



REVISTA

o setor elétrico

ISSN 1983-0912

Ano 17 - Edição 190 / Outubro de 2022



41ª EDIÇÃO Campinas - SP

AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Monitoramento de barramento de processo baseado na IEC 61850

TRANSFORMAÇÃO DIGITAL NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO
E REVENDA DE MATERIAIS ELÉTRICOS

FASCÍCULOS DESTA EDIÇÃO:

- Medição inteligente e a modernização do setor elétrico
- Inteligência artificial aplicada à manutenção de LTs
- Desafios regulatórios para a segurança cibernética
- Armazenamento de energia e a cadeia de suprimento de baterias

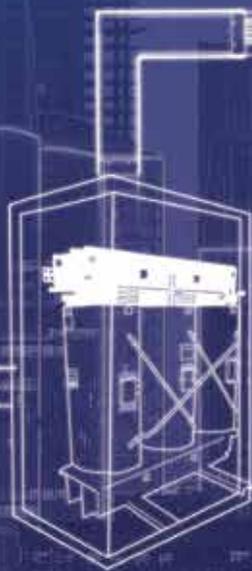


Soluções completas para a sua instalação elétrica com até 5 anos de garantia

Barramentos blindados
de média e baixa tensão.



Cubículos de
transformador para uso
ao tempo e abrigado.



Cubículos de média tensão até
36kV isolados a gás SF6 ou a Ar.



Grupogimi.com.br
vendas@gimi.com.br



Empresa reconhecida com o
SELO VERDE
do Jornal do Meio Ambiente do
Estado de São Paulo





Painéis de distribuição
baixa tensão com classe
até 6300A em alta
performance.



Certificado ICC até 120kA
ensaiado para abalo sísmico



Quadros de distribuição
classe 750V até 250A e
10kA/1s.

SENSOR DE MONITORAMENTO SMART GIMI

Todos os nossos equipamentos estão preparados para oferecer em tempo real a temperatura, vibração e umidade, proporcionando previsibilidade e segurança através de manutenção preditiva.



TECNOLOGIA
INDÚSTRIA
4.0





Edição 190

Preparando o terreno para a transição energética

Enquanto o PL 414, conhecido como PL da modernização do setor elétrico, tramita no Congresso, os agentes que compõem este mercado, como distribuidoras, transmissoras e geradoras dão grandes passos em direção à "arrumação de suas casas" para acolher sem muitos impactos as medidas que devem acompanhar a aprovação da legislação.

A expectativa do setor era de que o documento fosse aprovado na Câmara antes das eleições, o que não aconteceu. Agora, com a composição dos novos blocos partidários, Copa do Mundo e o final do ano se aproximando, pode ser que o PL não seja prioridade e fique de legado para o novo Governo.

Durante o CINASE, que aconteceu em Goiânia no início de outubro e que você pode conferir mais detalhes a partir da página 08, o presidente da Abradee (associação das distribuidoras de energia), Marcos Madureira, destacou como as concessionárias de distribuição têm investido recursos humanos e financeiros em sistemas digitais, como sensores e softwares, com o intuito de conferir mais automação e inteligência à infraestrutura de rede. Executivos da Enel, também presentes no evento, reforçaram o discurso ao enfatizar que inovação tem sido a bola da vez não apenas do Grupo Enel, mas de todo o setor elétrico. O presidente da Enel Goiás, José Nunes, adiantou, inclusive, que a empresa preparou um estudo juntamente com a Deloitte com foco na transição energética e que deve ser apresentado em breve para o Governo e sociedade.

Entre outras medidas, o PL 414 prevê abertura de mercado para todos os consumidores, maior transparência nas tarifas de energia, aperfeiçoamento do mercado e redução de encargos.

Falando em modernização, convido o leitor a apreciar o capítulo III do fascículo sobre redes elétricas inteligentes, em que uma das principais autoridades no tema, o engenheiro Cyro Bocuzzi, dá uma verdadeira aula sobre smart metering. O artigo traz o histórico da aplicação de tarifas de energia no país e ressalta a importância de se criar um plano diretor de medição inteligente para as instalações. Em parceria com a Abinee (associação da indústria elétrica e eletrônica), o especialista conduziu estudos sobre o tema, que culminou em uma proposta de transformação progressiva, racional e sustentável para renovação dos sistemas atuais - em especial, equipamentos de medição.

Recomendo ainda a leitura do capítulo desta edição do fascículo sobre armazenamento de energia, em que o expert Markus Vlasits traz um estudo valioso sobre os desafios para a cadeia de suprimento de baterias de lítio. Não apenas este artigo, mas todo o fascículo é leitura obrigatória para quem atua ou deseja atuar com energias renováveis e armazenamento de energia elétrica, tema que tem estado na pauta de todos os fóruns e discussões relevantes envolvendo o futuro do setor elétrico brasileiro.

Ótima 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>



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, Nunziante Graziano, Roberval Bulgarelli.

Colaboradores desta edição

Caio Huais, Cyro Vicente Boccuzzi, Eduardo Gonçalves, Felipe Resende, Guilherme Chrispim, Humberto Cunha de Oliveira, Isaque Nogueira Gondim, Jobson Modena, José Carlos de Oliveira, José Starosta, Luciano Haas Rosito, Marcelo Branquinho, Márcio Trannin, Markus Vlasits, Maurício da Silveira, Nunziante Graziano, Paulo Edmundo F. Freire, Paulo Lima, Roberval Bulgarelli, Rodrigo Leal, Rodrigo Sauer, Ronaldo Koloszuk, Saulo Cisneiros, Vinicius Ferrari, Wagner Costa e Yona Lopes.

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

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

Capa:

Impressão - Referência Editora e Gráfica
Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

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

Filiada à



Renováveis

33 Suplemento Renováveis

Desafios e soluções para a cadeia de suprimento de baterias de lítio. E mais: geração própria de energia elétrica ultrapassa 14 GW de capacidade e supera a usina de Itaipu; a abertura de mercado e o setor fotovoltaico.

4 Editorial

6 Coluna do consultor

Uma transição polarizada.

8 Painéis de mercado

CINASE discute modernização da distribuição em Goiânia; Brazil Windpower celebra recorde de público; Andra investe R\$ 80 milhões em novo centro de distribuição; Leilão de transmissão é confirmado para 16 de dezembro. Estas e outras notícias sobre o mercado de engenharia elétrica no Brasil.

15 Fascículos

Manutenção 4.0
Segurança cibernética
Smart grids – redes elétricas inteligentes

42 Aula prática - Qualidade de energia

Plataforma de monitoramento de barramento de processo baseada na IEC 61850.

52 Reportagem

A transformação digital no mercado de vendas e distribuição de materiais elétricos.

54 Guia setorial

Relação de empresas fabricantes e distribuidoras de materiais elétricos de baixa, média e alta tensão.

56 Espaço Aterramento

Campos elétricos e magnéticos em subestações.

58 Espaço SBQEE

Estudo do nexo de causalidade para pedidos de indenização por danos utilizando medições diretas em conjunto estimador de estado transitório.

62 Espaço Cigre-Brasil

Detalhes sobre a organização e o conceito da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Colunas

- 64 Jobson Modena - Proteção contra raios
- 65 Luciano Rosito - Iluminação pública
- 66 Nunziante Graziano - Quadros e painéis
- 68 José Starosta - Energia com qualidade
- 70 Roberval Bulgarelli - Instalações Ex

SISTEMA DE PÁRA-RAIOS PREDIAIS - SISTEMA COMPLETO



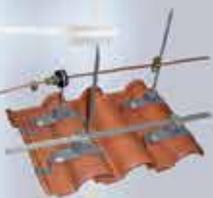
CAPTORES
TIPO FRANKLIN



CONDUTORES
DE ALUMÍNIO



SUPORTE DE
USO GERAL



SUPORTE PARA
TELHA DE CERÂMICA



SINALIZADORES



ATERRAMENTO



A SOLUÇÃO
QUE PROTEGE

Dúvidas acesse o Site

www.paratec.com.br

ou ligue

Tel.: (011) 3641-9063

vendas@paratec.com.br

@paratec_pararaios Paratec Para-Raios



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

Uma transição polarizada

Transições de Estado promovidas por dispositivos de manobra podem impor ao sistema diversos comportamentos, dependendo da sincronicidade das fases que alimentam esses dispositivos que a efetuam, desde transitórios com tensões descoordenadas ou até aqueles promovidos por sistemas estáticos sincronizados em microssegundos.

As tensões poderão ser superiores àquelas que um regime permanente poderia suportar e, mesmo a presença de elementos supressores deve ser coordenada pelo bem da normalidade da produção e do sistema ou os barramentos poderão colapsar.

Tensões entre as camadas podem gerar fugas de corrente com altas frequências, a falta de filtros e ligações equipotenciais poderá impor efeitos avalanches indesejáveis. Um aterramento de partes vivas não será tolerado pelo sistema.

A coordenação da proteção é fundamental e se o relé diferencial for acionado é sinal que algo de grave ocorreu. Pior, se não forem sensibilizados.

Sistemas operacionais que se mostraram falhos no passado só poderão operar adequadamente se devidamente revisados, com nova estrutura de hardware, firmware e, fundamentalmente, "humanware". Ainda, os arquivos não poderão ser corrompidos.

Orçamentos adequados e boa gestão devem ser fiscalizados até pelos usuários mais convictos do sucesso da operação. O equilíbrio do sistema dependerá de tripla sustentação com alta potência de curto-circuito.

A integração a sistemas externos deve ser gerenciada com precisão e qualidade, sob pena de irreversibilidade e assimilação de plataformas não compatíveis e natural desajuste estrutural. Equipamentos devem ser sustentáveis e econômicos, consumo exagerado pode ser sinal de um programa de Medição e Verificação inadequado.

Um constante treinamento das equipes e percepção aguçada merece atenção para evitar repetição de incorreções de projetos que secaram até os poços de petróleo em passado não tão remoto.

Que os investidores possam continuar a sua missão sem sobressaltos ou assaltos.

PROTEÇÃO EM QUADROS ELÉTRICOS

CLAMPER

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



CONHEÇA NOSSA LINHA COMPLETA

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



clamper.com.br
31 3689.9500

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



CINASE GOIÂNIA DISCUTE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E PERSPECTIVAS DE FUTURO PARA A DISTRIBUIÇÃO NA REGIÃO

Evento constituído por congresso e feira de negócios reuniu mais de 1.000 visitantes e congressistas



Nos dias 11, 13 e 14 de outubro, a cidade de Goiânia foi palco de um dos principais eventos do setor elétrico do país, o Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE). Em sua 40ª edição, o já tradicional evento reuniu especialistas e autoridades de empresas relevantes do setor, em especial, da região Centro-Oeste, para debater temas, como modernização, geração distribuída, Indústria 4.0 e inserção de novas tecnologias nas instalações elétricas, contribuição da indústria para o desenvolvimento energético, entre outros assuntos.

Participaram da abertura do evento, em um painel que discutiu o futuro da distribuição no país, o presidente da Abradee (associação

das distribuidoras de energia), Marcos Madureira, o presidente da Enel Goiás, José Nunes, e o diretor de operações da Enel Goiás, José Luis Salas. Moderado pelo engenheiro e consultor técnico do evento, José Starosta, o painel levantou tópicos importantes, como o PL 414, também chamado de PL da modernização do setor elétrico, transição energética, eletromobilidade e sustentabilidade econômica do setor.

Na ocasião, Madureira, da Abradee, destacou que as distribuidoras de energia têm feito robustos investimentos e não apenas em postes e cabos, mas sim em novas tecnologias, como sensores e softwares, a fim de tornar as redes mais modernas e inteligentes. “Os

investimentos na modernização da rede são fundamentais para que a transição seja feita de forma segura. Temos que ter sistemas eficientes que tenham resiliência para permitir que as medidas propostas pelo PL 414 sejam implantadas, é importante termos uma rede que atenda a todas essas variações, o que inclui equipamentos eficientes e tecnológicos, como sensores e outros equipamentos”.

Salas e Nunes concordam sobre a necessidade de um arcabouço de infraestrutura para dar suporte à transição energética. “O setor elétrico está vivendo hoje o real momento da transformação e requer dos legisladores e de todos os agentes do setor, incluindo o consumidor, uma participação cada vez mais ativa”, comenta Nunes, presidente da Enel Goiás.

Para José Luis Salas, a transição energética é um grande desafio sob o ponto de vista regulatório. “Toda essa transição vai precisar de uma mudança na regulação para permitir uma transformação sustentável. É um grande desafio para as distribuidoras juntamente com o Governo e com a agência reguladora”, avalia.

Questionado sobre a atuação da Enel em Goiás, cuja concessão foi adquirida pelo Grupo Equatorial, o presidente José Nunes contou que foram muitas lições aprendidas. “Goiás tem uma zona rural muito extensa, tinha e ainda tem uma infraestrutura elétrica muito frágil e com intempéries climáticas mais agressivas, como no mundo todo. Posso dizer que estamos, nesse momento,



Especialistas do setor discutiram fontes renováveis de energia, hidrogênio verde, novos modelos de manutenção e o papel da engenharia elétrica nos dias de hoje.

vivendo o início da temporada das chuvas, em que as redes são mais afrontadas pelas condições climáticas, e temos observado que cada dia lidamos melhor com isso. Foram mais de 30 mil km de rede construídos com novas tecnologias, mas a malha total conta com 240 mil km, então, o desafio é grande, mas os alicerces estão robustos para a distribuidora continuar avançando”, conclui.

O congresso seguiu com uma palestra da EDP Transmissão, em que o gerente de projetos Renato Teixeira Souza levou para o debate a expansão e o processo de eficiência da malha de transmissão na região. A companhia tem em seu portfólio



Da esquerda para a direita: Marcos Madureira, presidente da Abradee, José Luís Salas, diretor de operações da Enel Goiás, e José Nunes, presidente da Enel Goiás.

TRAEL
30 anos

Evolução contínua, transformando energia em desenvolvimento.

Indústria e Assistência Técnica, Cuiabá-MT • Brasil
[65] 3611-6500
Assistência Técnica, Ananindeua-PA • Brasil
[91] 3255-4004

trael.com.br



Registro dos premiados na 9ª edição do Prêmio O Setor Elétrico de Qualidade das Instalações Elétricas.

2500 km de linhas de transmissão, 31 subestações com atuação em 8 estados. O seu plano de expansão inclui participação nos leilões da Aneel, complexificação do sistema, acréscimo no número de fontes e redução de impactos ambientais. Já os investimentos previstos em renovação de ativos chegam a R\$ 36,2 bilhões entre 2022 e 2031 e diz respeito à substituição de equipamentos, melhorias e reforços, manutenção da disponibilidade e investimentos em segurança e na qualidade do sistema.

Destaque também para o painel de debates sobre geração distribuída e os desafios para o avanço das fontes renováveis no Centro-oeste, em que especialistas discutiram os benefícios da GD para a sociedade e os desafios regulatórios a serem vencidos.

Foram muitos os temas relacionados a

planejamento e política energética, assim como palestras e debates sobre assuntos técnicos relevantes para o desenvolvimento do setor elétrico. Também compuseram a programação palestras técnicas ministradas por especialistas de empresas fornecedoras de produtos e serviços para todo o setor energético, as quais estavam participando da feira de negócios.

Com o lema “o ponto de encontro da engenharia elétrica”, o evento tem viajado por diferentes Estados brasileiros, ao menos quatro vezes ao ano, com o objetivo de disseminar informações técnicas do setor elétrico, agregadas ao conhecimento que cada Estado tem a oferecer.

No total, a edição de Goiânia contou com 72 palestrantes, que contribuíram com o evento compartilhando conhecimento por meio de palestras técnicas e painéis de

debate nos dois dias de programação.

Além do conteúdo, o evento contou com uma área de exposição com mais de 30 empresas do setor elétrico, entre fabricantes, distribuidores de materiais elétricos e prestadores de serviço. Somados, congresso e feira de negócios, os ambientes proporcionam um ecossistema ideal para atualização profissional, realização de negócios e muito networking. “O evento é itinerante e, pelo fato de sair de São Paulo, faz com que preenchamos uma carência técnica que existe Brasil afora. Criamos um evento que marca a região pela qual o CINASE passa, com a chance de o profissional se atualizar sobre o que há de novidade no setor, seja em relação a novas tecnologias, seja quanto às atualizações normativas”, declara o diretor do evento, Adolfo Vaiser.

Em 2022, o CINASE já esteve em Salvador (BA), em Goiânia (GO) e chega a Campinas nos dias 09 e 10 de novembro. Para 2023, as cidades a receberem o evento já foram escolhidas: Belém (PA), Curitiba (PR), Fortaleza (CE) e Rio de Janeiro (RJ). Em breve, as datas serão anunciadas. Acompanhe as novidades em www.cinase.com.br

Prêmio OSE de Qualidade das Instalações Elétricas

Na noite de 11 de outubro, aconteceu a tradicional entrega do 9º Prêmio OSE de Qualidade das Instalações Elétricas, instrumento que reconhece as boas práticas da engenharia que levam em consideração





critérios importantes, como qualidade técnica, eficiência energética, sustentabilidade e inovação.

A ocasião marca a abertura do CINASE e reúne o público para acompanhar a cerimônia

de premiação, assim como a homenagem feita a um profissional do setor elétrico da região. Nesta oportunidade, o homenageado foi o engenheiro Antônio Cesar Baleeiro Alves, professor titular aposentado da Universidade

Federal de Goiás.

Confira, a seguir, os projetos vencedores do 9º Prêmio O Setor Elétrico de Qualidade das Instalações Elétricas – Edição Goiânia:

9º Prêmio O Setor Elétrico de Qualidade das Instalações Elétricas – Edição Goiânia:

Categoria	Empresa	Projeto	Responsável
Instalações elétricas industriais e comerciais	Automatize	Shopping Polaris de Catalão	Dulcirente Aires
Energia renovável	Vorbe Engenharia	Usina híbrida – abate de aves	Mathaus Henrique Souto Batista
Pesquisa e desenvolvimento	PUC-GO	TDI – Transformador de distribuição inteligente	Luís Fernando Pagotti
Projeto luminotécnico	Instituto Senai de Tecnologia	Diagnóstico energético na Faculdade de Tecnologia Senai Ítalo Bologna	Paulo Takao Okigami
Inovação tecnológica	Automatize	Hospital Orion	Dulcirene Aires
Projeto OSE de Qualidade 2022	Automatize	Hospital Orion	Dulcirene Aires



AS MELHORES SOLUÇÕES EM RASTREADORES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

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

BRAMETAL
 Onde tem energia, tem a nossa marca.

Leilão de transmissão é confirmado para 16 de dezembro e prevê investimento de R\$ 3,51 bilhões

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o edital do Leilão nº 2/2022 para a construção de aproximadamente 710 km de linhas de transmissão e 3.650 MVA em capacidade de transformação de subestações, além da manutenção do serviço de 743 km de linhas de transmissão e de 2.200 MW em subestações conversoras. O leilão está marcado para 16 de dezembro na sede da B3, em São Paulo.

Os seis lotes no edital possuem expectativa de investimento de R\$ 3,51 bilhões, com a previsão de criação de 5.747 empregos diretos. Os empreendimentos, com prazo de conclusão de 42 a 60 meses, contemplarão os estados do Espírito Santo,

Maranhão, Minas Gerais, Pará, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rondônia, Santa Catarina e São Paulo.

Confira os empreendimentos a serem leiloados na tabela a seguir e consulte o edital em www.aneel.gov.br



Lote	Empreendimentos	UF	Prazo (meses)
1	LT 230kV Governador Valadares 6 - Verona, CS, C1, com 165 km.	MG / ES	60
2	LT 230kV Porto Velho - Abunã, CS, C3, com 188 km.	RO	60
3	SE 500/230/69 kV Açailândia - transformação 500/230 kV (6+1Res) x 150 MVA e transformação 230/69 kV 2x75 MVA; SE 500/230/138 kV Santa Luzia III - transformação 500/230 kV (6+1Res) x 150 MVA e transformação 230/138 kV 2 x 100 MVA; SE 230/69 kV Dom Eliseu II - 2 x 75 MVA; SE Encruzo Novo - Compensação Síncrona, Banco de Capacitor "Shunt" e Banco de Reatores de barra; Trechos de LT 500 kV entre a SE Santa Luzia III e a LT 500 kV Açailândia - Miranda II, C1, com 1,7 e 1,0 km; LT 230 kV Encruzo Novo - Santa Luzia III, CS, C1, com 207 km; LT 230 kV Açailândia - Dom Eliseu II, C1 e C2, CD, com 71,5 km.	MA / PA	60
4	SE 345/138 kV Porto do Açu - (6+1R) x 50 MVA; Trechos de LT 345 kV entre a SE Porto do Açu e a LT 345 kV Campos - UTE GNA I, C1, com 2 x 1,6 km; Trechos de LT 345 kV entre a SE Porto do Açu e a LT 345 kV Campos - UTE GNA I, C2, com 2 x 1,6 km.	RJ	42
5	Instalações de Garabi I e II - 2.200 MW - continuidade da prestação do serviço público de transmissão existentes e revitalização dos sistemas de controle e de teleproteção das conversoras.	RS / SC	60
6	SE 345/88-20 kV Centro - implantação de novo serviço na subestação com troca do nível de tensão de 230 para 345 kV em barramento isolado (GIS) e substituição das transformações para 345/88 kV - 4x150 MVA e 345/20-20 kV - 3x150 MVA e 1x150 MVA reserva.	SP	60



ITAIPU TRANSFORMADORES

**Há 47 anos nossa
energia gera
e distribui muitas
transformações
pelo Brasil.**



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



Brazil Windpower: com recorde de público, evento celebra marca histórica de 24 GW de geração eólica e discute o futuro do setor

Entre os dias 18 e 20 de outubro, a São Paulo Expo recebeu a 13ª edição do Brazil Windpower, principal evento do setor eólico na América Latina. Com o tema “Setor eólico em expansão e aliado às novas tecnologias: o caminho para um futuro net zero”, a conferência, realizada de forma híbrida (após dois anos sendo promovida apenas virtualmente), registrou um recorde de público, com a presença de 6,2 mil visitantes e congressistas.

Durante a cerimônia de abertura, o presidente do conselho da ABEEólica, Fernando Elias, destacou fatores como a crise energética na Europa e a posição de destaque do Brasil perante o mundo. “A um preço muito alto, percebeu-se que não se deve confiar em uma única fonte, tão pouco, em um único fornecedor. Neste cenário, o Brasil se destaca. Talvez a posição relativa do País nunca esteve tão favorável. O mundo todo olha para cá com interesse em investir porque, dentre outros fatores, temos um grande potencial para gerar energia renovável em abundância. Mas sabemos que temos muitos desafios pela frente”, comentou.

Na edição deste ano – que contou com o



congresso principal e o congresso de O&M acontecendo simultaneamente – os mais de 24 painéis de especialistas abordaram temas como transição energética justa, avanços tecnológicos, evolução e desafios regulatórios, financiabilidade da indústria eólica, expansão das renováveis no mercado livre, perspectivas para a COP 27 e o potencial das plataformas offshore (incluindo

o seu papel impulsionador na produção verde de hidrogênio).

Outro importante ponto de destaque do evento foi a celebração de uma marca histórica ultrapassada pela energia eólica em setembro: 24 GW de capacidade operacional instalada (tanto uso comercial como teste) – o suficiente para abastecer mais de 36 milhões de lares brasileiros na média mensal.

Seja qual for o tamanho do projeto ou a quantidade de cabeamento

**DUTOTEC É
A MELHOR ESCOLHA
SEMPRE**



Canaletas de diversos tamanhos para múltiplas capacidades de cabos.

Qualidade comprovada por profissionais da área.

Segurança para o ambiente e a instalação.

Não propagam chamas.

Livres de interferências eletromagnéticas entre os cabos.

Versáteis porque os acessórios resolvem qualquer trajeto.



DUTOTEC
dutotec.com.br

16 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

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



Capítulo III - A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil

Por **Cyro Vicente Boccuzzi**

- Um breve retrospecto da aplicação de tarifas de energia no Brasil;
- As bases de um Plano Diretor de Medição Inteligente para a baixa tensão no Brasil;
- Proposta de transformação progressiva, racional e sustentável dos sistemas atuais;
- Número de consumidores.

26 MANUTENÇÃO 4.0

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



Capítulo VII - Inteligência artificial aplicada à manutenção: gerenciamento de riscos em linhas de transmissão

Por **Felipe Resende e Caio Huais**

- Planejamento da manutenção em linhas de transmissão;
- Conceitos básicos de lógica nebulosa;
- Lógica nebulosa aplicada ao planejamento da manutenção em linhas de transmissão;
- Considerações finais.

30 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 VII - Ambiente regulatório de segurança cibernética para empresas de energia no Brasil

Por **Marcelo Branquinho e Rodrigo Leal**

- Risco sistêmico: setor elétrico na berlinda;
- Política de segurança cibernética da Aneel;
- Rotina operacional RO.CB.BR.01 do ONS;
- Remuneração dos investimentos.

SOLUÇÕES
EM
ENERGIA

Redes elétricas inteligentes

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

Capítulo III

A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil

A modernização do setor elétrico brasileiro vem sendo discutida com uma abordagem de reformas regulamentares, não sendo acompanhada efetivamente de medidas que objetivem a real atualização tecnológica da infraestrutura de serviços de energia elétrica, notadamente suportada pelas redes de transmissão e distribuição (T&D), medição e tarifas inteligentes.

As simples aberturas de mercado sem que se seja possível aprimorar as informações disponíveis aos agentes e consumidores, com adequada transparência da alocação de custos setoriais, não irá proporcionar os reais e esperados benefícios aos consumidores brasileiros, oferecendo informações objetivas, detalhadas e educativas a respeito do uso de energia e oportunidades efetivas de obter melhor utilização, a preços mais competitivos.

Todos os países que realizaram com seriedade e segurança a abertura de mercado durante esforços de transição energética tiveram paralelamente programas bem fundamentados e estabelecidos de planejamento e preparação da infraestrutura para efetivamente suportar estas transformações.

Para que a efetiva modernização ocorra são necessários investimentos fundamentais, como a implementação de medição inteligente. Vários países já estão implantando a segunda geração de medidores e tarifas inteligentes, enquanto o Brasil segue e se propõe a continuar seguindo com uma única opção tarifária, por medição mensal de consumo, vigente para toda a baixa tensão, que contempla 99% dos consumidores e não permite correta alocação de custos.

Nesse sentido, atuando em colaboração com a equipe de GTD da ABINEE, foi desenvolvido no final de 2021 um estudo do que seria uma proposta inicial de um Plano Diretor Plurianual Nacional de Implementação de Medição Inteligente no Brasil, como proposta para alavancar reais benefícios

da implementação de abertura total do mercado brasileiro de energia e torná-lo, de fato, um ambiente competitivo e orientado para o uso eficiente de energia, adotando tecnologias já disponíveis para gerenciamento de recursos distribuídos de energia, incluindo programas de resposta a demanda.

Os estudos, encaminhados e apresentados ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), demonstraram que em oito anos será possível atender, com sistemas de medição inteligente conectados, quase 56% dos consumidores do país, que respondem por mais de 88% do consumo total de energia elétrica na baixa tensão. Ficaram de fora deste programa inicialmente proposto apenas os consumidores tradicionais de baixo consumo e os consumidores de baixa renda, além da maioria dos consumidores rurais, que possuem dificuldade maior de implementação no que concerne aos sistemas de telecomunicações.

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

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

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

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro vem presentemente discutindo reformas necessárias e urgentes no arcabouço legal e regulatório, na chamada “modernização do setor elétrico brasileiro”, focando a progressiva abertura do mercado de energia, a eliminação de subsídios e a reavaliação dos modelos de negócios e redefinição dos papéis das empresas de T&D, justamente para que seja possível um ganho de eficiência e a facilitação da penetração efetiva e representativa das novas tecnologias, como obrigação das concessionárias, com vantagens para as empresas e consumidores, impactando também a economia como um todo.

Neste particular, ainda existe o desafio de incluir nesta agenda de reformas os investimentos necessários para a efetiva

modernização e digitalização das infraestruturas de T&D, complementarmente à reformulação de instrumentos legais e regulatórios, para que a essencialidade e efetividade dos benefícios proporcionados pela abertura de mercado sejam efetivamente capturados de forma objetiva, consistente e sustentável.

Recentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou a Consulta Pública nº 131/2022 para colher subsídios sobre a proposta de portaria para a abertura de acesso ao mercado livre de energia a todos os consumidores brasileiros atendidos em alta tensão a partir de 1º de janeiro de 2024. Embora a minuta da portaria sob consulta se limitasse a abrir o mercado para a alta tensão a partir de 2024, todas as notas técnicas e estudos anexados à consulta pública discutiram também a abertura do mercado aos consumidores de baixa tensão, o chamado grupo B.

A Consulta Pública recebeu 69 contribuições e manifestações de diversos agentes, sendo mais de 90% favoráveis à abertura do mercado para todos os clientes da alta tensão nos prazos propostos. A esmagadora maioria das contribuições também considerou positiva a abertura para a baixa tensão e destacou a necessidade de investimentos em medição e tarifas inteligentes como ferramentas para proporcionar alternativas aos clientes e agentes no novo ambiente, como forma de explorar todo o

A SOLUÇÃO PARA O SEU PROJETO ESTÁ AQUI

Transformadores



Ferragens Eletrotécnicas



Cabines Metálicas

Estruturas Solares



Acessórios para Redes Aéreas



Acessórios para Redes Aéreas



Smart Grid



Artefatos de Concreto



Skids Solares

Cabos



Redes de Transmissão

potencial de eficiência que as novas tecnologias podem favorecer para a transição energética.

A CP 131 culminou com a publicação da Portaria Normativa MME 50/2022, de 27/09/2022, com entrada em vigor a partir de 1º de novembro de 2022, estabelecendo que todos os consumidores classificados como Grupo A poderão migrar para o mercado livre a partir de 1º de janeiro de 2024.

Dois dias depois, no dia 29/09/2022, o MME adicionalmente publicou a Portaria nº 690/GM/MME, que divulga para Consulta Pública a minuta de Portaria que trata da redução do limite de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores da baixa tensão. Em resumo, está sendo proposta a abertura para os clientes de baixa tensão a partir de janeiro de 2026, exceto os relativos às classes residencial e rural, cuja data fica definida como sendo a partir de janeiro de 2028. Não é prevista, novamente, nenhuma medida que objetive aumentar a eficiência do setor através de melhorias na infraestrutura de medição e consequentemente de precificação.

