7-1, Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models, 2003.

IEC61850-6, Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs. - Suíça: International Electrotechnical Commission, 2004.

SOARES, Paulo H. V. Metodologia para teste de comunicação GOOSE implementada em uma planta industrial da Vale - Itabira/

MG. Belo Horizonte, XXV SNTPE E, 2019, p. 46-50;

SOARES, Paulo H. V. Perfil do novo profissional de proteção e automação do sistema elétrico. São Paulo, Ed. Atitude Editorial, 2019, p. 46-50;

DE FREITAS, Luiz C. V. Sistema Integrado de Automação de Subestações usando norma IEC61850 Aplicado na usina da Vale – Itabira, MG. São Paulo, ISA Brazil 2011, p. 7;

SOARES, Paulo H. V. Confinamento de mensagens GOOSE e redundância aplicada em planta industrial da Vale Itabira/MG. Recife, XIII SIMPASE, 2019, p. 5;

ANTUNES, Keli C. S. Seletividade e interoperabilidade segundo a norma IEC 61850: Uma abordagem sobre energia incidente. CBA, 2018, p.3;

**Paulo Henrique V. Soares é engenheiro eletricista, com mestrado em Engenharia Elétrica. É membro de comissões normativas do Comitê Brasileiro de Eletricidade da ABNT para segurança em eletricidade, relés de proteção e norma Iec 61850. Atualmente, é coordenador de automação na Vale.*

Christiane Palmiere C. Vieira é engenheira eletricista industrial e mestranda em engenharia elétrica. Atualmente, é coordenadora de planejamento e controle da manutenção de tecnologia na Vale.

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

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



Produtos Homologados CEMIG

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

www.exponencialmg.com.br

Rua Titânio 153 - Camargos - BH/MG
vendas@exponencialmg.com.br
(31) 3317-5150

Compre com seu cartão
BNDES

Exponencial
MATERIAL ELÉTRICO

Por Marcos Madureira e Lindemberg Reis*

Crédito: Jonathan Borba

As distribuidoras e o futuro do setor elétrico

As distribuidoras de energia elétrica são o elo final de toda uma cadeia produtiva que se inicia na geração, por meio de distintas fontes, como hidráulica, térmica e nuclear. Esta energia gerada é escoada a longas distâncias pelas linhas das transmissoras, que entregam a energia às concessionárias de distribuição, que garantem que o elétron gerado chegue aos usuários finais.

As tarifas de energia elétrica são compostas por custos necessários para financiar toda essa cadeia de fornecimento. Dados de 2021 evidenciam que a geração de energia representa 36% da conta de luz, enquanto as transmissoras e as distribuidoras são responsáveis por 7% e 20% dos custos do setor, respectivamente. Complementam o preço da energia os encargos e tributos, que perfazem 37%.

Embora não seja o tema central desse artigo, nota-se que a desoneração das tarifas de energia elétrica torna-se fundamental para a sustentabilidade do setor em médio e longo prazos. Não soa razoável que a maior parcela da fatura seja destinada a encargos e tributos presentes na tarifa. Há iniciativas no legislativo com essa finalidade, como o PLP 18/2022, mas que têm que avançar para uma agenda propositiva efetiva para os próximos anos.

Mas fato é que as distribuidoras cumprem papel que vai além de simplesmente entregar a energia no varejo. São esses agentes que sustentam o fluxo financeiro do setor, afinal, as concessionárias de distribuição fazem a interface com os usuários de energia elétrica, arrecadando, por meio das faturas, todo o montante necessário para financiar a operação do sistema.

Cumpra destacar que, segundo a dinâmica atual do setor elétrico, os grandes riscos são alocados nas distribuidoras de energia elétrica. Por exemplo, pode-se citar que a remuneração é garantida aos geradores de energia, mesmo que haja alterações conjunturais de inadimplência por parte dos usuários. Quem suporta esse déficit arrecadatório são as distribuidoras de energia. As transmissoras não percebem oscilações de receitas caso o mercado se altere, uma vez que seus contratos de concessão são do tipo *revenue cap* (ou receita teto), enquanto as distribuidoras ficam com o ônus/bônus de movimentações de mercado, dado que seus contratos são do tipo *price cap* (ou preço teto).

Os furtos de energia, ou perdas não técnicas, são outro exemplo de ônus que impactam as distribuidoras de energia

elétrica, mas que não chegam aos demais agentes do setor. Ou seja, os custos relativos aos furtos de energia – em especial em áreas de concessão mais complexas – ficam exclusivamente com os acionistas das empresas de distribuição de energia.

Também é importante esclarecer que, em momentos de crise, são as distribuidoras de energia elétrica que garantem que o setor se mantenha equilibrado, cumprindo o papel de agente arrecadador para os segmentos de geração e transmissão, recolhendo encargos e tributos, mesmo sem os recebimentos dos recursos junto ao mercado consumidor. Exemplos recentes foram as medidas tomadas no enfrentamento à pandemia da Covid-19 e na crise hídrica de 2021.

Ainda é importante destacar que as distribuidoras de energia elétrica atuam sob forte regulação. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio de diversos regulamentos, estimula os agentes à busca contínua pela eficiência, por meio de modelos que emulam concorrência entre as concessionárias. De tal sorte que as empresas têm que aportar investimentos considerados prudentes e custos operacionais eficientes para que a concessão se sustente em médio e longo prazos.

Não bastasse a complexidade na qual a distribuidora de energia está inserida, o cenário presente e futuro não poupa desafios. Inicialmente, é importante lembrarmos que vivemos em um ambiente de abertura de mercado, com cronograma já estabelecido até 2023 por meio da Portaria nº 465/19 do Ministério de Minas e Energia (MME).

O problema é que, quando clientes do mercado regulado de uma distribuidora migram para o mercado livre em larga escala, a concessionária tende a ficar sobrecontratada, o que pode fazer com que o custo da energia no mercado regulado fique ainda mais elevado. Assim, mecanismos de redistribuição desses custos entre o ACR e ACL, como previstos no PL 414, são muito importantes.

Soma-se à abertura de mercado o fato de o mundo estar observando uma nova onda de reestruturação no setor elétrico, condicionada pela chegada da chamada transição energética. Esta ampla transformação é caracterizada pela atuação de um conjunto de fatores interconectados que se retroalimentam.

É o caso da difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), que podem ser entendidos como quaisquer recursos capazes de prestar serviços de energia localizados no sistema de distribuição. Há vários exemplos de REDs.

O mais conhecido e difundido no Brasil é a Geração Distribuída (GD), na qual pequenas unidades geradoras são conectadas de forma pulverizada nos sistemas de distribuição. Segundo dados da Aneel, em junho de 2022, a GD já representa 11,2, GW de potência instalada, cerca de 6% de toda potência instalada no Brasil, contabilizando-se pouco mais de 1 milhão de unidades consumidoras. A imensa maioria da energia gerada é por meio da fonte solar, com painéis fotovoltaicos.

Outro RED que já é uma realidade no setor elétrico nacional são os veículos elétricos, movidos inteira ou parcialmente pela energia armazenada em baterias

internas recarregáveis, cuja propulsão é realizada por meio de motores elétricos. Segundo a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE), no acumulado de janeiro a maio de 2022 foram vendidos 16.354 veículos eletrificados, um crescimento de 54% em relação aos cinco primeiros meses de 2021.

Resposta da Demanda (RD) é outro RED muito relevante para a eficiência do consumo de energia. RD são mecanismos utilizados para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, a redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos através de pagamentos ou em resposta a preços de mercado.

Há também RED pouco menos difundidos, mas com enorme potencial de afetar o sistema tal qual conhecemos hoje em dia. Por exemplo, pode-se citar o armazenamento distribuído, que são sistemas de armazenamento, tipicamente de pequena escala, conectados na rede de distribuição com propósito de utilizar a energia armazenada em momento posterior.

Por fim, podem ser citados REDs mais disruptivos, mas que estarão presentes no grid do sistema num horizonte de médio prazo. É o caso das microrredes, que é um sistema elétrico inteligente de pequeno porte com cargas e RED, com capacidade de operar ilhado ou conectado à rede de distribuição. Outro caso possível são as usinas virtuais, que podem ser caracterizadas como um conjunto de RED despachado remotamente por centros de controle, de forma a oferecer serviços de resposta da demanda ao operador da rede e maximizar a receita auferida.

Vislumbramos, portanto, um futuro com disseminação de oferta de energia descentralizada e ambientalmente sustentável baseada em fontes renováveis, com destaque para a geração solar, eólica e até mesmo energia nuclear de pequenas centrais.

E como não citar a questão da digitalização e da crescente conectividade

de consumidores/equipamentos/empresas, proporcionada pela expansão de redes e medição inteligente (smart grids e smart meters) capazes de elevar enormemente a eficiência e a qualidade do serviço aos consumidores finais?

Podemos esperar, no horizonte à vista, um maior protagonismo do consumidor final, que busca a redução dos gastos com energia e ganhos com eficiência energética por meio do uso de utensílios/equipamentos inteligentes (domotics) interconectados através da internet, de sistemas de resposta da demanda e de ferramentas de inteligência de dados (data mining).

É importante observar que essas questões alterarão profundamente a forma de funcionamento do sistema de distribuição de energia elétrica, trazendo inversões e flutuações de fluxos de potência nunca verificados. São desafios técnicos que o segmento tem enfrentado e reagido de forma satisfatória.

Esse é o cenário que se apresenta ao segmento de distribuição, que tem sido resiliente na busca de inserção de tecnologias que permitam fazer melhor com menos custo, além de se inserir em todas as discussões travadas para minimizar os aumentos dos custos de energia elétrica para o mercado regulado.

Mas para que esse cenário seja sustentável, é preciso repensar muitos conceitos e formas de atuação, com uma visão de um novo ambiente de negócios focado em oferecer alternativas de serviços aos diversos agentes, sejam geradores, consumidores, comercializadores etc. Nosso compromisso é de oferecer soluções para permitir que todo o novo cenário tecnológico possa se implantar de forma eficiente e sustentável.

**Marcos Madureira é presidente da Associação Brasileira de Energia Elétrica (ABRADEE).*

Lindemberg Reis é gerente de Planejamento e Inteligência de Mercado da Associação Brasileira de Energia Elétrica (ABRADEE).

