RELATÓRIO FINAL DO SMART GRID FÓRUM 2025

17º. FÓRUM LATINO-AMERICANO DE SMART GRID

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

EXPEDIENTE

Presidente
Cyro Vicente Boccuzzi

Diretoria Executiva
Manuel Maria

Suporte Administrativo
Equipe HELP
Danielle Braga

Coordenação Operacional
Alexsandra Mauro

ORGANIZAÇÃO E REALIZAÇÃO

Rua Laurindo Rabelo, 172
01546-040 São Paulo SP Brasil
WhatsApp: +55 11 2367-3270
e-mail: ecoee@ecoee.com.br
home page: www.ecoee.com.br

www.smartgrid.com.br

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

RELATÓRIO FINAL DO

17º. SMART GRID FÓRUM 2025

FÓRUM LATINO-AMERICANO DE SMART GRID

Sumário

Sumário

1. Resumo Executivo 4

2. Apresentação do Fórum Latino-Americano de Smart Grid 8

3. Painel de abertura: " Tecnologias Avançadas Inovando Negócios e Mercados de Energia" 10

4. Painel: "Reforma Setorial e Futuro das Redes Inteligentes de T&D na América Latina" 23

5. Painel: "A Nova Arena Competitiva no Setor de Energia e Revisão do Papel dos Agentes e da Regulação: Tarifas Inteligentes e Serviços de Energia" 35

6. Painel: Painel de Tecnologias Emergentes e Escaláveis 47

7. Painel: Tecnologias de Serviços Digitais de Eletricidade 57

8. Painel Internacional dos Sistemas de Energia Inteligente 68

9. Painel dos Líderes: A Transformação dos Negócios e os Investimentos Pós-Renovação das Concessões – Parte 1 78

10. Painel dos Líderes: A Transformação dos Negócios e os Investimentos Pós-Renovação das Concessões – Parte 2 90

11. Premiação aos Congressistas Participantes 104

12. Encerramento do 17º. Smart Grid Fórum 2025 105

13. Conclusões e Recomendações Finais 106

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

1. Resumo Executivo

O Smart Grid Fórum é uma iniciativa que reúne a comunidade de empresas, governos, profissionais, associações, consumidores, universidades e outros públicos interessados nas tecnologias avançadas e inovativas que possam habilitar modelos inovadores de negócios e redes e sistemas inteligentes de energia, em toda a cadeia de negócios, abrigando geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final de energia, de forma a proporcionar acesso amplo e irrestrito a sistemas de energia eficientes, confiáveis, resilientes, sustentáveis, seguros e economicamente viáveis e acessíveis à sociedade como um todo, incluindo as populações menos favorecidas.

Participam do Fórum as empresas e profissionais líderes de mercado que estão contribuindo para o avanço tecnológico e regulatório do setor de energia e da agenda de modernização dos sistemas de eletricidade para a transição energética.

O evento é parte do circuito mundial de Conferências Internacionais relevantes sobre o tema. As Conferências do Fórum sempre fornecem orientação e pautas de ação aos governos, reguladores, empresas de energia, fornecedores de tecnologia e outras partes interessadas, sobre os próximos passos necessários para a modernização dos serviços de energia no Brasil e na América Latina.

A 17ª edição do Smart Grid Fórum reafirmou sua relevância como espaço estratégico de diálogo entre reguladores, empresas, academia, entidades setoriais, consumidores e organismos internacionais. Com a presença de mais de 400 profissionais de 24 estados brasileiros e representantes de 19 países, o evento consolidou-se como plataforma de referência para discutir os rumos da modernização do setor elétrico, articulando visões técnicas, regulatórias e de mercado.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O 17º Smart Grid Fórum abordou questões fundamentais para a modernização das redes elétricas na América Latina, com foco em transição energética, integração de renováveis, e digitalização das redes. Destacaram-se também discussões sobre concessões, regulamentação, investimentos e inovação. Entre os principais pontos, foram debatidos a digitalização das redes, a medição e as tarifas inteligentes, a integração otimizada das fontes renováveis e crescente necessidade de serviços de flexibilidade operativa e sistêmica em razão da crescente e rápida penetração de renováveis variáveis na matriz elétrica, além de estudos de casos de sucesso e estratégias de adaptação.

Foram enfatizadas as políticas públicas e parcerias necessárias para fomentar avanços no setor, manter tarifas acessíveis, reduzir perdas de energia em áreas de alta complexidade social e assegurar um futuro energético resiliente, sustentável e inclusivo, especialmente no Brasil, onde o Governo Federal e a Aneel estão estabelecendo as bases para a renovação das concessões de serviços de distribuição vincendas nos próximos anos.