A proposta foi desenvolvida com base nas notas técnicas da CCEE e da Aneel, colocando ainda sobre as distribuidoras o papel de comercializador regulado e de supridor de última instância, bem como responsável pela prestação dos serviços de medição. Não são detalhados os mecanismos necessários para a migração dos consumidores neste novo modelo, uma vez que distribuidoras têm contratos legados de longo prazo, sendo necessário que a decisão de migração de um consumidor seja neutra para os demais, ou seja, que haja adequada alocação de custos e riscos entre os agentes.

Esse detalhamento de regras será particularmente importante na medida em que vários contratos de concessão irão expirar entre 2025 e 2031, afetando cerca de 55 milhões de consumidores de energia elétrica (60% do total do país), com faturamento de cerca de R\$ 170 bilhões de reais em 2021, entre os quais estão as concessões da maior parte do Estado de São Paulo, como as detidas pelos grupos ENEL, EDP, CPFL, Neoenergia, Energisa, além da Light, no Rio de Janeiro, entre outras. Estes grandes grupos esperam que o tema de renovação destas concessões avance e entre na pauta do Governo Federal ainda neste ano, mas em meio a todas as mudanças setoriais mencionadas será necessário redefinir as condições em que a renovação deva ocorrer, dentro dos novos papéis esperados e dos novos modelos de remuneração a serem adotados, uma vez que se trata de possibilidade prevista nos próprios contratos. De outro lado, existem defensores de que as citadas concessões sejam relicitadas, atraindo novos agentes para o setor que estejam interessados nas oportunidades que as redes inteligentes, a descentralização, digitalização e descarbonização possam significar em termos de novos negócios e receitas. Em

qualquer hipótese, será fundamental antecipadamente discutir as obrigações e os direitos das empresas e dos consumidores nos novos contratos, diante do cenário de transformação proposto.

Anteriormente, a abertura de mercado estava sendo tratada na Câmara de Deputados através do substitutivo do Projeto de Lei - PL 414, que foi objeto de mais de cinco anos de discussões intrassetoriais. A agenda do PL inclui questões estruturais fundamentais para equacionamento de custos e contratos legados com a reforma, a eliminação de subsídios e a cobertura de custos sistêmicos pelos dois ambientes, livre e regulado. A expectativa é que o projeto seja apreciado ainda em 2022, apesar de o MME estar propondo antecipar avanços através de medidas infralegais mencionadas. A minuta divulgada deste substitutivo, da mesma forma que a recente Portaria 690 do MME, não estabeleceu a renovação do parque de medição por equipamentos inteligentes para permitir a adoção de opções de tarifas e preços inteligentes como pré-requisito para início da abertura do mercado na baixa tensão. A minuta do substitutivo previa um comando legal para que a Aneel revisasse os requisitos de medição inteligente (e tarifas) em um prazo de 24 meses após a aprovação.

A Aneel já buscava evoluir nesse caminho quando, através da REN 966, de 14/12/2021, promoveu a regulamentação do desenvolvimento e aplicação de projetos-piloto no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento que envolvam o faturamento diferenciado pelas distribuidoras, visando implementar novas modalidades tarifárias, novas modalidades de faturamento, objetivando melhoria do fator de carga e gerenciamento pelo lado da demanda, abrindo a possibilidade objetiva de empresas proporem “sandboxes tarifários” para aferição prática de custo-benefício e posterior “roll out” de melhores práticas tarifárias aderentes à realidade dos mercados e segmentos de consumidores. Existe, entretanto, consenso no setor de que a introdução de novas tecnologias pelas distribuidoras não pode se limitar a projetos de P&D, mas deve ser incorporada neste novo papel esperado para o segmento.

Em agosto de 2022, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou o lançamento da primeira chamada pública de sandboxes tarifários – ou seja, a abertura de um edital com especificações para projetos experimentais que envolvem faturamento diferenciado para os consumidores de energia. A iniciativa permitiu que as empresas de distribuição de energia pudessem desenvolver modelos de negócios e testar técnicas e tecnologias mediante o cumprimento de critérios estabelecidos pela Aneel na chamada pública e na Resolução Normativa nº 966/2021. A Agência definiu como tema prioritário as novas modalidades tarifárias para baixa tensão. Assim, os sandboxes tarifários selecionarão grupos de consumidores de baixa tensão dentro da população atendida pelas distribuidoras para testar alternativas



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



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

Capture o QR Code e fale com a gente!



www.embrastec.com.br

Grupo	Distribuidoras	Tema
1	Grupo Enel	1. Tarifa trinômia e por bloco horário, com quatro postos tarifários (foco: ENEL SP); 2. Peak-time rebate (PTR) (foco: ENEL SP).
2	Light	Análise comparativa do comportamento do consumidor para identificar nível de desconto ótimo capaz de reduzir fraude/furto de energia e aumentar a adimplência.
3	Grupo EDP	1. Tarifa Binômia sem troca de medidores; 2. Tarifa Binômia com troca de medidores. Testará três modalidades tarifárias: (i) Tarifa Trinômia horária (dois postos horários); (ii) Tarifa Binômia horária (dois postos horários); e (iii) Tarifa Binômia horária (quatro postos horários).
4	COPEL	1. Tarifa diferenciada para unidade consumidora com micro e minigeração distribuída para constituição de microrrede; 2. Implementação da modalidade tarifária de pré-pagamento; 3. Implementação da fatura digital condicionada a desconto na tarifa.
5	Neoenergia Elektro	Tarifa Binômia para baixa tensão.
6	CEMIG	1. Implementação de Mecanismo para Otimização de Crédito de Geração Distribuída (tokenização em plataforma online sob blockchain); 2. Digitalização das faturas de geração distribuída.
7	Grupo Equatorial	1. Tarifas dinâmicas para baixa tensão com possibilidade de locacional (foco: CEA e EQTL AL); 2. Avaliação do impacto de novas estruturas tarifárias aos consumidores de pequeno porte e menor poder aquisitivo (foco: EQTL PA); 3. Tarifa Horo-Sazonal-Locacional – HSL (foco: EQTL AL e CEEE); 4. Tarifa monômia Dinâmica (foco: EQTL MA e EQTL PI).
8	Grupo Oliveira	1. Tarifa binômia e tarifa horária (foco: AME); 2. Aperfeiçoamentos às modalidades de faturamento ofertadas às localidades remotas (fatura plurimensal) (foco: Roraima Energia).
9	Grupo CPFL	1. Tarifa binômia com e sem medição inteligente; 2. Marketplace para Comercialização de Excedentes de Energia P2P com Tecnologia Blockchain.
10	Grupo Energisa	1. Modalidade TOU (4 postos) (foco: ESS, ETO e EPB); 2. Pré-pagamento com desconto para combate às Perdas Não Técnicas; 3. Tarifa monômia convencional mas dinâmica (trimestral) (foco: ESS, ETO e EPB).

Fonte: ANEEL - elaboração própria.

de novas modalidades tarifárias. Os sandboxes podem testar tarifas customizadas, medidores inteligentes, pré-pagamento de energia e outras particularidades relacionadas ao gerenciamento pelo lado da demanda podem ser contempladas. A publicação da chamada permitiu que as distribuidoras planejassem projetos experimentais, chamados de subprojetos no âmbito dos sandboxes tarifários. As empresas interessadas tiveram um mês para manifestar interesse em participar e informar à Aneel o tema de interesse. A Agência já divulgou a lista dos 10 grupos interessados e os respectivos focos de interesse, conforme resumido no quadro acima.

Nos próximos meses, a Aneel receberá as propostas de sandbox tarifário e as encaminhará para avaliação técnica do grupo responsável pelo Projeto de Governança – liderado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), em parceria com outras 31 concessionárias. Posteriormente, os projetos retornarão para a avaliação da Agência. Até fevereiro de 2023 a Aneel definirá quais sandboxes serão aprovados para início da implementação nas áreas de concessão das distribuidoras.

Em todos os projetos, um dos requisitos é de que o consumidor possa desistir de participar a qualquer momento. Outra das premissas é a garantia de que o resultado dos sandboxes não impactará no processo tarifário das distribuidoras. Eventuais custos decorrentes da aplicação dos sandboxes serão analisados pela Aneel e, caso sejam procedentes, serão cobertos pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência.

Estes projetos deverão, na prática, ser iniciados apenas no segundo semestre de 2023 e deverão durar cerca de dois

anos, fazendo com que evoluções tarifárias na baixa tensão, caso aprovadas, apenas comecem a ser implementadas otimisticamente após 2026.

UM BREVE RETROSPECTO DA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA NO BRASIL

Desde a sua criação, a precificação dos serviços de eletricidade tem sido feita na maior parte do mundo através de duas características: a quantidade ou volume de energia consumido em kWh e a demanda ou potência disponibilizada em kW para suprir certa quantidade de energia disponibilizada por unidade de tempo relacionada à infraestrutura disponibilizada pela companhia de eletricidade para atender a determinado consumidor.

Dois clientes que possuem o mesmo volume de energia (kWh) consumida e uso, por exemplo, em sua residência, podem utilizar a energia de forma diferente e deveriam pagar preços diferentes por isso. Um deles, por exemplo, tem equipamentos eficientes e cuida para que nem todos os equipamentos sejam utilizados ao mesmo tempo, requerendo na sua conexão ao sistema uma pequena capacidade em kW disponibilizada pela concessionária. O outro cliente pode ter equipamentos de maior potência usados simultaneamente, que precisam, portanto, contar com uma infraestrutura mais reforçada, como por exemplos transformadores e cabos de energia de maior capacidade (kW), para seu suprimento. Este segundo consumidor demanda mais investimentos da concessionária para seu atendimento e, portanto, deveria pagar, proporcionalmente, a capacidade

disponibilizada e os maiores investimentos realizados para o seu atendimento.

As tarifas no Brasil têm sido historicamente definidas pela teoria marginalista e a sua administração de preços tem sido executada de forma extremamente politizada e paternalista pelo estado, mesmo depois de quase 30 anos da existência de Agências Reguladoras profissionalizadas e independentes.

Até recentemente, o Decreto nº 62.724/1968, através de seu Artigo 13º, definia que todos os consumidores supridos em baixa tensão no país fossem atendidos por uma tarifa monômnia, ou seja, somente baseada em kWh, proibindo a cobrança de tarifas de demanda (capacidade disponibilizada) aos consumidores de baixa tensão, apesar de ter as tarifas “calculadas sob a forma binômnia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia, sendo fixadas, após conversão, para a forma monômnia equivalente...”

A população em geral, portanto, não foi historicamente educada para a realidade dos reais custos incorridos para os diferentes perfis de consumo, uma vez que as tarifas foram simplificadas e sempre tiveram, portanto, pouca transparência para o consumidor comum.

Somente em 2016, ou 48 anos depois, este artigo 13º. foi revogado pelo Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016. Mesmo assim, apesar de as tarifas de baixa tensão serem calculadas de forma binômnia, com componentes separados de custos de energia e capacidade, a sua aplicação, ainda hoje, continua se dando na forma monômnia na baixa tensão. Além disso, os custos marginais de suprimento são calculados de forma agregada.

Atualmente, o mundo vem testemunhando uma impressionante e rápida transformação tecnológica do setor de energia com o vertiginoso desenvolvimento dos RED – Recursos Energéticos Distribuídos, que estão permitindo uma postura cada vez mais proativa dos consumidores, a fim de oferecer flexibilidade ao consumo de eletricidade e valor apropriado aos serviços fornecidos pelos recursos distribuídos. A estrutura de preços de energia brasileira precisa evoluir urgentemente para se adequar a este cenário que também evoluiu rapidamente no Brasil.

Um exemplo da mentalidade paternalista e protetiva dos governos brasileiros e da pouca evolução nesta questão de modernização das tarifas em baixa tensão pode ser ilustrada com o advento da tarifa branca, uma tarifa com diferentes custos em diferentes horários do dia, voltada aos clientes residenciais, comerciais e industriais em baixa tensão. Após oito anos de estudos e três de implementação, a Aneel adotou a tarifa branca, ainda sem cobrança de tarifa de demanda, ou seja, exclusivamente baseada em energia, voltada aos clientes de baixa tensão. Mesmo inovando, a tarifa cujo potencial maior de benefício seria o de aliviar o sistema elétrico reduzindo o

uso de energia nos horários de ponta, postergando ou evitando a necessidade de investimentos para atendimento desta demanda de ponta, não considera a medição de demanda, mas apenas consumo. E foi adotada como facultativa, ou seja, não obrigatória, justamente para evitar a troca de medidores em larga escala. Como consequência, foi adotada por apenas 57 mil consumidores em um universo de mais de 87 milhões em três anos, segundo dados da própria Aneel atualizados até março de 2021, e não gerou nenhum benefício tangível ao sistema elétrico. Nem as distribuidoras e nem o regulador fizeram questão de divulgá-la face as incertezas de recuperação de investimentos e perdas de receitas pelo lado das distribuidoras.

Finalizando, as referências 1 e 2 apresentam detalhes sobre frequentes e recorrentes “socorros” bilionários aos agentes do setor elétrico que têm ocorrido nos últimos 25 anos, comprometendo custos futuros de energia e inviabilizando na prática a sempre prometida, mas nunca atingida, modicidade tarifária, justamente pela inexistência de ferramentas e sistemas para a mais correta alocação de custos setoriais. As referências apresentam e discutem, também em detalhes, a existência de três dogmas que tem limitado e sistematicamente adiado os avanços na modernização tecnológica massiva dos sistemas de eletricidade no Brasil.

O primeiro dogma é a pergunta: quem vai pagar a conta? As referências demonstram que esta conta já esta sendo paga com os socorros e subsídios mencionados que superam em mais de três vezes os investimentos necessários para a evolução tecnológica necessária. Em vez disso, a evolução tem sido delegada às próprias empresas de energia e as reais barreiras regulatórias seguem sem solução, restringindo os investimentos a pilotos insuficientes e limitados basicamente às verbas de P&D.

O segundo dogma diz respeito ao fato de a matriz elétrica brasileira já ser naturalmente mais limpa que a maioria dos países do mundo. Ocorre, entretanto, que a expansão desta matriz está se dando preponderantemente através de geração distribuída e renovável pelas fontes solar e eólica, que demandam e desafiam os sistemas atuais para uma nova realidade operativa e tecnológica, demandando investimentos para modernização e transformação das redes e plataformas operativas de T&D atuais, com informações de medição mais granulares, ainda não disponíveis.

O terceiro dogma recorre à modicidade tarifária, que seria a primeira prioridade dos consumidores. A sociedade deseja, na verdade, que existam opções de suprimento e preços que melhor atendam ao seu perfil específico, e que estas opções sejam sustentáveis e previsíveis no longo prazo. Este mesmo dogma respalda a abertura, mas limita seu impacto na medida em que não prevê a necessária transformação das plataformas de medição e precificação avançadas, em substituição à tarifa monômnia na baixa tensão.

AS BASES DE UM PLANO DIRETOR DE MEDIÇÃO INTELIGENTE PARA A BAIXA TENSÃO NO BRASIL

Ao final de 2021, em colaboração com a equipe de GTD da ABINEE, foram desenvolvidos estudos do que seria uma proposta inicial de um Plano Diretor Plurianual Nacional de Implementação de Medição Inteligente no Brasil, para discussão e aprimoramento setorial, com o objetivo de alavancar reais benefícios da implementação de abertura total do mercado brasileiro de energia e torná-lo, de fato, um ambiente competitivo e orientado para o uso eficiente de energia, adotando tecnologias já disponíveis para gerenciamento de recursos distribuídos de energia, incluindo programas de resposta a demanda. Estes estudos foram encaminhados e apresentados ao MME e à Aneel em 2022.

Os estudos adotaram, fundamentalmente, 5 premissas detalhadas a seguir:

- a) A título de simplificação, os estudos presumiram que os consumidores brasileiros de alta tensão já são integralmente ou quase integralmente telemedidos, concentrando esforços na proposição de um programa exclusivamente voltado à baixa tensão, para atender à necessidade de educação e sinal apropriado de modulação de preços para a grande massa de clientes e a população em geral;
- b) Este programa, formulado dentro das melhores práticas globais, procurou objetivar as seguintes funcionalidades mínimas na precificação dos serviços de fio:

- Trazer o sinal de capacidade, criando opções de tarifas binômias, com cobrança de capacidade e energia e não somente energia, pois a potencial “economia” pode ser destruída na percepção do consumidor através de instituição de aumentos fortes nas bandeiras tarifárias gerais, como os recentemente havidos;
- Incorporar a correta definição do horário de ponta alvo de interesse, que em muitas concessionárias se situa ainda no final da tarde / início da noite, onde ocorre predominantemente no inverno, enquanto no verão tem sido verificado na prática no início da tarde, face ao crescente uso de ar-condicionado;
- Ser de adoção progressiva obrigatória, e não facultativa, para uma classe pré-definida de consumidores com maior consumo e demanda, objetivando gerar equidade e correta alocação de custos de atendimento e redução de riscos e investimentos sistêmicos, consequentemente promovendo modicidade tarifária na prática;

- c) Substituindo a premissa simplista da modicidade tarifária, em vez de imediata e pura redução de custos no

curto prazo, sempre prometida, mas nunca atingida, a meta a ser perseguida foi a sustentabilidade de operação de um mercado verdadeiramente competitivo e a possibilidade de dispor ofertas de maior número de opções aos clientes no médio e longo prazo, através da implantação progressiva de tarifas multipartes, incluindo demanda e energia, com postos horários. Esta é uma das mais importantes lições aprendidas do passado recente de não evolução tecnológica nos sistemas em operação no Brasil, discutidas em detalhes nas referências 1 e 2, fruto de dogmas que impediram até hoje a evolução tecnológica dos setores de T&D;

- d) Buscou-se estruturar um programa de implementação que traga incentivos e sinalização clara a um número progressiva e crescentemente maior de clientes de BT que busquem orientações para o uso eficiente através de modulação de seus hábitos em um mundo que privilegia esforços de ESG – atendimento de aspectos ambientais, sociais e de governança/transparência;

- e) Buscou-se formular um programa consistente e exequível de implantação plurianual, com base em custo/benefício, de modo a possibilitar o adequado planejamento flexível, pelas empresas de distribuição, de um detalhamento apropriado no sentido de prover a progressiva proteção de receita na baixa tensão, dentro das respectivas realidades de cada área de concessão, mercados, geografias e logística de implementação, considerando que o Brasil é um país de dimensões continentais.

PROPOSTA DE TRANSFORMAÇÃO PROGRESSIVA, RACIONAL E SUSTENTÁVEL DOS SISTEMAS ATUAIS

A partir das premissas anteriormente definidas e examinando a estratificação dos consumidores brasileiros por faixa de consumo na baixa tensão, foi possível realizar a simulação da proposição de um programa diretor de renovação dos equipamentos de medição para a implantação de alternativas tarifárias com múltiplas partes.

Foram utilizados dados de número de consumidores e consumo anual estratificados por classe de consumo relativos ao período 2014 a 2018, apresentados na referência 3, Anuário Estatístico do Setor Elétrico, publicado em 2019 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

NÚMERO DE CONSUMIDORES

Utilizando a base de dados mencionada, os quadros evolutivos de consumidores e consumo na BT, respectivamente, nas várias classes de consumo, são resumidos e apresentados nos quadros seguintes:

		CONSUMIDORES				
		2014	2015	2016	2017	2018 part% Total
Baixa Tensão	Residencial Brasil	66.006.000	67.745.000	69.276.000	70.905.000	72.081.000 86,1%
	Comercial	5.483.056	5.607.650	5.607.132	5.669.226	5.701.447 6,8%
	Industrial	514.807	490.184	478.306	471.224	462.334 0,6%
	RURAL	4.259.969	4.337.562	4.345.260	4.478.508	4.499.782 5,4%
	PODER PUBLICO	540.618	546.054	537.268	551.796	548.919 0,7%
	ILUMINAÇÃO PUBLICA	88.117	92.681	95.717	98.756	96.890 0,1%
	Serviço Público	73.158	76.880	80.651	84.678	88.079 0,1%
	Consumo Proprio	13.193	9.188	8.730	8.940	8.805 0,0%
	TOTAL	76.978.918	78.905.197	80.429.064	82.268.128	83.487.256 99,8%

		CONSUMO GWh				
		2014	2015	2016	2017	2018 part% Total
Baixa Tensão	Residencial	132.196	131.072	132.799	134.296	137.550 29,0%
	Comercial	45.505	45.698	43.184	41.079	42.893 9,0%
	Industrial	6.868	5.018	4.856	5.674	5.155 3,1%
	RURAL	14.932	15.118	15.272	15.804	16.237 3,4%
	PODER PUBLICO	6.557	6.444	6.359	6.327	6.429 1,4%
	ILUMINAÇÃO PUBLICA	14.043	15.333	15.035	15.443	15.690 3,3%
	Serviço Público	1.868	1.858	1.947	2.015	2.087 0,4%
	Consumo Proprio	2.477	2.284	2.257	1.614	1.622 0,3%
	TOTAL	224.444	222.825	221.709	222.251	227.662 48%

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

a - Classe residencial

Considerando o elevado número de consumidores envolvidos, o setor residencial merece destaque, conforme apresentado nos quadros seguintes, em milhares de clientes:

Como é possível depreender, cerca de 12% do mercado residencial é enquadrado na categoria baixa-renda, com 8,6 milhões de consumidores, enquanto o mercado residencial convencional responde por cerca de 88% do total existente, com 63,4 milhões de unidades consumidoras.

Este mercado tradicional, por sua vez, é segmentado por faixa de consumo médio mensal conforme apresentado no quadro seguinte, em milhares de clientes. As duas primeiras faixas juntamente consideradas, com consumo médio de até 100kwh/mês agrupam cerca de 25,4 milhões de unidades consumidoras, com 35% dos consumidores residenciais existentes.

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018 var. 18/17	part% 2018
0-30 kWh	6.084	6.834	7.302	8.106	7.999	-1,3%
30-100 kWh	13.568	16.183	16.247	17.308	17.389	0,5%
100-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101	6,1%
200-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508	6,8%
300-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671	-9,5%
400-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576	3,8%
500-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721	4,5%
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437	-14,8%
BT Convencional	52.776	58.722	60.214	61.984	63.405	2,3%

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

Já a distribuição da categoria baixa renda por faixa de consumo, dentro dos critérios atualmente previstos na regulação é ilustrada no quadro seguinte, em milhares de clientes.

BT Baixa Renda	2014	2015	2016	2017	2018 var. 18/17	part% 2018
0-30 kWh	1.464	997	1.170	1.179	1.108	-6,0%
30-100 kWh	5.074	3.455	3.395	3.429	3.258	-5,0%
100-200 kWh	4.887	3.433	3.424	3.290	3.291	0,0%
200-300 kWh	1.803	1.136	1.070	1.021	1.016	-0,5%
BT Baixa Renda	13.229	9.022	9.061	8.921	8.674	-2,8%

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

Desenvolvendo a proposição inicial de um programa focado nos consumidores residenciais convencionais, será possível excluir os clientes residenciais convencionais de consumo abaixo de 100 kWh/mês e os clientes categorizados como baixa-renda, conforme regulação, de modo integral. Assim, é possível resumir a implementação do programa no quadro seguinte, em milhares de clientes:

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018
101-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101
201-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508
301-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671
401-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576
501-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437
RES BT Convencional	33.122	35.701	36.662	36.566	38.014

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE.

O quadro seguinte reproduz o quadro anterior com uma tabela colorida em destaque que apresenta as percentagens correspondentes a cada faixa de consumo em relação ao total de consumidores elegíveis existentes no país.

BT Convencional	2014	2015	2016	2017	2018	part% 2018
101-200 kWh	17.020	19.577	18.468	19.886	21.101	29,3%
201-300 kWh	8.382	8.827	8.756	8.901	9.508	13,2%
301-400 kWh	3.726	3.551	3.776	4.101	3.671	5,1%
401-500 kWh	1.668	1.590	1.541	1.518	1.576	2,2%
501-1000 kWh	1.886	1.755	1.682	1.647	1.721	2,4%
maior que 1000 kWh	440	441	439	513	437	0,6%
RES BT Convencional	33.122	35.701	36.662	36.566	38.014	53,2%

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE – elaboração própria.

O programa diretor proposto será desenvolvido visando primeiramente atender, de forma isonômica, aos clientes com maiores consumos, e progressivamente abrangendo faixas de menor consumo, de modo a manter um ritmo equilibrado de implantação para atingir os 38 milhões ou 52,7% dos clientes BT, ao longo de um período de oito anos, entre 2023 e 2030, em quatro ondas, representadas por cores diferentes, que podem ser distribuídas em programas plurianuais de forma a suavizar e encadear a implementação do programa de forma previsível e factível

Programa residencial de oito anos - 2023 a 2030					
	Início	Fim	Total UC Resid.	UC / Ano	
1ª onda	2023	2023	3.734	3.734	
2ª onda	2024	2024	3.671	3.671	
3ª onda	2025	2026	9.508	4.754	
4ª onda	2027	2030	21.101	5.275	
Total	2023	2030	38.014	4.752	

Fonte: Elaboração própria.

b - Demais classes e Programa Diretor

Para as demais classes de consumidores, em razão do número muito menor de clientes envolvidos, o programa foi redimensionado para um período menor, de apenas quatro anos, com exceção da classe rural, a qual, por motivos óbvios de densidade de consumidores e restrições de conectividade para a medição remota, o programa contemplou apenas 40% dos consumidores existentes e foi mantido em oito anos, como na classe residencial.

O programa diretor completo atinge, em 4 ondas, aproximadamente 5 a 6 milhões de clientes por ano, um total de 46,6 milhões de clientes ou 55,8% do total de consumidores do Brasil, na seguinte seqüência:

- ✓ 1ª. onda em 2023: residenciais acima de 400 kWh, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;
- ✓ 2ª. onda em 2024: residenciais entre 300 kWh e 400 kWh, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;

Programa Tarifa Branca reformulada 2022-2027 Número de consumidores									
Classe / ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 8 anos
Residencial	3.734.000	3.671.000	4.754.000	4.754.000	5.275.250	5.275.250	5.275.250	5.275.250	38.014.000
Comercial	1.425.362	1.425.362	1.425.362	1.425.362	0	0	0	0	5.701.448
Industrial	115.584	115.584	115.584	115.584	0	0	0	0	462.336
Rural	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	224.989	1.799.912
Poder Público	137.230	137.230	137.230	137.230	0	0	0	0	548.920
Serviço Público	22.020	22.020	22.020	22.020	0	0	0	0	88.080
Consumo próprio	2.201	2.201	2.201	2.201	0	0	0	0	8.804
Total	5.661.386	5.598.386	6.681.386	6.681.386	5.500.239	5.500.239	5.500.239	5.500.239	46.623.500
Total acumulado	5.661.386	11.259.772	17.941.158	24.622.544	30.122.783	35.623.022	41.123.261	46.623.500	5.827.938
% acumulada BT	6,8%	13,5%	21,5%	29,5%	36,1%	42,7%	49,3%	55,8%	

Fonte: elaboração própria

✓ 3ª. onda em 25/26: residenciais entre 200 kWh e 300 kWh mês, 5% da categoria rural e 25% das demais classes;

✓ 4ª. onda em 27/30: residenciais entre 100 kWh e 200 kwh/mês e 5% da categoria rural.

CONSUMO

O Programa não deve apenas considerar o número de consumidores escolhidos, mas, principalmente, o volume de energia que passará a ser gerenciado anualmente pelos sistemas inteligentes e tecnologicamente mais avançados, sendo para esta estimativa aplicada a mesma metodologia adotada para a seleção inicial dos consumidores elegíveis.

a. Residencial

Com o programa residencial focado nos consumidores residenciais convencionais, será possível excluir os clientes residenciais convencionais de consumo abaixo de 100 kWh/mês e também os clientes categorizados como baixa-renda, conforme regulação, de modo integral, é possível resumir a implementação do programa no quadro seguinte:

Consumo em GWh						
BT Convencional	2016	2017	2018	2019	2020	part. 2028
100-200 kWh	29.379	31.304	33.566	34.824	36.400	26,6%
200-300 kWh	34.750	35.212	36.181	36.164	27.586	20,0%
300-400 kWh	14.965	14.503	14.564	14.389	14.572	10,6%
400-500 kWh	8.039	8.288	8.230	8.003	7.943	5,8%
500-1000 kWh	14.444	13.946	13.363	12.787	12.540	9,2%
maior que 1000 kWh	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%	0,2%	0,2%
BT Convencional	101.819	102.958	106.512	106.617	109.541	78,7%

Fonte: Anuário estatístico do setor, 2019, EPE – elaboração própria.



Cada faixa de consumo representa as percentagens apresentadas na sequência da tabela em relação ao total de consumo de energia residencial existente no país.

O programa será desenvolvido visando primeiramente atender aos clientes com maiores consumos, e progressivamente abrangendo faixas de menor consumo, de modo a manter um ritmo equilibrado de implantação para 108.327 GWh ou 78,7% do consumo residencial em BT no país, ao longo de um período de oito anos, entre 2023 e 2030, da seguinte forma:

PROGRAMA RESIDENCIAL DE 8 ANOS - 2022 A 2029					
		INIC	FIM	TOTAL GWh RES	GWh / ANO
1a onda	2022	2022		29.769	29.769
2a onda	2023	2023		14.572	14.572
3a onda	2024	2025		27.586	13.793
4a onda	2026	2029		36.400	9.100
TOTAL	2022	2029		108.327	13.541

b. Demais classes e Programa Diretor

A mesma metodologia aplicada ao consumo equivalente aos consumidores selecionados em cada onda resulta no quadro seguinte:

Programa Tarifa Branca reformulada 2022-2027 - Consumo em GWh									
Classe / ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 8 anos
Residencial	29.769	14.572	13.793	13.793	9.100	9.100	9.100	9.100	108.327
Comercial	10.723	10.723	10.723	10.723	0	0	0	0	42.892
Industrial	1.289	1.289	1.289	1.289	0	0	0	0	5.156
Rural	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	2.030	16.240
Poder Público	1.607	3.769	3.769	3.769	0	0	0	0	12.914
Serviço Público	522	3.945	3.945	3.945	0	0	0	0	12.357
Consumo próprio	406	810	810	810	0	0	0	0	2.836
Total	46.346	37.138	36.359	36.359	11.130	11.130	11.130	11.130	200.722
Total acumulado	46.346	83.484	119.843	156.202	167.332	178.462	189.592	200.722	
% acumulada BT	20,4%	36,7%	52,6%	68,6%	73,5%	78,4%	83,3%	88,2%	

Fonte: elaboração própria.

c. Programa Diretor consolidado – consumidores e consumo associado

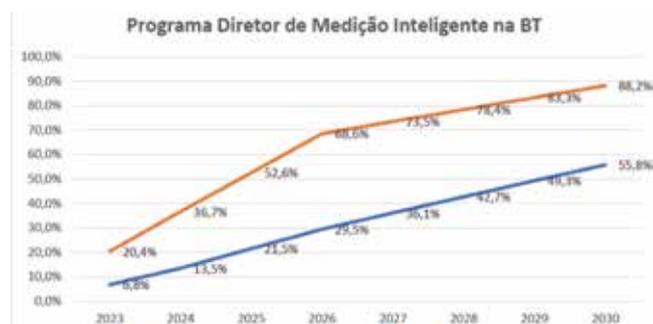
Das análises e proposições realizadas será possível apresentar a seguinte implementação anual proposta:

Classif. / Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº de consumidores acumulado BT	5.461.396	11.259.772	17.941.158	24.622.544	30.122.783	35.623.022	41.123.261	46.623.500
Acumulado BT - GWh	46.340	81.684	119.843	156.202	187.332	216.462	245.592	274.722

Fonte: elaboração própria.