EMPRESA	TELEFONE	SITE	CIDADE	UF	A empresa é				Principal canal de vendas			Principais clientes							
					Fabricante de produtos para distribuição de energia	Distribuidora de produtos para distribuição de energia	Fabricante de produtos para transmissão de energia	Distribuidora de produtos para transmissão de energia	Distribuidores de materiais elétricos	Revendas de materiais elétricos	Venda direta ao cliente final	Internet	Distribuição de energia elétrica	Transmissão de energia elétrica	Montagem de redes de distribuição	Montagem de redes de transmissão	Engenharia	Manutenção de redes	Montagem de equipamentos
ADELCO	(11) 4199-7500	www.adelco.com.br	Barueri	SP	x		x				x		x	x	x	x	x	x	
ALTUS	(51) 3589-9500	www.altus.com.br	São Leopoldo	RS	x		x		x	x	x		x	x			x		x
BA ELETRICA	(92) 2125-8000	www.baeletrica.com.br	Manaus	AM		x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x
BOHNEN+MESSTEK	(11) 5567-0200	www.bohnen.com.br	São Paulo	SP		x		x			x		x	x	x			x	
BRASFORMER BRASPTEL	(11) 2969-2244	www.brasformer.com.br	São Paulo	SP	x		x		x		x		x	x			x		
BRVAL ELECTRICAL	(21) 3812-3100	www.brval.com.br	Valença	RJ	x						x		x				x		x
CABELAUTO	(35) 3629-2500	www.cabelauto.com.br	Itajubá	MG	x		x		x		x	x	x	x	x	x			
CERÂMICA SÃO JOSÉ	(19) 3852-9555	www.ceramicasaiose.com.br	Pedreira	SP	x	x			x	x	x		x		x		x	x	x
ELETRON ENGENHARIA	(12) 99163-9377	www.eletronengenhariaindustrial.com	Pindamonhangaba	SP				x				x			x			x	
ELEKTROTRAFU	(43) 3520-5000	www.elektrotrafo.com.br	Cornelio Procopio	PR	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x
FURUKAWA ELECTRIC	0800 041 2100	www.furukawalatam.com/pt-br	Curitiba	PR	x		x		x	x	x	x	x	x			x	x	x
GIMI SOLUÇÕES DE ENERGIA	(11) 4752-9900	www.gimi.com.br	Suzano	SP	x		x				x	x	x	x	x	x	x	x	x
HAWSER	(11) 4056-7047	www.hawser.com.br	Diadema	SP	x		x		x	x	x						x		x
INDEL BAURU	(14) 3281-7070	www.indelebauru.com.br	Bauru	SP	x					x	x		x						x
ITAIPU	(16) 3263-9400	www.itaiputransformadores.com.br	Itapolis	SP	x				x	x	x		x	x	x	x	x	x	x
LOJA ELÉTRICA	(31)3218-8033	www.lojaeletrica.com.br	Belo Horizonte	MG		x		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
MBA CONSTRUTORA	(34) 3271-7700	www.mbaconstrutora.com.br	Ituiutaba	MG		x		x				x	x	x	x	x	x	x	x
MÉDIA TENSÃO	(11) 2384-0155	www.mediatensao.com.br	Guarulhos	SP		x			x	x	x	x	x		x		x	x	x
MERSEN DO BRASIL	(11) 98158-5740	www.mersen.com	São Paulo	SP	x		x		x	x	x	x	x	x					x
MG TRAFOS	(31) 3534-9503	www.mgtrafos.com.br	São joaquim de bicas	MG															
OMEGA	(19) 3645-9096	www.omegaportal.com.br	Americana	SP															
ONIX	(44) 3233-8500	www.onixcd.com.br	Mandaguari	PR		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
PEXTRON	(11) 5094-3200	www.pextron.com.br	São Paulo	SP	x		x		x		x						x		x
PIFFNER	(47) 3348-1700	www.piffner.com.br	Itajaí	SC															
PLP	(11) 4448-8000	www.plp.com.br	Cajamar	SP	x		x		x	x	x		x	x	x	x	x	x	
S&C ELECTRIC	(41) 3382-6481	www.sandc.com	São José dos Pinhais	PR	x						x	x	x	x	x				x
SCHNEIDER ELECTRIC	(11) 99989-7237	www.se.com.br	São Paulo	SP	x		x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
SEL	(19) 3515-2000	www.selinc.com	Campinas	SP	x		x				x		x	x					x
SIEMENS	(11) 97174-4009	www.siemens.com	Jundiaí	SP	x		x				x		x	x			x		
TECSYS	(12) 3797-8800	www.tecsysbrasil.com.br	São José dos Campos	SP	x						x								
TRAEI	(65) 3611-6500	www.trael.com.br	Cuiabá	MT	x		x				x		x	x	x			x	
TRANSFORMADORES MINUZZI	(19) 3272-6380	www.minuzzi.ind.br	Campinas	SP			x		x	x							x		x
TRANSFORMADORES UNIÃO	(11) 2023-9000	www.transformadoresuniaio.com.br	São Paulo	SP	x						x	x							x
TRETECH TECNOLOGIA	(11) 2410-1190	www.tretech.com.br	Atibaia	SP	x		x				x		x						x

OBO
BETTERMANN

+ 30.000 Produtos.

Agora com presença nacional mais forte.

(15) 3335-1382
www.obo.com.br / mkt.info@obo.com.br

Bandejamento para Cabos



DPS



Proteção Passiva Contra Incêndio



Por Aguinaldo Bizzo*



Inventário de riscos elétricos segundo a NR 1 e a NR 10

Parte III

Condições impeditivas

Para pessoas comuns (BA1), a característica construtiva da instalação elétrica é condição intrínseca para que se possa autorizar a entrada para execução de quaisquer atividades não relacionadas às instalações elétricas, não considerando “o conhecimento delas” como medida de controle. Assim, essas pessoas não podem ser autorizadas a executar atividades em contato com a eletricidade, devendo receber instruções básicas quanto aos riscos existentes, tendo como “condição impeditiva” a possibilidade de entrarem na zona de risco e\ou controlada estabelecida pela NR 10.

Uma situação comum de “desconformidade” ocorre quando o grupo BA1 executa atividades básicas de liga-desliga de circuitos elétricos, sem a existência de segregação adequada. Outra situação comum ocorre com operadores de processo industrial que necessitam “abrir as portas” de painéis elétricos para determinadas atividades de liga-desliga de circuitos elétricos energizados de baixa tensão, sendo que esse tipo de atividade só é permitido para profissionais autorizados (BA5), atendendo às prescrições normativas já tratadas no artigo anterior.

Para profissionais que trabalham com eletricidade, caracterizados como BA4 e BA5 – pela ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14039, e autorizados conforme a NR 10 (vide item 10.8), as instalações elétricas podem ter características específicas, sendo que, em alguns casos, sem segregação, permitindo que o profissional acesse a zona de risco para realização de trabalho em circuitos energizados, visto que para esses profissionais é admitida proteção parcial

Assim, o conhecimento dos profissionais e a adoção de procedimentos de trabalho adequados podem ser considerados como medida de controle aceitável. As condições impeditivas para esses profissionais, tendo em vista as características das instalações elétricas, ocorrerão quando eles acessarem acidentalmente ou não a zona de risco de circuitos elétricos energizados sem a adoção de medidas de controle para risco de choque elétrico e\ ou arco elétrico. Uma situação predominante de não conformidade encontrada nas empresas refere-se à manutenção cotidiana de circuitos elétricos energizados de baixa tensão (BT), em instalações elétricas sem segregação mínima estabelecida pela ABNT NBR 5410, com profissionais expostos diretamente ao risco de choque por contato direto e arco elétrico,

sem a adoção de medidas de controle obrigatórias, seja pela falta e/ou inadequação de procedimentos de trabalho, bem como pela não utilização de EPIs obrigatórios, e essa situação é caracterizada como risco grave e iminente.

Em média/alta tensão também é permitido, em alguns casos, que profissionais BA5 realizem atividades em proximidade de circuitos elétricos energizados sem segregação, como, por exemplo, a realização de termografia em MT em painéis elétricos com invólucros descompartimentados, em que obrigatoriamente a análise de risco da atividade deve ser “procedimentada”, considerando como condição impeditiva o acesso à zona de risco e essa condição deve ser consignada na permissão de trabalho.

Em resumo, predominam nas empresas procedimentos para trabalhos com eletricidade com análise genérica de riscos, homologados pelo SESMT, que não contemplam as premissas básicas estabelecidas pela NR 10 e normas técnicas da ABNT quanto ao critério “competência de pessoas” para a definição das condições impeditivas a serem consideradas. Dessa forma, expõem tanto as pessoas que executam atividades em instalações elétricas, quanto os profissionais habilitados pela autorização e o SESMT em caso de acidentes do trabalho. Infelizmente, as prescrições de segurança estabelecidas pelas normas ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14039 não são tratadas de forma adequada nos cursos de NR 10 devido à falta de competência dos profissionais que ministram esses cursos, e das instituições responsáveis por eles.

Para a adequada elaboração do Inventário de Riscos Elétricos no PGR, é necessário fazer uma análise de riscos adequada da atividade, de forma que sejam definidas as medidas de controle eficazes e exequíveis, levando em conta as competências de pessoas e o local de trabalho, bem como as características construtivas das instalações elétricas, observando-se as premissas apresentadas neste artigo, homologando as condições impeditivas em procedimentos operacionais.

Assim, como “regra básica”, quando falamos de proteção de pessoas ao risco de choque elétrico, duas questões básicas devem ser consideradas: tipo de pessoa exposta e local do serviço.

Dessa maneira, para tratarmos das medidas de controle de forma adequada e para definir um processo eficaz de análise de riscos, torna-se necessário o entendimento correto de conceitos estabelecidos pela NR-10 e normas técnicas da ABNT (NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão e NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão). Assim, abordaremos primeiro os parâmetros técnicos estabelecidos para que seja possível definir corretamente as ações de controle.

As normas técnicas da ABNT definem que as instalações elétricas devem considerar as “influências externas”. Cada condição de influência externa é designada por um código que

compreende sempre um grupo de duas letras maiúsculas e um número, como descrito a seguir:

1) A primeira letra indica a categoria da influência externa:

A = Meio ambiente;

B = Utilização;

C = Construção das edificações;

2) A segunda letra (A, B, C,...) indica a natureza da influência externa;

3) O número indica a classe de cada influência externa.

Parâmetros das influências externas

Condições ambientais: independe da natureza das instalações e dos locais considerados, relacionados a fatores externos provenientes da atmosfera, do clima, da situação e de outras condições da região onde se encontra a instalação. Ao todo, são 14 parâmetros: AA - temperatura do ambiente; AB - umidade do ar; AC - altitude; AD - presença de água; AE - presença de corpos sólidos; AF - presença de substâncias, corrosivas ou solventes; AG - choques mecânicos; AH - vibrações; AJ - outras solicitações mecânicas; AK - presença de flora e mofo; AL - presença de fauna; AM - influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes; AN - radiações solares; e AQ – raios.

Condições de utilização dos locais:

• BA - Competência das pessoas; • BB - Resistência elétrica do corpo humano; • BC - Contato das pessoas com o potencial de terra; • BD - Fuga das pessoas em emergências; • BE - Natureza dos materiais armazenados.

Construção das edificações: relacionadas à construção de prédios, isto é, sua estrutura e os materiais utilizados. Ao todo, são 2 parâmetros: CA - materiais de construção e CB - estrutura dos prédios.

Competências das pessoas segundo a ABNT

Conforme já apresentado, na influência externa caracterizada como “condições de utilização”, temos o parâmetro BA - Competência das Pessoas, que será o foco dessa análise, sendo descrito nas normas técnicas ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14039.

PESSOAS BAI – COMUNS (ABNT) X PESSOAS INADVERTIDAS (NR10)

O conceito de pessoas comuns BA1, conforme determina a ABNT, equivale ao conceito de pessoa inadvertida pela NR 10,

sendo aqueles que não realizam atividades em circuitos elétricos, mas usufruem da eletricidade ou realizam atividades em locais ou equipamentos com a presença do agente eletricidade. Para esse grupo de pessoas, o agente eletricidade deve “ser controlado” por medidas de segurança consideradas como “proteção total”, ou seja, o controle do risco não pode depender do conhecimento da pessoa BA1, mas sim, a instalação elétrica deve ser construída de forma segura, não permitindo que a pessoa adentre acidentalmente a zona controlada (vide anexo II – NR-10) de instalações elétricas energizadas mesmo em BT. Na NR 10 essa condição também pode ser caracterizada como “operações elementares” de liga e desliga, em circuitos elétricos de BT, conforme item 10.6.1.2, tratado no artigo anterior.