O evento contou com a apresentação de painéis e palestras em plenária única e com uma exposição qualificada que contou com a participação de doze empresas de alta tecnologia que puderam expor as mais recentes e inovadoras soluções e produtos oferecidas na área de sistemas elétricos de potência conectados e integrados: AP Sensing, Megger, S&C, Landis+Gyr, WEG, SIEMENS, Bentley e parceiros, Micropower, FIT, Hart Br, PEXTRON e AEW.

O evento contou também com o patrocínio direto e/ou contribuição de conteúdo de um total de 18 patrocinadores, entre os quais as empresas anteriormente mencionadas, que participaram da exposição, em conjunto com as seguintes empresas adicionais: Schneider Electric, Gridspertise e Thymos Energia. Além destas empresas expuseram suas competências em serviços de folhetagem inclusos nas pastas dos congressistas as empresas LACTEC, Bentley, WEG e Thymos.

O evento contou também com o apoio oficial da ANEEL, CCEE e EPE, e com apoio internacional da ADELAT, ARIAE, CIER, COLOMBIA INTELIGENTE, GSEF, IEC E ISGF. O evento também contou com apoio institucional de outras 30 entidades e associações do setor.

Participaram também dos painéis 6 moradores e 37 palestrantes / debatedores de alta visibilidade, autoridade e competência no setor, brasileiro, latino-americano e mundial, sendo que em razão de participação de profissionais de várias nacionalidades e de 19 países diferentes e de 24 estados do Brasil, o evento contou integralmente com tradução simultânea, feita por profissionais com conhecimento e fluência em termos técnicos de eletricidade e energia. As biografias dos palestrantes e moderadores podem ser acessadas no sítio do evento através do link palestrantes.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O Programa Final realizado e o download das palestras autorizadas pode ser realizado através do link: Programa e Downloads.

Nos dois dias do evento cerca de 300 congressistas puderam compartilhar conhecimentos e networking e participar das atividades paralelas à conferência, com vistas à exposição e networking com palestrantes e moderadores durante as sessões de café, almoço e coquetel. Houve também a visita de cerca de 100 profissionais não congressistas aos estandes e exposição, viabilizada através de cadastro prévio sem custos no site do evento.

Para a realização do evento, a organização envolveu a participação direta e geração de empregos para 90 profissionais nas áreas de conteúdo, administração, suprimentos, tecnologia de informação, operação, mestre de cerimônias, recepcionistas, tradutoras, som e imagem, fotografia, assessoria de imprensa, segurança patrimonial, bombeiros, limpeza, montagem e desmontagem da exposição, buffet e documentação. Além disso, considerando também as empresas envolvidas diretamente como patrocinadoras e apoiadoras, outras 80 pessoas participaram e colaboraram para o sucesso da realização, servindo a um público total beneficiado de 600 pessoas nos dois dias do evento. Adicionalmente, toda uma rede paralela de parceiros e serviços externos envolvidos foi beneficiada, como hotelaria, transporte, alimentação e lazer, envolveram um contingente adicional estimado em pelo menos outros 500 profissionais indiretamente envolvidos.

Finalmente, somente na semana de sua realização, o evento gerou um total 6 press releases e avisos de pauta, com a repercussão de 32 clippings e um valor estimado de cerca de R$ 219 mil em ad equivalence. O Relatório de Imprensa pode ser acessado através do link Repercussão na imprensa .

A Reportagem Fotográfica do evento pode ser acessada pelos links: Fotos 4 ago e Fotos 5 ago.

Os debates demonstraram de forma unânime que a **digitalização das redes elétricas** é irreversível e deve ser tratada como prioridade nacional. A implantação de medidores inteligentes, sistemas de automação, sensores avançados e infraestrutura robusta de TI foi apontada como base para a construção de redes mais eficientes, resilientes e preparadas para a integração em larga escala de geração distribuída, armazenamento e veículos elétricos. Contudo, foi enfatizado que este processo deve ser acompanhado por **padrões de interoperabilidade** e modelos de financiamento sustentáveis, capazes de reduzir o impacto tarifário e garantir escala de investimentos.