Os valores acumulados de implementação podem ser resumidos no quadro e gráfico seguintes. Em oito anos será possível atender com sistemas de medição inteligente conectados quase 56% dos consumidores do país, que respondem a mais de 88% do consumo total de energia elétrica na baixa tensão. Ficaram de fora deste programa inicialmente proposto apenas os consumidores tradicionais de baixo consumo e os consumidores de baixa renda, além da maioria dos consumidores rurais, que possuem dificuldade maior de implementação no que concerne aos sistemas de telecomunicações:

Classif. / Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº de consumidores acumulado BT	5,8%	11,5%	21,5%	29,5%	36,1%	42,7%	49,3%	55,8%
Acumulado BT - GWh	20,4%	36,7%	52,6%	68,6%	73,5%	78,4%	81,3%	86,2%



Fonte: elaboração própria

Este artigo continua na próxima edição.

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

SEGURANÇA É IMPORTANTE PARA VOCÊ?

ESCOLHA
SAFETYMAX
FLEX

0,6/1 kV – 90° - NBR 13248

Ideal para locais de grande fluxo de pessoas como **Shoppings, Casas Noturnas, Estabelecimentos Comerciais, Instalações Industriais e outros.**

FIOS E CABOS ANTICHAMA E COM BAIXA EMISSÃO DE FUMAÇA.

- Alta capacidade de condução de corrente
- Alta durabilidade da cobertura
- Cobertura não halogenada
- Características de auto extinção em caso de fogo e baixa emissão de fumaça e gases tóxicos



SOLICITE UMA
DEMONSTRAÇÃO TÉCNICA
0800 701 3701
www.condumax.com.br

Conдумax
FIOS E CABOS ELÉTRICOS
Incesa
COMPONENTES ELÉTRICOS

Manutenção 4.0

Por Felipe Resende e Caio Huais*

Capítulo VII

Inteligência artificial aplicada à manutenção: gerenciamento de riscos em linhas de transmissão

Considerando o atual modelo de negócio no Setor Elétrico Brasileiro, interrupções não programadas no fornecimento de energia são altamente danosas para as distribuidoras. Aos clientes, especialmente para aqueles que dependem de energia ininterrupta, como hospitais, a falta de energia pode causar danos à saúde e à integridade da vida. Ao negócio, uma vez que o objetivo é a venda da energia elétrica, interrupções podem causar prejuízos associados ao lucro cessante, além de eventuais multas e sanções de órgãos reguladores.

Dentre as instalações no setor elétrico, as linhas de transmissão desempenham papel estratégico ao conectar geração e carga. Assim, falhas nesses ativos devem ser evitadas ao máximo, principalmente considerando a presença ainda significativa de sistemas radiais no Brasil. As áreas de manutenção devem então inovar no modelo de gestão e planejamento, procurando na vanguarda tecnológica soluções para otimizar a intervenção em ativos.

Dentro deste contexto, este artigo apresenta uma metodologia para o gerenciamento de riscos em linhas de transmissão, com a aplicação de ferramenta clássica da inteligência artificial.

PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

A característica marcante em linhas de transmissão (LTs) é a sua extensão, para as quais algumas bibliografias caracterizam “curtas” LTs com até 80 quilômetros de comprimento [1]. Assim, é elevada a

probabilidade de agentes externos (fauna, flora, atividade humana, condições climáticas etc.) influenciarem no desempenho do ativo. Desta forma, um plano de manutenção tradicional pode considerar a premissa de inspecionar parte do parque da distribuidora, identificar anomalias e pontos críticos, e prosseguir com a correção de tais defeitos.

Associada às inspeções, a execução de ações preventivas, tais como limpeza de isoladores e recomposição de sistemas de aterramento, contribui para a melhoria do desempenho destes ativos. Ações complementares, por exemplo, radiografia de emendas e utilização de drones em inspeções, mostram a vanguarda tecnológica na manutenção destes ativos.

Apesar da diversidade de ações de manutenção, um dos grandes desafios é a disponibilidade orçamentária de distribuidoras, muitas vezes inferior às necessidades da execução de manutenção completa da instalação. Desta forma, as áreas de gestão, em conjunto com planejamento, devem decidir quais ativos passarão por intervenções de manutenção. Para auxiliar na decisão, ferramentas computacionais, aliadas à expertise da equipe, são ferramentas estratégicas. Na seção seguinte será apresentada uma ferramenta computacional advinda da inteligência artificial.

CONCEITOS BÁSICOS DE LÓGICA NEBULOSA

Pode-se entender inteligência artificial como o estudo de técnicas para permitir que máquinas realizem comportamentos

e trabalhos de forma similar ao homem. Uma de suas principais ferramentas é a lógica nebulosa, ou lógica fuzzy, cujo nome advém do fato de trabalhar com valores difusos, ao invés de valores absolutos. O fluxo apresentado na Figura 1 ilustra, de forma simplificada, o processo de funcionamento de um algoritmo em lógica nebulosa.

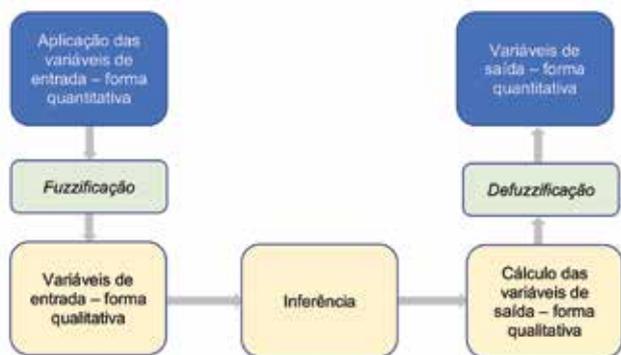


Figura 1 – Algoritmo simplificado do processo de lógica nebulosa.

O processo apresentado é entendido como segue: primeiramente devem ser definidas as variáveis de entrada, em forma quantitativa. Geralmente, tais variáveis advém de dados históricos, como evolução de indicadores ou de sensores

e medidores, em uma subestação por exemplo. Neste ponto convém destacar que o engenheiro deve selecionar as variáveis que efetivamente contribuem para o estudo do modelo, filtrando aquilo que não agrega para o modelo.

De posse das variáveis de entrada, é realizado então o processo de “fuzzificação”. Este processo consiste na transformação dos valores selecionados em parâmetros qualitativos, tais como “bom”, “regular” ou “ruim”, ou ainda “atende” ou “não atende”. Novamente a presença do engenheiro especialista é fundamental, uma vez que os limiares entre “bom” e “mediano” serão propriamente determinados pela equipe que possui expertise no assunto.

Após o cálculo das variáveis de entrada em formato qualitativo, ou formato nebuloso, realiza-se a inferência para o cálculo das variáveis de saída. Neste ponto, regras devem ser estabelecidas para que o cálculo seja corretamente realizado. Por exemplo, considerando a aplicação de lógica fuzzy no tradicional problema de gorjetas [2], caso o atendimento tenha sido ruim ou a qualidade da comida tenha sido baixa, a gorjeta final será baixa.

Por fim, é realizado o processo de “defuzzificação”, no qual o valor de saída é convertido em uma nota final, quantitativa,

ACQUA COMBI

Painel de Sobrepor

Os painéis de tomadas da linha ACQUA COMBI são soluções robustas. Ideal para ambientes extremos nos setores industriais, mineração e construção civil. Garantem segurança e facilidade de montagem para sua instalação elétrica.

Fabricados com estrutura e base em ABS, a ACQUA COMBI é resistente a impactos e ação do tempo.



Famatel.br



Saiba mais em:
www.famatelbr.com



para permitir uma análise objetiva do processo. Destaca-se que o algoritmo apresentado, apesar de referenciar somente uma variável de saída, pode ser aplicado a diversas variáveis.

Na seção seguinte será apresentada a aplicação do modelo de lógica nebulosa ao processo de manutenção de linhas de transmissão.

LÓGICA NEBULOSA APLICADA AO PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

São vários os desafios que as áreas de manutenção das distribuidoras de energia enfrentam atualmente. Redução de OPEX, imobilização de ativos, imagem da empresa perante a sociedade e outros fatores são constantes que as equipes de planejamento devem considerar em suas atividades. Uma abordagem utilizada por esses profissionais é o “Gerenciamento de Riscos”, por meio do qual são mapeados para cada ativo o perigo (associado a fatores que podem causar a falha do ativo) e o impacto das falhas. De posse destas informações, o planejador de manutenção poderá definir quais ativos passarão por intervenção.

As variáveis usadas para cálculos de perigo e impacto podem ser visualizadas na Tabela 1. Para este documento, foram utilizadas as funcionalidades da biblioteca SKFuzzy, implementada em linguagem Python [3].

TABELA 1 - VARIÁVEIS USADAS PARA MAPEAMENTO PERIGO X IMPACTO

PERIGO		
Variável	Valor mínimo	Valor máximo
Total de anomalias de vegetação por km	0	10
Número de raios	16.400	153.900
Extensão [em km]	0	120

PERIGO		
Variável	Valor mínimo	Valor máximo
Distância até a base [em km]	0	700
Total de unidades consumidoras impactadas [em mil UCs]	130	130
Média de desarmes da LT por ano	0	100

O processo de “fuzzificação” aplicado consistiu em transformar todas as variáveis apresentadas na Tabela 1 em três grupos, nos modelos “baixo”, “médio” e “alto”. Por exemplo, o processo da variável “Total de unidades consumidoras impactadas” pode ser visualizado na Figura 2.

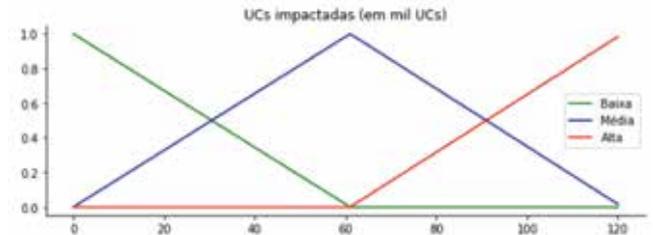


Figura 2 - Processo de “fuzzificação” da variável “unidades consumidoras impactadas”.

O cálculo da variável de saída é obtido ponderando as contribuições dos perigos e dos impactos, em seus níveis atribuídos, conforme apresentado na Figura 3. Diferentemente das variáveis de entrada, as saídas serão divididas em quatro níveis.

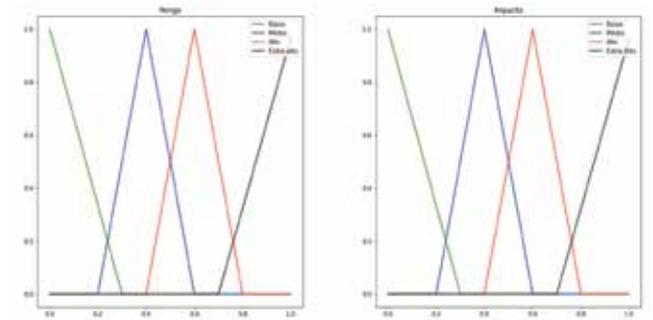


Figura 3 - Variáveis de saída.

As variáveis de entrada (vide Tabela 1) são mapeadas nas grandezas de saída, com a atribuição de um peso a cada nível (baixo até extra-alto) para perigo e risco, conforme apresentado na Figura 4.

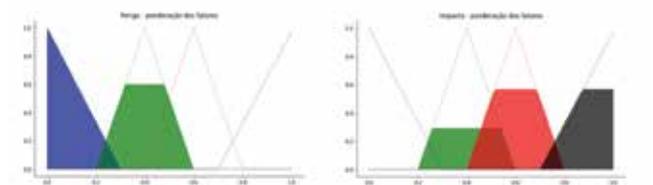
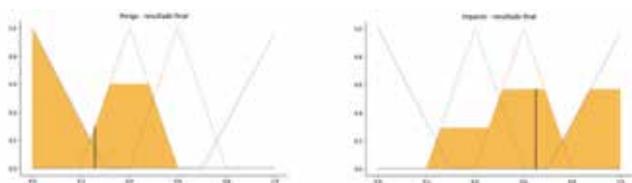


Figura 4 - Ponderação dos fatores que compõem as grandezas “perigo” e “impacto”.

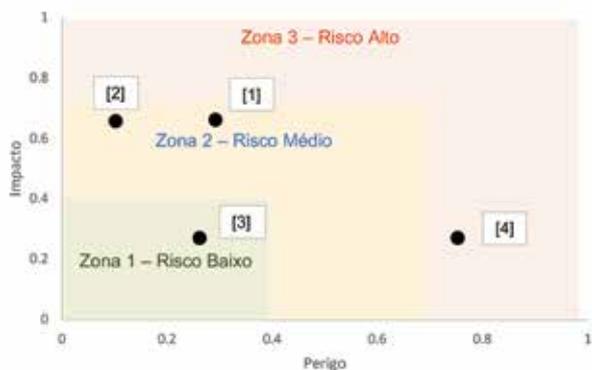
TABELA 1 - VARIÁVEIS USADAS PARA MAPEAMENTO PERIGO X IMPACTO

LT	Distância [em km]	UCs afetadas [em mil UCs]	Número de desarmes [desarmes/ano]	Anomalias de vegetação [anomalias/km]	Descargas atmosféricas	Extensão da LT [em km]	Impacto	Perigo
1	540	95	12	5	50600	70	0,664	0,292
2	540	95	12	0	16400	10	0,664	0,100
3	50	10	1	3	17000	50	0,273	0,259
4	50	1	80	10	153900	80	0,273	0,749

Ao término do processo de defuzzificação, o algoritmo retorna um valor para cada parâmetro. No exemplo que vem sendo abordado ao longo deste documento, os valores são apresentados pela linha vertical preta na Figura 5.


Figura 5 - Cálculo final do perigo e do impacto na forma quantitativa.

A aplicação da metodologia para algumas linhas de características fictícias gera os resultados sumarizados na Tabela 2 e no mapa de dispersão da Figura 6.


Figura 6 - Mapa de dispersão perigo X impacto.

Analisando a Figura 6, nota-se a importância no uso da metodologia proposta, com a qual o planejador de manutenção pode defender recursos para priorizar a manutenção da LT

número 4, posteriormente as LTs de número 1 e 2, e finalizando na LT 3, caso oportuno.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

No atual modelo econômico do setor de energia elétrica, a manutenção se mostra área estratégica das empresas. A busca constante pelo atendimento de excelência aos consumidores de energia elétrica, porém, mantendo o equilíbrio financeiro do negócio, enseja uma nova forma de encarar o planejamento da manutenção, almejando maior assertividade.

Com a revolução tecnológica causada pelas técnicas computacionais e de inteligência artificial, deve-se assimilar estas práticas para a melhoria das atividades das equipes. Por fim, em paralelo com a utilização de ferramentas computacionais, recomenda-se sempre a consulta à expertise dos profissionais para que os dois conhecimentos somados possam garantir a melhor tomada de decisão aos gestores da área.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. D. Stevenson, *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, McGraw Hill do Brasil, 1974
- [2] K. George, B. Yuan, *Fuzzy Sets and Fuzzy Logic*. Prentice Hall, New Jersey, 1995
- [3] SKFuzzy 0.2 docs, disponível em: <https://pythonhosted.org/scikit-fuzzy/>. Acesso em 18 de outubro de 2022

*Felipe Resende de Carvalho Sousa é bacharel (2014), mestre (2017) e doutor (2021) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás. Atua na Enel Distribuição Goiás na manutenção de subestações e linhas de alta tensão.

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

Segurança cibernética

Por Marcelo Branquinho e Rodrigo Leal*

Capítulo VII

Ambiente regulatório de segurança cibernética para empresas de energia no Brasil

RISCO SISTÊMICO: SETOR ELÉTRICO NA BERLINDA

A explosão de um transformador deixou o estado do Amapá sem energia em novembro de 2020 e expôs fragilidades. Um dos maiores blecautes do país deixou quase 800 mil pessoas sem energia por 22 dias, dos quais quatro deles na escuridão total.

Um incidente como este poderia ser causado por um ataque cibernético? Sim.

Os ataques cibernéticos podem interromper a geração de usinas de energia, causar danos a equipamentos do sistema de transmissão e distribuição, operar sistemas por meio de acesso aos centros de operação, podendo criar desequilíbrio no sistema elétrico e numa maior gravidade causar blecaute de grandes proporções.

Para tentar diminuir este risco sistêmico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), juntamente com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), está trabalhando há alguns anos em procedimentos que blindem as estruturas elétricas contra riscos cibernéticos. Em 2021 foi publicada a RO-CB.BR.01, pelo ONS, e emitida Resolução Normativa Aneel N° 964, de 14 de dezembro de 2021 que dispõe sobre a política de segurança cibernética a ser adotada pelos agentes do setor de energia elétrica.

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

POLÍTICA DE SEGURANÇA CIBERNÉTICA DA ANEEL

Os ataques hackers ao Ministério da Saúde, que derrubou o ConectSus, e contra a Polícia Rodoviária Federal, entre outros órgãos, foram sinais de alerta para os setores de missão crítica no Brasil. Prova disto é que a Aneel acelerou a publicação da política de segurança cibernética para o setor elétrico, válida para todas as geradoras, distribuidoras e transmissoras de energia no país.

O Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNPE) já tinha aprovado as diretrizes para a política de segurança cibernética, mas essas normas ainda dependiam de uma regulamentação da Aneel para entrar em vigor. A nova resolução traz as diretrizes e os parâmetros mínimos a serem adotados, assim como orientações sobre as melhores práticas para o setor.

Segundo documento publicado no site da Aneel, cada agente e entidade deverá descrever em sua política a gestão, a avaliação e o tratamento dos riscos de segurança cibernética, incluindo procedimentos de resposta rápida para contenção de incidentes. Além disso, deve ser promovida junto aos funcionários uma conscientização acerca dos riscos cibernéticos por meio de exercícios cibernéticos. Entre os requisitos estabelecidos, estão:

- Obrigatoriedade de informar à Aneel casos de crise em segurança cibernética;
- Obrigatoriedade de compartilhamento de incidentes cibernéticos relevantes entre os agentes e entre os agentes e a

Aneel;

- Obrigatoriedade de a empresa escolher e aplicar periodicamente uma metodologia de avaliação de maturidade regulatória;
- Segmentação de redes de operação (TO) da TI e da Internet;
- Procedimentos de resposta rápida para contenção de incidentes;
- Implementação de processos de gestão, avaliação e tratamento dos riscos de segurança cibernética.

Segundo a Aneel, a ausência de uma política poderia aumentar os casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica e abrir brecha para incidentes de segurança envolvendo dados. A conclusão dos trabalhos foi antecipada em seis meses diante da importância do tema.

ROTINA OPERACIONAL RO.CB.BR.01 DO ONS

O setor elétrico brasileiro dispõe de um sistema interligado com mais de 145 mil km de linhas de transmissão em alta tensão, que conecta 170 GW de usinas geradoras de energia dispersas pelo território nacional aos centros de consumo. Ataques cibernéticos podem provocar “apagões” e impor o caos em extensas regiões do país. Trata-se, portanto de uma questão de segurança nacional que agora integra a Rotina Operacional sobre Segurança Cibernética (RO.CB.BR.01), publicada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no dia 9 de julho de 2021.

Pelo ONS, antes da publicação da RO-CB.BR.01, existia apenas um item nos Procedimentos de Rede que tratava do assunto, mas de forma abrangente. Os possíveis impactos da R.O. têm chamado a atenção dos agentes de geração, transmissão

e distribuição elétrica e o assunto ganhou repercussão na mídia nacional e especializada.

Existe um risco sistêmico no Sistema Interligado Nacional (SIN), devido ao fato de as redes das empresas de energia estarem conectadas à rede do ONS. Isso significa que se uma delas for infectada por ransomware, por exemplo, pode haver propagação para todos os agentes do sistema. O objetivo da nova rotina operacional é justamente proteger contra esse risco.

O processo de aprimoramento da segurança cibernética já vinha sendo discutido pelo setor elétrico há algum tempo, em especial pelo ONS, pela Aneel e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), mas ganhou relevância a partir do ano passado, em decorrência do aumento exponencial dos ataques às empresas de energia elétrica.

O ONS determinou que todas as empresas conectadas a ele implementem um conjunto de procedimentos e sistemas de segurança cibernética no prazo de até 27 meses, a contar da data da publicação.

A nova rotina operacional RO-CB.BR.01 deve ser implementada por todas as empresas de energia que compõem o ARCiber, incluindo os centros de operação dos agentes, equipamentos que participem da infraestrutura de envio ou recebimento de dados e voz para ambientes operativos do ONS ou para centros de operação de outros agentes e o ambiente operativo do ONS.

Composta por 24 itens referentes a contramedidas de segurança cibernética globais, a rotina operacional é, na prática, um desafio de implementação para as empresas de energia dada sua complexidade e o grande número de soluções envolvidas, como mostra a tabela 1.

Conector de emendas recuperável: para instalações rápidas, fáceis e seguras

MADE FOR REAL®



/hellermantytonbrasil
 www.hellermantyton.com.br
 11 2136-9090
 vendas@hellermantyton.com.br

HellermannTyton

HellaCon Plus Releasable é um conector recuperável para emendas e derivações de fios **rigidos** ou **flexíveis** com bitolas 0,2 a 4,0mm². Suporta corrente de até **32A**, **tensão máxima de 450V**, possui tamanho compacto e corpo transparente que auxilia visualmente a correta instalação. Além disso, ele também possui ponto de teste para verificação da passagem de corrente elétrica.



HCRN-2 (2 pólos)



HCRN-3 (3 pólos)



HCRN-3 (5 pólos)



Para saber mais informações, aponte a câmera do seu Smartphone para o QRCode e baixe nosso folheto.

TABELA 1 – CORRELAÇÃO ENTRE REQUISITOS DA ROTINA OPERACIONAL DO ONS E SOLUÇÕES TECNOLÓGICAS

Item	Descrição	Capacitação	Planejamento	Políticas	EDR	IDS Injeção	Acesso Seguro	Controle de Acesso	Logs	ES-SOC
4.1.1.	As redes devem ser segregadas em zonas de segurança, de acordo com a sua função.	•	•							•
4.1.2.	O ARCiber não deve ser diretamente acessível através da internet mesmo que protegido por um ou mais firewalls, bem como seus ativos.			•						•
4.1.3.	O acesso ao ARCiber a partir de redes externas à organização (como, por exemplo, a internet) somente deve ser permitido para o desempenho de atividades autorizadas.						•			•
4.1.4.	Soluções Antimalware devem ser implementadas no ARCiber e mantidas atualizadas.				•					•
4.2.1.	Deve ser nomeado pelo menos um gestor responsável pela segurança cibernética do ARCiber e atuar como ponto de contato externo.	•	•							
4.2.2.	Deve ser estabelecida política que defina papéis e responsabilidades em relação à segurança cibernética do ARCiber.			•						
4.3.1.	Todos os ativos, softwares e hardwares, conectados ao ARCiber devem ser inventariados minimamente a cada 24 meses.			•			•			•
4.3.2.	O inventário dos ativos deve ser armazenado de forma segura, com acesso restrito às pessoas que necessitem das informações para o exercício de suas funções.			•						
4.3.3.	Padrões de configuração segura (hardening) devem ser criados conforme política de segurança do agente.			•						
4.4.1.	Devem ser implementadas rotinas de atualização de pacotes de correção de segurança (patches) para todas as tecnologias conectadas ao ARCiber.			•		•				•
4.4.2.	Novos ativos somente deverão ser conectados ao ARCiber após a aplicação de todos os pacotes de correção de segurança disponíveis.			•						•
4.5.1.	Deve existir uma política de gestão de acessos e identidades.			•						
4.5.1.1.	Credenciais de acesso devem ser individuais e aprovadas pela alçada competente.			•					•	•
4.5.1.2.	Deve existir uma política de senhas que contemple: tamanho mínimo, complexidade, máximo de tentativas de acesso e prazo máximo para troca de senha.			•						•
4.5.1.3.	Na construção dos perfis de acesso deve-se seguir o princípio de minimização (somente deve-se conceder o acesso mínimo necessário).			•						•
4.5.1.4.	Deve existir um prazo máximo para cancelamento/remoção de credenciais de usuários desligados.			•						•
4.5.1.5.	Credenciais de acesso privilegiadas devem estar sujeitas a controles específicos.			•			•	•	•	•
4.5.1.6.	As características especiais das credenciais de acesso padrão embarcadas (locais) nos sistemas operacionais e softwares devem ser consideradas em política.			•						•
4.6.1.	Os ativos do ARCiber devem estar configurados para gerar logs de segurança apropriados para suportar investigações e a reconstrução de possíveis incidentes de segurança.			•						•
4.6.2.	Os dispositivos de segurança como Firewalls, IDS/IPS, Antimalware e subsistemas de autenticação devem estar configurados para gerar alertas caso identifiquem atividades suspeitas.			•						•
4.6.3.	Devem ser estabelecidos mecanismos para identificação e resposta a incidentes cibernéticos tempestivamente.			•						•
4.6.4.	Deve ser implementado um plano de resposta a incidentes cibernéticos.			•	•					•
4.6.5.	Testes de ativação dos planos de resposta a incidentes cibernéticos devem ser realizados periodicamente.			•						•
4.6.6.	Incidentes cibernéticos que afetem ativos do ARCiber devem ser informados ao ONS, conforme Rotina Operacional específica.			•						•
5.2b	Cabe a cada organização adotar controles de segurança cibernética, conforme suas próprias políticas, diretrizes e avaliações de riscos.	•	•							

REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

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

E para que as empresas de energia consigam realizar os investimentos necessários para garantir o atendimento às novas regulamentações é fundamental que também sejam remunerados de forma adequada visando a integração destas melhorias ao sistema em operação.

Um ponto importante e necessário é a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) considerando estas novas necessidades de forma mais clara e objetiva, e principalmente, realizando ajuste no tempo de vida útil dos equipamentos de tecnologia operacional, pois estes equipamentos possuem ciclo de vida menor que o atualmente proposto no manual.

BIBLIOGRAFIA

www.ons.org.br

www.aneel.gov.br

* *Marcelo Branquinho é engenheiro electricista 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.

Renováveis

ENERGIAS COMPLEMENTARES

Ano 5 - Edição 65 / Outubro de 2022



Atitude.editorial



ARMAZENAMENTO DE ENERGIA:

Desafios e soluções para a cadeia de suprimento de baterias de lítio

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: Geração própria de energia elétrica ultrapassa 14 GW de capacidade e supera usina de Itaipu

ENERGIA SOLAR: A abertura de mercado e o setor fotovoltaico

APOIO





FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits*

Capítulo VII

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - DESAFIOS E SOLUÇÕES PARA A CADEIA DE SUPRIMENTO DE BATERIAS DE LÍTIO



INTRODUÇÃO

No capítulo 2 deste fascículo, publicado na edição 185, avaliamos as diferentes tecnologias de armazenamento eletroquímico. Traçamos o desenvolvimento e o crescimento das baterias de íons de lítio que dentro de três décadas tornaram-se a tecnologia predominante para o armazenamento eletroquímico de energia elétrica. Abordamos alternativas tecnológicas muito promissoras, tais como baterias íons de metais alternativos (como por exemplo íons de sódio), baterias de fluxo, ar-zinco e outros. Mencionamos também que alguns segmentos do mercado que provavelmente continuarão usando baterias de chumbo-ácido.

A demanda por baterias de íons de lítio, ou de lítio, de forma mais geral, está crescendo muito rapidamente, tendo em vista que estas baterias estão oferecendo uma combinação de características técnicas até então inéditas – elevada vida útil, resistência a taxas elevadas de descarga, e elevada densidade energética (em comparação com outras baterias). Embora seja perfeitamente possível que ao longo dos próximos 10 anos alguma das novas tecnologias mencionadas acima conquistem uma fatia do mercado relevante, no curto e médio prazo baterias de lítio predominarão.

É importante ressaltar que é a mobilidade elétrica que atua como principal promotora do crescimento da demanda por baterias de íons de lítio. Estima-se que, até 2035, 75% da demanda global por baterias seja impulsionada pela mobilidade elétrica, conforme mostra o gráfico a seguir. Dada a vantagem das baterias de lítio com relação à densidade energética, parece pouco provável que carros elétricos adotem uma tecnologia alternativa.



Gráfico 1 – Crescimento de demanda por baterias, por segmento de aplicação. Fonte: Lux Research citado em NewCharge/Greener (Estudo estratégico do mercado de armazenamento).

HISTÓRICO DE PREÇOS DE BATERIAS DE LÍLIO

Desde 2010 os produtores das baterias de íons de lítio têm alcançado uma impressionante redução dos seus custos de produção – o valor baixou de mais de USD 1.000 por kWh de capacidade em 2010 para valores entre USD 100 a 120/kWh em 2019.