Podemos ainda enquadrar como “pessoas comuns - BA1” alguns personagens que fazem parte da rotina do processo de manutenção das instalações elétricas, como por exemplo: limpeza de subestações (abrigadas e desabrigadas), pedreiros, carpinteiros, motoristas de caminhões que descarregam materiais de construção em reformas de SE, etc, que apesar de não realizarem atividades “relacionadas às instalações elétricas”, adentram locais de serviços elétricos para realizarem suas tarefas.

Essas pessoas também devem ser autorizadas formalmente para adentrarem esses locais elétricos, entretanto, essa deve ser precedida de uma análise de riscos criteriosa, observando-se condições impeditivas intrínsecas às características construtivas das instalações elétricas, tendo como condição impeditiva intrínseca a possibilidade de acesso acidental a partes vivas da instalação elétrica (sem segregação), ou seja, adentrar zona controlada.

Dessa forma, quando se tratar de pessoas BA1– Inadvertidas, as medidas de controle para proteção ao risco de choque elétrico por contato direto devem ser específicas (proteção total), sendo essa “condição obrigatória” para análise e classificação de riscos elétricos para esse tipo de pessoa.

Predominam documentos genéricos de análise de riscos e inventários de riscos elétricos que não contemplam minimamente a exposição de Pessoas BA1 (comuns) a riscos elétricos intrínsecos a suas atividades em proximidade, conforme a NR 10, especialmente risco de arco elétrico. Infelizmente, a ocorrência de acidentes com pessoas comuns existe devido à não observância dos conceitos básicos de proteção estabelecidos, principalmente pelo desconhecimento daqueles que elaboram a análise de risco.

Na Figura temos o exemplo de uma pessoa BA1 (comum) realizando atividade de limpeza de SE de AT em condições de proximidade conforme NR 10, em que o inventário de riscos elétricos deve considerar exposição aos riscos de choque elétrico por contato direto, choque elétrico por contato indireto, arco elétrico e explosão.



Figura 1 - Atividade de limpeza com pessoa BA1 (comum) em subestação de alta tensão.

A Figura 2 traz o exemplo de uma pessoa BA1 (comum) realizando atividade de limpeza de em uma sala elétrica CCM-MT, em condições de proximidade de painéis elétricos de MT\BT segregados, onde o inventário de riscos elétricos deve considerar exposição aos riscos de choque elétrico por contato indireto e arco elétrico.



Figura 2 - Atividade de limpeza com pessoa BA1 (comum) em CCM de média tensão.

PESSOAS BA4 - ADVERTIDOS E BA5 - QUALIFICADOS X PROFISSIONAIS AUTORIZADOS

Pessoas advertidas (BA4) e pessoas qualificadas (BA5), conforme as normas da ABNT, são aqueles profissionais que, segundo a NR 10, poderão ser autorizadas a executarem serviços em áreas com eletricidade (considerando-se as demais premissas estabelecidas pela NR 10), sejam eles habilitados, qualificados

ou capacitados (considerando na íntegra as condições prescritas na NR10). Para esses profissionais, as medidas de controle devem considerar o conhecimento dos mesmos, permitindo a realização de atividades em instalações elétricas sem segregação, adotando-se medidas de controle (proteção parcial) específicas, com a adoção de procedimentos, EPI, EPC, ferramental, etc., sendo que a correta avaliação e classificação de riscos no Inventário de Riscos Elétricos requer conhecimento técnico para a análise da efetiva eficácia de medidas administrativas e da Organização, uma vez que “predominam” análises subjetivas que não retratam a realidade laboral considerando as características físicas das instalações elétricas. Assim, são classificados riscos moderados e até insignificantes em situações em que existem riscos potenciais, especialmente, de exposição ao arco elétrico.

Infelizmente predominam documentos “em gênero” atribuindo de forma subjetiva medidas administrativas e da organização, como “treinamento, roupa NR 10, procedimentos de bloqueio e ferramentas isoladas” como medidas de controle suficientes para classificação do risco como “aceitável”, onde sequer foi feita uma avaliação de forma estratificada de todos os cenários elétricos existentes na organização. Essa condição, além de não atender a legislação, expõe os profissionais a riscos de acidentes, bem como a organização, o SESMT e o PLH – Profissional Legalmente Habilitado pelo PIE em caso de acidente grave.

A Figura 3 ilustra um profissional BA5 (qualificado) realizando atividade de manutenção elétrica em circuitos elétricos de baixa tensão com segregação IP2X, em painel elétrico “descompartimentado”, em que o inventário de riscos elétricos deve considerar de forma intrínseca a exposição aos riscos de choque elétrico por contato direto e arco elétrico.



Figura 3 - Atividade de manutenção elétrica BT “ao contato direto”.

Já a Figura 4 traz o exemplo de um profissional BA5 (qualificado) realizando atividade de manobra em disjuntor de média tensão 13,8 kV, com equipamento segregado, onde o inventário de riscos elétricos deve considerar de forma intrínseca a exposição aos riscos de choque elétrico por contato indireto e arco elétrico.



Figura 4 - Atividade de manutenção elétrica MT “ao contato direto”.

Ressalta-se que para a análise de risco e a consequente classificação de riscos elétricos para atividades desenvolvidas no Sistema Elétrico de Potência (SEP), principalmente em redes de distribuição de energia elétrica, os critérios de análise são diferentes, especialmente para o risco de arco elétrico, tendo em vista as peculiaridades das instalações elétricas.

Na Figura 5, temos o exemplo de um profissional BA5 (qualificado) realizando atividade de manutenção elétrica em circuitos elétricos de MT, sem segregação, em redes aéreas de distribuição de 13,8 kV, em método de linha viva.



Figura 5 - Atividade em linha viva MT - redes aéreas de distribuição de energia elétrica.

No próximo artigo trataremos de critérios para classificação de riscos, considerando as distâncias de segurança para riscos elétricos.

**Aguinaldo Bizzo de Almeida é engenheiro eletricista e de Segurança do Trabalho. É membro do GT\ GTT - Elaboração da NR 10 (vigente). É inspetor de conformidade e ensaios elétricos da ABNT NBR 5410 (baixa tensão) e ABNT NBR 14039 (média tensão). Conselheiro do CREA SP – Câmara Especializada de Engenharia Elétrica, atua ainda como diretor da DPST - Desenvolvimento e Planejamento em Segurança do Trabalho e da B&T - Ensaios Elétricos*

Aterramento e proteção contra raios em parques eólicos

Parte 2

Desempenho frente a descargas atmosféricas

Em um parque eólico, as torres dos aerogeradores são os elementos captadores naturais de raios, especialmente pela sua elevada altura e perfil geométrico, que, inclusive, propiciam a formação de descargas terra-nuvem, que, tipicamente, tem polaridade positiva e intensidade mais elevada do que os raios nuvem-terra, o que significa alta energia, porém, com frentes de onda mais lentas.

O aterramento de uma torre de aerogerador é do tipo concentrado, sendo constituído por um ou mais anéis de cabo de cobre nu no entorno da sua base, interligados às armaduras da fundação. Aterramentos concentrados em estruturas de fundação densa e pesada (com muitos vergalhões de ferro amarrados), como é o caso dos aerogeradores, apresentam valores de impedância impulsiva inferiores dos valores de resistência de baixa frequência. Este efeito é decorrente do fato que as variações dos parâmetros do solo com a frequência, associadas ao espectro de altas frequências existentes na frente de onda de um raio, serem muito mais significativas em solos de alta resistividade (acima de $1000 \Omega.m$), que são os solos típicos encontrados nos parques eólicos do Brasil.

A resistência de aterramento de baixas frequências do aterramento da torre, que vale apenas para a fase final do transitório do raio, em que predominam componentes de frequência mais baixa, é dada pela combinação da impedância concentrada da base da torre ligada à impedância distribuída resultante dos cabos contrapesos radiais (quando existentes).

A redução da impedância de aterramento vista do aerogerador não é diretamente proporcional à extensão de cabo adicionada. O desempenho do aterramento de uma

torre de aerogerador para uma descarga atmosférica é restrito à chamada área efetiva do aterramento, que é função direta da resistividade do solo local e inversa ao tempo de frente de onda do raio. Acima deste comprimento efetivo, o aumento da extensão de cabo enterrado não resulta em redução significativa do valor de impedância de aterramento.

Simulação de uma frente de onda impulsiva

O impulso de corrente $10/350 \mu s$ caracteriza a 1ª descarga de retorno de polaridade positiva, típica de raios gerados no topo de estruturas altas e pontiagudas (Figura 1). O impulso $10/350 \mu s$ leva $10 \mu s$ para atingir o valor de pico e $350 \mu s$ para cair a 50% do valor de pico. A decomposição de uma onda impulsiva por transformada de Fourier revela que a faixa de frequências de 0 a 100 kHz concentra o maior conteúdo de energia.

Estas descargas ocorrem em apenas 1% dos raios, porém, constituem uma das condições mais críticas para as torres de aerogeradores, cujas torres são consideradas "geradores naturais" de raios terra-nuvem, que apresentam descargas de retorno com valores maiores de pico e de energia, em função da longa cauda do impulso de corrente.

A Figura 2 mostra uma onda senoidal de 25 kHz superposta a uma onda impulsiva, modelada por uma função de Heidler. Verifica-se que a senoide de 25 kHz leva os mesmos $10 \mu s$ que a onda impulsiva para chegar ao seu valor de pico. Tem-se, então, que, em uma primeira aproximação, a resposta do aterramento da torre pode ser estimada pela aplicação de uma corrente senoidal de alta-frequência na malha, seja para uma medição em campo ou para uma simulação em computador.

A Figura 2 apresenta um modelo de aterramento da base de

um aerogerador e a Figura 3 apresenta a elevação de potencial desta base em relação ao infinito (GPR), como resposta à injeção de uma corrente impulsiva de 50 kA em um solo de $3000 \Omega.m$, considerando os parâmetros do solo variantes com a frequência. A resistência em baixa frequência é de 55 ohms, já a impedância impulsiva é de 44 ohms, o que mostra uma redução no GPR de 20% com relação à resistência calculada em baixa frequência.

Pode-se concluir que a resposta do sistema de aterramentos de um parque eólico em baixa frequência e frente a descargas atmosféricas é diferenciada, devendo ambas ser objeto de análise, seja na fase de projeto ou de avaliação dos sistemas de aterramento e de proteção contra raios.