Outro eixo central foi a constatação de que o **descompasso entre inovação tecnológica e regulação** continua a representar risco significativo. A expansão da geração distribuída, das baterias e de novos modelos de negócios no mercado livre avança em ritmo superior

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

ao da formulação de marcos regulatórios. Reforçou-se a necessidade de **antecipação regulatória**, de modo a prover segurança jurídica, evitar distorções na alocação de custos e permitir que os benefícios da inovação sejam efetivamente compartilhados entre todos os agentes.

O Fórum também destacou a urgência de **aprimorar a governança setorial**. O desenho institucional atual, fragmentado entre diferentes órgãos e entidades, dificulta decisões ágeis e coordenadas em temas críticos como tarifas, qualidade do serviço, segurança cibernética e integração de novos recursos energéticos. Foi consenso que a agenda de modernização deve vir acompanhada de revisão de papéis e competências, maior coordenação interinstitucional e mecanismos de *accountability* que assegurem previsibilidade e confiança.

A **revisão dos subsídios** também emergiu como prioridade. Os atuais mecanismos, concebidos em contextos distintos, geram distorções econômicas e podem desincentivar a eficiência. Defendeu-se a necessidade de repensar a estrutura de subsídios com base em critérios de justiça tarifária, competitividade e estímulo à inovação, de modo a preservar a sustentabilidade do setor e a proteção ao consumidor vulnerável.

No campo da **resiliência e confiabilidade**, distribuidoras e especialistas reforçaram que os ganhos obtidos até aqui precisam ser ampliados frente ao aumento da severidade de eventos climáticos e à crescente complexidade das redes. Indicadores de continuidade de fornecimento, percepção de qualidade pelo consumidor e métricas de robustez operacional devem nortear tanto os investimentos privados quanto a regulação de incentivos e penalidades.

Outro aspecto marcante foi a reafirmação da **centralidade do consumidor**. Desde a primeira edição, o Fórum tem incluído representantes de conselhos de consumidores, reconhecendo que a sustentabilidade de qualquer agenda depende de engajamento social. Em 2025, reforçou-se que a abertura de mercado, a digitalização e a integração de novos recursos só terão êxito se acompanhadas de informação transparente, mecanismos de participação e garantias de proteção ao usuário final.

Por fim, ressaltou-se a importância da **cooperação internacional** e da troca de experiências. Países como Espanha, China e Índia foram citados como referências em integração de geração distribuída, armazenamento e regulação avançada. O Brasil deve manter diálogo permanente com esses mercados, adaptando boas práticas ao seu contexto regulatório, econômico e social.

O Fórum encerrou-se com o compromisso de sistematizar as ideias e recomendações em relatório a ser encaminhado ao governo federal, ao Congresso Nacional, à ANEEL, à

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

CCEE, à EPE e a associações representativas, reafirmando seu papel como catalisador das transformações necessárias para garantir redes mais inteligentes, sustentáveis, confiáveis e inclusivas no Brasil.

2. Apresentação do Fórum Latino-Americano de Smart Grid

O presidente do Smart Grid Fórum, **Cyro Vicente Boccuzzi**, iniciou sua participação dando as boas-vindas aos presentes e destacando que esta 17ª. edição do Fórum marca **18 anos de trajetória** da iniciativa como espaço de referência para discussão, integração e promoção de avanços no setor elétrico. Ele ressaltou que, ao longo desse período, o evento consolidou-se como **plataforma estratégica de diálogo** entre governo, empresas, academia e sociedade, sempre pautada pela inovação e pela construção colaborativa de soluções para os desafios energéticos.

Na abertura, Cyro apresentou um panorama da **evolução do Fórum** desde sua primeira edição, lembrando que, quando começou, o conceito de redes inteligentes ainda era pouco difundido no Brasil. Ao longo dos anos, o evento acompanhou e, em muitos momentos, antecipou tendências tecnológicas e regulatórias, abordando temas como **digitalização, descentralização, descarbonização, abertura de mercado, integração de recursos energéticos distribuídos e resiliência das redes**.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ele destacou o **caráter internacional** da Conferência, com a presença de delegações estrangeiras, especialistas de renome e tradução simultânea para ampliar o alcance das discussões. Segundo Cyro, a troca de experiências com países que já avançaram na implementação de redes inteligentes é fundamental para acelerar a curva de aprendizado e adaptar boas práticas à realidade brasileira.