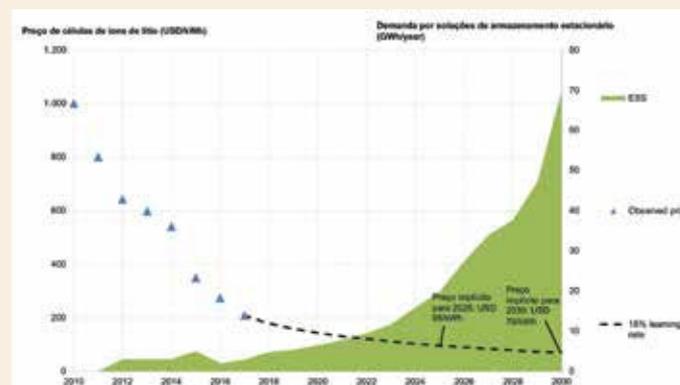


Gráfico 2 – Evolução de preço de baterias de íons de lítio e evolução de demanda por armazenamento estacionário. Fonte: Bloomberg New Energy Finance (citado por Peter Möckel, IFC).

Acontece que a pandemia da Covid-19 provocou grandes transtornos na cadeia global de baterias de íons de lítio, causando um aumento de preços ao longo dos últimos 18 meses. Adicionalmente, o crescimento tanto da mobilidade elétrica, como do armazenamento estacionário tem causado uma escassez de baterias e contribuído para manter o preço de baterias de íons de lítio em patamares elevados. A tendência de alta de preços também se confirma para as principais matérias primas utilizadas para a produção destas baterias – o próprio lítio, também como cobalto, níquel e grafite.

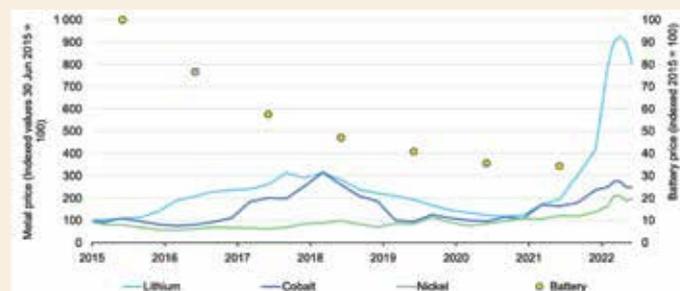


Gráfico 3 – Evolução de preço das principais matérias-primas para baterias de lítio. Fonte: IEA.

No caso do lítio, a alta de preços foi particularmente expressiva. O preço para uma tonelada métrica aumentou de USD 9.000 em dezembro de 2020 para mais de USD 80.000 em outubro 2022. Desde então aconteceu uma certa estabilização dos preços, mas as chances para uma redução substancial são remotas no curto prazo. Diante destas tendências há que se perguntar o que está acontecendo na cadeia global de baterias de lítio e quais são as perspectivas para uma redução substancial de preços, que seria tão importante para facilitar o crescente uso de baterias, tanto para mobilidade, como para aplicações estacionárias.

PRINCIPAIS ETAPAS DE PRODUÇÃO DE BATERIAS DE ÍONS DE LÍLIO

Em termos gerais, a produção de baterias de íons de lítio pode ser dividida nas seguintes etapas:

1) **Mineração:** o lítio é amplamente distribuído no nosso planeta, porém, em concentrações muito baixas, devido à sua elevada reatividade. Estima-se que os oceanos contenham 230 bilhões de toneladas de lítio, porém, a concentração do metal na água marinha é muito baixa – são apenas 0,14 a 0,25 partículas de lítio por um milhão de partículas de água (ppm). Em formações rochosas fora dos oceanos, o lítio aparece em concentrações um pouco maiores, de até 70 ppm, o que continua sendo muito baixo. Por isto, a extração e o processamento de lítio são bastante caros. Segundo dados da entidade de pesquisa norte-americana USGS existem reservas conhecidas de lítio de aproximadamente 80 milhões de toneladas. Não significa que este seja o volume total do material disponível, mas simplesmente refere-se às reservas mapeadas. De 2018 para 2019 este número tem crescido em aproximadamente 30%, resultado de uma intensificação dos processos de busca e exploração de lítio. Dessas 80 milhões de toneladas, uma parte significativa encontra-se na América Latina:

- a. Bolívia: 21 milhões de toneladas;
- b. Argentina: 17 milhões de toneladas;
- c. Chile: 9 milhões de toneladas;
- d. EUA: 7 milhões de toneladas;
- e. Austrália: 6,3 milhões de toneladas;
- f. China: 4,5 milhões toneladas.

Em termos de produção, Austrália e Chile ocupam as posições de destaque, com uma produção anual de 42.000 e 18.000 toneladas, respectivamente. O Brasil tem reservas conhecidas de aproximadamente 400.000 toneladas e uma produção anual de 440 toneladas, segundo dados do governo federal. Importante destacar que o país com as maiores reservas conhecidas – a Bolívia – praticamente não participa do mercado global de lítio, devido a uma série de fatores, entre eles considerações políticas e resistência às atividades de empresas multinacionais de mineração.

A exploração de lítio acontece de duas formas – através de salmouras, ou através de processos de mineração. Chile é o maior produtor de lítio a partir de salmoura, enquanto na Argentina, Austrália e na maioria dos demais países o lítio é produzido a partir de processos de mineração.



Gráfico 4 – Principais opções para a extração do minério de lítio. Fonte: CPQD (apresentação durante a conferência Intersolar, 2022).

2) **Processamento:** a produção de baterias exige materiais de alta pureza, e consequentemente os métodos de processamento e purificação são particularmente importantes. Trata-se de processos de refino, baseado em tratamentos térmicos e químicos de grande escala, e com elevada intensidade energética. O lítio em estado primário é transformado em carbonato de lítio e hidróxido de lítio. Para os demais materiais críticos, como níquel e cobalto, também são necessários processos específicos, como por exemplo o HPAL (high-pressure acid leaching), que transforma níquel primário em matéria prima de alta pureza. Devido aos requerimentos de escala, o processamento desses materiais é dominado por um número limitado empresas de grande porte. No caso da produção do carbonato e hidróxido de lítio, por exemplo, cinco corporações respondem por 75% da capacidade mundial de produção.

3) **Produção dos componentes de células:** os principais componentes de uma bateria de lítio são cátodo, anodo, eletrólito e separadores. Cátodos são produzidos a partir de compostos metálicos, tais como lítio-ferro-fosfato (LiFePo₄), lítio-níquel-manganês-óxido de cobalto (LiNiMnCoO₂), ou lítio-níquel-cobalto-óxido de alumínio (LiNiCoAlO₂). Trata-se de um mercado altamente especializado, onde sete empresas, todas localizadas na Ásia, respondem por 55% da produção global.

Os anodos das atuais baterias de íons de lítio são feitos de grafito, podendo ser de origem natural ou sintético. Grafito sintético é produzido a partir de hidrocarbonetos, tais como coque. Trata-se de um processo produtivo bastante maduro, que também é caracterizado por elevado grau de concentração de fornecedores. Neste caso, 4 empresas, todas elas localizadas na China, representam 50% da produção global.

Membranas são feitas de polietileno, ou polipropileno e em muitos casos têm um revestimento cerâmico, e o eletrólito é um líquido orgânico contendo sais e solventes. Em ambos os casos um número limitado de empresas controla percentuais relevantes da produção mundial.

4) **Produção de células e módulos de baterias:** esta etapa envolve três passos – a produção do eletrodo (cátodo + anodo), a produção da célula e a montagem das células em módulos de baterias. A produção das células precisa acontecer em condições de 'clean room', para minimizar o risco de contaminação com impurezas. O primeiro passo consiste em misturar os materiais ativos do cátodo e anodo com um 'binder' antes de aplicá-los em

BRVAL ELECTRICAL

CABINES PRIMÁRIAS APROVADAS NAS PRINCIPAIS CONCESSIONÁRIAS DO PAÍS.



BR6

Conjunto de manobra de média tensão
isolação Ar/SF6.



G2 SLIM

Conjunto de manobra em média tensão
isolado a ar.



TRANSFORMADOR

A Seco De Média Tensão.



PROSE7

Conjunto de manobra em baixa tensão.

Nova Unidade Sorocaba-SP

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



☎ 21 97105-6853 ☎ 21 3812-3100     [brvalelectrical](https://www.brvalelectrical.com.br)

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

SAIBA MAIS:





condutores metálicos. Para o cátodo utilizam-se condutores de alumínio, e para anodos é utilizado cobre. Para os formatos de células mais comuns, os eletrodos são colocados em forma redonda, e posteriormente submetidos a um processo de secagem. Posteriormente, a produção da célula é finalizada com a montagem dos separadores, adição de eletrólito e montagem dos demais componentes. O processo é concluído com a montagem das células em módulos. Esses módulos também estão equipados com sensores (temperatura, corrente elétrica, entre outros) e microprocessadores responsáveis pela supervisão das células (BMS – battery management system). A imagem a seguir mostra um sistema comercial com capacidade nominal de 38 kWh, composto por 10 módulos de baterias de LFP.



Figura 1 – Sistema de armazenamento comercial. Fonte: NewCharge.

Vale destacar a composição dos custos dos módulos, em que o cátodo representa aproximadamente 25% do custo total do produto, e o lítio em si representa menos de 2% do total. Mas, conforme mostramos, esses 2% fazem toda a diferença.

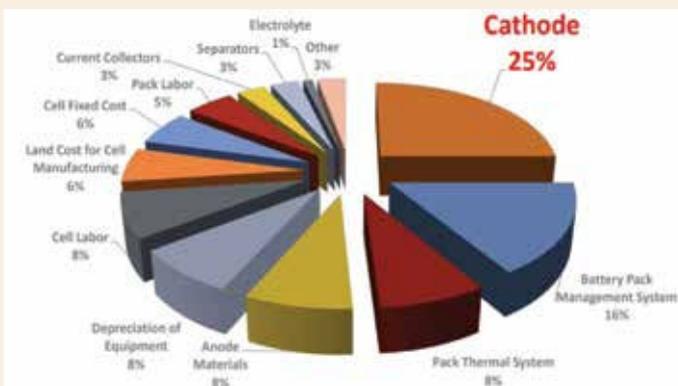


Gráfico 5 – Composição de custo de módulo de bateria de íons de lítio. Fonte: CPQD (apresentação durante a conferência Intersolar, 2022).

LFP VS. NCM E NCA

Até recentemente, baterias de íons de lítio com químicas baseadas em níquel e cobalto (baterias tipo NCM e NCA) têm dominado o mercado global, principalmente devido à sua densidade energética mais elevada. Mas, estas baterias também têm sido uma escolha bastante popular para sistemas estacionários, simplesmente pelo fato

de tratar-se de tecnologias com um histórico razoavelmente longo de produção e utilização, facilitando assim a viabilidade desses projetos. No entanto, desde 2021 observamos uma forte expansão do uso de baterias LFP, tanto para aplicações estacionárias, como também para mobilidade elétrica. Seu custo de produção tende a ser mais baixo, o que é explicado pelo fato de essas baterias estarem livres de níquel e cobalto, ambos sendo materiais bastante caros. Atualmente, uma tonelada de níquel custa em torno de USD 22.000 nos mercados internacionais, e já chegou a ultrapassar o valor de USD 30.000 em março deste ano. O valor por uma tonelada de cobalto tem aumentado desde o início de 2021 e chegou a ultrapassar os USD 80.000 em abril deste ano. Nos dias de hoje, o metal está sendo cotado em torno de USD 52.000. Adicionalmente, baterias LFP têm uma tolerância maior para temperaturas elevadas, e em situações extremas, como por exemplo em caso de perfuração de uma célula carregada, não representam risco de incêndio. Consequentemente, a maior utilização de baterias LFP pode ser uma estratégia válida para conter a alta de preços de baterias de íons de lítio. A principal desvantagem de baterias LFP tem sido sua menor densidade energética. Apesar de avanços recentes, ela continua ficando uns 15% abaixo da densidade energética de baterias NMC e NCA.

GEOGRAFIA DA CADEIA DE SUPRIMENTO DE BATERIAS DE LÍTIU

Conforme mencionamos, a maioria das etapas de produção de baterias de lítio está dominada por um número reduzido de empresas altamente especializadas. Avaliando a localização dessas empresas, chama a atenção o fato de que a maioria delas encontra-se na China, conforme mostra o Gráfico 6.

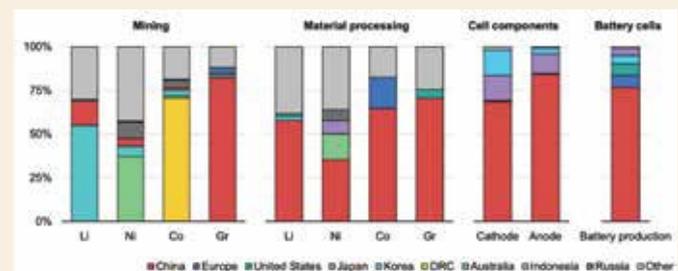


Gráfico 6 – Localização das principais etapas de produção de baterias de íons de lítio. Fonte: IEA.

Com exceção da mineração do lítio, níquel e cobalto, empresas chinesas dominam todas as etapas da cadeia de suprimento de baterias de lítio, desde a mineração do grafite até a produção de células.

A maioria das montadoras automotivas europeias e norte-americanas tem enxergado esta dominância de players chineses como uma ameaça estratégica. Com a transição para a mobilidade elétrica, o domínio dessas empresas na engenharia e fabricação de componentes críticos do veículo, tais como motores e transmissões desaparecerá. Consequentemente, as próprias montadoras, junto a outras empresas compartilhando esta visão, embarcaram em um ambicioso programa de industrialização de baterias de lítio, principalmente na Europa. No velho continente, muitas novas fábricas estão em fase de construção e 'ramp-up', totalizando um aumento da capacidade produtiva de 1.416

GWh/ano. Algumas dessas fábricas foram iniciadas por montadoras automotivas, tais como a Volkswagen e a Tesla, ou produtoras de baterias, tais como LG Chem, Samsung e Varta. Até empresas chinesas, como a CATL e a BYD, estão investindo em unidades produtivas na Europa. No entanto, também há empresas 'novatas', a exemplo da Northvolt e da Freyr, que foram fundadas há poucos anos e estão trabalhando na construção de fábricas de baterias de grande porte. Várias dessas empresas produzirão baterias não somente para a mobilidade elétrica, mas também para aplicações estacionárias.

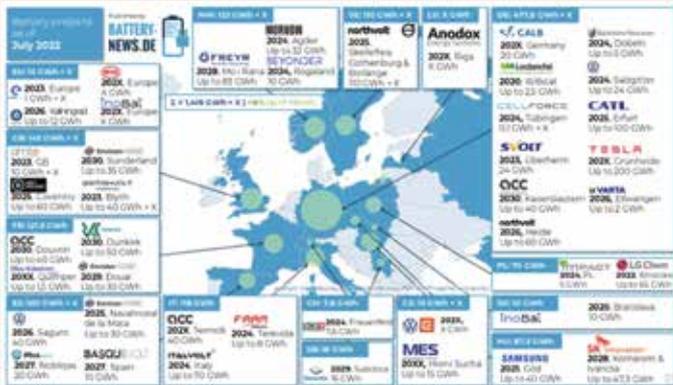


Gráfico 7 – Localização dos principais projetos de fábricas de baterias na Europa. Fonte: Heiner Heimes 'Battery Atlas' citado em energy-storage-news.com.

Em agosto deste ano o governo norte-americano sancionou o chamado 'Inflation Reduction Act'. Além de medidas para conter a inflação esta lei destinará USD 60 bilhões para a produção nacional de tecnologias limpas. Como parte do pacote, o departamento de energia (DOE) prevê investimentos de quase USD 3 bilhões para a produção doméstica de baterias e dos seus componentes. Fica claro que tanto a União Europeia, como os EUA consideram a capacidade de desenvolver e produzir baterias como estratégica para seus respectivos países, visando reduzir sua dependência de quem fornecia até agora – a China.



Figura 2 – Presidente Joe Biden anunciando medidas do Inflation Reduction Act em Detroit. Fonte: Reuters.

SÍNTESE

Esperamos que este artigo tenha conseguido responder pelo menos uma das duas perguntas feitas no início – de explicar a estrutura e as dinâmicas da cadeia global de suprimento de baterias de lítio. A segunda pergunta – a evolução futura de preços dessas baterias – é mais difícil de responder. A

indústria das baterias de lítio é complexa, intensiva em investimentos e, conseqüentemente lenta para reagir a choques de aumento ou redução de demanda. Com isto, muito provavelmente estará sujeita a um fenômeno chamado de 'ciclo de porco', um conceito usado para descrever a oscilação periódica de preços em várias indústrias com inflexibilidades nas suas respectivas cadeias de suprimento. Quando acontece um aumento de demanda, os produtores demoram para responder, primeiro porque precisam estar seguros de que se trata de um aumento estrutural, e não apenas cíclico, e segundo porque qualquer decisão para aumentar a capacidade produtiva demora para se materializar. Sendo assim, oferta e demanda quase nunca estão em equilíbrio e o preço de mercado passará por ciclos repetidos de alta e baixa.

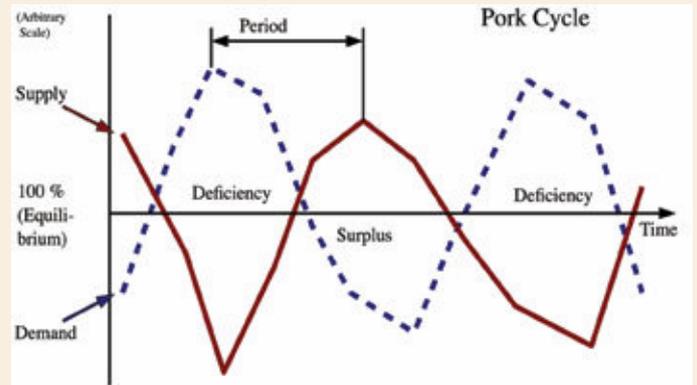


Gráfico 8 – Descrição gráfica do 'ciclo de porco'. Fonte: Wikipedia.

Avaliando a indústria de baterias de lítio sob essa ótica parece quase seguro de que a próxima temporada de 'baixa' chegará, mas é muito difícil prever quando. Alguns analistas, como por exemplo a Clean Energy Associates, empresa de pesquisa de mercado norte-americana, estimam que a próxima rodada de redução de preços poderia acontecer já a partir de 2024. Mas são prognósticos cheios de incerteza. Adicionalmente, como mostramos, surgiram, ao longo dos últimos anos, considerações estratégicas e geopolíticas que vão além da questão de preço.

Diante deste cenário também há que se perguntar qual seria a estratégia industrial do Brasil com relação à cadeia de suprimentos de baterias de lítio. Hoje, o país é um player marginal – não detém grandes reservas de lítio, tem alguns outros materiais essenciais, como níquel e nióbio, mas não tem representatividade no suprimento desses materiais para o mercado global de baterias de lítio. Sem dúvida alguma, existem grandes oportunidades, tanto na exploração de matérias primas, como na produção de componentes de células. Fica a pergunta, no entanto, se o governo brasileiro está disposto em criar as condições e se empreendedores brasileiros estarão dispostos a abraçar as oportunidades resultantes que poderão tornar o Brasil um player competitivo nesta cadeia global de suprimentos.

**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).*



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



Geração própria de energia elétrica ultrapassa 14 GW de capacidade e supera usina de Itaipu

Neste mês de outubro, o Brasil ultrapassou a marca de 14 gigawatts (GW) de capacidade em geração própria de energia elétrica, também chamada de Geração Distribuída (GD). Com essa marca, a GD superou a potência instalada da usina de Itaipu – a maior hidrelétrica em operação no Brasil – responsável por cerca de 10% da energia consumida no País.

Esse é um marco histórico para a GD e merece ser exaltado. Itaipu levou aproximadamente 10 anos desde o início de sua construção, em 1974, até a operação da primeira turbina, em 1984, e contou com cerca de 40 mil pessoas trabalhando para realizar as obras. A geração própria de energia levou os mesmos 10 anos para alcançar a capacidade de Itaipu e também fornece energia limpa e renovável para o Brasil. A GD, porém, possui quase 1,4 milhão de unidades geradoras de energia, espalhadas por praticamente todos os municípios do país, e emprega hoje mais de 400 mil pessoas em várias etapas da cadeia.

Além de consolidar sua expansão, a geração de energia pelos próprios consumidores acrescentou 1 GW de capacidade

ao sistema (de 13 GW para 14 GW) em apenas 38 dias, o crescimento mais rápido já registrado. Como já prevíamos, 2022 se consolidou como o ano da geração própria de energia no Brasil, pois presenciamos uma aceleração sem precedentes nesse segmento. Nesse ritmo, devemos chegar a cerca de 16 GW até dezembro e alcançar novas Itaipus nos próximos anos.

A matriz solar, puxada pela geração própria de energia, que responde por cerca de 68% da potência dessa modalidade, chegou à terceira posição entre as principais fontes de energia em potência instalada no País,

com chances reais de alcançar, em breve, a segunda posição, ocupada hoje pela energia eólica. Dos 20,5 GW de capacidade da matriz solar brasileira, cerca de 14,3 GW são provenientes da geração própria de energia.

Com quase 1,8 milhão de consumidores, a GD no Brasil está dividida entre as classes de consumo residencial (47,4%), comercial (30,3%), rural (13,4%) e industrial (7%). Entre as fontes dos sistemas de mini e microgeração de eletricidade, a energia solar é a mais presente no País, representando 98,3% do total; seguida por biomassa e biogás (1%), central geradora hidrelétrica (0,5%) e eólica

(0,1%).

Com potência instalada superior a 14 GW, a geração distribuída tem capacidade suficiente para abastecer aproximadamente 7 milhões de residências, ou 28 milhões de pessoas – o equivalente a 1,3% da população brasileira.

Além de gerar energia limpa e renovável, a GD também contribui para levar desenvolvimento social e empreendedorismo a todos os estados brasileiros. Faço questão de destacar que a geração distribuída é a mais democrática das modalidades de geração de energia. E quem ganha com isso, sem dúvida nenhuma, é a população.





Rodrigo Sauaia
 é presidente
 executivo da
 Absolar



Ronaldo Koloszuk
 é presidente
 do Conselho de
 Administração da
 Absolar



Márcio Trannin é diretor para
 América do Sul da Sunco
 Capital e Vice-Presidente do
 Conselho da Absolar



A abertura de mercado e o setor fotovoltaico

Recentemente o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública nº 137/2022, com prazo para contribuições até 02 de novembro de 2022, que estabelece as condições gerais para a abertura gradual de mercado livre de energia elétrica até os consumidores da chamada baixa tensão.

Hoje, somente uma pequena parte dos consumidores brasileiros pode consumir energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ALC), negociando contratos em condições comerciais mais favoráveis. Esses clientes são os grandes consumidores, com demanda contratada acima de 500 kW, conectados em alta tensão.

A abertura do ACL aos clientes de baixa tensão visa a dar a devida, urgente e tão desejada liberdade a todos os consumidores brasileiros, para escolherem, com autonomia e independência, de quem irão comprar a energia elétrica de que precisam. Movimento similar já foi implementado, com sucesso, em outros setores da

economia nacional, como no caso dos serviços de telefonia móvel e fixa, internet banda larga, entre outros. Essa medida chega com mais de 20 anos de atraso, quando percebemos que o Programa Re-SEB (Reestruturação do Setor de Energia Elétrica Brasileiro), implementado em meados dos anos 1990, já havia lançado a pedra fundamental da abertura, que parou nos consumidores maiores.

Apesar do atraso de mais de 20 anos, parece que agora o assunto, finalmente, vai ganhar tração. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) acompanha a medida, que vai além do fato de representar os interesses da tecnologia mais acessível em preço e demais condições comerciais, fato comprovado reiteradamente nos leilões federais realizados nos últimos anos. A entidade defende, acima de tudo, que os consumidores de energia elétrica tenham acesso às fontes competitivas e sustentáveis, por entender que aí reside a justiça

tarifária, que fará com que indústrias e comércios aumentem suas margens, gerem empregos e aumentem sua competitividade, além de permitir que as famílias brasileiras possam ter reduções importantes nos preços pagos por esse serviço essencial.

Tal abertura, porém, requer cautela e planejamento. O processo de Consulta Pública é justamente para que a sociedade possa opinar sobre a melhor forma de realizar esta liberalização. A Absolar entende que um passo prévio fundamental para a concretização dessa livre concorrência na compra e venda de energia elétrica a todos os consumidores brasileiros é a correta quantificação dos atributos (econômicos, técnicos, operativos, sociais, ambientais, dentre outros) de toda e qualquer tecnologia existente na matriz elétrica nacional. Isso corrigirá distorções e dará aos consumidores o cardápio completo de opções, fielmente calibradas quanto às suas

vantagens para a sociedade.

Ademais, a abertura com a quantificação dos atributos ajustará o que hoje a associação entende como um sério problema: a destinação de parte relevante da nova oferta de energia, por meio de reserva de mercado nos leilões, para tecnologias que não são necessariamente as mais competitivas e limpas, piorando uma situação tarifária já bastante crítica para todos os consumidores do País.

A abertura de mercado coloca o Brasil alinhado com diversos outros países, mais ou menos desenvolvidos, que já possuem seu mercado totalmente liberalizado, trazendo ares de progresso e democracia num serviço fundamental para a vida de todos nós.

A medida chega tarde e ainda não é realidade, posto que está em fase de Consulta Pública, mas já é um alento para quem espera, há tantos anos, por uma solução para baratear a conta de energia elétrica dos consumidores brasileiros.

Por Vinicius Ferrari, Paulo Lima, Eduardo Gonçalves,
Mauricio da Silveira e Yona Lopes*



Plataforma de monitoramento de barramento de processo baseada na IEC 61850

Engenheiros de proteção e controle têm aplicado a norma IEC 61850 em subestações de energia com o objetivo principal de reduzir o grande volume de cabos de cobre utilizados nas instalações tradicionais. Nas subestações com sistemas secundários digitais (DSS – Digital Secondary System) estes cabos são em boa parte substituídos por mensagens de alta velocidade entre os IEDs (Intelligent Electronic Devices) através da rede de comunicação.

Estas mensagens de alta velocidade são transmitidas através dos protocolos GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) e SV (Sampled Values), definidos na IEC 61850. A Figura 1 demonstra a divisão do sistema em três níveis (de estação, bay e processo) conforme proposto na IEC 61850-5 [1] e ilustra os barramentos

de estação e de processo, que representam de forma genérica as redes de comunicação responsáveis pela interligação entre os dispositivos e entre os níveis citados. Ainda na Figura 1, ilustra-se a direcionalidade do fluxo de informações em uma subestação, bem como os protocolos típicos que trafegam em cada barramento:

- MMS (Manufacturing Message Specification), com aplicação voltada para supervisão e controle.
- GOOSE, para transmissão de eventos de subestações através de mensagens rápidas.
- SV, para envio de informações analógicas de corrente e tensão de forma rápida via rede de comunicação.

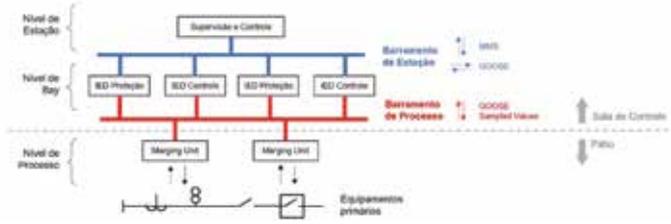


Figura 1 - Arquitetura do Sistema de Automação da Subestação. Adaptada de [1]

O conceito do barramento digital de processo consiste na digitalização dos sinais do campo e no transporte destas informações aos IEDs de proteção através de protocolos de comunicação (GOOSE e Sampled Values). O barramento de processo com seus protocolos e dispositivos (Merging Units, IEDs de proteção, switches, entre outros) pode ser visto como um sistema de proteção descentralizado, que foi dividido e teve partes levadas ao pátio da subestação. A disponibilidade destes está estritamente ligada com a disponibilidade e segurança do próprio sistema de proteção.

Requisitos de desempenho da IEC 61850-5

A norma IEC 61850-5 [1] define o tempo máximo de transferência (Transfer Time) para as mensagens de acordo com sua função no sistema. Para que o Transfer Time possa ser admitido como critério de avaliação de desempenho, primeiramente é preciso compreender o que ele significa e como mensurá-lo. O termo é definido na IEC 61850-5 como o tempo de transmissão completo de uma mensagem, e corresponde à latência de comunicação acumulada entre o dispositivo transmissor e receptor, não incluindo o processamento da mensagem pelo IED.

O tempo é contabilizado a partir do momento em que o emissor disponibiliza os dados à interface de comunicação para codificação e envio, até o momento em que o receptor finaliza completamente a recepção dos dados e os disponibilizam ao processador lógico do IED [2]. A Figura 2 ilustra a definição do Transfer Time.

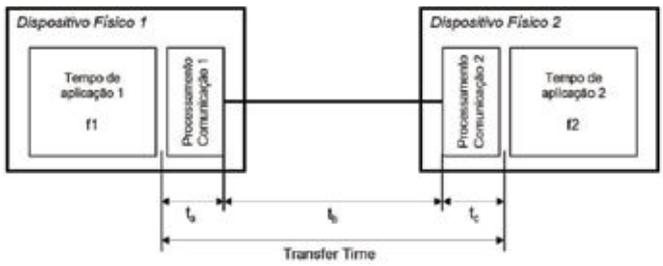


Figura 2 - Definição de Transfer Time [1].

O Transfer Time é definido na IEC 61850-5 em três intervalos:

- t_a é o tempo necessário para o dispositivo transmitir o valor processado;
- t_b corresponde o atraso do meio de comunicação (latência).
- t_c é tempo necessário para o dispositivo receptor entregar o valor ao seu processador.

No caso das mensagens GOOSE, ressalta-se que o tempo necessário para processamento e marcação dos valores pela aplicação (representados pelas funções f1 e f2 na Figura 2) não são computados no tempo de transferência Transfer Time definido na IEC 61850-5.

A norma IEC 61850-5 define seis tipos de mensagens e 12 classes de desempenho. Dentre estas, ressaltam-se as classes P1, P2 e P3 para mensagens do Tipo 1 (mensagens rápidas) e P7 e P8 para mensagens do Tipo 4 (dados amostrados). A Tabela 1 apresenta os requisitos de desempenho (Transfer Time) para as classes de desempenho supracitadas.

TABELA 1 - CLASSES DE DESEMPENHO PARA MENSAGENS TIPO 1 E TIPO 4 CONFORME IEC 61850-5 [1]

Tipo	Protocolo	Classe de Desempenho	Transfer Time
1A: Trip	GOOSE	P1	≤ 3 ms
		P2	≤ 10 ms
		P3	≤ 20 ms
4: Dados amostrados	Sampled Values	P7	≤ 3 ms
		P8	≤ 10 ms

Plataforma de monitoramento completo de barramento de processo

A plataforma de monitoramento proposta é baseada em informações disponibilizadas pelos próprios dispositivos que compõem o barramento de processo, dispensando a necessidade de hardwares adicionais. Esta concepção, além de simplificar a implementação e reduzir os custos, favorece a confiabilidade e eficácia da plataforma.