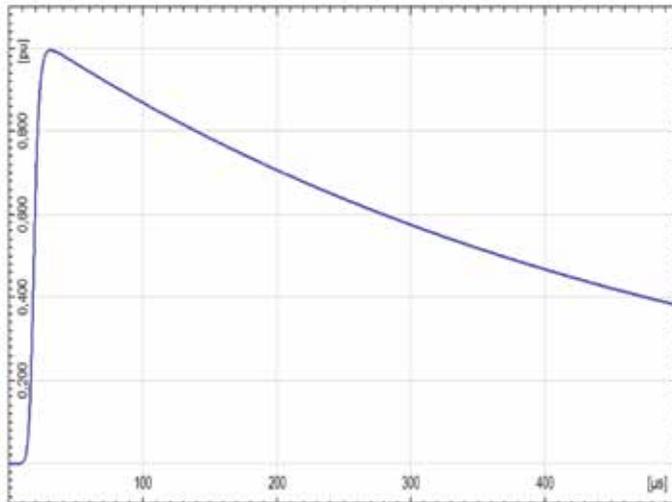


Figura 1 - Onda 10/350 µs, característica da 1ª descarga de polaridade positiva, típica de raios gerados no topo de estruturas altas e pontiagudas.

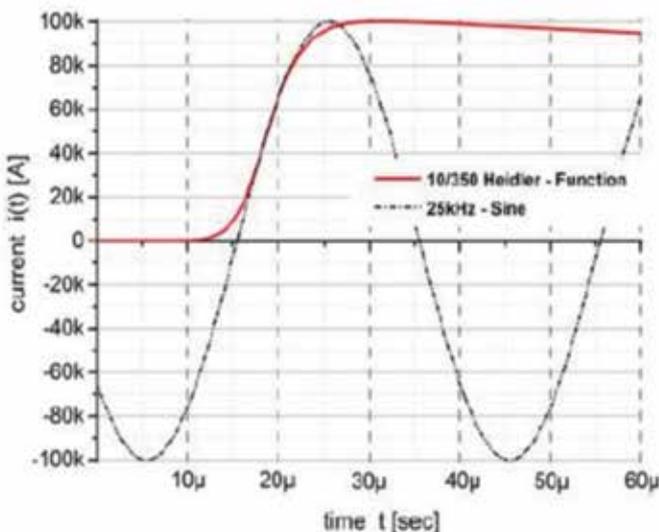


Figura 2 - Superposição de uma senoide de 25 kHz e de uma onda 10/350 µs modelada por uma função de Heidler.

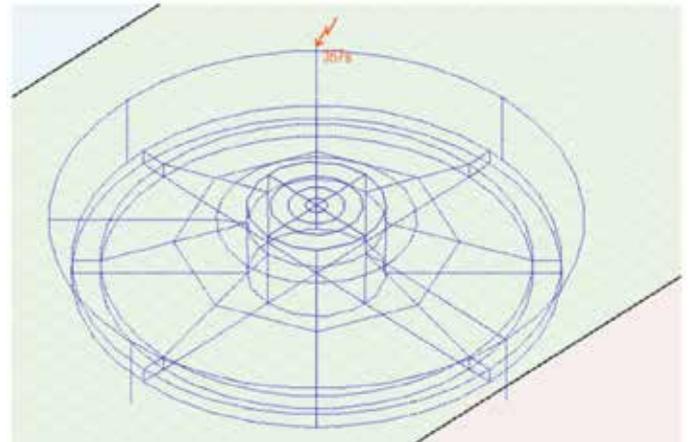


Figura 3 - Armadura e anéis de aterramento da base de uma torre de aerogerador.

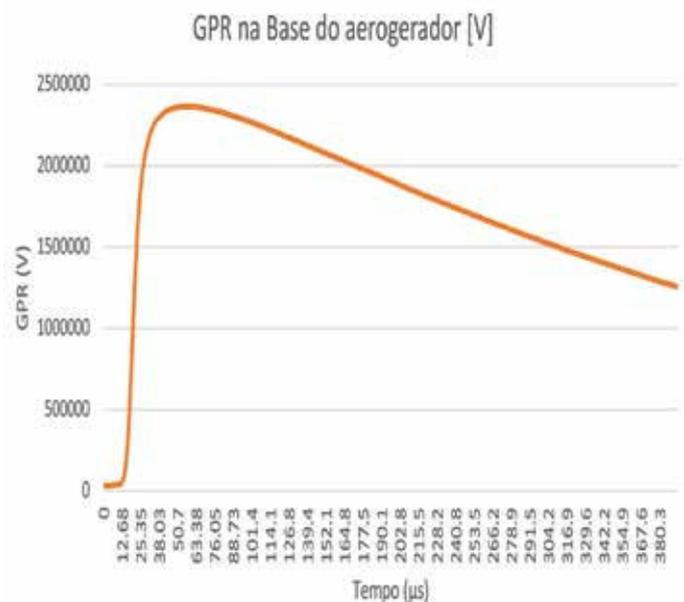


Figura 4 - Resposta de tensão da base de um aerogerador à injeção de uma corrente impulsiva de 10/350 µs.

*Paulo Edmundo da Fonseca Freire é engenheiro eletricista e Mestre em Sistemas de Potência (PUCRJ). Doutor em Geociências (UNICAMP) e membro do CIGRE e do COBEI, também atua como diretor da Paiol Engenharia.

Wagner Costa é engenheiro eletricista, com especialização em Gestão da Manutenção pela UFPE e mestrando em Engenharia Elétrica pela Unicamp. Possui mais de 10 anos de experiência no setor elétrico com projetos e estudos sobre aterramentos elétricos, interferências eletromagnéticas, entre outros temas.

Geração distribuída e os desafios dos agentes de distribuição

O termo Geração Distribuída (GD) foi primeiramente descrito no Decreto Lei nº 5.163/2004, porém, apenas a partir da Resolução Normativa Aneel REN 482/2012 é que de fato a autoprodução de energia elétrica no Brasil foi popularizada. Desde então, houve um aumento crescente dos empreendimentos de micro e minigeração nas redes de distribuição, intensificado após a publicação da Lei Federal que estabelece o Marco Legal de da GD – Lei nº14.300/2022 –, que garantiu manutenção dos benefícios referentes à isenção do pagamento da taxa de uso do sistema de distribuição até um ano após sua publicação, com incremento gradual a partir de então.

Para se ter uma noção, tendo como base uma distribuidora do setor elétrico brasileiro, foi observado um aumento exponencial do número de empreendimentos de micro e minigeração entre os anos de 2018 e 2022, tal como ilustrado na Figura 1.

Apesar do aumento expressivo até o presente momento, ainda há espaço para crescimento. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar (Absolar), o Brasil possui aproximadamente 1,2 milhão de unidades consumidoras recebendo créditos pelo sistema de compensação de energia elétrica em 1 milhão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, com uma potência instalada de 10

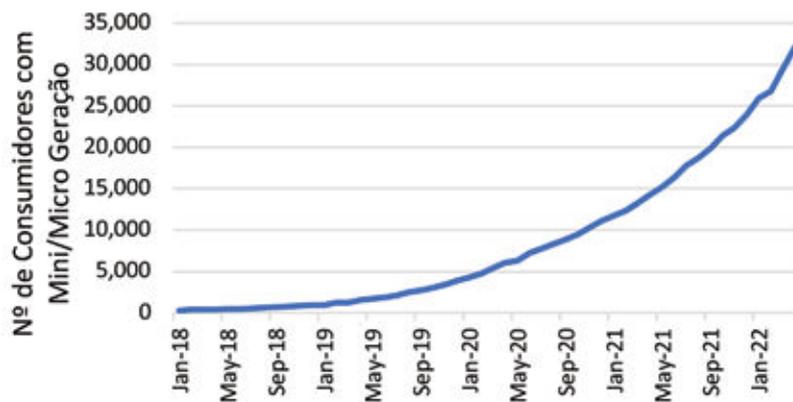


Figura 1 – Perfil de crescimento do número de consumidores com mini/micro geração.



GW. Isto representa somente 1,4% do total de consumidores do País.

Entretanto, todo esse crescimento (e seu potencial) traz consigo grandes preocupações quanto aos diferentes aspectos que englobam a gestão dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Dentre os inúmeros impactos que a geração distribuída pode causar aos agentes de distribuição, destacam-se os seguintes:

- aumento de compensações por nível de tensão;
- necessidade de novas estratégias de regulação de tensão;
- aumento do número de reclamações de clientes;
- aumento de compensação por danos elétricos;
- necessidade de ajustes de proteção para fluxo bidirecional;
- aumento de perdas elétricas em circuitos com maior penetração de GDs;
- deterioração da qualidade da energia elétrica.

De fato, os problemas relacionados aos níveis de tensão em regime permanente têm se tornado recorrentes na distribuição. O aumento da pressão regulatória para o cumprimento dos requisitos especificados na Resolução Normativa ANEEL N° 871/2020 contribuiu para a ampliação das medições de tensão em regime permanente, o que possibilitou o monitoramento simultâneo

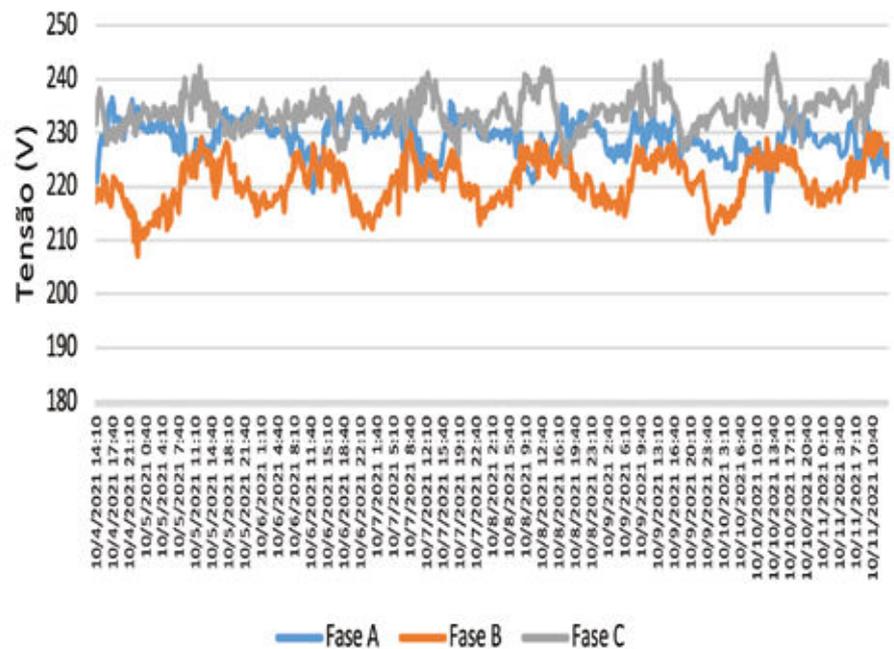


Figura 2 – Tensão medida em consumidor com geração distribuída.

de grandes blocos de consumidores. Este fato evidenciou a problemática sistêmica do nível de tensão em regiões com alta penetração de GD. Neste quesito, nota-se um padrão delineado no comportamento da tensão ao longo do dia, cuja tendência é descrita por sobretensões em períodos nos quais a geração de energia supera o consumo.

A Figura 2 apresenta a tensão medida no ramal de alimentação de um consumidor com geração distribuída.

Dessa forma, o grande desafio da distribuição na atualidade é propor alternativas para a regulação dos níveis de tensão considerando o comportamento

intermitente das GDs. Paralelamente, o estabelecimento de critérios mais específicos para a conexão das micro e mini gerações se faz necessário, a fim de limitar os impactos causados por estas fontes nos sistemas de distribuição.

