

Redes elétricas inteligentes

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

Capítulo IV

A medição inteligente e a modernização do setor elétrico no Brasil

Parte II

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

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

AVALIAÇÃO DE MÉRITO DO PROGRAMA DIRETOR

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA E ESTABELECIMENTO DO PROGRAMA DIRETOR DELEGADO A CADA DISTRIBUIDORA

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

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

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

As distribuidoras são poder instituído e representam o



Desejamos a todos Boas Festas e um Ano Novo transformador!

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

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

ISO 9001 ISO 14001

trael.com.br

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

13. Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição considerando Redução de Cenários e Geração Distribuída - Nicholas Eduardo Lopes dos Santos - Universidade Estadual do Oeste do Paraná - 2018 https://www.dropbox.com/s/2nms7ab4ffcdmbw/Nicholas_Eduardo_Lopes_dos_Santo_s_2018.pdf?dl=0

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

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

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

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