Outro ponto enfatizado foi o **momento crítico e transformador** pelo qual passa o setor elétrico brasileiro e mundial, marcado por mudanças tecnológicas, regulatórias e climáticas.. Destacou que a **transição energética** não é apenas uma substituição de fontes fósseis por renováveis, mas uma **transformação sistêmica**, que exige repensar o papel das distribuidoras, operadores de sistema e consumidores no ecossistema elétrico. Cyro observou que, mais do que debater tecnologias, o Fórum busca **construir pontes entre inovação e viabilidade econômica**, criando condições para que o avanço tecnológico se traduza em benefícios concretos para consumidores e empresas.

Ao abordar o contexto regulatório, ressaltou que a **reforma setorial** em curso no Brasil é uma oportunidade única para alinhar incentivos, promover inovação e criar mecanismos que viabilizem modelos de negócio sustentáveis para todos os agentes da cadeia elétrica. Nesse sentido, defendeu que a regulação seja **adaptativa e orientada a resultados**, permitindo experimentação controlada — por exemplo, por meio de **sandboxes regulatórios** — para validar soluções antes de sua adoção em larga escala.

Cyro destacou ainda a importância de **planejamento integrado e colaborativo**, no qual empresas, órgãos reguladores, universidades e centros de pesquisa trabalhem juntos para criar soluções de longo prazo. Enfatizou que a experiência internacional mostra que **coordenação entre operadores de transmissão e distribuição** é decisiva para garantir eficiência, segurança e confiabilidade do sistema.

Por fim, Boccuzzi reforçou que o sucesso dessa transformação depende da capacidade de **engajar todos os stakeholders**, promover capacitação técnica contínua e criar um ambiente de inovação aberto. Em suas palavras, “o futuro do setor elétrico será definido por nossa habilidade de colaborar, experimentar e escalar soluções que aliem tecnologia, sustentabilidade e valor para a sociedade”.

Em sua fala, também agradeceu de forma nominal aos patrocinadores, apoiadores institucionais, expositores e à equipe organizadora, lembrando que a realização do evento só é possível graças à **colaboração de múltiplos atores**. Ressaltou a importância de que cada participante aproveite ao máximo o conteúdo, as oportunidades de networking e a exposição de tecnologias, contribuindo ativamente com perguntas, sugestões e novos projetos.

Encerrando a abertura, Cyro reforçou que o **Smart Grid Fórum é mais que um evento** — é um espaço de construção coletiva e contínua, onde visões estratégicas e experiências práticas se encontram para moldar o futuro do setor elétrico brasileiro e latino-americano.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Em suas palavras, “nosso objetivo é que, ao sair daqui, cada um leve não apenas informações, mas também inspiração e vontade de fazer acontecer”.

3. Painel de abertura: " Tecnologias Avançadas Inovando Negócios e Mercados de Energia"

- Agnes Maria de Aragão da Costa, Diretora, ANEEL
- Adriana Aoki, Product Owner de Engenharia e Medição, CCEE
- Frederico de Araújo Teles, Diretor do Departamento de Políticas Setoriais, MME
- Marcelo Prais, Assessor da Diretoria de Planejamento, O N S
- Marcos Madureira, presidente da ABRADEE
- Reji Kumar Pilai – Chairperson ISGF and GSEF (India)
- Thiago Ivanosky, Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais, EPE
- Moderador: Cyro Vicente Boccuzzi, Presidente, da ECOee e Fórum Latino-Americano de Smart Grid

-

Thiago Ivanovski Teixeira, Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE, estruturou sua apresentação em torno da transformação digital do setor elétrico, mas fez

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

questão de destacar que a **digitalização e a análise de dados avançada só entregam todo o seu valor quando integradas a um processo sólido e dinâmico de planejamento energético.**

Desde o início, Ivanoski ressaltou que o planejamento do setor não pode mais se basear exclusivamente em projeções estáticas e estudos de longo prazo elaborados de forma pontual. Em um contexto de rápidas mudanças tecnológicas, de aumento da penetração de recursos energéticos distribuídos e da mobilidade elétrica, é necessário adotar **modelos de planejamento contínuo e adaptativo**, capazes de incorporar novas variáveis em tempo real e de responder a cenários imprevistos.

Ele enfatizou que a digitalização, por meio de sensores inteligentes, sistemas de medição avançada e plataformas de integração de dados, fornece insumos valiosos para o **planejamento operacional e estratégico**. Ao coletar e processar informações em tempo real, é possível identificar tendências, antecipar gargalos e otimizar investimentos de forma mais assertiva.

Um dos pontos centrais de sua fala foi o uso de **modelos preditivos e simulações baseadas em inteligência artificial** para prever demandas futuras, avaliar a capacidade de integração de novas fontes renováveis e planejar expansões de rede de maneira otimizada. Ivanoski destacou que tais ferramentas permitem considerar simultaneamente variáveis técnicas, econômicas e ambientais, aumentando a precisão e a relevância do planejamento.