*Raquel Cristina Filiagi Gregory é especialista em Qualidade da Energia Elétrica | raquel.filiagi@nepen.org.br

Ângelo César Lorenzo Alves é gerente corporativo de Estudos e Desempenho da Operação | angelo.alves@equatorialenergia.com.br



Desafios da digitalização do setor elétrico

Entre as infraestruturas críticas nacionais, o setor elétrico caracteriza-se por um conservadorismo tecnológico típico dos setores intensivos em investimentos, demandando tempo para sua modernização. A atualização tecnológica é motivada principalmente pela introdução de tecnologias disruptivas, entre elas a digitalização e o uso intensivo de telecomunicações e inteligência computacional. A adoção plena destas tecnologias traz benefícios e desafios da ordem de grandeza do próprio setor, exigindo planejamento e investimentos compatíveis.

Considerada como principal vetor de modernização, a digitalização compõe, junto com a descarbonização e a descentralização, os três pilares da evolução industrial em nível mundial. Para o setor elétrico, as vantagens da digitalização já são conhecidas, e incluem a interoperabilidade de protocolos e dispositivos; a economia de cablagem, hardware e perdas; a simplificação de configuração e atualização; o autodiagnóstico, teste e configuração remotos; a melhoria da compatibilidade magnética; a padronização de hardware e software e a unificação da referência temporal, entre outras.

A despeito destas vantagens, a digitalização enfrenta desafios da mesma ordem de grandeza. Nas subestações e usinas, o processo de digitalização exige a convivência de tecnologias legadas (mecânicas e analógicas) com soluções digitais, notadamente baseadas na norma

IEC 61850. Para as grandes usinas, a modernização pode durar mais de 10 anos, a exemplo do plano de modernização da usina de Itaipu. Para as subestações, além destes desafios, a constante adição de novos acessos às subestações existentes desafia a governança de redes locais de automação com múltiplos proprietários e tecnologias.

Além da complexidade tecnológica e gerencial, a digitalização das instalações aumenta sua vulnerabilidade eletromagnética e humana, em particular, para ataques cibernéticos. Devido às exigências críticas de latência na comunicação, os dispositivos de proteção digitais não possuem capacidade de processamento suficiente para introdução dos mecanismos tradicionais de proteção cibernética, tais como criptografia e monitoramento ativo. Adicionalmente, a automação embarcada na alta tensão cria um conflito de governança entre as áreas ET x OT x IT (Engenharia x Operação x Informação) sobre a gestão dos recursos digitais e segurança cibernética.

A operação integrada do Sistema Interligado Nacional (SIN) exige também a superação de desafios de regulamentação para a digitalização que garantam a segurança em nível nacional. A implantação da Rotina Operacional RO-CB.BR.01 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é um passo inicial importante nesta direção, ao estabelecer requisitos mínimos de segurança cibernética para a operação do SIN.

Entretanto, a segurança cibernética

das instalações carece ainda de uma regulamentação específica, que norteie os esforços de modernização dos agentes. A proposta de atualização dos Procedimentos de Rede PR 2.11 do ONS representa um importante passo nesta direção.

O processo de digitalização vem acompanhado da modernização dos meios de comunicação do setor elétrico, migrando dos antigos fios piloto, PLC e micro-ondas para fibras óticas, satélites, redes roteadas e 5G. Com todos os benefícios conhecidos, esta evolução traz também a questão da latência, determinismo, vulnerabilidade, confiabilidade e segurança destas redes, agora terceirizadas.

Por último, a digitalização é uma oportunidade da introdução massiva de inteligência computacional nos processos internos ao setor. Os benefícios dependem da implantação de redes IoT e AMI ainda incipientes, com capilaridade e bandas de transmissão suficientes para processamento na nuvem, algoritmos inteligentes, Big Data etc.

Mesmo com todos estes desafios não há dúvida que a digitalização oferece elevados benefícios ao setor elétrico, exigindo, entretanto, investimentos e ações sincronizadas dos agentes setoriais, e principalmente um planejamento tecnológico integrado, com novos modelos de negócio, incentivos e estudos de viabilidade.

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

EXPOLUX

FEIRA INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA DA ILUMINAÇÃO



O FUTURO
SERÁ
BRILHANTE.

02 A 05
DE AGOSTO | 2022

EXPO CENTER NORTE - SP

VISITE O PRINCIPAL EVENTO DE
ILUMINAÇÃO DA AMÉRICA LATINA!

A Expolux concentra tecnologias e tendências, apresentando soluções em produtos e serviços para lojistas especializados, varejistas, atacadistas, distribuidores, lighting designers, arquitetos, designers de interiores, engenheiros, projetistas, técnicos e gestores públicos.

É o ponto de encontro ideal para quem quer acompanhar de perto as inovações do setor, aprimorar conhecimentos e gerar muitos negócios.



FAÇA O SEU CREDENCIAMENTO
GRATUITO AGORA MESMO!



www.expolux.com.br

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







[/expolux](https://www.youtube.com/expolux)

Realização:

Organização e Promoção:

ABILUX
Associação Brasileira
do Indústria de Iluminação



RX



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



Classificação dos dispositivos de detecção de tempestades elétricas

Os termos “classe” e “nível” costumam provocar dúvidas de aplicação no mundo da proteção contra descargas atmosféricas (PDA).

Na ABNT NBR 5419 temos que “*nível de proteção contra descargas atmosféricas – NP – (lightning protection level – LPL) é o número associado a um conjunto de parâmetros da corrente elétrica para garantir que os valores especificados em projeto não estão superdimensionados ou subdimensionados quando da ocorrência de uma descarga atmosférica.*”

Além do nível de proteção, parâmetro associado à PDA, a ABNT NBR 5419-3 mostra a definição para classe do SPDA, definida como: “classe do SPDA é o número que denota a classificação de um SPDA de acordo com o nível de proteção para o qual ele é projetado”.

O nível de proteção é obtido a partir do desenvolvimento da análise de risco conforme determina a ABNT NBR 5419-2 e, como já mencionado, é parâmetro para desenvolvimento de toda a PDA (SPDA e MPS), assim, na ABNT NBR 5419-3, Tabela 1 – relação entre níveis de proteção para descargas atmosféricas e classe de SPDA, são mostradas as relações entre esses parâmetros e na ABNT NBR 5419-2, Tabelas B.3 e B.7 define-se também o nível de proteção para o qual os DPS são dimensionados. Neste ponto inicia-se o conflito entre termos, pois os ensaios realizados para definir a suportabilidade dos DPS a correntes impulsivas ou induzidas

também classificam esses componentes como sendo classe I, II ou III, conforme a ABNT NBR IEC 61643-12.

Assim, os termos nível e classe vêm sendo utilizados ao longo do tempo sem a preocupação com o conflito mostrado.

Quando da criação da ABNT NBR 16785 – Sistema de alerta de tempestades elétricas, essa situação foi discutida e como alternativa, ao invés de classificar os detetores de tempestades elétricas como classes A, B, C e D, igualmente ao texto original da IEC – International Electrotechnical Commission, foram atribuídas denominações conforme sua capacidade e forma de detecção.

Classificação dos dispositivos de detecção de tempestade elétrica

Conforme as fases da tempestade elétrica ou a ocorrência de descargas são estabelecidos os tipos para a identificação dos sistemas de detecção e alerta de tempestades elétricas:

- Por campo elétrico (DCE, equivalentes aos Classe A): os dispositivos DCE devem ser capazes de detectar qualquer fase entre todas as fases de uma tempestade elétrica (fases 1 a 4) dentro da área de cobertura do detector. Desta forma, os dispositivos DCE alertam tanto para as tempestades elétricas, que iniciam formação sobre a área que se quer proteger, quanto para as tempestades elétricas, que se aproximam dela. Os

dispositivos DCE são os mais adequados para a tomada das medidas quando se visa a proteção local.

- Por campo eletromagnético (DEM23, equivalentes aos Classe B): os dispositivos DEM23 devem ser capazes de detectar a existência de descargas atmosféricas (flashes) intranuvem e nuvem-terra, alertando para as tempestades elétricas já formadas (Fases 2 e 3) que se aproximam da área que se quer proteger.

- Por campo eletromagnético (DEM3, equivalentes aos Classe C): os dispositivos DEM3 são capazes de detectar apenas as descargas atmosféricas (flashes) nuvem-terra, alertando somente para as tempestades elétricas maduras (Fase 3) que se aproximam da área que se quer proteger.

- Por campo eletromagnético (DEM3L, equivalentes aos Classe D): os dispositivos DEM3L, portáteis, detectam descargas atmosféricas nuvem-terra (Fase 3) e outras fontes eletromagnéticas, porém, com eficiência muito limitada. Não provê informação confiável quando o assunto for PDA.

É importante ressaltar que os DEM23 e DEM3 são dispositivos utilizados no estudo das descargas atmosféricas já ocorridas, função da leitura do campo eletromagnético gerado pela corrente elétrica existente nesses raios.

Enfim, todo cuidado é pouco na utilização dos parâmetros da proteção contra descargas atmosféricas, pois a possibilidade de erros conceituais é considerável.



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



Os tipos de cargas que habitam nossas redes elétricas

Na elaboração de projetos elétricos são agregadas importantes informações relativas às cargas presentes em instalações que serão construídas, ampliadas ou reformadas. Sofisticadas tabelas contendo dados das cargas, suas potências nominais, demandas ativas e reativas, cálculos de correntes, fatores de demanda, e fatores de potência, definições de alimentadores e circuitos, dispositivos de proteções, quedas de tensão previstas, valores de curto-circuito previstos, esquemas de aterramento são alguns exemplos. Também são definidas a tensão nominal das instalações, as fontes aplicadas, sejam elas os transformadores, os geradores de emergência, os UPS, os trafos de baixa tensão, os sistemas de compensação reativa e todos os detalhes complementares que atendam às premissas do projeto, das normas, do futuro modelo de operação e manutenção, sistemas de automação cada vez mais sofisticados, sistemas de proteção e controles digitais, medidores de alta capacidade e outros acessórios. Mas, como seria a característica dessa carga, linear ou não linear?

Uma boa definição para carga não linear seria aquela em que quando alimentada por uma fonte sem distorção (senoide pura) tem como resultado uma corrente de alimentação com forma de onda caracterizada por uma senoide distorcida, como ilustrado nas Figuras 1 (tensão) e 2 (corrente).

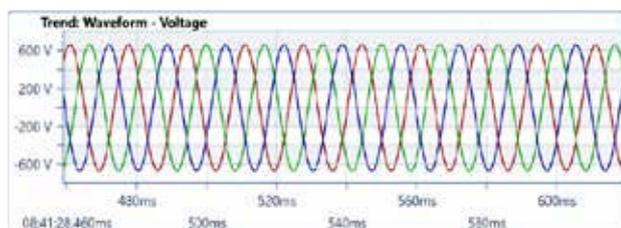


Figura 1 – Forma de onda de tensão.

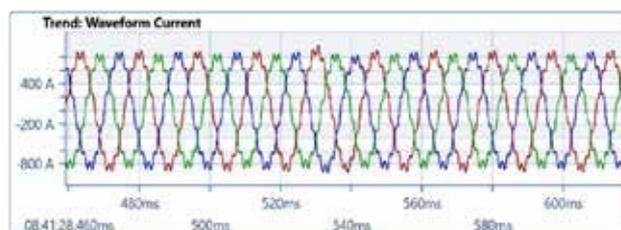


Figura 2 – Forma de onda de corrente.