A concepção da plataforma de monitoramento é apresentada na Figura 3. Os dados para monitoramento provenientes de dispositivos finais do ponto de vista da aplicação (IEDs de proteção e MUs) são obtidos via protocolo MMS com uso dos Logical Nodes previstos na norma IEC 61850. Os dados provenientes de dispositivos intermediários (switches e relógios GNSS) podem ser obtidos através do protocolo SNMP (Simple Network Management Protocol).

No sistema proposto, foi utilizado um hardware dedicado para a plataforma de monitoramento, porém, a utilização dos protocolos MMS e SNMP para aquisição de dados permite que o monitoramento possa ser implementado em qualquer sistema supervisorio com suporte a estes protocolos.

São previstos os seguintes subsistemas de monitoramento:

- Monitoramento dos dispositivos físicos e interfaces de comunicação;
- Monitoramento do protocolo GOOSE;
- Monitoramento do protocolo Sampled Values;
- Monitoramento de sincronismo de tempo PTP (Precision Time Protocol).

Os subsistemas de monitoramento supracitados são apresentados nas seções subsequentes. A concepção da plataforma permite também a aquisição de dados provenientes de switches e relógios GNSS via protocolo SNMP, entretanto, o detalhamento do monitoramento destes dispositivos não faz parte do escopo deste trabalho.

Os dados obtidos são disponibilizados pela plataforma através de interfaces gráficas amigáveis ao usuário para visualização de dados em tempo real, logs, alarmes, dados históricos e estatísticas operacionais, os quais podem ser exportados em arquivos de texto ou formato csv (comma separated values).

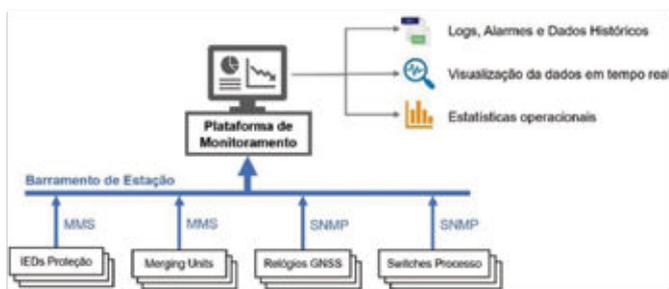


Figura 3 - Concepção da plataforma de monitoramento do barramento de processo.

INTEGRAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DO NÍVEL DE PROCESSO AO BARRAMENTO DE ESTAÇÃO

Observa-se na Figura 3 - a conexão lógica de dispositivos do barramento de processo (Switches e Merging Units) ao barramento de estação. Esta conexão é necessária para aquisição dos dados de monitoramento destes dispositivos, entretanto, os barramentos devem estar efetivamente segregados para evitar a propagação do alto tráfego SV no barramento de estação.

Nos casos em que as Merging Units possuem interfaces dedicadas e independentes para o barramento de estação e de processo, aplica-se o conceito de barramento de estação estendido, que consiste basicamente em conectar as Merging

Units diretamente ao barramento de estação através das interfaces dedicadas para esta finalidade, conforme ilustrado na Figura 3-(a). Esta abordagem permite a conexão direta das Merging Units com o barramento de estação e mantém as interfaces do processo dedicadas aos protocolos GOOSE e SV.

Caso as Merging Units não possuam interfaces dedicadas ao barramento de estação, a conexão dos barramentos pode ser realizada de modo que a segregação do tráfego seja mantida. O relatório técnico IEC 61850-90-4 [3] sugere a conexão através de um roteador para acesso controlado de camada 3 aos dispositivos do barramento de processo, porém esta conexão também pode ser realizada através de uma conexão whitelist controlada com redes SDN (Software Defined Network) ou tecnologia similar, conforme ilustrado na Figura 3 (b).

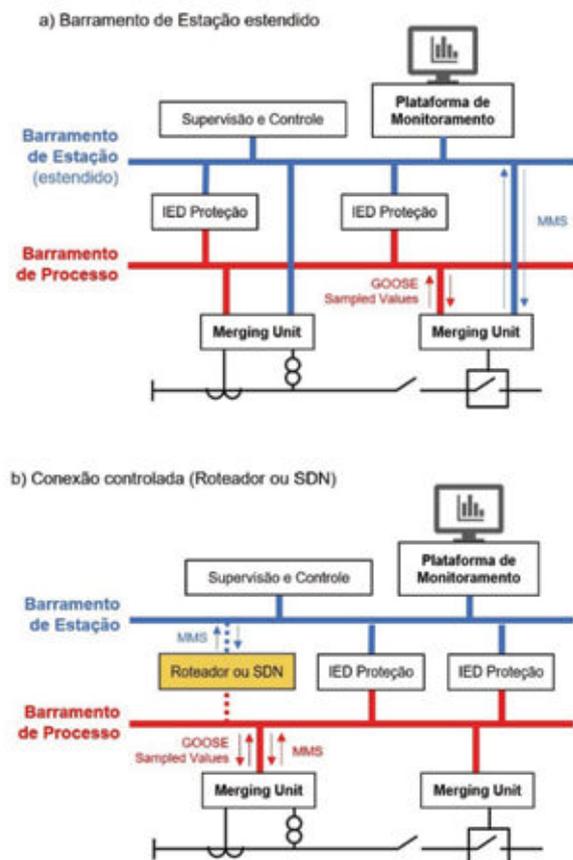


Figura 4 - (a) Barramento de Estação estendido; (b) Conexão de barramentos através de roteador ou SDN.

Ressaltam-se as diferentes classes de Merging Units da norma IEC 61869-9 [4] (Classes A, B, C e D), definidas com base nos recursos e funções disponíveis no dispositivo. Dentre estas, destaca-se a classe D, que possui recursos para transmissão de dados Sampled Values, sincronismo de tempo, publicação e assinatura de mensagens GOOSE, serviços de transferência de arquivos e Reports bufferizados ou não-bufferizados e/ou registros (logs).

SE PASSA COBRECOM,
PASSA **SEGURANÇA**

R 7286 IFC/COBRECOM 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 COBRECOM 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.

cobrecom

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

Para que as Merging Units possam ser integradas à plataforma de monitoramento, os recursos da Classe D são necessários devido ao suporte ao protocolo MMS utilizado para sua supervisão. Entretanto, para que este recurso seja aproveitado, as Merging Units devem estar conectadas ao barramento de estação. Para o sistema proposto, aplicou-se o conceito de barramento de estação estendido, conforme Figura 3 (a).

MONITORAMENTO DOS DISPOSITIVOS FÍSICOS

A incorporação de informações sobre a saúde dos dispositivos que fazem parte do barramento de processo é essencial para prover dados para as equipes de manutenção e garantir a disponibilidade do sistema de proteção. As seguintes classes de Logical Nodes definidas na IEC 61850-7-4 [5] são utilizadas para monitoramento dos IEDs de proteção e Merging Units:

- LPHD (Physical Device Information): fornece informações referentes ao dispositivo físico, como, por exemplo o modelo do dispositivo, versão de hardware, número de série e temperatura interna;
- ZBAT (Battery): provê informações sobre o estado da bateria, medição de tensão auxiliar e alarmes;
- LCCH (Physical Communication Channel Supervision): informações referentes à supervisão das interfaces e canais de comunicação, por exemplo, número de frames recebidos, transmitidos e taxa de erro por canal.

O monitoramento da temperatura interna é especialmente importante para dispositivos que ficam alocados no pátio da subestação (caso das Merging Units, vide Figura 1), pois estão naturalmente sujeitos a grandes variações de temperatura, condição esta não encontrada em IEDs instalados em uma casa de controle climatizada.

A Figura 4 mostra a variação de temperatura interna de dois IEDs em um período de 24h, um deles instalado em casa de controle climatizada e outro instalado no pátio da subestação, sem nenhum controle de temperatura. Os dados foram obtidos de IEDs localizados em subestações no interior de São Paulo em março de 2021. Pode-se observar que praticamente não há variação de temperatura interna do IED instalado na casa de controle, por

outro lado, o IED instalado no pátio sofre grande variação de temperatura no período de 24h, com valor mínimo registrado e 39 graus e máximo de 65 graus.

A integridade da tensão auxiliar é essencial para a operação satisfatória dos sistemas de proteção e controle de uma subestação, portanto, o monitoramento desta grandeza é imprescindível. O monitoramento da tensão auxiliar nos dispositivos permite a detecção de falhas no sistema de alimentação auxiliar, incluindo falhas com contato para terra e capacidade insuficiente do banco de baterias para suprir a carga nos momentos de maior solicitação de energia, como no caso de acionamento das bobinas de abertura e fechamento do disjuntor.

A classe de Logical Node LCCH destina-se especificamente ao monitoramento do meio físico de comunicação, o que permite que falhas no link de comunicação sejam detectadas e registradas. Os IEDs em questão aplicam o Logical Node LCCH em duas instâncias, cada uma delas com um prefixo, sendo estas: IPLCCH (destinado a tráfego IP) e GOLCCH (destinado especificamente à tráfego GOOSE).

INTERFACE GRÁFICA DE MONITORAMENTO DOS DISPOSITIVOS FÍSICOS

Para o monitoramento dos dispositivos físicos, propõe-se uma interface gráfica que consiste em uma lista dos IEDs com o status de operação de cada um. Ao clicar sobre um determinado IED, o usuário tem acesso à identificação completa do IED, medição de temperatura interna, monitoramento de tensão auxiliar e monitoramento das interfaces de comunicação, conforme apresentado na Figura 5.

MONITORAMENTO DO PROTOCOLO GOOSE – IEC 61850

Protocolos SCADA tradicionais geralmente implementam esquemas de reconhecimento das mensagens recebidas, o que permite detectar falhas de comunicação assim que elas ocorrem. Tal estratégia não se aplica a mensagens GOOSE, visto que o publicador não recebe nenhuma confirmação de recebimento das mensagens pelos dispositivos assinantes. Todavia, os subscribers são capazes de identificar perda e/ou atraso das mensagens GOOSE através da análise dos atributos StNum e SqNum:

- StNum: (State Number), incrementa sempre que ocorre alteração do estado de alguma variável;
- SqNum: (Sequence Number), incrementa a cada mensagem recebida.

A avaliação dos campos StNum e SqNum associada à expectativa de recepção de mensagens do IED subscriber pode ser utilizada para detecção de falhas e cômputo das estatísticas operacionais das mensagens GOOSE, bem como a obtenção de

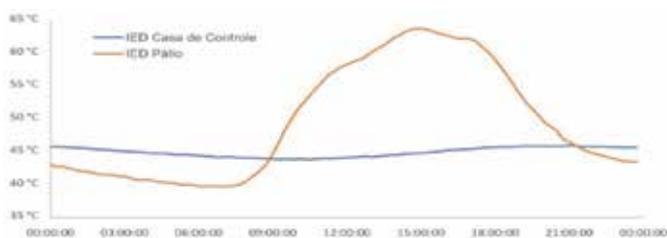


Figura 5 - Variação de temperatura interna de IED instalado em sala de controle e IED instalado no pátio.

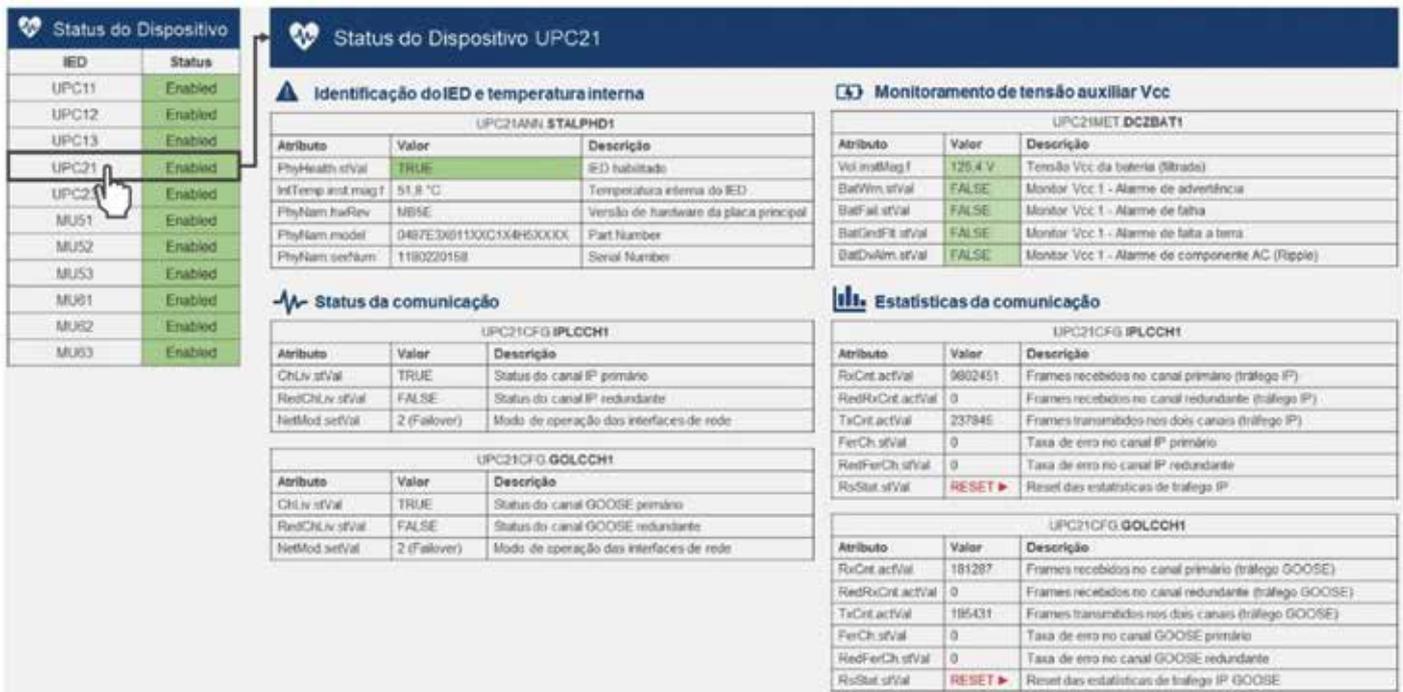


Figura 6 - Interface gráfica proposta para monitoramento dos dispositivos físicos e interfaces de comunicação.

dados para o diagnóstico e solução das falhas. Tais indicadores podem revelar não somente falhas na rede, mas também problemas de configuração ou falha em uma das extremidades.

Além dos campos StNum e SqNum, outros atributos de configuração são apresentados: confRev (versão de configuração da mensagem GOOSE), GoID configurado, VLAN ID configurado, APPID configurado, Multicast MAC Address, Message Name e DataSet Name.

Atualmente, muitos IEDs são capazes de obter os dados de monitoramento supracitados e armazená-los. A IEC 61850-7-4 [5] define a classe de Logical Node LGOS (GOOSE Subscription), destinada especificamente para o monitoramento de mensagens GOOSE recebidas no IED assinante, portanto, as estatísticas e os dados de monitoramento possuem uma classe específica no modelo de dados definido na IEC 61850. Naturalmente, as informações podem ser enviadas ao SCADA via protocolo MMS para monitoramento constante e centralizado.

Apresenta-se na Figura 7 a interface gráfica proposta para o monitoramento GOOSE, que exhibe graficamente a relação entre publishers e subscribers em formato de matriz. Os IEDs publishers e suas respectivas publicações são relacionadas nas duas primeiras colunas à esquerda e os IEDs subscribers na primeira linha acima. A interface principal mostra de maneira resumida o status de recepção das mensagens através de cores. Ao clicar sobre uma determinada subscrição, o usuário tem acesso aos detalhes da mensagem GOOSE em questão,

informações de configuração, status e estatísticas de recepção, conforme apresentado na Figura 7.

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE MENSAGENS GOOSE

A norma IEC 61850-10 [6] define métodos para testes de conformidade de IEDs, e define a parcela máxima para os intervalos do Transfer Time que competem aos IEDs (ta e tc) vide Figura 2. Tais intervalos devem consumir, no máximo, 40% do Transfer Time total, portanto, considerando o valor de 40% em cada extremidade, restam apenas 20% para a latência da rede [6]. Para atender à classe de desempenho P1, os IEDs envolvidos na comunicação GOOSE devem possuir tempo de processamento da comunicação (ta ou tc) menores ou iguais a 1,2 ms (40% de 3 ms), porém, não necessariamente iguais. Além disso, deve ser considerada a latência do meio de comunicação (tb), que corresponde à soma dos atrasos adicionados por cada switch e do atraso de propagação no meio. Para atender aos requisitos da classe P1, a latência do meio (tb) deve ser inferior à 0,6 ms (20% de 3 ms).

De fato, não é possível mensurar o transfer time sem o acesso às informações internas do IED, pois o tempo exato em que os dados foram entregues ao processador não pode ser obtido externamente, a não ser que o IED disponibilize esta informação de alguma forma. Contudo, a performance da função distribuída pode ser estimada através da diferença entre as estampas de tempo (Ty-Tx) conforme ilustrado na Figura 8.

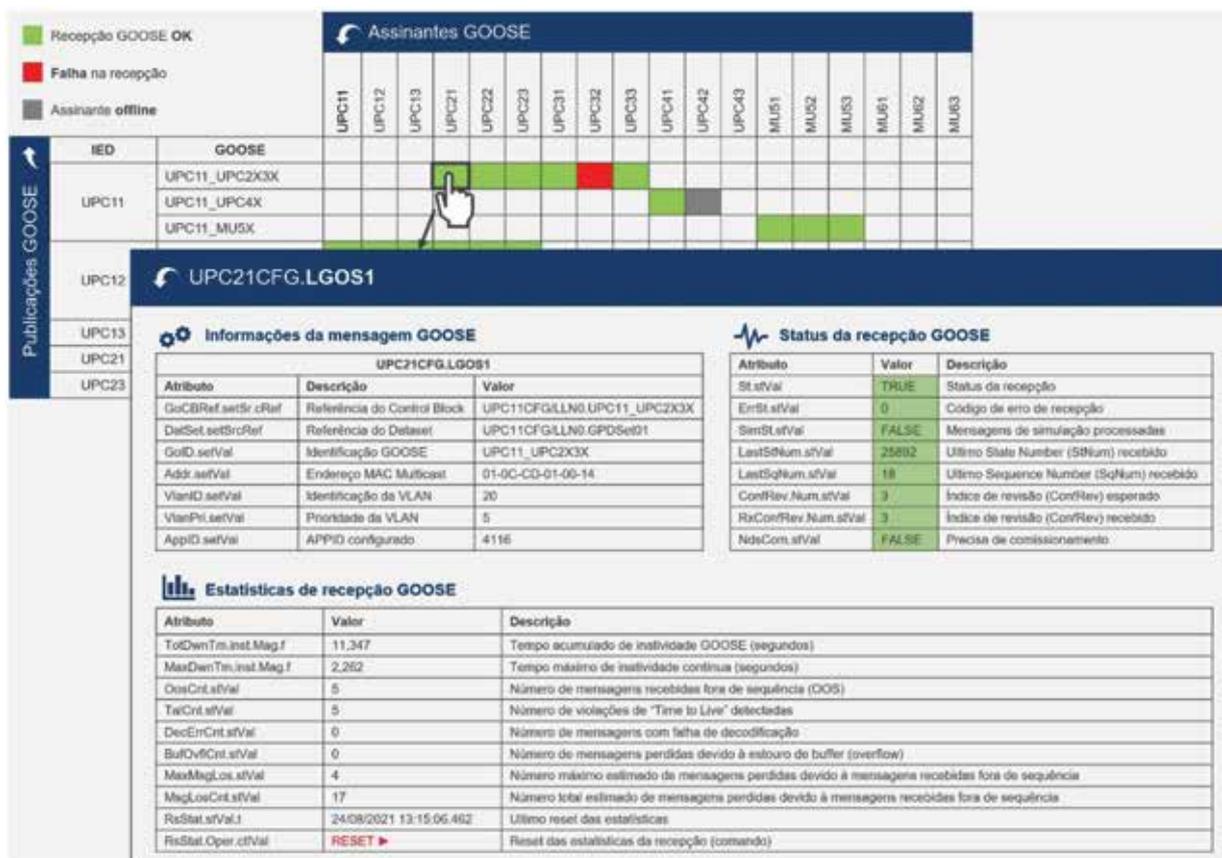


Figura 7- Interfaces gráficas de monitoramento GOOSE.

O instante Tx representa o momento em que um evento (variação) é registrado na aplicação 1 (Publisher). O tempo de aplicação 1 (f1) corresponde à detecção, processamento e marcação de estampa de tempo pela aplicação 1. O instante Ty representa o momento em que este evento é processado e registrado pela aplicação 2 (Subscriber), portanto, o tempo f2 é contabilizado e pode variar entre 0 e 100% do ciclo do processamento. A diferença Ty-Tx corresponde ao tempo total da função, denominado Tfunção.

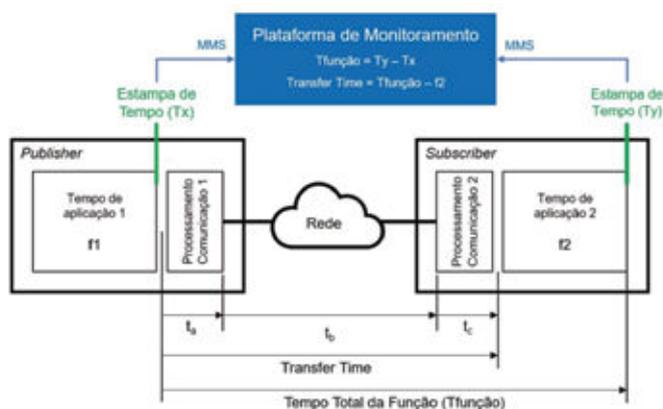


Figura 8 - Método para avaliação do desempenho Goose através do desempenho da função distribuída.

O tempo Tfunção pode ser admitido como critério de avaliação do desempenho das mensagens Goose, pois equivale ao tempo efetivo de uma função distribuída. Contudo, não pode ser comparado aos requisitos de Transfer Time definidos na IEC 61850-5 pois o Transfer Time equivale à Tfunção - f2, vide Figura 8.

Os eventos com as estampas de tempo Ty e Tx são enviados através de Reports MMS à plataforma de monitoramento, a qual realiza os cálculos supracitados e atualiza as estatísticas à cada interação. Os dados disponíveis podem ser utilizados para análise estatística, medições contínuas, avaliação de tendências e alarmes.

Tal metodologia pode ser aplicada em condições de teste acionando uma alternância cíclica (0-1-0-1...) de uma determinada variável digital no IED publisher (e consequentemente no subscriber). Com isso, obtém-se rapidamente as interações necessárias para aquisição de estatísticas plausíveis. Contudo, não é interessante que esta condição seja mantida continuamente durante operação do sistema pois ocasionaria poluição no registro sequencial de eventos (SER) dos IEDs.

MONITORAMENTO DO PROTOCOLO IEC 61850 SAMPLED VALUES

Assim como ocorre com o Goose, o publicador SV não recebe

confirmação de recebimento das mensagens pelos dispositivos assinantes. Porém, os subscribers possuem condições de identificar perda, atraso, integridade e outras informações das mensagens SV através de campos da mensagem, conforme a seguir:

- **smpCnt:** Incrementa a cada amostra enviada, varia de 0 a 4799 para 60Hz [7] e a amostra com **smpCnt = 0** coincide com o topo do segundo;
- **smpSynch:** Indica a estado do sincronismo de tempo da MU e assume os valores 0 (não sincronizado), 1 ou GMID (Grandmaster ID) (tempo local com fonte identificada utilizando PTP), 2 (sincronizado em tempo global);
- Outros campos como: **confRev** (versão de configuração da mensagem SV), **SvID** configurado, **VLAN ID** configurado, **APPID** configurado, **Multicast MAC Address**, **Message Name** e **DataSet Name**.

O **smpCnt** tem também o papel de estampa de tempo das mensagens SV, pois a amostra com **smpCnt = 0** é aquela referente ao início do segundo. Desta forma, o subscriber pode medir em tempo real o tempo de atraso da rede de comunicação identificando o momento de chegada da mensagem SV com **smpCnt = 0** na sua placa Ethernet. Este tempo de atraso inclui o processamento de comunicação da MU e a latência da rede.

A IEC 61850-7-4 [5] define a classe de Logical Node LSVS (Sampled Values Subscription), destinada especificamente para o monitoramento de mensagens SV recebidas no IED assinante, portanto, as estatísticas e dados de monitoramento possuem uma classe específica no modelo de dados definido na IEC 61850.

Apresenta-se na Figura 9 - a interface da plataforma de monitoramento SV, a qual exibe graficamente a relação entre publishers e subscribers em formato de matriz. Os IEDs publishers e suas respectivas publicações são relacionadas nas duas primeiras colunas à esquerda, e os IEDs subscribers na primeira linha acima.

A interface principal mostra de maneira resumida o status da recepção das mensagens SV através de cores. Ao clicar sobre uma determinada subscrição, o usuário tem acesso à detalhes da mensagem SV em questão, informações de configuração, status e estatísticas de recepção, conforme apresentado na Figura 9 -.

MONITORAMENTO DE SINCRONISMO DE TEMPO PTP

Para que a aplicação do barramento de processo possa atingir todo seu potencial, as publicações SV devem estar sincronizadas à uma referência de tempo comum. Aplica-se, portanto, o protocolo PTP definido na IEEE 1588 [8] que proporciona sincronização de tempo através da rede Ethernet com precisão adequada para aplicações com SV.

Ressalta-se a criticidade da aplicação do protocolo PTP no barramento de processo, visto a dependência do sincronismo de

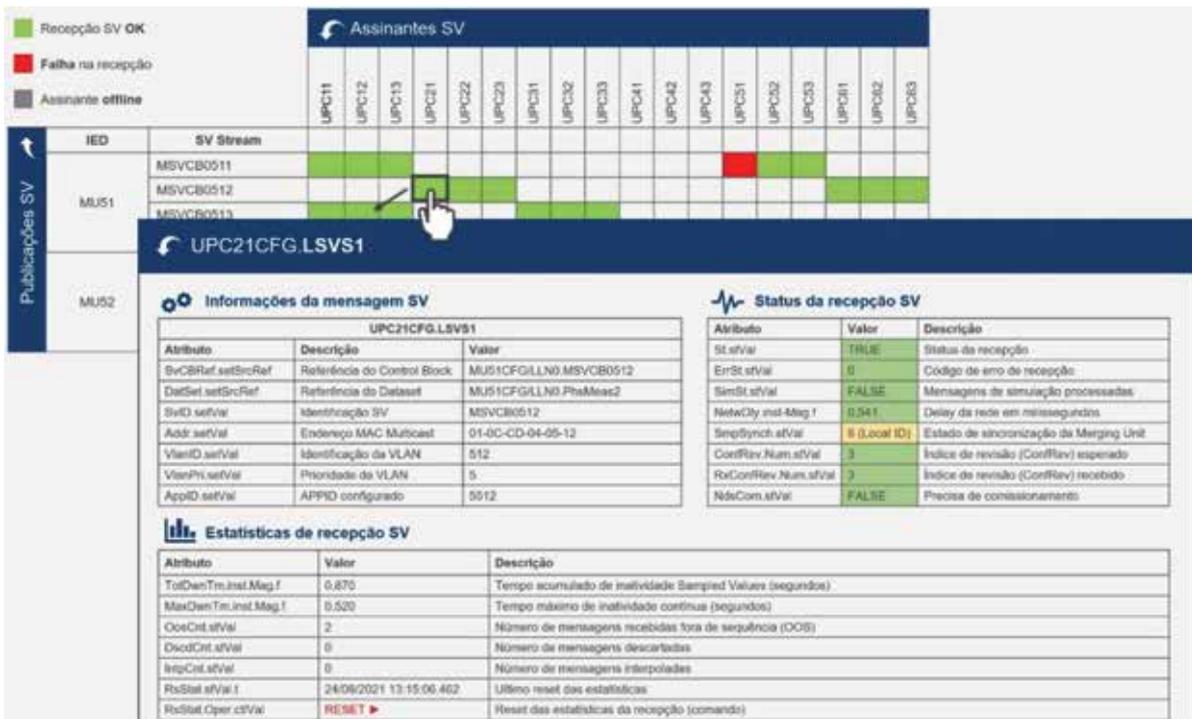


Figura 9 - Interfaces gráficas de monitoramento SV.



Figura 10 - Interface de monitoramento de sincronismo de tempo.

tempo em sistemas de proteção baseados em SV. A sincronização permite que um IED de proteção alinhe no tempo os valores amostrados recebidos de várias Merging Units antes de passar os sinais para as funções de proteção [9]. Portanto, uma fonte de tempo com precisão adequada e uma técnica de monitoramento da qualidade do tempo são essenciais para a operação dos dispositivos de proteção secundários.

A norma IEC 61850 7-4 [5] define dois Logical Nodes que podem ser utilizados para o monitoramento e gerenciamento do sincronismo de tempo: LTIM (Time management) e LTMS (Time master supervision).

O Logical Node LTIM determina os fatores de compensação horária dos IEDs, como a compensação UTC e indicações de horário de verão, atributos importantes para a análise sequencial de eventos e registro de sistema SCADA. O Logical Node LTMS supervisiona a qualidade da sincronização horária reportando os atributos do relógio mestre. Através do LTMS é possível determinar a exatidão do relógio, fator importante para sistemas baseado em Sampled Values, além de reportar a fonte de sincronismo e a rastreabilidade do relógio mestre (global ou local).

A interface de monitoramento de sincronismo consiste em uma lista dos IEDs com o status do sincronismo de tempo em cada um. Ao clicar sobre um determinado IED, o usuário tem acesso aos dados de compensação de horário e monitoramento do sincronismo no IED selecionado, conforme apresentado na Figura 10.

Conclusões

Em subestações com sistemas secundários digitais baseados em SV, a disponibilidade dos IEDs do sincronismo de tempo e dos canais de comunicação do barramento de processo está estritamente relacionada à confiabilidade e segurança do próprio sistema de proteção. Tendo em vista a criticidade e a complexidade desta aplicação, conclui-se que os recursos de monitoramento

disponíveis nos IEDs (de proteção e MUs) são de extrema importância.