Também alertou para a **necessidade de alinhamento entre o planejamento da operação e o planejamento da expansão**, evitando decisões isoladas que possam gerar ineficiências ou redundâncias. Segundo ele, a interoperabilidade entre plataformas de gestão de ativos, despacho de energia e previsão de demanda é um requisito fundamental para que o planejamento seja eficaz.

Ivanoski observou ainda que o planejamento energético moderno precisa integrar de forma estruturada as **dimensões regulatória, tecnológica e social**, de modo a não apenas garantir o equilíbrio físico e econômico do sistema, mas também promover a participação ativa dos consumidores e o cumprimento das metas de descarbonização.

Ao concluir, reforçou que a **transformação digital e o planejamento energético são dois pilares inseparáveis**: a digitalização fornece dados e inteligência para melhorar o planejamento, enquanto um planejamento robusto orienta investimentos e define prioridades tecnológicas. Em suas palavras, “não basta planejar para o futuro — é preciso planejar com o futuro acontecendo agora, incorporando as mudanças à medida que elas surgem”.

Ao longo de sua apresentação, **Marcelo Prais, Assessor da Diretoria de Planejamento do O N S** destacou diversos **aspectos críticos para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)**, evidenciando que a crescente complexidade do sistema exige novas abordagens para manter a confiabilidade e a eficiência.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Um primeiro ponto enfatizado foi a **integração de fontes renováveis intermitentes**, como solar e eólica, cuja variabilidade impõe desafios à estabilidade de frequência e tensão. Segundo Prais, essa característica demanda aprimoramento dos mecanismos de previsão de geração e consumo, bem como maior flexibilidade na operação para lidar com oscilações súbitas de oferta e demanda.

Outro aspecto crítico abordado foi a **coordenação entre os centros de operação de transmissão e distribuição**, necessária para responder rapidamente a distúrbios e otimizar o uso da infraestrutura existente. Prais destacou que, sem essa integração operacional, há risco de ineficiências, sobrecargas e atrasos na recomposição do sistema após eventos adversos.

Ele também chamou atenção para a **resiliência frente a eventos climáticos extremos**, que têm se tornado mais frequentes e intensos, afetando linhas de transmissão, subestações e outros ativos críticos. Ressaltou que o planejamento da operação deve incorporar cenários de contingência e estratégias de recomposição rápida para reduzir impactos ao consumidor.

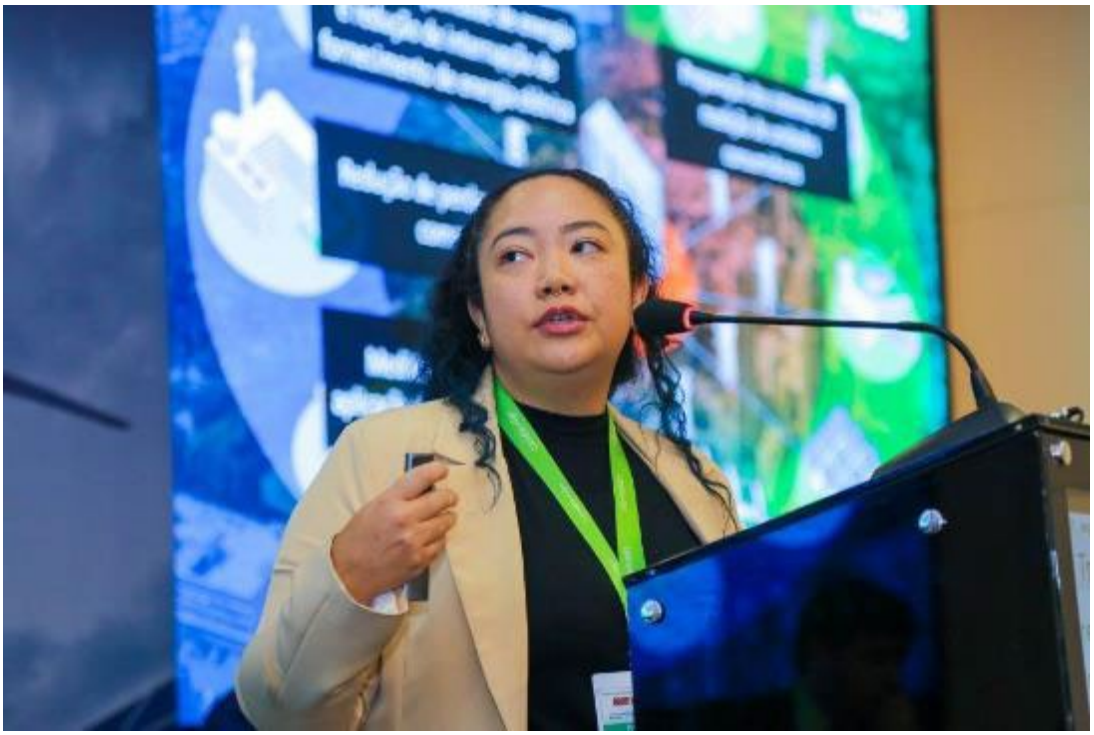
A gestão de fluxos de energia em longas distâncias foi outro ponto central, considerando que o SIN conecta regiões com perfis de geração e consumo muito distintos. Prais mencionou que essa característica, embora seja uma fortaleza do sistema brasileiro, exige constante monitoramento e controle para evitar congestionamentos e perdas excessivas.