As questões relacionadas ao conhecimento das cargas que serão alimentadas pelas fontes citadas definem importantes características de operação das instalações, uma vez que todas as cargas que “habitam” essas instalações atualmente possuem essas características de não linearidade. A grande concentração destas cargas não lineares irá distorcer a forma de onda da rede de alimentação, em outras palavras, aumentará a distorção de tensão de alimentação, causando impactos na operação segura de outras cargas ligadas na instalação.

Outros pontos de atenção são relacionados à imunidade dessas cargas aos fenômenos da rede de alimentação, como as subtensões, afundamentos, sobretensões, transientes e ressonância harmônica.

Os cuidados e a atenção com as cargas não só relacionados à quantificação em kVA ou kW, mas às suas características de operação, como as harmônicas típicas e limites de compatibilidade com as características da rede de alimentação, são aspectos fundamentais que o projeto implica na operação confiável das instalações.



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



É possível aplicar economia circular aos equipamentos elétricos?

Parte 3 – Segunda abordagem prática

Retomando o raciocínio da edição anterior, uma das principais estratégias associadas às melhores práticas ESG na produção de equipamentos elétricos é procurar enquadrá-la nas melhores práticas de ECONOMIA CIRCULAR. Utilizando-se da Estrutura dos 9Rs (Fonte: Potting et al. Em Circular economy: measuring innovation in the product chain), podemos nos concentrar nos 5 Rs destinados à inovação e design de produtos, que são: Reutilizar, Reparar, Recondicionar, Remanufaturar e Realocar, sendo estes conceitos muito direcionados em estender a vida útil de um produto e de seus componentes o máximo possível.

No desenvolvimento de um projeto ou de um produto, o conceito de realocar se traduz na capacidade que ele terá de, no momento de seu “tradicional” descarte, passar a ser aplicado (inteiro ou em partes) em um novo produto ou conjunto com uma diferente função. Como exemplo prático, é possível facilmente utilizar este conceito para um barramento blindado em uma indústria que muda seu layout e as peças ou partes são realocadas em uma nova instalação com um layout novo.

Da mesma forma, no desenvolvimento de um projeto ou de um produto, o conceito de remanufaturar traduz-se na capacidade que ele terá de, no momento em que seria

descartado, partes ou o produto inteiro sejam transformados em um novo produto com a mesma função. Como exemplo prático, podem-se utilizar barras de cobre, estrutura, elementos de fixação, travessas, isoladores etc., como partes e peças para a construção de um novo painel elétrico, seguindo as recomendações do fabricante original, conforme a normativa vigente.

Da mesma maneira, no desenvolvimento de um projeto ou de um produto, o conceito de recondicionar implica na capacidade que ele terá de, no momento em que seria descartado, seja restaurado ou atualizado com novas tecnologias. Um exemplo prático seria a atualização de relés de proteção, com novas funcionalidades como comunicação, firmwares etc., em um conjunto de manobra e comando em alta tensão instalado em uma fábrica há muitos anos.

Continuando a análise, no desenvolvimento de um projeto ou de um produto, o conceito de reparar traduz-se na capacidade que ele terá de, no momento em que seria descartado, seja possível de ser consertado, reparado através de processos de manutenção previstos pelo fabricante original, de modo a poder ser utilizado em sua função original. Um exemplo prático seria a substituição de partes e peças defeituosas no comando mecânico de um disjuntor de média tensão, como bobinas de abertura ou

fechamento, em um conjunto de manobra e comando em alta tensão instalado em uma fábrica há muitos anos.

Por fim, no desenvolvimento de um projeto ou de um produto, o conceito de reutilizar traduz-se na capacidade que ele terá de, no momento em que seria descartado, seja reutilizado por outro consumidor ou utilizador do produto descartado que ainda está em boas condições e pode cumprir sua função original. Essa cultura da reutilização seria facilmente aplicável se os hábitos e regras de mercado permitissem a comercialização de equipamentos usados, como cabines primárias, transformadores e grupos geradores.

Como já havia escrito antes, o conjunto de boas práticas associadas à ESG é baseado no tripé: meio ambiente, sustentabilidade e governança. Para mim, a cultura industrial, mas, sobretudo, o comportamento das pessoas e do mercado facilita ou dificulta a aplicação dessas boas práticas. Sendo assim, qual é a decisão que tomamos no caminho do futuro? Qual a escolha de nossa sociedade nesta direção? Precisamos pensar muito nisso.

Encerramos aqui a terceira abordagem prática do tema e, para a próxima edição, traremos a última abordagem prática do assunto para a economia circular aplicada aos equipamentos elétricos. Não perca!



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



Iluminação pública: regulamentação dos sistemas de telegestão*

Dando sequência a esta série de artigos sobre o tema iluminação, vamos tratar novamente sobre telegestão aplicada à iluminação pública, mas, agora, para trazer novidades quanto à avaliação dos sistemas e à medição de energia elétrica através deste sistema, o que proporcionará avanços significativos na aplicação de tecnologia.

Foi publicada no dia 23 de maio de 2022 a portaria 221, que aprova a regulamentação técnica metrológica consolidada para sistemas de medição ou medidores de energia elétrica ativa e/ou reativa, eletrônicos, monofásicos e polifásicos e sistemas de iluminação pública. Este regulamento vinha sendo discutido e aprimorado nos últimos dois anos por diversos setores e, como previsto em 2021, foi publicado no primeiro semestre de 2022.

A portaria tem como objeto e campo de aplicação a regulamentação dos sistemas de iluminação pública, dos sistemas de medição e dos medidores de energia elétrica ativa e/ou reativa e eletrônicos utilizados para tarifação e comercialização de energia elétrica, e é composta por dois anexos, sendo:

- Anexo A: Regulamento Técnico Metrológico; e
- Anexo B: Requisitos Técnicos de Segurança de Software e Hardware.

A portaria define o Sistema de Iluminação Pública (SIP) como o sistema ou medidor de energia elétrica, monofásico, utilizado em serviço de iluminação pública.

No que tange aos prazos para aplicação da portaria, os sistemas de iluminação pública poderão ser instalados sem aprovação de modelo até 1º de abril de 2024. Os sistemas mencionados no caput deverão atender aos requisitos para verificação voluntária previstos no regulamento ora aprovado. Os sistemas de iluminação pública deverão ser submetidos à verificação inicial a partir de 1º de abril de 2024, o que poderá ser feita através de amostragens aos lotes de produção, com dimensões de acordo com a tabela do Inmetro para o efeito. Os sistemas de iluminação pública instalados antes da vigência desta regulamentação poderão continuar em uso desde que atendam aos erros máximos admissíveis, cuja comprovação pode ser feita através de ensaios em laboratórios acreditados.

Na avaliação de modelos de sistemas de iluminação pública iniciados até 30 de setembro de 2026, serão considerados apenas por alguns ensaios definidos na portaria. Após o prazo estabelecido no caput, serão aplicáveis todos os ensaios previstos na regulamentação ora aprovada. Os modelos aprovados com redução dos ensaios iniciados até setembro

de 2026 deverão ser submetidos ao restante dos ensaios previstos na regulamentação ora aprovada até 31 de dezembro de 2028, sob pena do cancelamento da aprovação de modelo.

Dentre os pontos que normalmente eram questionados, a portaria esclarece que o SIP não precisa possuir dispositivo de indicação visual de medição, desde que as informações referentes ao consumo de energia possam ser acessadas através de dispositivo físico ou software. Define que deve haver uma placa de identificação do SIP, e facilmente visível com a tampa do SIP no lugar, contendo, no mínimo, as seguintes básicas definidas na portaria. A verificação voluntária do SIP deverá ser realizada somente em laboratório, e compreende os ensaios prescritos em subitem específico da portaria.

Com esta e outras iniciativas, ficam cada vez mais claros os critérios mínimos estabelecidos para os sistemas medirem o consumo de energia elétrica nos pontos de luz, dando mais segurança e confiabilidade sobre os resultados dessas tecnologias, além de facilitar o entendimento do seu uso para a sociedade".

*Este artigo foi desenvolvido em parceria com Claudio Monteiro, CTO e Co-founder da Modulus One.



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



Cabo isolado de média tensão: será que vai falhar hoje?

Parte III

Como o assunto da última coluna gerou muitas discussões, vamos abordar com mais profundidade o tema “tangente delta”. Se essa for a primeira vez que você está lendo essa série de colunas, sugiro ler os dois textos anteriores para que tenha um entendimento melhor e mais completo.

Como explicado no último artigo, a técnica de medição do tangente delta é uma ferramenta poderosa para avaliação do nível de envelhecimento e degradação do isolamento dos cabos de média tensão.

O guia do IEEE 400.2-2013 é a principal referência para realizar as medições e as interpretações dos resultados. Nesse guia está indicado o protocolo de medições, que consiste em realizar o teste de tensão em VLF em três passos e medições sequenciais de tangente delta em cada nível: 0,5 U₀, 1 U₀ e 1,5 U₀. Por exemplo, para um cabo isolado de 20/35 kV, teremos o ensaio com as seguintes tensões: 10 kV, 20 kV e 30 kV.

Os parâmetros de análises são:

- MTD@1U₀ - Valor médio do tangente delta em 1 U₀;
- STD@1U₀ - Estabilidade do tangente delta – Desvio padrão da medição em 1 U₀;
- ΔTD - Diferencial do tangente delta - Subtração da média do tangente delta em sobretensão e subtensão.

Para cada parâmetro o guia estabelece os seguintes limites:

Cabos com isolamento PE, XLPE e TRXLPE

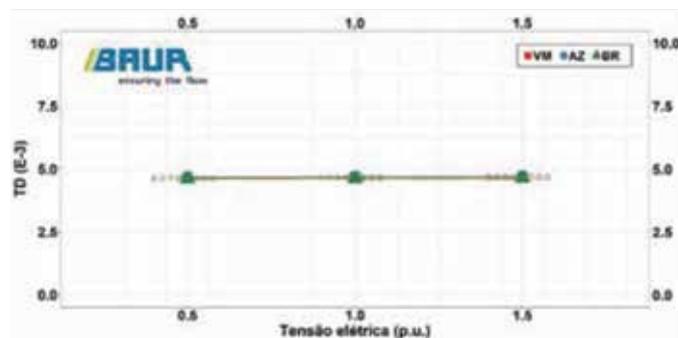
Classificação	SDTD@1U ₀	DTD	MTD@1U ₀
Sem necessidade de ação	< 0,1	< 5	< 4
Necessita estudos adicionais	0,1 a 0,5	5 a 80	4 a 50
Ação necessária	> 0,5	> 80	> 50

Cabos com isolamento EPR

Classificação	SDTD@1U ₀	DTD	MTD@1U ₀
Sem necessidade de ação	< 0,1	< 5	< 35
Necessita estudos adicionais	0,1 a 1,3	5 a 100	35 a 120
Ação necessária	> 1,3	> 100	> 120

Para melhor compreensão, veja estes três estudos de caso, em que análises são realizadas a partir de dados reais de tangente delta.