Propõe-se uma plataforma de monitoramento baseada em informações disponibilizadas pelos próprios IEDs, o que simplifica a implementação e elimina possíveis interferências de equipamentos adicionais. Para isso, faz-se necessária a utilização de Merging Units classe D e a conexão destas ao barramento de estação. Tal conexão deve ser efetuada de modo que a segregação do tráfego seja mantida. Dentre os métodos de conexão abordados neste trabalho, adotou-se a implementação do barramento de estação estendido.

Os dados de monitoramento uma vez modelados e disponibilizados de acordo com os padrões estabelecidos na IEC 61850 permitem a implementação da plataforma de monitoramento em qualquer sistema supervisão com suporte aos protocolos da norma. As interfaces gráficas apresentadas neste trabalho são exemplos de como as informações de monitoramento disponibilizadas pelos IEDs podem ser exibidas ao usuário.

Embora os protocolos Goose e SV não possuam métodos de confirmação de mensagem, os assinantes são capazes de identificar falhas e obter estatísticas da comunicação, com base na expectativa de recepção das mensagens. Ademais, conclui-se que o tempo de transferência (Transfer Time), tido como critério de avaliação de desempenho na IEC 61850, não pode ser mensurado externamente, entretanto, outras medidas podem ser adotadas como critério de avaliação do desempenho das mensagens Goose no sistema.

Referências bibliográficas

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models - IEC 61850-5:2013.*
- [2] FERRARI, V., LIMA, P. 2020. *Integração entre Redes do Sistema*

Elétrico e da Automação Industrial; Anais do Congresso Brasileiro de Automática, 2020.

[3] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines - IEC TR 61850-90-4:2020.

[4] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrument Transformers - IEC 61869-9:2016.

[5] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes - IEC 61850-7-4:2010.

[6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 10: Conformance testing - IEC 61850-10:2012.

[7] UCA INTERNATIONAL USERS GROUP. Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument transformers Using IEC 61850-9-2 - IEC 61850-9-2 LE.

[8] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems - IEEE 1588:2002.

[9] A. SHRESTHA, M. SILVEIRA, J. YELLAJOSULA e S. K. MUTHA. Understanding the Impacts of Time Synchronization and Network Issues on Protection in Digital Secondary Systems; PACWORLD, 2021.

*Vinicius Ferrari é graduado em Engenharia Elétrica, com especialização em Automação de Sistemas Elétricos. Atualmente é Engenheiro de

Aplicação da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). Tem experiência com estudos de sistemas elétricos de potência e automação de subestações.

Paulo Lima é engenheiro eletricista, especialista em Automação de Sistemas Elétricos. Em 2013 ingressou na equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) como engenheiro de aplicação, assumindo em 2020 a posição de Gerente Técnico da SEL Brasil. É instrutor da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica.

Eduardo Andrade Gonçalves é engenheiro eletricista e especialista em Automação de Sistemas Elétricos. Atua como Engenheiro de Aplicação e Suporte Técnico na SEL, é instrutor de cursos da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de proteção, controle e supervisão de ambientes de infraestrutura crítica.

Maurício Gadelha da Silveira é engenheiro eletricista e atua na SEL como engenheiro líder de desenvolvimento na SEL-EUA. Seu trabalho inclui o desenvolvimento de protocolos e comunicações de relé de proteção, projeto de rede para infraestruturas críticas, modelagem de sistema de energia e avaliação de segurança cibernética.

Yona Lopes é professora no Departamento de Engenharia Elétrica e no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense (UFF). Doutora em Computação, Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Engenheira e Técnica em Telecomunicações. Yona atua também no GT D2 do CIGRE Brasil e é certificada HCIA 5G pela Huawei.

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

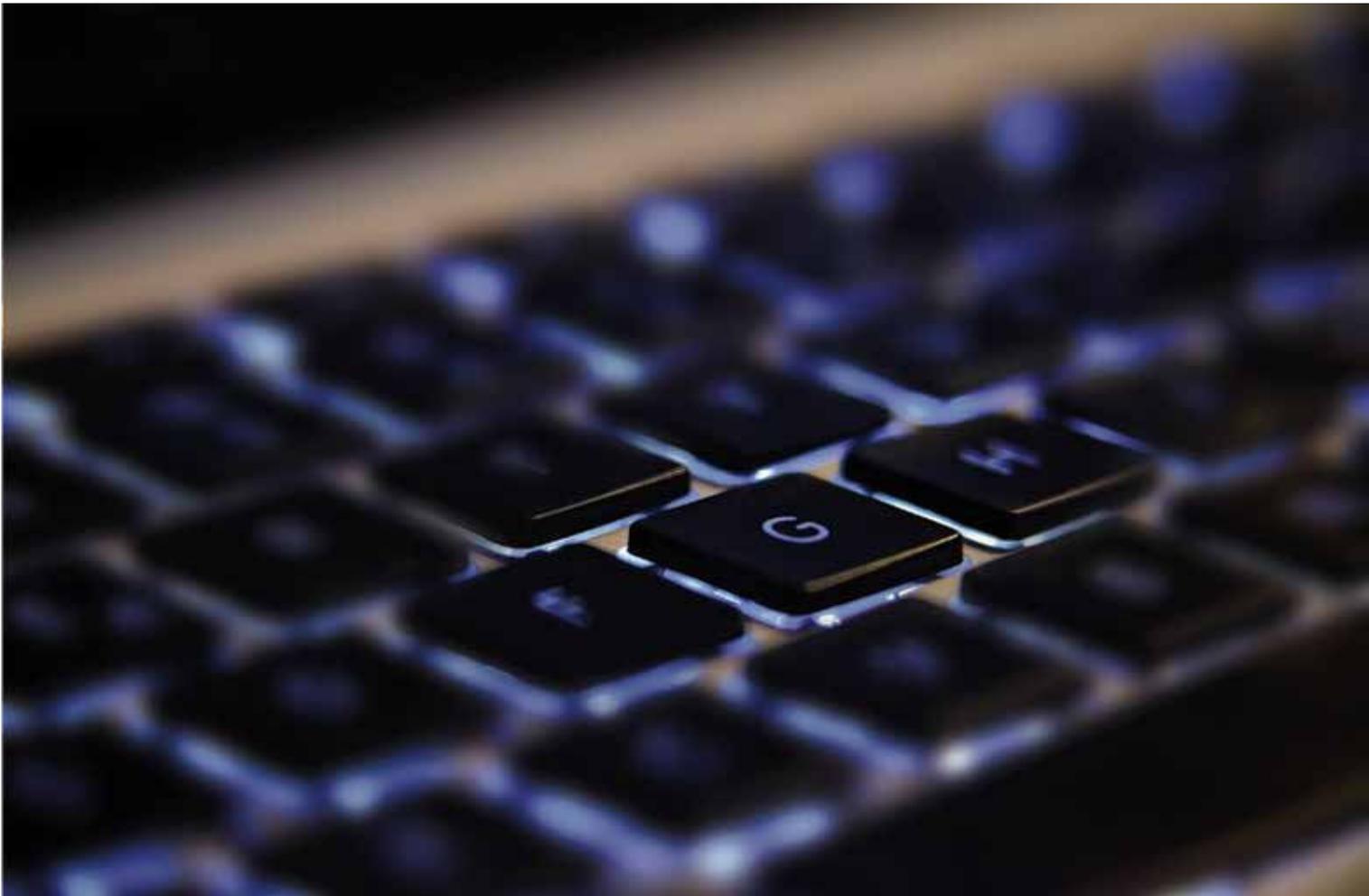


Reportagem

Por Fernanda Pacheco

A transformação digital no mercado de vendas e distribuição de materiais elétricos

Fabricantes e distribuidores destacam vantagens e desafios na inserção de novas tecnologias para a melhoria de seus métodos de comunicação com o cliente



Onipresença das redes sociais, internet das coisas, inteligência artificial, tecnologia 5G. Estes são apenas alguns exemplos da transformação digital pela qual passamos diariamente, e que exigem atualizações constantes por parte das empresas e dos que nelas atuam. Sabe-se que o setor elétrico brasileiro vem, aos poucos, implementando novas tecnologias em seus processos – de olho em questões como o constante aumento da demanda por energia e uma maior agilidade no atendimento, além da ampliação de recursos para a prevenção e correção de falhas. Não podemos deixar de citar também o quanto a modernização pode ampliar a segurança e o bem-estar dos colaboradores, além de contribuir fortemente na empreitada pela diminuição de danos ambientais.

Em uma das muitas esferas do setor, os fabricantes e distribuidores de materiais elétricos também vivem os desafios de inserir novas formas de comunicação e de processamento de dados para a melhoria dos métodos de venda e de suporte ao cliente. Para o diretor comercial da Reymaster, Marco Stoppa, as vantagens do crescimento tecnológico não podem ser ignoradas por um empreendimento que busca a expansão. “A transformação digital traz consigo grandes impactos na nossa produtividade e uma melhora nos níveis de qualidade e atendimento ao cliente”, avalia.

Stoppa menciona algumas das ações que vêm sendo feitas pela distribuidora: “Estamos investindo fortemente em tecnologias de mineração de dados e no desenvolvimento de aplicativos inteligentes para melhorar nossos métodos. Os avanços estão sendo conduzidos pelos comitês de melhoria de processos, os quais já desenvolveram um novo sistema inteligente de reposição de estoques. Contamos atualmente com um dos melhores sistemas de CRM (gestão de relacionamento com o cliente) do mundo, e através dessa plataforma há uma geração de novas tecnologias e aplicativos sendo desenvolvidos para melhorarmos o atendimento de nossos clientes e nos integrar melhor aos nossos principais fornecedores, os quais também usam a mesma plataforma”.

O diretor comercial destaca ainda como a análise dos dados disponibilizados pode ser uma ferramenta valiosa para compreender melhor as preferências de entrega dos clientes, os critérios de formação de rotas e os prazos de entrega junto aos fornecedores. Segundo ele, através das técnicas de mineração de dados, o próprio sistema faz recomendações ou automaticamente direciona processos conforme as preferências.

A ANDRA, outra empresa já consolidada no mercado brasileiro de comercialização e distribuição de materiais elétricos, também tem investido na modernização de seus canais de atendimento e relacionamento, mesclando modelos tradicionais com as novas possibilidades advindas do avanço tecnológico. “Além das lojas físicas e do telemarketing, entramos para o marketplace especializado na venda de materiais elétricos em 2017”, relata João Carlos Faria Junior, diretor comercial da companhia. “Nosso próximo passo no mundo virtual é implantar um e-commerce próprio em nossa página, com a implantação de novas tecnologias de ponta que estão sendo estudadas. A empresa também conta com o atendimento via WhatsApp, implementado durante a pandemia e que hoje representa 6,5% do faturamento total”, complementa.

Ferramentas digitais e a dinâmica fornecedor-cliente

A atualização na forma de se comunicar e fazer negócios não poderia ser menos relevante para quem é responsável pela fabricação de produtos para a cadeia de energia, como é o caso da ABB Eletrificação. O gerente de Marketing e Comunicação da empresa, Fernando Nunes, explica que realizar vendas técnicas é sempre um desafio, uma vez que é preciso estar muito próximo de todos os pontos da cadeia comercial e fornecer suporte diário ao distribuidor ou revendedor, justamente um ponto que se tornou mais eficaz após a ampliação da multicanalidade advinda dos avanços do mundo digital. Nunes afirma que a ABB faz parte dessa transformação.

“A ABB Eletrificação investe em novas tecnologias, buscando sempre a eficiência em toda a cadeia de atendimento ao cliente. Disponibilizar ferramentas digitais, onde há a possibilidade de utilizar as informações sempre que preciso, é necessário para as duas pontas, tanto para o fornecedor quanto para o cliente”, afirma o gestor, que faz também um panorama sobre as vantagens e os desafios da transformação digital. “A tecnologia está presente sempre para contribuir com a humanidade, e com o monitoramento das entregas teremos a informação sempre que necessário, podendo nos preparar melhor. Com a informação disponível a todo o momento, o planejamento e a execução estarão mais próximos, e com certeza todos irão ganhar com essa eficiência. Claro que precisamos sempre nos atentar aos altos valores de investimento. Outro ponto importante é a presença da tecnologia 5G, que veio para facilitar e trazer mais competitividade para um mercado tão promissor no nosso País”, conclui.

Atendimento “analógico” ainda é necessário

Apesar dos inúmeros avanços na forma de se atender às necessidades dos clientes, o que inclui ainda os chatbots, que buscam continuamente se assemelhar ao atendimento feito por uma pessoa real, e o SAC via redes sociais – recursos que algumas vezes se mostram limitados – o fator “humano”, a depender do caso, ainda tem um peso enorme na resolução de problemas e no estabelecimento de parcerias. Fernando Nunes é enfático nessa questão: “Por mais que a digitalização seja uma realidade e necessidade, não podemos esquecer de valorizar o meio de atendimento mais conhecido: o atendimento presencial, onde zelamos e levamos para os nossos clientes a parceria de sempre, estreitando laços e fortalecendo a quem realmente importa na cadeia de fornecimento, o cliente final. Ele que realmente irá definir o produto a ser adquirido”.

EMPRESA	Telefone	Site	Cidade	UF	À empresa é		Principal segmento de atuação			Possui filiais	Cobertura de atendimento	Possui loja(s) in-company	Principal formato na captação de clientes/atendimento						
					Distribuidora (atacadista)	Revendedora (varejista)	Industrial	Comercial	Residencial				Telemarketing	Administração de contratos	Vendedores externos	Indicação/especialização de mercado	Balcão	Rede de Relacionamento	Loja Virtual
ADEEL MATERIAS ELÉTRICOS	(61) 99988-5390	www.adeel.com.br	Goiânia	GO	X			X		X	Nacional					X	X	X	X
ALBERNAZ ELECTRIC	(38) 3561-4522	www.albernazelectric.com.br	João Pinheiro	MG		X	X	X	X		Regional		X	X	X	X	X		X
APS COMPONENTES ELÉTRICOS	(11) 5555-3800	www.apsc componentes.com.br	São Paulo	SP	X		X	X	X	X	Nacional		X	X	X	X		X	X
BA ELETRICA	(92) 2125-8000	www.baeletrica.com.br	Manaus	AM		X	X	X	X		Local	X	X	X	X	X	X	X	X
CARMEHIL	(85) 99800-6357	www.carmehil.com.br	Fortaleza	CE	X	X	X	X	X	X	Local		X	X	X	X	X	X	X
COMERCIAL ELÉTRICA PJ	(11) 99974-4268	www.eletricapj.com.br	São Paulo	SP	X		X	X	X	X	Nacional		X	X	X	X	X		X
COSTABAHIA	(71) 3312-0222	www.cotabahianet.com.br	Salvador	BA		X	X				Local					X	X	X	
DLIGHT	(11) 99197-4891	www.dlight.com.br	Guarulhos	SP	X		X	X	X		Nacional		X	X	X	X		X	X
EDILSON ELETRICA	(32) 3215-4473	www.edilsonelétrica.com.br	Juiz de Fora	MG		X	X				Regional		X			X			
ELÉTRICA CIDADE	(34) 3256-4944	www.eletricacidade.com.br	Uberlândia	MG	X	X	X	X	X	X	Regional		X	X	X	X	X	X	X
ELÉTRICA PARANÁ	(65) 99959-0693	www.eletricaparana.com.br	Várzea Grande	MT		X	X	X	X	X	Nacional					X	X	X	X
ELETO PAINEL COM. DE MAT. ELÉTRICOS	(44) 99991-6782	www.eletrapainel.com.br	Maringá	PR		X	X	X			Nacional		X		X	X	X	X	X
ELETO TARTARI	(65) 98408-8048	www.eletoartari.com.br	Cuiabá	MT	X	X	X	X			Regional			X		X		X	
ELETO TERRVEL	(11) 3959-6870	www.eletoerrivel.com.br	São Paulo	SP	X		X	X	X		Nacional		X						
ELETO TRANSOL TECNOLOGIA	(91) 98405-9633	www.eletoansol.com.br	Belém	PA	X	X	X	X		X	Regional		X		X	X		X	
ELETRMIL	(27) 3357-1000	www.eletoamil.com.br	Vitória	ES	X	X	X	X	X	X	Nacional		X	X		X	X	X	
ELETROIL SOLUÇÕES TÉCNICAS	(34) 3268-2033	www.eletoil.com.br	Ituiutaba	MG		X	X				Nacional							X	
ELETRTRAFO	(43) 3520-5000	www.eletotrafo.com.br	Cornélio Procópio	PR		X	X	X	X	X	Nacional		X		X	X	X	X	X
GLOLANI COMERCIAL	(11) 2294-1133	www.glotani.com.br	São Paulo	SP		X	X	X			Local						X	X	
HEILND ELECTRONICS BRASIL	(11) 3017-8797	www.kotek.com.br	São Paulo	SP	X		X	X			Nacional		X		X	X			
LOJA ELÉTRICA	(31) 3218-8375	www.lojaeletrica.com.br	Belo Horizonte	MG	X	X	X	X	X	X	Nacional	X	X			X		X	
MÉDIA TENSÃO	(11) 99273-1154	www.mediatensao.com.br	Guarulhos	SP	X		X				Nacional		X			X		X	
NOFERCO EX	(11) 94232-1525	www.nofercoex.com.br	São Paulo	SP	X	X	X				Nacional	X	X			X	X		X
OMEGA BRASIL	(54) 2101-8900	www.omegabrazil.com.br	Caxias do Sul	RS	X		X				Regional			X				X	
ONIX DISTRIBUIDORA	(44) 3233-8535	www.onixcd.com.br	Mandaguari	PR	X	X	X	X		X	Nacional			X	X	X		X	X
POLAR COMPONENTES BRASIL	(21) 99823-4329	www.polarb2b.com	Macaé	RJ	X	X	X			X	Nacional	X	X	X		X	X	X	
REYMASTER	(41) 3021-5024	www.reymaster.com.br	Curitiba	PR	X	X	X			X	Nacional				X	X	X	X	X
SANTA CLARA DISTRIBUIDORA	(51) 3062-1004	www.santaclaradistribuidora.com.br	Porto Alegre	RS	X			X			Regional					X			X
SONEPAR SOUTH AMERICA	(11) 97242-5898	www.sonepar.com.br	São Paulo	SP	X		X	X	X	X	Nacional	X	X	X	X	X	X	X	X
SULMINAS	(35) 99744-5006	www.sulminasfioscabos.com.br	Poços de Caldas	MG	X		X	X			Nacional		X	X	X	X			
SUPER ENERGIE	(11) 3931-0522	www.supereletrica.com.br	São Paulo	SP		X		X			Regional		X				X		
TJC DE IGUAÇU COMERCIAL ELETRICA	(21) 2667-1443	www.eletoforconecta.com.br	Nova Iguaçu	RJ		X	X	X	X	X	Regional		X			X	X		X
UNION SISTEMAS E ENERGIA	(11) 99357-2392	www.unionsistemas.com.br	São Paulo	SP		X	X	X		X	Nacional				X	X			X
VEXTROM INDÚSTRIA E COMERCIO	(11) 3672-0506	www.vextrom.com.br	São Paulo	SP	X	X	X				Local			X		X		X	X
LUGO	(11) 4486-8400	www.lugo.com.br	Mairiporã	SP		X	X			X	Nacional		X	X		X		X	
PORTAL COMERCIAL ELÉTRICA	(11) 2067-4700	www.portaleletrica.com.br	Sacomã	SP	X		X	X	X		Nacional		X	X	X	X			
ELÉTRICA BAHIANA	(71) 3496-3111	www.eletricabahiana.com.br	Salvador	BA	X	X	X	X		X	Regional				X	X	X	X	X

Campos elétricos e magnéticos em subestações

As subestações são projetadas e construídas com pátios de barramentos com diferentes níveis de tensão e com arranjos específicos, tais como barra simples, barra dupla, disjuntor etc. Estes arranjos são projetados conforme exigências dos responsáveis pelos ativos, considerando níveis de tensão, confiabilidade da instalação, expansões futuras e flexibilidade operacional. As validações destes arranjos são estabelecidas com base em estudos de coordenação de isolamento e de campos elétricos e magnéticos. Os estudos de campo são realizados conforme as exigências da Resolução Normativa ANEEL N° 915/2021, que regulamenta os níveis de campos admissíveis para pessoas em geral e para pessoas em ambientes ocupacionais, conforme apresentado na Tabela 1.

O público ocupacional representa a população de adultos geralmente expostos a campos elétricos e magnéticos em condições conhecidas, em função de sua atividade ocupacional; já o público geral compreende indivíduos de todas as idades e diferentes estados de saúde que não se enquadram no público ocupacional.

Os agentes de geração, transmissão e distribuição são responsáveis pelas instalações com tensão igual ou superior a 138 kV, que devem ter seus limites de campos elétricos e magnéticos de baixa frequência (50 Hz e 60 Hz) limitados aos valores apresentados na Tabela 1, para ambos os públicos.

As subestações não têm simetria ao longo de um eixo, como ocorre nas linhas de transmissão, o que torna os cálculos dos campos elétrico e magnético bem mais complexos, pois em subestações, os vetores de campos elétricos e magnéticos estão presentes nos três eixos (x, y e z). Os níveis dos campos elétricos e magnéticos são dependentes basicamente dos níveis de tensão da instalação, das correntes nominais, do arranjo e do

posicionamento dos equipamentos. Estes últimos têm impacto muito significativo nestes campos, pois, após construída a subestação dificilmente o seu arranjo será modificado.

Nas simulações apresentadas nas Figuras 1 e 2, temos uma subestação de seccionamento de 138 kV, com arranjo de quatro chaves em barra dupla e sequência de fases ABC, onde são apresentados os mapas de campos elétricos e magnéticos a 1,5 metros acima do nível do solo. A simulação apresenta níveis de campos elétricos e magnéticos, respectivamente, com 82% e 24% do valor limite para o público ocupacional, na área interna da subestação, principalmente nas proximidades das extremidades dos barramentos. Devido à subestação não ser simétrica, em um lado, os campos são maiores que no outro. Para o público geral os níveis de campos elétricos e magnéticos ficaram em 12% e 6,9%, respectivamente, do valor limite no perímetro externo da subestação.

As simulações são reconhecidas como uma forma de validação do arranjo, para efeito de atendimento aos requisitos da REN 915/2021, procedimento de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e frequentemente exigido por órgãos ambientais.

TABELA 1 - CAMPOS ELÉTRICOS E MAGNÉTICOS ADMISSÍVEIS EM AMBIENTES OCUPACIONAIS, SEGUNDO A RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 915/2021

	Instalações em 50 Hz		Instalações em 60 Hz	
	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético (μT)	Campo Elétrico (kV/m)	Campo Magnético (μT)
Público em Geral	5,00	200,00	4,17	200,00
População Ocupacional	10,00	1000,00	8,33	1000,00

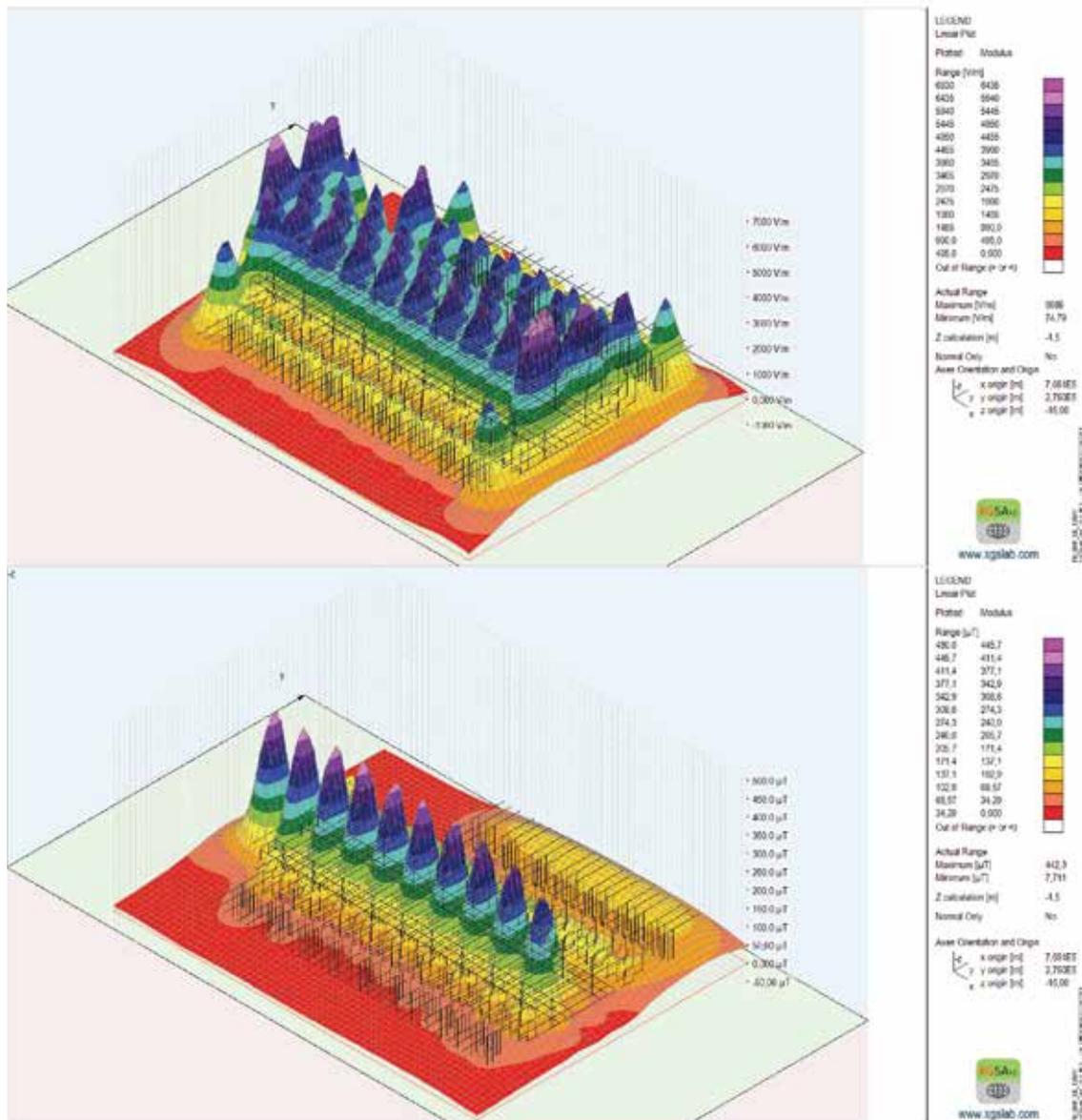
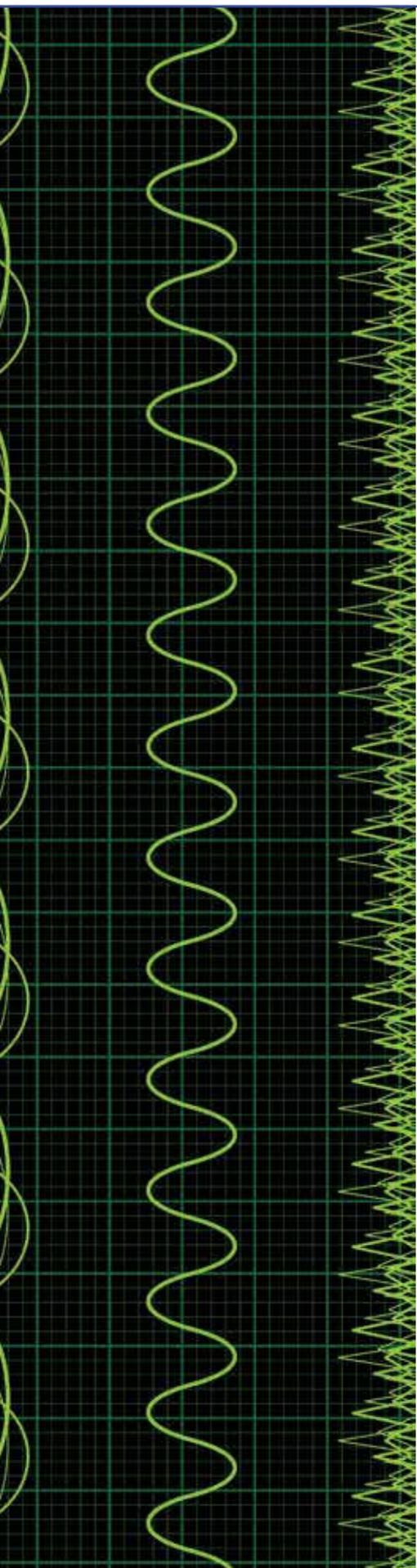


Figura 1 - Campos elétricos e magnéticos a 1,5 metros acima do nível do solo na área de uma subestação 138 kV.

*Wagner Costa é engenheiro eletrícista, 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.

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



Estudo do nexo de causalidade para pedidos de indenização por danos utilizando medições diretas em conjunto estimador de estado transitório

O aumento do uso de equipamentos eletroeletrônicos sensíveis à perda da qualidade de energia elétrica em redes de distribuição, aliado ao maior acesso à informação pela população, impulsionou o crescimento vertiginoso do número de Pedidos de Indenização por Danos (PIDs) solicitados às concessionárias de energia nas duas últimas décadas. Como consequência, estas distribuidoras estão sujeitas a desembolsar montantes milionários para reparo de equipamentos supostamente danificados e, ainda, ocupar-se em amenizar conflitos judiciais com clientes insatisfeitos com a prestação de serviços executada [1].

Segundo a normativa vigente descrita em [2], para que um PID diligenciado por um consumidor seja deferido pela concessionária de energia responsável pela rede da região, deve ser estabelecido o chamado nexo de causalidade. Em síntese, os agentes responsáveis por efetuar o ressarcimento de danos têm de avaliar se o fenômeno transitório, acusado como o responsável pela avaria ao equipamento reclamado, irrompe pelas redes de distribuição em data e hora aproximada à informada no requerimento. Caso haja correspondência, a distribuidora tem de assumir a responsabilidade de ressarcir o consumidor no prazo estipulado.

Todavia, estabelecer apenas uma correlação temporal não assegura um

parecer totalmente coeso para todas as situações, visto que, ao incidir na rede, as intensidades de tensão e corrente provocadas por um transitório diferem conforme a distância propagada dessas grandezas em direção às unidades consumidoras. Por essa razão, equipamentos elétricos semelhantes conectados em diferentes localidades do sistema estão sujeitos a suportar esforços distintos[3]. A dúvida remanescente consiste em classificar quais destas solicitações impostas serão suficientemente severas para exceder a suportabilidade dos aparelhos na iminência de danificá-los.

Uma maneira de contribuir com o processo disposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é aferir formas de quantificar os esforços dos transitórios incidentes na rede. A inserção de uma infraestrutura avançada de medição em sistemas de distribuição possibilita a aquisição de formas de ondas ininterruptas em pontos estratégicos da rede durante a ocorrência destes fenômenos e, por consequência, podem ser determinados também os efeitos acumulativos da exposição dos equipamentos quando submetidos a estas intensidades. Na Figura 1 é ilustrado o procedimento para caracterização destes esforços, os efeitos acumulativos são apresentados em curvas que caracterizam a severidade dos eventos ao longo de toda a sua extensão [4].

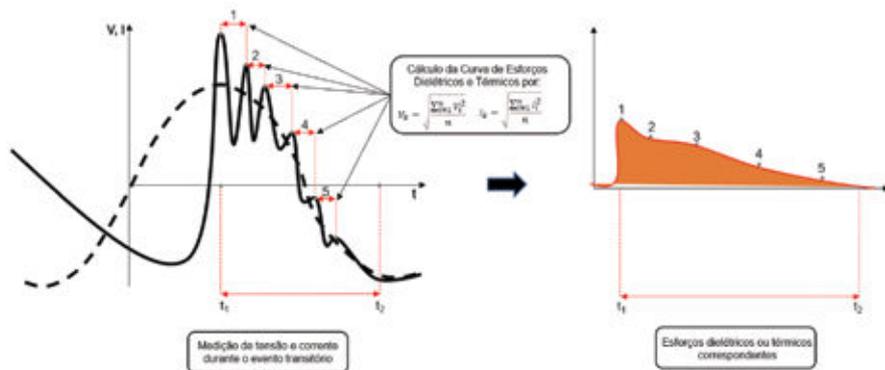


Figura 1 – Cálculo das curvas de solicitação dielétrica e térmica.

O cálculo dos esforços a partir das formas de ondas capturadas durante a ocorrência de transitórios mostra maior precisão dos efeitos da propagação destes fenômenos em diversas áreas com presença de medições. Esta característica destituiu, portanto, a obrigatoriedade da modelagem e a simulação de redes elétricas em ambiente computacional visto que não é necessário identificar o local exato da falta. No entanto, devido à inviabilidade econômica de se monitorar totalmente as redes de distribuição, regiões denominadas como não observáveis, ou seja, que não possuem qualquer tipo de medição vinculada, dificultam o processo acima evidenciado, pois não é possível aferir com precisão o comportamento dos eventos transitórios nessas áreas.

Desse modo, a fim de promover uma total observação de um sistema elétrico para cálculo dos esforços são utilizadas, em complemento ao conjunto de medições disponíveis (tensão, corrente ou potência), técnicas de estimação de estados. Para a estimação de sistemas elétricos sob a influência de transitórios de tensão e/

ou corrente, existe como alternativa emergente o método chamado estimador de estados transitórios (em inglês: TSE - Transient State Estimator). A ferramenta compõe um conjunto de procedimentos específicos para estimar estados de sistemas elétricos de distribuição sob a influência de distúrbios de qualidade de energia elétrica (em inglês, Power Quality State Estimator) [5]–[7].

A aplicação do TSE considera a dinamicidade do sistema e, por isso, fornece o módulo das tensões em regiões consideradas não observáveis. Este conceito denota que, para cada pequeno intervalo de tempo Δt , compreendido da duração total do evento, é verificado um desempenho característico dos parâmetros da rede naquele instante (tensão, corrente) em todas as barras, o que simbolicamente consiste em uma “fotografia” da rede. Isso significa que, ao término da estimação, é possível obter uma forma de onda ininterrupta do fenômeno, o que corresponderia a “sucessivas fotografias” que decompõe todo o evento considerado. Assim como para qualquer tipo de

estimador de estados, o problema geral adotado no TSE é descrito por uma equação de medição determinada a partir da correlação das medições disponíveis no sistema agregadas em um vetor de medições único, comumente nomeado como Z, com as variáveis de estado desconhecidas e que necessitam de solução, vetor denominado como X. Essa correspondência é determinada por meio de equações diferenciais dos parâmetros de resistência, capacitância e indutância (R, L, C) contidas nos principais componentes da rede (transformadores, linhas de transmissão, cargas) e dispostas de forma condizente em uma matriz de condutâncias denominada como H.

A utilização de medições de tensão e corrente na baixa ou média tensão durante a ocorrência dos transitórios implicaria em um cálculo imediato dos esforços térmicos e dielétricos impostos aos equipamentos. Ademais, adicionando a essa abordagem o TSE, é possível também estimar estes esforços em regiões não monitoradas onde uma análise de um possível PID que pode estar causando uma série de conflitos entre o consumidor e a concessionária. Logo é totalmente plausível a adequação do TSE na análise denexo de causalidade de PIDs e, conforme seja agregada uma maior quantidade de medições, a técnica se mostra ainda mais eficaz. A Figura 2 mostra toda a abordagem acima descrita.

Conforme descrevem os conceitos apresentados, a aquisição de formas de ondas de tensão e corrente em localidades diversas das redes de distribuição durante a ocorrência de distúrbios transitórios possibilita, com a utilização do TSE, tornar regiões com ausência de monitoramento observáveis. Essa condição viabiliza

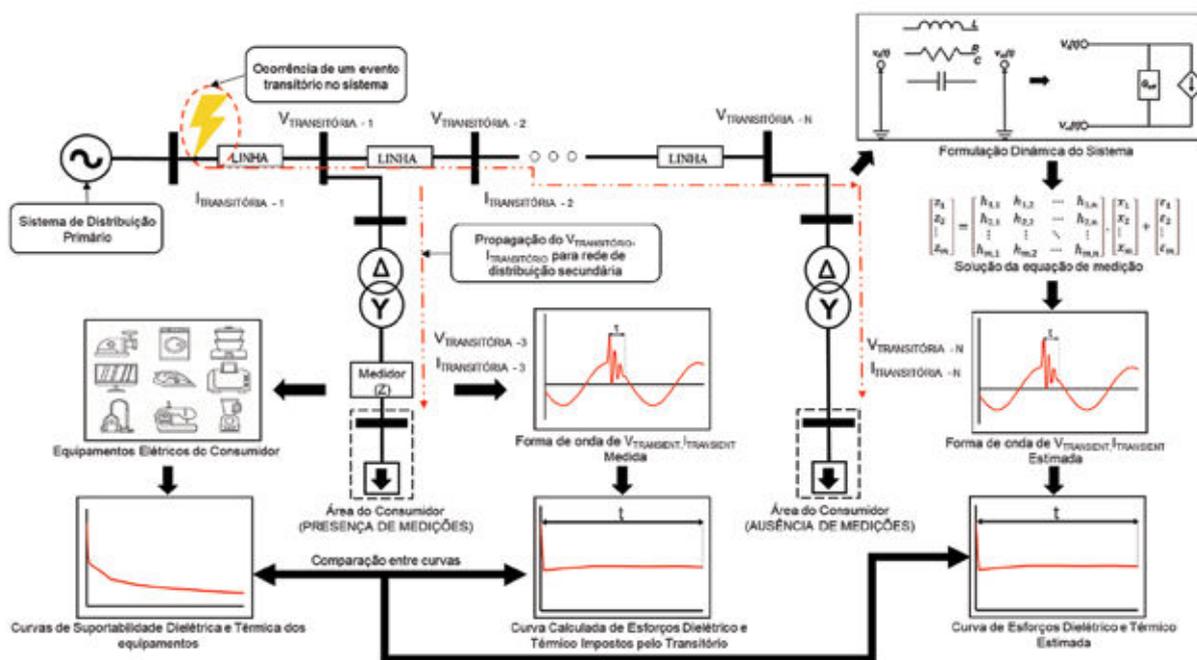


Figura 2 - Ressarcimento de danos utilizando medições diretas e o TSE.

analisar com alta precisão as formas de onda de tensão e corrente durante estes eventos com finalidade de avaliar se a perturbação em questão poderia indubitavelmente ocasionar danos ao equipamento reclamado. Essa alternativa, portanto, trata-se de uma ferramenta de grande potencial para complementar o processo de ressarcimento de danos disposto e elucidar ao consumidor o que de fato ocorreu ao seu equipamento no instante questionado.

Referências bibliográficas

- [1] C. E. Tavares, J. C. de Oliveira, M. V. B. Mendonça, A. C. Delaiba, and R. M. T. Silva, "An Approach for Consumers Refunding Analysis Associated to Voltage Disturbances and Equipment Damages," *Revista Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 13, 2008.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional –

PRODIST." Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL.

- [3] P. H. O. Rezende, J. C. de Oliveira, I. N. Gondim, and I. A. Bacca, "Air conditioner ATP time domain model and validation focusing reimbursement requests associated with system disturbances," *Proceeding of the International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*. Lisboa - Portugal, pp. 534–539, 2011. doi: 10.1109/EPQU.2011.6128828.
- [4] I. Gondim, J. Barbosa, J. Oliveira, A. Oliveira, and C. Tavares, "An Approach to Obtain System Disturbance Data to Consumer Reimbursement Analysis by Real Time Measurements," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 11, pp. 719–725, 2013, doi: 10.1109/TLA.2013.6533960.
- [5] D. Of, S. In, and E. Engineering, "Power Quality State Estimation in Transient and Steady State," 2013.
- [6] A. Castellanos-Escamilla, N. R. Watson, and R. Langella, "Transient State Estimation for Transmission Systems,"

Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, vol. 2020-July, 2020, doi: 10.1109/ICHQP46026.2020.9177872.

- [7] N. R. Watson and A. Farzanehrfat, "Three-phase transient state estimation algorithm for distribution systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 10, pp. 1656–1666, 2014, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0755>.

*Humberto Cunha de Oliveira é professor na Universidade do Estado de Minas e doutorando no Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica (NQEE).

Isaque Nogueira Gondim é professor-pesquisador na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia (FEELT/UFU) e integrante do Laboratório de Distribuição de Energia Elétrica (LADEE), UFU. José Carlos de Oliveira é professor-pesquisador na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia (FEELT/UFU) e integrante do Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica (NQEE).

Solução completa em dispositivos de proteção, comando e medição elétrica



Qualidade japonesa com ótimo custo-benefício na sua instalação

Referência mundial em automação industrial, a Mitsubishi Electric fornece também produtos e soluções para proteção elétrica de instalações, que podem ser aplicados em diversos segmentos, de grandes indústrias e edifícios a painéis e residências, inclusive no canteiro de obras.

Nossa família de produtos de baixa tensão é composta por disjuntores, contadores, relés de sobrecarga e multimedidores. São mais de cinco mil itens fabricados no Japão, de fácil instalação e manutenção, além de alta qualidade, confiabilidade e custo-benefício. São disjuntores até 6.300A e partidas de motores até 800A que seguem as principais normas internacionais de segurança, atendendo inúmeros clientes ao redor do mundo.

No Brasil, contamos com uma vasta rede de distribuidores e integradores de sistemas devidamente treinados e prontos para atendê-lo tanto em novas instalações como em retrofits. Acesse os nossos canais de comunicação e conheça mais.

 mitsubishielectric.com.br/ia

 (11) 4689-3000

 [mitsubishielectric.com.br/facebook](https://facebook.com/mitsubishielectric.com.br)

 [mitsubishielectric.com.br/instagram](https://instagram.com/mitsubishielectric.com.br)

 [mitsubishielectric.com.br/linkedin](https://linkedin.com/company/mitsubishielectric.com.br)

 [mitsubishielectric.com.br/youtube](https://youtube.com/mitsubishielectric.com.br)



Leia o QR Code e
conheça nossos
Cursos Online gratuitos



Estratégias conceituais da operação do Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema interligado de dimensões continentais e predominantemente hidroelétrico com grandes usinas distantes dos centros de carga, que são interligados por longas linhas de transmissão. Ao final de 2021, o SIN tinha uma capacidade instalada de geração de mais de 172.000 MW e mais de 145.000 km de linhas de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV. Além disso, o Brasil é um país emergente, cuja economia e demanda por energia elétrica têm crescido significativamente a cada ano. Essas características tornam o SIN um sistema quase ímpar no mundo, de tal forma que o seu planejamento e a sua operação se revestem de grande complexidade, o que requer estratégias, diretrizes e procedimentos com essa finalidade. Esse arcabouço faz parte das atribuições, responsabilidades e conceitos que são praticados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em função das características do SIN, as interligações inter-regionais têm um papel fundamental nos intercâmbios energéticos entre regiões para otimizar as disponibilidades existentes visando a garantia do atendimento energético do SIN. Por conta disso, as interligações entre as regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte têm sido expandidas com o objetivo de aproveitar os excedentes sazonais de geração hidráulica e de outras fontes existentes em cada região. Essas interligações funcionam como se fossem “usinas virtuais” para as regiões receptoras. Dentro deste contexto e de suas potencialidades, cada região tem suas estratégias específicas de atendimento energético.

Atendimento à Região Nordeste

A principal oferta de energia elétrica da região Nordeste é de origem hidráulica e depende praticamente do rio São Francisco. A capacidade máxima de armazenamento desta região é de 51.860 MWmed.

mês, representando 20% da capacidade de armazenamento do SIN. O rio São Francisco concentra 97% da capacidade de armazenamento dessa região, distribuídos pelos reservatórios de Três Marias (31%), Sobradinho (59%) e Itaparica (7%). A geração térmica representa cerca de 30% da capacidade de geração instalada na região. A geração eólica representa hoje mais de 30%.

Em caso de ocorrência de baixas aflúncias no rio São Francisco, o atendimento energético à região Nordeste é feito prioritariamente pela importação de energia das regiões Norte, proveniente da UHE Tucuruí, e Sudeste/Centro-Oeste, através das interligações Norte/Nordeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Sudeste. Nestas situações, o recebimento de energia das demais regiões é maximizado até o esgotamento dos limites elétricos das interligações inter-regionais, desde que haja excedentes disponíveis nessas regiões, para em seguida despachar a geração térmica da região NE, por razões de garantia energética, além daquela que já é normalmente feita por ordem de mérito econômico nos programas mensais de operação e suas revisões semanais. Caso não haja disponibilidade de excedentes nas demais regiões, o despacho térmico por segurança energética é logo adotado.

Como resultado desta política, a maximização da importação de energia das demais regiões têm sido largamente praticada desde o ano de 2012. A geração térmica da região NE tem também sido usada em larga escala como consequência das baixas aflúncias no rio São Francisco e nas bacias da região Sudeste/Centro-Oeste. É importante destacar que a entrada em operação em larga escala de geração eólica foi fundamental para o suprimento à Região Nordeste a partir de 2014, com destaque para a redução de geração térmica.

Atendimento à Região Norte

A região Norte depende significativa-

mente da usina de Tucuruí e de importação de energia da região Sudeste/Centro-Oeste para atendimento aos seus requisitos energéticos e de ponta. A partir de 2013 passou a contar também com geração térmica. Historicamente, em função do regime hidrológico do rio Tocantins, a UHE Tucuruí caracteriza-se pela ocorrência de excedentes energéticos que se concentram no 1º semestre de cada ano, e que são exportados para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e/ou Nordeste.

A UHE Tucuruí possui um ciclo anual bem definido de tal forma que no 1º semestre ocorre o seu replecionamento e no 2º semestre o seu deplecionamento, seguindo uma curva que procura maximizar o uso das suas disponibilidades, levando em conta que, historicamente, seu reservatório sempre reencheu ao longo do 1º semestre do ano.

A capacidade de geração da usina de Tucuruí é fortemente influenciada pela altura de queda do seu reservatório. Em função dessa característica, ao longo do segundo semestre de cada ano, a UHE Tucuruí frequentemente não possui disponibilidade de geração para atender à carga da região Norte no período de ponta, o que é agravado pelo elevado fator de carga desta região ao longo da jornada diária, de tal forma que, a depender das aflúncias a Tucuruí e dos requisitos de carga, este déficit de ponta pode transformar-se em déficit de energia, por conta da extensão da duração da ponta do Norte.

Desta forma, o atendimento energético da região Norte no 2º semestre é feito pelas disponibilidades energéticas da UHE Tucuruí e o que não for possível de ser atendido por esta usina será complementado pelas disponibilidades energéticas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, a depender dos regimes hidrológicos dessas regiões, e/ou pela geração térmica local. A partir de 2013 com a instalação de geração térmica no estado do Maranhão, que hoje totaliza mais de 2.400 MW, a região Norte passou a ser exportadora ao longo de todo



ano, embora com menor intensidade no 2º semestre.

Atendimento à Região Sul

A capacidade de armazenamento da região Sul totaliza cerca de 19.873 MWmed. mês, representando cerca de 7,0% da capacidade de armazenamento do SIN, distribuídos pelas bacias dos rios Iguaçu, Jacuí, Uruguai e Capivari, sendo a bacia do rio Iguaçu responsável por cerca de 51% deste armazenamento.

O Sul está fortemente interligado à região SE/CO, por onde podem ser recebidos até 6.000 MWmed. Os recursos de geração térmica, cuja capacidade instalada totaliza 5.000 MW, mais a importação de energia possibilita o atendimento de cerca de 60% da demanda máxima verificada, o que dá a esta região uma característica diferenciada das demais regiões.

Na ocorrência de uma hidrologia desfavorável na região Sul, principalmente na bacia do rio Iguaçu, onde estão localizadas suas principais usinas e reservatórios, a estratégia de operação energética prioriza inicialmente a maximização do recebimento de energia da região SE/CO, caso haja excedentes energéticos, para em seguida fazer uso da geração térmica local, visando preservar a segurança do atendimento eletroenergético da região.

Atendimento à Região Sudeste/ Centro-Oeste

A capacidade máxima de armazenamento do subsistema SE/CO é de cerca de 205.002 MWmed.mês, representando 71% da capacidade de armazenamento do SIN, estando distribuída pelas bacias dos rios Paranaíba (37,2%), Grande (25,4%), Paranapanema (5,7%) e Tocantins/Serra da Mesa (17,2%), onde as bacias dos rios Paranaíba e Grande são responsáveis por cerca de 63% desse armazenamento.

A geração do subsistema, além das usinas com grandes reservatórios, provém principalmente de usinas a fio d'água de média e grande capacidade, com destaque

especial para a usina Binacional de Itaipu (14.000 MW), que, por sua localização à jusante da bacia do rio Paraná, tira proveito das vazões regularizadas pelos reservatórios situados nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê e Paranapanema. A geração térmica, convencional mais nuclear, representa cerca de 20% da demanda máxima.

A região SE/CO está interligada às regiões Sul, Norte e Nordeste, o que possibilita uma intensa otimização energética dos recursos de geração disponíveis entre as regiões. Entretanto, a região SE/CO, com cerca de 60% da carga própria do SIN, é atendida principalmente através dos seus próprios recursos de geração.

Pelas suas características, a região SE/CO apresenta uma grande inércia, de tal forma que as transferências de energia com as outras regiões representam menos de 5% de sua oferta. Disto decorre que, num quadro de restrição de oferta nesta região, as transferências das demais regiões para o SE/CO, embora sejam importantes, não são suficientes para evitar um eventual contingenciamento ditado por uma hidrologia criticamente desfavorável.

Atendimento sistêmico

A base predominantemente hidráulica do SIN com usinas localizadas em diversas bacias de diferentes regiões geográficas, interligadas por um extenso sistema de transmissão, fazem com que o planejamento e a operação do SIN sejam realizados considerando a otimização dos recursos energéticos globais. Esta otimização tem como princípio básico distribuir, entre todas as regiões e os agentes, o ônus e os benefícios decorrentes da operação interligada, mantendo o princípio da cooperação mesmo no ambiente competitivo.

Desta forma, as interligações inter-regionais têm sido operadas visando otimizar o uso dos recursos energéticos de cada região, observando o ótimo sistêmico. Isto significa que os intercâmbios inter-regionais serão definidos com o objetivo de procurar igualar a segurança energética entre as regiões, até os limites elétricos de capacidade

destas interligações.

Para que este princípio seja praticado de forma equitativa em todo o SIN, é necessário que os recursos energéticos excedentes em uma região sejam transferidos, via sistema de transmissão, para outras regiões que estejam mais carentes.

O ideal seria que as transferências de energia entre regiões não fossem limitadas pelas restrições de transmissão existentes, assegurando, assim, a aplicação do princípio da equidade da segurança energética em toda a sua plenitude para todo o SIN. Considerando que existem restrições de transmissão, mecanismos têm que ser adotados para procurar nivelar ou compensar desigualdades entre as regiões, provocados por estas restrições.

Para ilustrar precisamente este conceito, salienta-se o caso de uma região com disponibilidade sazonal ter de exportar o máximo para atender as demais regiões que se encontram carentes. Caso estas disponibilidades não sejam suficientes para o atendimento total das necessidades, deverão ser seguidos os seguintes passos:

1. Estabelecer prioridade entre as regiões carentes, em termos de criticidade;
2. Priorizar as transferências de energia para as regiões mais carentes;
3. Utilizar recursos locais de geração térmica e/ou importação de outras fontes, por ordem de mérito de custo, para compensar o que não pode ser recebido plenamente pelas regiões deficitárias até os limites de transmissão existentes.

Os custos com a utilização destes recursos locais de geração térmica e/ou importação por cada região serão considerados de uso sistêmico e rateados por todos os Agentes de Consumo do SIN, através do Encargo de Serviços Sistêmicos (ESS) por razões de Segurança Energética, aplicado a situações específicas para bancar custos adicionais decorrentes da busca pela garantia da segurança do atendimento energético do SIN.

*Saulo Cisneiros é presidente do CIGRÉ-Brasil.



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



Efeitos causados pelas descargas atmosféricas em DPS

Os efeitos dependem do tipo de DPS considerado, com atenção especial à presença ou ausência de determinados componentes.

Se o DPS é composto por centelhador, o mesmo está sujeito basicamente a dois tipos de fenômenos que levarão este componente ao fim de sua vida útil, devido aos efeitos relacionados com os principais parâmetros da corrente da descarga atmosférica:

- a erosão dos eletrodos que formam o gap, causada por aquecimento;
- os esforços mecânicos oriundos da onda de choque do raio.

Nesse caso, espera-se que um DPS com centelhador seja ensaiado pelo fabricante de maneira que o centelhador seja solicitado o mais próximo possível dos parâmetros mais críticos de corrente impulsiva, isto é, todos os parâmetros adequados devem ser aplicados por meio de um estresse elétrico único.

São cinco os parâmetros que devem ser considerados: o valor de pico, a carga, o tempo, a energia específica e a taxa de subida do impulso de corrente.

- O valor de pico de corrente determina a severidade da onda de choque. Os valores numéricos a serem considerados são aqueles pertinentes à primeira componente positiva do raio;
- A carga determina a entrada de energia no arco. A energia do arco é responsável por aquecer, fundir e possivelmente vaporizar parte do material

do eletrodo no ponto de contato do arco. Os valores numéricos a serem considerados são aqueles pertinentes à descarga atmosférica completa. Entretanto, a carga da componente de longa duração da corrente pode ser desprezada em muitos casos, dependendo da configuração do esquema de aterramento (TN, TT ou IT) utilizado no circuito onde o DPS está instalado;

- A duração do impulso de corrente controla o fenômeno de transferência de calor para a massa do eletrodo e a conseqüente propagação da frente de onda de fusão;

- A energia específica do impulso de corrente determina a auto compressão magnética do arco e a física dos jatos de plasma no eletrodo, desenvolvidos na interface entre a superfície do eletrodo e o arco (os quais podem expelir uma significativa quantidade de material fundido). Os valores considerados são pertinentes à primeira componente positiva do raio.

Se o DPS contém varistores de óxido metálico, os esforços causados pelas descargas atmosféricas podem ser divididos em duas categorias principais: sobrecarga e descarga disruptiva.

Cada categoria é caracterizada pelos modos de falha gerados por diferentes fenômenos e envolvidos com diferentes parâmetros. A falha de um varistor de óxido metálico é relacionada com as suas características mais fracas, sendo, portanto, improvável que ocorra simultaneidade entre diferentes esforços danosos. Assim, é aceitável realizar ensaios separados para verificar o comportamento em cada condição de falha.

Sobrecargas são causadas por uma quantidade de energia absorvida que excede a capacidade do dispositivo. O excesso de energia considerado aqui é relacionado aos próprios esforços impostos pela descarga atmosférica. Entretanto, para o DPS conectado aos sistemas de fornecimento de energia, a corrente subsequente injetada no dispositivo pelo sistema de potência imediatamente após a passagem da corrente impulsiva pode também contribuir para a queima do varistor.

A segunda causa de dano é a instabilidade térmica sob a tensão aplicada relativa ao coeficiente de temperatura negativo das características volt-ampère dos resistores. Para a simulação de sobrecarga em varistores de óxido metálico, o parâmetro principal a ser considerado é a carga. Ela determina a entrada de energia no bloco do resistor de óxido-metálico, considerando a tensão residual constante. Descargas disruptivas e trincas são causadas pela amplitude dos impulsos de corrente que excederem as capacidades dos resistores.

Para a simulação do fenômeno da descarga atmosférica, dois parâmetros principais devem ser considerados: o valor máximo e a duração do impulso de corrente. O valor máximo do impulso de corrente determina, por meio do nível de tensão residual correspondente, se o esforço dielétrico máximo na isolamento do resistor é excedido. Os valores numéricos a serem considerados são aqueles pertinentes à primeira componente positiva do raio.

Já a duração dos impulsos de corrente determina a duração da aplicação dos esforços dielétricos na isolamento do resistor.



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: a luz do Brasil pelo mundo

Dando sequência a esta série de artigos sobre iluminação, escrevo este texto durante minha estada no Chile, na cidade de Santiago, onde tive a oportunidade de participar de uma missão de negócios da SP Negócios com apoio da Associação Brasileira da Indústria de Iluminação (Abilux). Nestes dias intensos no Chile, realizando vistas técnicas e participando de muitas reuniões, dei-me conta sobre o quanto voltamos do período pandêmico mais fortes e alinhados com as discussões internacionais com ênfase na qualidade da iluminação e na eficiência energética.

Aqui no Chile vimos um rápido avanço do Led nos últimos cinco anos com uma parada significativa durante o período mais crítico da pandemia em 2021 e 2022. Além disso, o tema certificação, com aspectos diferentes do Brasil, parece que, por conta de agilidade na validação dos modelos iniciais e inspeção por lote, funciona de forma mais organizada. Vale ressaltar que as proporções do país e a quantidade de pontos facilitam isto. Mas, no Brasil, os IPEMs (Institutos de Pesos e Medidas) do Inmetro poderiam regionalmente ter atuação similar aos organismos regulamentados do Chile. Isto daria a agilidade e a segurança para que os lotes produzidos sejam fiscalizados.

A questão dos prazos para importação

de componentes e produtos acabados de iluminação também atingiu o Chile de maneira muito significativa, visto que a indústria local de produção de luminárias Led não tem o volume que o Brasil tem, sendo a dependência de importações da China proporcionalmente maior que a nossa.

Durante estes dias também percebi a preocupação e os avanços significativos no combate à poluição luminosa e a tendência de baixa da temperatura de cor e restrição ao percentual de azul no espectro luminoso que deverá valer para todo o país e não somente para o norte como é hoje através de um decreto nacional. Isto dará a oportunidade de muitas cidades e municipalidades substituírem as luminárias atuais com alta temperatura de cor pelas luminárias de baixa temperatura de cor, com mais alta qualidade e espectro controlado. Este tema é de conhecimento de todas as empresas com quem estive conversando e visto como uma oportunidade e não como um problema.

Há um interesse bastante grande no que diz respeito à iluminação esportiva e projetos de cunho privado que demandam uma grande eficiência energética e a busca por soluções com maior durabilidade e vida útil. Sobre iluminação esportiva, os jogos Pan Americanos do Chile em 2023 estão deixando este segmento em evidência e a

aplicação dos LEDs e sistemas de controle deve estar presente em todos os locais.

Outro tema importante é a aplicação de sistemas de controle e telegestão que já estão em avanço e outros sendo planejados. Entretanto, a dúvida que se tem é quanto à utilização em maior escala devido ao custo no país e à dificuldade que algumas municipalidades tiveram quanto à integração dos sistemas e com outros sistemas que poderiam ser integrados. Foi uma boa oportunidade para informar os colegas sobre os trabalhos que vêm sendo feitos no Brasil quanto à difusão do conhecimento de telegestão, bem como sobre a iniciativa da COPANT de até o final de 2022 ter uma publicação como referência para todos os países das Américas sobre o tema da telegestão para iluminação pública.

De uma maneira geral percebi que temos muitas coisas em comum quanto à realidade da iluminação pública e iluminação em geral e devemos cada vez mais estreitar os laços com o Chile e com outros países que vêm buscando eficiência energética em iluminação, procurando realizar projetos de maneira correta e seguindo as boas práticas nacionais e internacionais. Aprender sempre com a realidade de outros países é muito bom e nos abre novos horizontes e negócios.

PENSOU EM QUALIDADE,
PENSOU

ação engenharia
e instalações

DFR



G5DFR

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

QUALIDADE
DE ENERGIA

G4400

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



COMPENSADORES

EQUALIZER/
ACTIVAR

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



SOLUÇÕES EM PROJETOS,
PRODUTOS E SERVIÇOS

VENDA E LOCAÇÃO
DE EQUIPAMENTOS



ação engenharia
e instalações®

FALE
CONOSCO

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



Nunziane Graziano é engenheiro eletricitista, 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



Cabines primárias e a geração distribuída

Inicialmente, cabines primárias são os equipamentos utilizados na entrada e medição de energia de consumidores cuja tensão de operação é superior a 1000 V.

São várias as denominações para cabines primárias. Segundo a norma ABNT NBR 14039, de dezembro de 2003, denominada "Instalações de Média tensão de 1,0 a 36,2 kV", em seu parágrafo 3.6, temos a definição de cabine primária como "subestação de entrada de energia". Algumas concessionárias utilizam a denominação "posto primário". No entanto, muitos consumidores e fornecedores de equipamentos utilizam "cabine primária". A nomenclatura é originária do termo em inglês Primary Cabinet, dos tempos da Antiga Light & Power distribuidora em São Paulo, que utilizava esta determinação para os conjuntos de medição e proteção da distribuição primária de energia conectadas à sua rede, pois a nomenclatura de "primária" referia-se à tensão superior a 1000 VCA e a secundária inferior a 1000 VCA.