Estudo de caso 1: cabos sadios



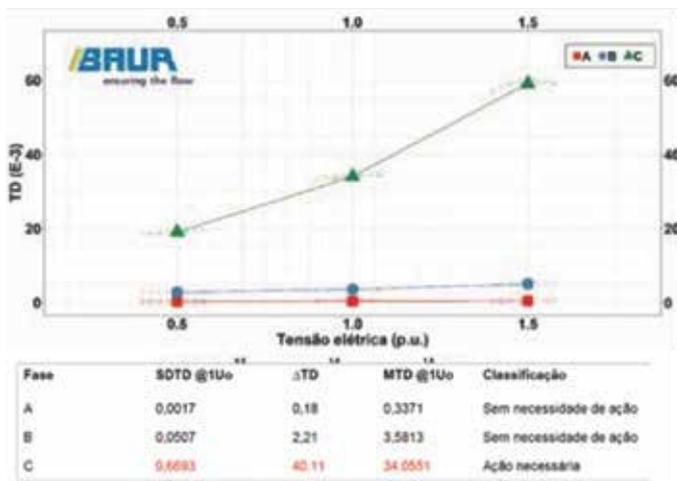
Fase	SDTD @1U ₀	ΔTD	MTD @1U ₀	Classificação
VM	0,005	0,03	4,672	Sem necessidade de ação
AZ	0,004	0,03	4,704	Sem necessidade de ação
BR	0,004	0,02	4,615	Sem necessidade de ação

Neste estudo de caso são apresentados resultados obtidos para cabos considerados sadios. Os cabos apresentam configuração unipolar, compõem um mesmo circuito instalado e estão em operação há menos de 10 anos. Apresentam classe de tensão 3,6/6 kV,

isolamento EPR e estão instalados em eletrodutos em um ambiente industrial.

Notam-se que todos os parâmetros resultantes, para os três cabos, permanecem dentro dos intervalos estipulados para a classificação “sem necessidade de ação”. Tal resultado indica baixo nível de envelhecimento dos isolamentos e, em geral, baixo risco de falhas.

Estudo de caso 2: cabos com irregularidades

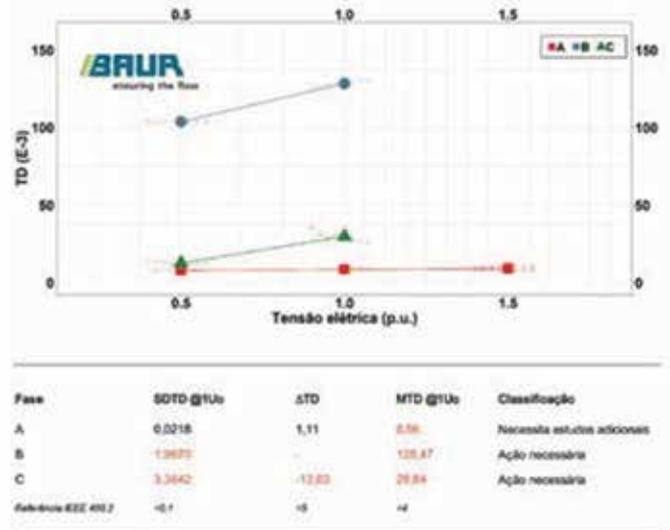


Neste estudo de caso está apresentado um cenário diferente do anterior, em que um dos cabos do circuito apresenta resultados indesejados e risco de falhas. O circuito avaliado é composto por 3 cabos unipolares, classe de tensão 20/35 kV, com isolamento tipo XLPE, instalados há mais de 10 anos, em um parque eólico localizado no Nordeste do Brasil.

Enquanto os cabos das fases A e B apresentam parâmetros de avaliação do tangente delta dentro dos intervalos da classe “sem necessidade de ação”, o cabo da fase C apresenta resultados discrepantes em relação às fases irmãs, com resultados compatíveis com a classe “Necessita estudos adicionais”.

Os resultados para o tangente delta crescem em função dos acessórios ou fugas de corrente. Dentre as possíveis ações recomendadas pode-se proceder com estudos adicionais, empregando ensaios de descargas parciais, reflectometria no domínio do tempo e análise termográfica para identificação do ponto defeituoso. Pode-se proceder também com a substituição preventiva de acessórios e/ou aplicação de teste de tensão aplicada, em VLF, para aumento de confiabilidade e identificação de pontos frágeis ocultos.

Estudo de caso 3: cabo com risco elevado e em estágio crítico



Neste estudo de caso novamente são analisados cabos unipolares, classe de tensão 20/35 kV, isolamento XLPE, instalados em um parque eólico no nordeste do Brasil. Todos os cabos apresentam entre 10 e 20 anos de operação. Dois dos cabos analisados apresentaram comportamento irregular para o tangente delta, sendo que, para o cabo da fase C, o equipamento indicou ruptura dielétrica entre 1 U0 e 1,5 U0, decorrente da existência de uma falha de alta impedância. Os resultados do tangente delta apresentam comportamento crescente em função do nível de tensão para os cabos das fases B e C. O aumento ao longo do tempo também é notável em cada nível de tensão. Os resultados indicam trilhamento em acessórios e existência de fugas de corrente.

Para esses casos, as recomendações são de realizar ensaios de descargas parciais e de reflectometria no domínio do tempo, substituir os acessórios, emendas e terminações e realizar teste de tensão aplicada, em VLF, para aumento de confiabilidade e identificação de pontos frágeis ocultos.

Conclusão

A técnica de tangente delta é uma ferramenta poderosa para subsidiar com informações precisas o estado do ativo (cabo isolado de média tensão) para que o pessoal responsável pela manutenção, seja em uma concessionária de energia, seja em uma grande indústria ou ainda em usinas solar e eólica, consiga planejar a manutenção e direcionar o investimento, melhorando a confiabilidade e a disponibilidade dos circuitos.



Roberval Bulgarelli é engenheiro eletricitista. 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".



Especificação de equipamentos portáteis, pessoais e manuais “Ex”

De acordo com a norma técnica brasileira ABNT NBR IEC 60079-14 - Atmosferas explosivas - Parte 14: Projeto, seleção e montagem de instalações elétricas, “equipamentos elétricos ou eletrônicos que podem ser utilizados ou transportados temporariamente para o interior de áreas classificadas devem possuir um nível de proteção de equipamento apropriado”. Além disso, estes equipamentos devem ser adequados à Zona (EPL), Grupo e Classe de Temperatura do local mais rigoroso onde possam ser utilizados ou transportados.

Também de acordo com os requisitos apresentados na norma citada, devido à necessidade da elevada flexibilidade de utilização, equipamentos transportáveis, portáteis ou pessoais podem ser utilizados em diferentes áreas classificadas. Equipamentos “Ex” que proporcionem um EPL mais baixo (EPL Gc ou Dc, por exemplo) não podem ser utilizados ou transportados para o interior de uma área que requeiram de um EPL mais elevado (Gb ou Dc, por exemplo), a menos que seja protegido de outra forma. Na prática, estas limitações podem ser difíceis de serem administradas, especialmente com equipamentos portáteis. É recomendado, desta forma, que todos os equipamentos “Ex” transportáveis, portáteis e pessoais atendam aos requisitos do local em que os equipamentos possam ser utilizados que necessitem de um EPL mais elevado. Similarmente, é recomendado que o grupo do equipamento e a classe de temperatura sejam apropriados para todos os tipos de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis existentes nos locais que estes equipamentos “Ex” possam ser utilizados.

Deve ser ressaltado que está disponível

no mercado uma série de equipamentos “Ex” portáteis, pessoais e wearables, com certificação “Ex”, como, por exemplo, tablets, notebooks, smartphones (com ou sem GPS integrado), walkie-talkies, smartwatches, smartbands, wristbands, wearables, câmeras fotográficas, PDA (Personal Digital Assistant), luminárias manuais e portáteis, tag eletrônicos do tipo RFID, câmeras infravermelho e instrumentos de testes e de medição. Estes equipamentos portáteis ou pessoais proporcionam, geralmente, EPL Gb ou Db, sendo adequados, nestes casos, para serem utilizados em áreas classificadas dos tipo Zonas 1, 2, 21 e 22.

De acordo com os requisitos legais vigentes no Brasil, todos os equipamentos “Ex” para instalação fixa ou utilização de forma pessoal ou portátil para atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis devem possuir certificado de conformidade emitido por Organismo de Certificação acreditado pelo Inmetro.

De acordo com a ABNT NBR IEC 60079-14, os equipamentos pessoais “populares”, como smartwatches, wristband ou smartbands devem também possuir a devida certificação de conformidade “Ex”. A utilização destes dispositivos sem certificação em áreas classificadas não é permitida sob o ponto de vista de segurança industrial, bem como em

função da falta ou da dificuldade de aplicação de procedimentos de verificação de que estes equipamentos tenham sido de fato avaliados ou certificados, antes de serem transportados para o interior de áreas classificadas. Este tipo de procedimento de segurança tem também como objetivo assegurar que não sejam indevidamente utilizados em áreas classificadas equipamentos “populares” ou “similares” adquiridos pelos próprios usuários, sem a devida certificação “Ex”, o que comprometeria a segurança das instalações em atmosferas explosivas.

Uma vez que, em instalações das indústrias petroquímicas e de petróleo & gás, existem diversas áreas industriais dos tipos Zona 1 e Zona 21 e outras áreas do Grupo IIC e Grupo IIIB, onde os equipamentos portáteis e pessoais podem ser levados e utilizados, a especificação deve atender aos requisitos mais rigorosos de classificação de áreas, de forma a atender à ABNT NBR IEC 60079-14. Neste caso, os equipamentos portáteis ou pessoais “Ex” a serem especificados devem proporcionar EPL Gb e Db, sendo também adequados para Grupo IIC (gases inflamáveis) e Grupo IIIB (poeiras combustíveis).

Com relação à classe de temperatura, os equipamentos devem atender, nos casos gerais, aos requisitos de T4 (gases) ou à temperatura de superfície de 125 °C (poeiras). Em função



dos equipamentos portáteis ou pessoais “Ex” serem fabricados com componentes eletrônicos, que dissipam uma baixa quantidade de calor, a classe de temperatura proporcionada por estes equipamentos “Ex” geralmente apresenta valores mais baixos do que estes.

Por exemplo, para o caso de instalações industriais contendo áreas classificadas de gases inflamáveis e poeiras combustíveis de diferentes características, como Zona 1, Zona 2, Zona 21 e Zona 22, gases inflamáveis dos Grupos IIB e IIC, gases com classes de temperatura T4, T3, T2 e T1 e poeiras combustíveis do Grupo IIIB com temperatura de ignição de poeira entre 250 °C e 150 °C, existe a necessidade de especificação técnica para compra de tablets, câmeras, luminárias portáteis, smartphones, walkie-talkies ou outros equipamentos pessoais ou portáteis “Ex” que atendam às características mais rigorosas dos locais onde possam ser utilizados. Neste exemplo, os equipamentos devem possuir especificação para utilização em áreas Classificadas dos tipos Zonas 1 e Zona 21, EPL Gb e Db, Grupos IIC e IIIB, Classe de Temperatura T4 (para gases), temperatura de superfície máxima de 125 °C (para poeiras).

Podem ser citados como exemplos de marcações de conformidade que atendem aos requisitos de especificação técnica para compra de equipamentos portáteis ou pessoais “Ex” para este exemplo de instalação: Ex db ia op is IIC T5 Gb (gases) / Ex tb ia op is IIIC T100 °C Db (poeiras) ou também Ex ib op is IIC T4 Gb (gases) / Ex ib op is IIIC T120 °C Db (poeiras).

Deve ser ressaltado, sob o ponto de vista de mercado, no presente momento, que existe a disponibilidade de tablets e PDA que atendem a estes requisitos de EPL Gb e Db, que são requisitos comuns também a outras refinarias e plataformas existentes em diversos países do mundo. Com relação à escolha entre Tablet e PDA “Ex”, podem ser verificados na prática os maiores benefícios dos Tablets, uma vez que possuem telas maiores e mais amigáveis. Além disto, os PDA possuem normalmente um teclado físico que não é muito utilizado por muitos aplicativos.

Muitas empresas das áreas petroquímica, agronegócio e portuárias que possuem áreas classificadas contendo atmosferas explosivas formadas por gases inflamáveis ou poeiras combustíveis já utilizam, há alguns anos, de forma extensiva, em diversas de suas unidades operacionais dispositivos do tipo RFID (Identificação por Rádio Frequência) para a identificação eletrônica dos equipamentos “Ex” instalados no campo, por meio de escaneamento por rádio frequência destes TAGs eletrônicos por meio de Tablet ou PDA “Ex”. Existem também aplicações existentes nas quais os identificadores eletrônicos RFID são utilizados para a identificação de equipamentos de processo, como vasos de pressão, tanques de armazenamento, bombas, ventiladores, compressores, reatores, fornos, caldeiras, trocadores de calor e torres de fracionamento.

Nestas instalações existem milhares de RFID que são fixados permanentemente aos equipamentos de processo ou aos equipamentos “Ex” por meio de cola adesiva ou por abraçadeiras metálicas, dispensando desta forma a necessidade de furação dos equipamentos existentes (como por exemplo vasos de pressão ou equipamentos com invólucros do tipo “à prova de explosão”).

É uma tendência que estes dispositivos RFID sejam utilizados também para a identificação eletrônica dos equipamentos de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricos ou eletrônicos “Ex” instalados em áreas classificadas contendo gases inflamáveis ou poeiras combustíveis, com o objetivo de aprimorar as atividades de inspeções iniciais e periódicas “Ex”, com base na norma ABNT NBR IEC 60079-17 - Inspeção e manutenção de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas.

Ainda com relação à utilização de equipamentos pessoais em áreas classificadas, a norma adotada ABNT NBR IEC 60079-14 especifica que “itens de equipamentos pessoais que são alimentados por bateria ou energia solar são, às vezes, carregados pelas pessoas e inadvertidamente levados para o interior de áreas

classificadas. Um relógio eletrônico “simples” de pulso é um exemplo de um dispositivo eletrônico de baixa potência que tem sido avaliado de modo independente e tido como “aceitável” para utilização em uma área classificada sob ambos os requisitos, históricos e atuais (EPL). Todos os demais equipamentos pessoais alimentados por bateria ou energia solar, incluindo relógios eletrônicos de pulso incorporando outras funções, como comunicação bluetooth ou sistema GPS integrado, devem:

- estar de acordo com o tipo de proteção “Ex” apropriado para o EPL requerido pela classificação de área mais rigorosa para a qual o equipamento pessoal possa ser transportado, bem como apropriado para os requisitos de gás, grupo, subgrupo e classe de temperatura; ou
- ser submetidos a uma avaliação de risco pelos proprietários das instalações “Ex”; ou
- ser levados para o interior de uma área classificada atendendo a um procedimento de “permissão de trabalho seguro”.

A utilização de produtos pessoais ou portáteis sem certificação em áreas classificadas é permitida somente mediante “uma permissão de trabalho prévia”. O procedimento para a obtenção deste tipo de “permissão de trabalho” é especificado no Anexo B da ABNT NBR IEC 60079-14, que trata da “Orientação para procedimento de trabalho seguro para atmosferas explosivas de gás”. Na prática este procedimento representa a emissão de uma Permissão de Trabalho, incluindo a necessidade do porte de explosímetro, do tipo “quatro gases”, para a monitoração contínua de explosividade no ambiente, de forma a assegurar que a área de utilização do equipamento sem certificação se encontra livre de atmosferas explosivas, durante todo o período de realização do trabalho ou da validade da Permissão de Trabalho.

Deve ser ressaltado que, sob o ponto de vista de segurança industrial, diversas empresas não permitem sequer o porte de telefones celulares em áreas industriais, independentemente de a pessoa ser empregado próprio ou contratado, ou da área ser classificada ou não, ou do telefone celular possuir certificação “Ex” ou não. Isto se deve à necessidade de rigorosa atenção aos trabalhos que estão sendo realizados, sem o desvio da atenção ou “distração” para executar acesso a aplicativos de redes sociais ou de envio ou recebimento de mensagens pessoais.



Brametal 32

(48) 3461-9300

www.brametal.com.br**BRVAL** 49

(21) 3812-3100

www.brval.com.br**Clamper** 3ª capa e Fascículos

(31) 3689-9500

www.clamper.com.br**Cobrecom** 29

(11) 2118-3200

www.cobrecom.com.br**Condumax** 25

0800 701 3701

www.condumax.com.br**Embrastec** 31

(16) 3103-2021

www.embrastec.com.br**Expolux** 69www.expolux.com.br**Exponencial** 53

(31) 3317-5150

www.exponencialmg.com.br**Gimi Soluções** 2ª capa, 9 e Fascículos

(11) 2532-9825

www.gimi.com.br**Hellermann Tyton** 57

(11) 99610-6060

www.hellermanntyton.com.br**Incesa** 25

0800 770 3228

www.incesa.com.br**Intelli** 4ª capa

(16) 3820-1500

www.grupointelli.com.br**Itaipu Transformadores** 43

(16) 3263-9400

www.itaiputransformadores.com.br**JEA Sul** 6

(41) 3278-7800

www.jeasul.com.br**MW Automação** 21

(15) 3318-7392

www.mwautomacao.com.br**Obo** 56

(15) 3335-1382

www.obo.com.br**Paratec** 16

(11) 3641-9063

www.paratec.com.br**Polar Componentes Brasil** 5

(22) 2105-7777

www.polarb2b.com**Romagnole** 7

(44) 3233-8500

www.romagnole.com.br**S&C**

(41) 9687-9222

www.sandc.com**Trael** 15

(65) 3611-6500

www.trael.com.br**WEG** 39www.weg.net/institucional/BR/pt

PROTEÇÃO PARA QUADROS ELÉTRICOS

CLAMPER

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



CONHEÇA NOSSA LINHA COMPLETA

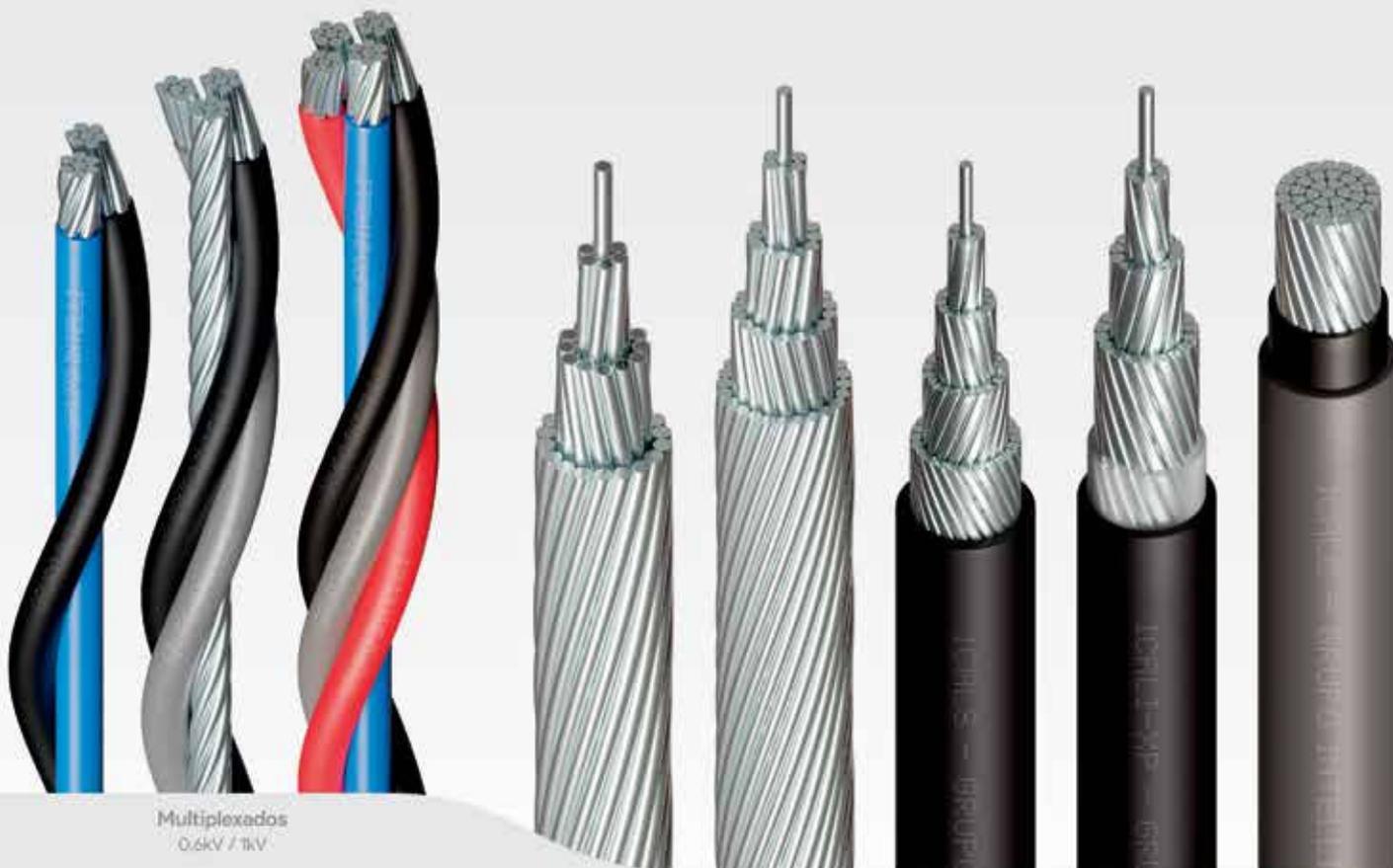
CLAMPER Connect, **CLAMPER** Front Mini, **CLAMPER** Front (classe II), **CLAMPER** Front (classe I/II),
CLAMPER Front (classe II) bipolar, **CLAMPER** Front (classe II) tripolar.



clamper.com.br
31 3689.9500

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





Multiplexados
0,6kV / 7kV

CA e CAA/RA (ACSR)

Singelo
0,6kV / 7kV

Isolado com
XLPE/PVC
0,6/1 (1,2) kVca
0,9/1,5 (1,8) kVcc

Coberto
15kV, 25kV e 35kV

CONDUTORES DE **ALUMÍNIO**

A solução eficiente e econômica, utilizada em todas as redes de energia do Brasil e do mundo, fabricados também pelo **GRUPO INTELLI**.



**CONHEÇA TODA NOSSA LINHA DE
CONDUTORES DE ALUMÍNIO.**

Siga-nos nas redes sociais.



**GRUPO
INTELLI**

WWW.GRUPOINTELLI.COM.BR