Sendo assim, sempre após um conjunto de manobra e controle em alta tensão de entrada e medição, doravante denominada como Cabine Primária, invariavelmente, teremos um ou mais transformadores, que rebaixarão a tensão para níveis utilizáveis nos usos finais, como máquinas,



equipamentos, eletrodomésticos, etc.

Para geração distribuída (GD), o raciocínio é o inverso, ou seja, entre o sistema de geração (solar, eólico, hidráulico, etc.) teremos um transformador elevador e uma cabine primária de conexão, com a proteção do sistema e a medição de fronteira, que medirá a energia despachada na rede de distribuição e que será a receita da geração.

Dependendo da localização geográfica do parque, temos que seguir o padrão construtivo da concessionária local, o que no Brasil é um conjunto de mais de 30 padrões diferentes, que se justificam

pelas diferenças regionais e de condições climáticas tão distintas num país continental como o nosso.

De qualquer forma, alguns detalhes são comuns a todos eles, como segue. Em uma subestação, qualquer que seja sua potência instalada, onde haja geração de energia localmente, a proteção geral na média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções de proteção, conforme segue:

- 25/78 – Relé de verificação de sincronismo / proteção contra;
- 27 – Subtensão;
- 32 – Direcional de potência;
- 47 – Desbalanço de tensão;
- 50/50N – Sobrecorrente instantânea;
- 51/51N – Sobrecorrente temporizada;
- 59 – Sobretensão;
- 67/67N – Direcional de sobrecorrente;
- 81H/L – Relé de frequência.

Dependendo do tipo de usina geradora e de sua potência máxima de geração, requisitos adicionais são solicitados pelas distribuidoras, como a inclusão de um segundo disjuntor de acoplamento e funções de proteção adicionais.

É importante ressaltar que, caso o leitor tenha uma aplicação desta natureza, é preciso consultar um fabricante capacitado e homologado junto à distribuidora para evitar dissabores no momento da conexão, pois a distribuidora pode negar-se a conectar o parque de geração ao seu sistema.

Além disso, as instalações elétricas devem ser construídas e instaladas de forma que possam ser empregadas as medidas necessárias para garantir a proteção das pessoas que trabalham nas instalações elétricas. Os equipamentos

devem ser providos para que a instalação completa ou partes da instalação possam ser isoladas, dependendo das condições operacionais. Isto pode ser realizado, por exemplo, desligando-se seccionadores ou removendo-se elos ou interligações.

A instalação completa ou partes das instalações que possam ser energizadas por várias fontes devem ser dispostas de forma que todas as fontes possam ser isoladas. Devem ser providos meios para descarregar os equipamentos que ainda possam transferir potencial elétrico mesmo após a sua desconexão da instalação, como, por exemplo, capacitores. Os equipamentos empregados com o propósito de isolamento devem ser providos de dispositivos elétricos e/ou mecânicos apropriados que garantam a sua condição de isolamento. Quando partes removíveis, como, por exemplo, os fusíveis ou disjuntores extraíveis, são utilizadas para a desconexão da instalação completa ou parte dela e são substituídas por coberturas ou barreiras, estas devem ser montadas de tal forma que a sua remoção somente possa ser executada com o uso de ferramenta apropriada.

Os equipamentos que são operados manualmente devem permitir o uso de dispositivos de travamento mecânico para evitar o seu religamento. Finalmente, os dispositivos para a verificação do estado de desenergização devem ser disponibilizados para garantir a segurança das pessoas que trabalham nas instalações elétricas. Os dispositivos devem permitir que o estado de desenergização possa ser verificado em todos os pontos onde o trabalho for realizado. Tanto dispositivos fixos como portáteis podem ser utilizados para atender a este requisito.

São muitos detalhes. Como disse antes, consulte um fabricante com experiência para orientar-se adequadamente.

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.

(31) 3317-5150

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

 **exponencialmg**

www.exponencialmg.com.br

Produtor Homologados **CEMIG**

Compre com seu cartão
BNDES



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



Aspectos de compensação reativa e a Resolução 1000 da Aneel

Na edição 188 foram abordados os cuidados a serem tomados pelos consumidores ao implantar sistemas de compensação reativa que foram definidos pela Resolução Normativa 1000 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A “RN 1000” trata dos aspectos de se evitar ressonância harmônica e transientes de manobra na operação de capacitores dos sistemas de compensação reativa nas instalações.

“§ 5º A instalação de bancos de capacitores para correção de fator de potência deve ser realizada de modo que sua operação não provoque efeitos transitórios ou ressonâncias que prejudiquem o desempenho do sistema de distribuição ou outras instalações.”

Os dois aspectos são muito importantes e já foram tratados neste espaço anteriormente e devem ser atendidos, pois podem produzir interferências nas redes de distribuição e mesmo nos pontos de conexão das instalações próximas e vizinhas, além naturalmente dos efeitos negativos na própria instalação em que os capacitores estão sendo conectados.

Ressonância harmônica

A ressonância harmônica ocorre quando a instalação de um sistema de compensação de energia reativa composto por capacitores

em uma rede com característica predominantemente indutiva passa a ter uma frequência de ressonância próxima a uma corrente harmônica da carga circulando, conforme ilustrado na Figura 1.

A ordem harmônica de ressonância (hr), ou frequência de ressonância/60 Hz, pode ser estimada pela expressão:

$$hr = \sqrt{(kVA_{acc} / kvar_{cap})}$$

Em que kVA_{acc} é a potência de curto-circuito no barramento de conexão do banco de capacitor, e I_h a corrente harmônica (total) composta por diversas frequências harmônicas típicas como as 5ª, 7ª, 11ª e 13ª.

Caso a ordem harmônica de ressonância calculada “ hr ” esteja próximo a uma das ordens harmônicas das correntes que compõem a corrente harmônica (total) I_h , poderá ocorrer a ressonância harmônica.

Na existência de um banco automático composto por vários grupos de capacitores, a ordem harmônica de ressonância irá variar conforme a potência reativa a ser injetada, aumentando a possibilidade de ressonância.

A Figura 2 apresenta o gráfico da impedância equivalente de um sistema composto por transformador e banco automático de capacitores. Na medida em que a potência reativa injetada aumenta,



Figura 1 – Esquemático de compensação reativa e harmônicas nas instalações. Fonte: o autor.



Figura 2 – Gráfico da Impedância em função da frequência harmônica. Fonte: o autor.

verifica-se a redução da frequência de ressonância. A injeção de 1200 kvar, por exemplo, possui frequência de ressonância próximo de 420 Hz (valor máximo da impedância), ou 7ª harmônica (420Hz/60Hz). Já na situação de injeção de 200 kvar a situação é oposta com ressonância em frequência superior, próximo a 1000 Hz ou 16ª harmônica. Em sistema trifásico, a ocorrência de ressonância na 7ª harmônica é mais provável que a ocorrência na 16ª harmônica.

A Figura 3 apresenta a constatação de ressonância harmônica. Com o desligamento dos capacitores por volta das 12h (fim da ressonância), as correntes harmônicas nas 5ª, 7ª, 11ª e 13ª ordens no transformador foram sensivelmente reduzidas.

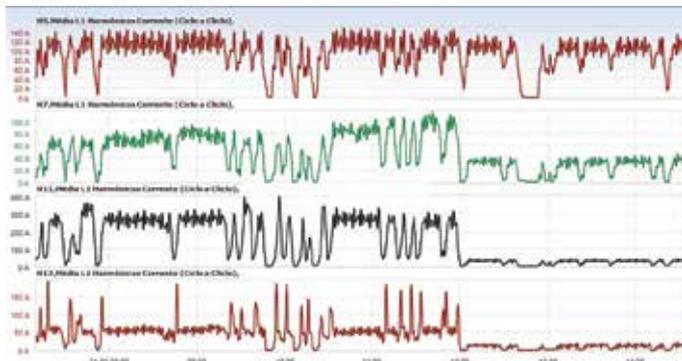


Figura 3 – Desligamento de capacitor e redução das correntes harmônicas. Fonte: o autor.

A solução para que se evitem ressonâncias harmônicas é a aplicação de sistemas antirressonantes ou sintonizados com uso adequados de reatores.

Transientes de manobra

Os transientes de manobra são bastante conhecidos e seus registros são documentados em diversas referências clássicas como a IEEE 1100.

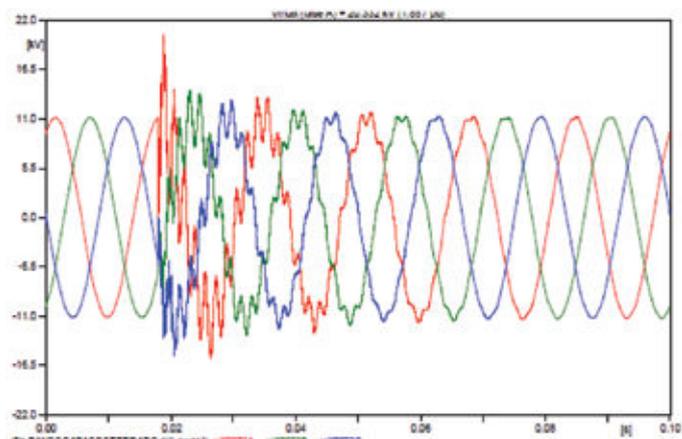


Figura 4 – Transientes de manobra em capacitores. Fonte: Durga Bhavani Muppatty - University of Kentucky.

O gráfico da Figura 4, extraído da referência indicada, apresenta transiente de tensão durante a energização de banco de capacitores em média tensão. A Figura 5, de mesma referência, apresenta a isenção de transientes em sistema sincronizado com manobra estática.

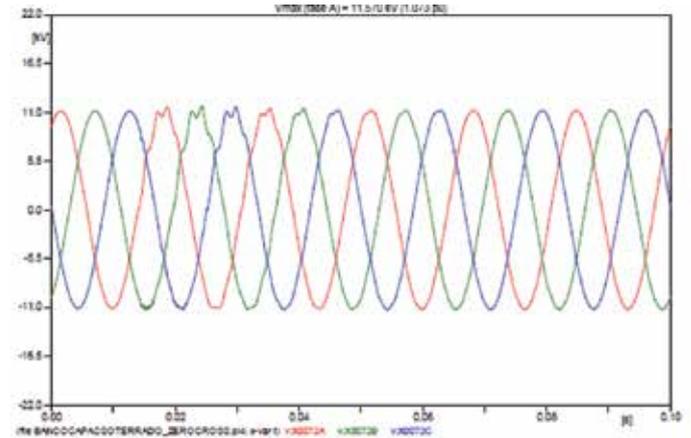


Figura 5 – Manobra sincronizada estática de capacitores. Fonte: Durga Bhavani Muppatty - University of Kentucky.

A Figura 6 apresenta um sistema de compensação de energia reativa com manobra estática sincronizada (zero crossing) e reatores antirressonantes.



Figura 6 – Sistema de compensação reativa com manobra sincronizada estática e reatores antirressonantes. Fonte: o autor.



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



Aterramento e equipotencialização em áreas classificadas – Parte 3

Condutores para equipotencialização de potencial de equipamentos e instalações em áreas classificadas

A norma ABNT NBR IEC 60079-14 apresenta requisitos específicos sobre a equalização de potencial de equipamentos e instalações em áreas classificadas, especificando, dentre outros requisitos, a seção nominal de condutores de equipotencialização, ou seja, condutores que fazem com que as partes metálicas não destinadas à condução de corrente estejam devidamente equipotencializadas entre si e com o sistema de aterramento.

A seção nominal mínima dos condutores de equipotencialização para a conexão principal para uma barra de aterramento deve ser de 6 mm², e as conexões suplementares devem possuir uma seção nominal mínima de 4 mm². A especificação da seção nominal dos condutores de equipotencialização deve levar em consideração a utilização de condutores com seções nominais maiores, devido à necessidade de resistência mecânica contra impactos, queda de objetos sobre os cabos e possibilidade de tráfego de pessoas ou de equipamentos pesados.

Por conexão "principal" pode ser entendido, por exemplo, o cabo que interliga diretamente (equipotencializa) uma malha de terra com uma barra de terra "principal". Por conexões "suplementares" pode ser entendido, por exemplo, um cabo de equipotencialização que interliga uma barra terra "principal" com uma barra de terra "secundária", instalada no interior de um painel de controle ou de uma caixa de junção.

Muitas vezes este conceito é aplicado de forma "conservativa", sob o ponto de vista da frequente existência de uma conexão metálica dos equipamentos "Ex" com tubulações que já estão solidamente equipotencializadas com o sistema de terra. A possibilidade de não conexão por meio de cabos de equipotencialização a equipamentos "Ex" que já estejam equipotencializados por meio de conexão sólida com estruturas já equipotencializadas e aterradas é indicada na Seção "equalização de potencial" da norma brasileira adotada ABNT NBR IEC 60079-14. Nestes casos, a instalação eventualmente "desnecessária"

de longos cabos de equipotencialização implica em maior custo de aquisição de material e de montagem, sem a respectiva elevação dos níveis de segurança "Ex", à luz dos requisitos de "equalização de potencial" apresentados na ABNT NBR IEC 60079-14.



Figura 1 - Exemplo de botoeiras locais de controle com tipos de proteção combinados Ex "db eb mb", instaladas em áreas classificadas, com a instalação de cabos de aterramento e de equipotencialização.

Sobre a necessidade da equalização de potencial, a norma adotada ABNT NBR IEC 60079-14 indica que "prensa-cabos que incorporam dispositivos de fixação que fixem a malha ou a armadura do cabo podem ser utilizados para fornecer à ligação equipotencial". Sobre este tema, a ABNT NBR IEC 60079-14 indica também que "Invólucros metálicos de equipamentos intrinsecamente seguros ou de energia limitada não necessitam estar conectados a um sistema de ligação equipotencial".

Como pode ser verificado, não são todos os equipamentos ou instrumentos "Ex" que necessitam possuir condutores de equipotencialização. Por exemplo, se um instrumento "Ex" estiver solidamente fixado a uma estrutura metálica, como um suporte de fixação ou tubulação, que proporciona uma equalização muito melhor que um condutor com seção de 4 mm², a qual que proporcione uma efetiva ligação equipotencial com o sistema de terra, não existe, neste

Caixa de Junção "Ex" Alta Tensão

CDWi-HV

CONEXÃO DE CABOS UNIPOLARES PARA
CIRCUITOS TRIFÁSICOS DE ALTA TENSÃO.
APLICAÇÃO ONSHORE E OFFSHORE.

ÚNICA FABRICANTE NO BRASIL

Adequada para a conexão de cabos umbilicais unipolares, em circuitos trifásicos de sistemas de distribuição de força de alta tensão.

Grau de proteção IP66
(Norma ABNT NBR IEC 60529)

Tipo de proteção Ex "ec"
Segurança Aumentada
(Norma ABNT NBR IEC 60079-7)

Equipamento "Ex" com nível de proteção EPL "Gc", adequado para instalação em área classificada Zona 2
(Norma ABNT NBR IEC 60079-14)

Tensão Máxima
11 kV a 15 kV

Corrente Máxima
270 A a 800 A

Marcação: Ex ec IIC T3 Gc IP66



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



caso, de acordo com a ABNT NBR IEC 60079-14, a necessidade da instalação de um condutor de equipotencialização específico. Este tipo de montagem pode ser verificado em muitas instalações de campo para instrumentos "Ex".

Neste mesmo exemplo, caso a estrutura metálica de suportes do equipamento "Ex" esteja fixada em material não condutor, com no concreto (material não condutivo), existe a necessidade desta estrutura metálica ser equipotencializada com o sistema de terra, por meio de um cabo com seção de 4 mm². Com esta "equipotencialização" da estrutura metálica, os equipamentos "Ex" a serem nela fixados não necessitam possuir um condutor "específico" de equipotencialização. Este tipo de ligação equipotencial está claramente indicado na ABNT NBR IEC 60079-14: "Partes condutoras expostas não necessitam estar individualmente conectadas ao sistema de ligação equipotencial, se eles estiverem firmemente fixados e em contato metálico com partes estruturais condutoras ou tubulações que são conectadas ao sistema de ligação equipotencial."

Por este motivo, de acordo com os requisitos da ABNT NBR IEC 6009-14, os instrumentos, as caixas de junção elétrica, as botoeiras, os instrumentos ou equipamentos de telecomunicações somente necessitam possuir um condutor "específico" para equipotencialização caso estejam fixados em uma estrutura não condutora, a qual não proporcione uma efetiva ligação equipotencial. Nestes casos "particulares", deve haver um cabo com seção nominal de 4 mm² que interliga uma barra de terra principal com uma barra de terra secundária que esteja instalada no interior destes equipamentos que estejam eventualmente "isolados" (não equipotencializados). Nos casos em que não seja feita a equipotencialização da estrutura metálica engastada no concreto, então, os equipamentos e os instrumentos "Ex" fixados nesta estrutura "isolada" devem ser individualmente equipotencializados com cabos com seção nominal de 4 mm².

De acordo com os requisitos apresentados na Norma Regulamentadora NR 10 (Segurança em serviços e instalações elétricas), o projeto das instalações elétricas, tanto em áreas classificadas como em áreas não classificadas, deve definir a

configuração do esquema de aterramento, a obrigatoriedade ou não da interligação entre o condutor neutro e o de proteção e a conexão à terra das partes condutoras não destinadas à condução da eletricidade.

Valores de resistência de terra para fins de controle de eletricidade estática em atmosferas explosivas

Em instalações elétricas em atmosferas explosivas é recomendado que as partes metálicas dos equipamentos elétricos ou de processo possuam com um bom contato à terra e apresentem uma resistência da ordem de 10 Ω. Embora valores da ordem de até 1,0 MΩ sejam aceitáveis para as conexões metálicas para fins da dissipação da eletricidade estática, os valores acima de 10 Ω podem dar uma indicação inicial de surgimento de problemas (por exemplo, corrosão ou uma conexão com mau contato), sendo recomendada uma verificação de campo das instalações nestes casos. É importante que todas as conexões de terra e de equipotencialidade sejam confiáveis, permanentes, não sujeitas a deterioração e submetidas a rotinas de inspeção elétrica e mecânica.

As partes condutivas móveis requerem conexões especiais para o aterramento, sendo recomendado que tenham uma resistência à terra não superior a 1,0 MΩ.

Em áreas de Zona 2 e Zona 22, onde o risco de geração de cargas eletrostáticas pode ser suficientemente baixo, a ligação à terra dos componentes metálicos, para controle exclusivo da eletricidade estática, pode não ser necessária em todos os casos, desde que haja um adequado sistema de equipotencialização.

Por princípio e critério geral de projeto, materiais condutivos ou dissipativos devem ser utilizados na fabricação dos equipamentos, de forma a evitar o acúmulo de eletricidade estática. Sob o ponto de vista de permitir a dissipação da eletricidade estática, o valor máximo para a resistência à terra de todas as partes destes equipamentos é de 1,0 MΩ, embora valores de até 100,0 MΩ possam ser aceitáveis, de acordo com as especificações indicadas na ABNT IEC TS 60079-32-1.

Como pode ser verificado estes valores de resistência à terra ou equipotencialização, sob o ponto de vista riscos eletrostáticos em áreas classificadas, que são suficientes para evitar o acúmulo de eletricidade estática capazes de gerar centelhamento, são muito mais elevados que os "tradicionais" valores de 10 Ω (valor da resistência ôhmica da malha de terra) que muitas vezes é indevidamente levado em consideração para a avaliação de acúmulo ou dissipação de cargas eletrostáticas em equipamentos de processo e flanges de tubulações áreas classificadas.

Procedimentos requeridos para a gestão do risco contra o acúmulo de cargas eletrostáticas em áreas classificadas

São apresentados a seguir os principais procedimentos para



Figura 2 - Exemplo de ligação equipotencial por meio de barra de equipotencialização e centelhadores encapsulados com certificação "Ex".

evitar o risco de ignição em áreas classificadas em função do indevido acúmulo de elevados níveis de eletricidade estática:

- Verificar rotineiramente o aterramento de todas as partes condutivas dos equipamentos e das instalações elétricas, mecânicas, de caldeiraria, tubulação e de processo;
- Realizar periodicamente medições do aterramento com instrumentos adequados para a classificação de áreas do local da utilização. A resistência para a terra, sob o ponto de vista da equipotencialidade para permitir a “dissipação” de cargas eletrostáticas não deve exceder o valor de 1,0 MΩ;
- As medições de aterramento devem ser feitas com frequência adequada, sendo os resultados devidamente documentado e registrado no prontuário das instalações, para acompanhamento dos valores “históricos” medidos ao longo do tempo, por meio de curvas de “tendências”;
- As conexões elétricas para aterramento e equipotencialização devem ser seguras contra os riscos de um autoafrouxamento e devem minimizar o risco de corrosão galvânica que possa reduzir a efetividade da conexão;
- As partes condutivas expostas não necessitam obrigatoriamente estar individualmente conectadas por meio de cabos ao sistema de ligação equipotencial se elas estiverem firmemente fixadas e em contato metálico com partes estruturais condutivas, como estruturas metálicas ou tubulações de processo que estejam, por sua vez, conectadas ao sistema de ligação equipotencial;
- O sistema de ligação equipotencial não deve incluir condutores de neutro (N) em separado do condutor de proteção (PE). No caso de utilização de sistemas de aterramento do tipo TN em áreas classificadas deve ser utilizado o sistema TN-C (condutor de neutro COMUM ao condutor de proteção - PEN) e não TN-S, como mostrado na Figura 3.

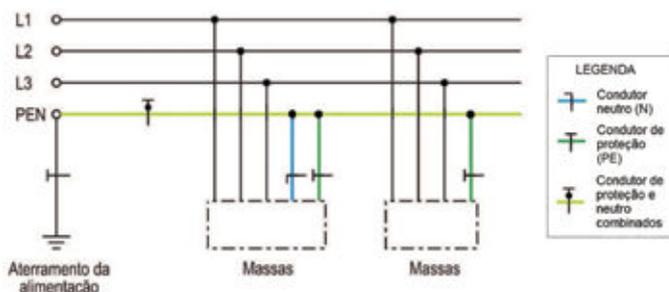


Figura 3 - Sistema de aterramento em áreas classificadas do tipo TN-C (Condutor de neutro COMUM ao condutor de proteção - PEN).

Conclusões e considerações sobre a equipotencialização e o aterramento em áreas classificadas

A prevenção de geração de fontes de ignição originadas pela eletricidade estática ou pelos efeitos das descargas atmosféricas é de fundamental importância nas instalações de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricas e mecânicas em áreas

classificadas contendo gases inflamáveis ou poeiras combustíveis.

Em alguns casos, a eletricidade estática representa uma parte integrante de um processo, por exemplo, no revestimento por pintura eletrostática, o que frequentemente, é um efeito colateral indesejado.

Os elevados potenciais decorrentes do indevido acúmulo de cargas eletrostáticas na indústria, devido à movimentação de material particulado, gases inflamáveis ou poeiras combustíveis podem gerar uma elevada fonte de potencial, as quais podem dar origem a centelhas elétricas capazes de causar a ignição de uma atmosfera explosiva que possa estar presente no local da instalação. A movimentação de fluidos em diversos tipos de indústria ocorre de forma ininterrupta, de forma que a geração de eletricidade estática é também contínua, requerendo a tomada das medidas preventivas necessárias.

Os riscos associados à eletricidade estática em processos e ambientes industriais que mais comumente apresentam riscos incluem a manipulação de sólidos, líquidos, poeiras, gases, sprays e inflamáveis ou combustíveis. Dentre os principais objetivos da segurança em áreas classificadas contra o indevido acúmulo de cargas eletrostáticas, estão o aterramento de partes condutoras, a redução de carregamento eletrostático e a restrição de áreas de superfície de materiais isolantes que possam ser carregadas eletrostaticamente.

A execução de circuitos de aterramento ou de equipotencialização são essenciais para evitar o acúmulo de cargas eletrostáticas bem como para evitar que partes metálicas isoladas possam representar fontes de ignição.

Os requisitos de segurança e proteção contra o risco de ignição por cargas eletrostáticas em áreas classificadas são apresentados na ABNT IEC TS 60079-32-1, com orientações sobre equipamentos, produtos e propriedades de processos necessárias para evitar os riscos de ignição e de choques eletrostáticos que podem surgir da eletricidade estática. Naquela Norma também são apresentados requisitos operacionais necessários para assegurar a utilização segura dos equipamentos, produtos ou processos, de forma a mitigar o acúmulo de cargas eletrostáticas.

Se as recomendações padronizadas apresentadas na ABNT NBR TS 60079-32-1 forem efetivamente atendidas, pode ser considerado que o risco de descargas eletrostáticas em atmosferas explosivas se mantenha em um nível baixo aceitável.

Os riscos da eletrostática e dos efeitos das descargas atmosféricas em áreas classificadas são abordados na norma técnica ABNT NBR 5419-3: Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida.

Referências bibliográficas

- ABNT IEC TS 60079-32-1 - Atmosferas explosivas - Parte 32-1: Riscos eletrostáticos, orientações
<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=b21JYmFYV0Mrb0x1dkNYd29RY0F6SHBtM3pnaytvcit5cS9UMXZvVG1uWt0=>
 ABNT NBR 5419-3 - Proteção contra descargas atmosféricas - Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida
<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?Q=VXhtRik4NzA4M0x2RIUrOWdORDhDclB6VEpKNFNrk1doTXpTeGJaaVdCUT0=>

Ação Engenharia 66

(11) 3883-6050

www.acaoengenharia.com.br**Brametal** 11

(27) 99507-3095

www.brval.com.br**BRVAL** 37

(21) 3812-3100

www.brval.com.br**Clamper** 7 e Fascículos

(31) 3689-9500

www.clamper.com.br**Cobrecom** 45

(11) 2118-3200

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

0800 701 3701

www.condumax.com.br**Dutotec Qtmov** 14

(51) 3181-0866

www.dutotec.com.br**Embrastec** 19

(16) 3103-2021

www.embrastec.com.br**Exponencial** 67

(31) 3317-5150

www.exponencialmg.com.br**Famatel Brasil** 27

(15) 3326-5429

www.famatelbr.com**Gimi Soluções** 2ª capa, 3 e Fascículos

(11) 2532-9825

www.gimi.com.br**Hellermann Tyton** 31

(11) 99610-6060

www.hellermanntyton.com.br**Intelli** 4ª capa

(16) 3820-1500

www.grupointelli.com.br**Itaipu Transformadores** 13

(16) 3263-9400

www.itaiputransformadores.com.br**Mitsubishi Electric** 61

(11) 4613-4555

www.br.mitsubishielectric.com/pt**OBO Bettermann** 51

(15) 3335-1382

www.obo.pt**Paratec** 6

(11) 3641-9063

www.paratec.com.br**Polar Componentes Brasil** 71

(22) 2105-7777

www.polarb2b.com**Romagnole** 17

(44) 3233-8500

www.romagnole.com.br**Trael** 9 e Fascículos

(65) 3611-6500

www.trael.com.br**WEG** 3ª capa

0800 701 0 701

www.weg.net

CONECTE O PRESENTE DO SEU NEGÓCIO AO FUTURO DA INDÚSTRIA.



A WEG está sempre buscando aumentar a eficiência, a produtividade e o desempenho da indústria, ajudando a reduzir custos e impactos ambientais. Agora, apresenta ao mercado o Inversor de Frequência CFW900, uma solução completa, eficiente e robusta que representa o que existe de mais inovador em acionamento e controle de motores, com tecnologia embarcada e funcionalidades exclusivas como:

- Função de gerenciamento térmico
- Função de economia de energia avançada
- Alta densidade de potência
- Conectividade
- Interface interativa que melhora a experiência do usuário
- Certificações internacionais de qualidade, segurança, desempenho e eficiência
- Funções de segurança integradas que protegem pessoas e equipamentos

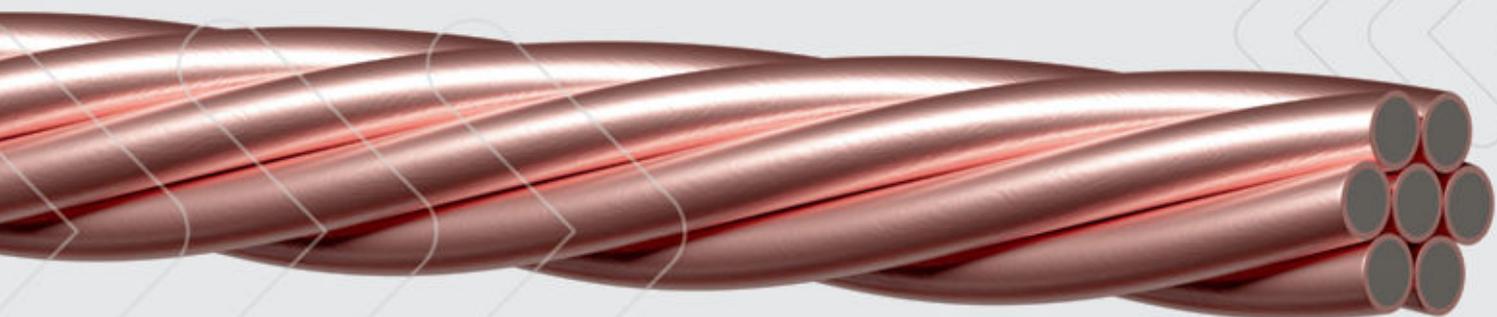
Conheça mais



CS COPPERSTEEL®

AÇO REVESTIDO DE COBRE

A MELHOR ESCOLHA PARA ATERRAMENTO



	COBRE	AÇO ZINCADO	AÇO REVESTIDO DE COBRE
MESMOS CONECTORES DOS SISTEMAS DE COBRE	✓	✗	✓
VIDA ÚTIL ESTIMADA DE 40 ANOS	✓	✗	✓
ALTA RESISTÊNCIA MECÂNICA E TÉRMICA	✗	✓	✓
DESESTIMULA O FURTO (ESTOQUE, TRANSPORTE E APLICADO)	✗	✓	✓
GARANTIA DE PUREZA E DE BITOLA	✗	✗	✓
VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA	✗	✗	✓

VISITE NOSSO STAND NO  **CINASE** CAMPINAS/SP | 09 E 10/11/2022

Siga-nos nas redes sociais.

 /grupo-intelli  /grupointelli  /grupo_intelli  /grupointelli



WWW.GRUPOINTELLI.COM.BR