Além disso, destacou a necessidade de atualização tecnológica nos sistemas de supervisão e controle, para permitir decisões mais rápidas e precisas. Sistemas SCADA e de telemetria

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

mais avançados, aliados à automação e à inteligência artificial, são vistos como essenciais para lidar com a multiplicidade de variáveis que afetam o equilíbrio do SIN.

Por fim, Prais ressaltou que a integração de recursos energéticos distribuídos (DERs) ao SIN representa um desafio adicional, pois altera fluxos tradicionais e exige novas estratégias de despacho, proteção e coordenação. Enfatizou que a adaptação a esse novo cenário passa por atualização regulatória, padronização tecnológica e investimentos direcionados à operação inteligente do sistema.



A executiva **Adriana Aoki**, representante da **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**, apresentou um panorama abrangente das ações que a instituição vem conduzindo para **viabilizar a abertura total do mercado de energia elétrica no Brasil**. Ela ressaltou que essa transformação, que permitirá a todos os consumidores — residenciais, comerciais e industriais — escolherem seu fornecedor de energia, é um marco regulatório e operacional sem precedentes no setor.

Logo no início, Adriana explicou que a CCEE tem atuado em **quatro eixos estratégicos** para preparar o ambiente de comercialização para essa mudança:

- **Infraestrutura tecnológica e sistemas de suporte** – A CCEE está desenvolvendo novas plataformas digitais para facilitar o ingresso de pequenos consumidores e agentes varejistas, com foco em **simplicidade, escalabilidade e segurança transacional**. Essas plataformas incluem módulos de cadastro, registro de contratos, medição, liquidação financeira e comunicação com demais agentes do setor.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

- **Aprimoramento das regras de comercialização** – Em conjunto com a ANEEL e o Ministério de Minas e Energia (MME), a CCEE vem revisando e simplificando os procedimentos de comercialização para reduzir barreiras de entrada. Isso inclui a **padronização de contratos**, criação de **regras simplificadas para consumidores de baixa tensão** e adequação dos processos de adesão para permitir a participação de milhões de novos clientes.

- **Proteção e empoderamento do consumidor** – Um ponto central abordado por Adriana foi a necessidade de garantir que a abertura total do mercado seja acompanhada de **mecanismos de proteção**, como garantias de suprimento, transparência na precificação e fiscalização de práticas comerciais. Paralelamente, a CCEE está desenvolvendo **ferramentas digitais de simulação e comparação de ofertas**, permitindo que consumidores possam avaliar diferentes opções de fornecimento de forma clara e segura.

- **Coordenação com distribuidoras e adaptação operacional** – Adriana destacou que a abertura total exige uma redefinição clara dos papéis das distribuidoras, separando a atividade de fio (uso da rede) da comercialização de energia. Para isso, a CCEE vem conduzindo **projetos-piloto e testes operacionais** com distribuidoras para validar processos de faturamento, medição e troca de dados de consumo.

Durante sua fala, Adriana também frisou que a CCEE está trabalhando para criar um **ambiente de liquidação e contabilização robusto** o suficiente para lidar com o aumento exponencial de transações que virá com a entrada de milhões de consumidores. A prioridade é garantir **integridade, rastreabilidade e eficiência** em todo o ciclo de comercialização.

Ela reforçou que a **educação do consumidor** é peça-chave para o sucesso da abertura. Por isso, estão em curso campanhas e materiais informativos voltados à população em geral, explicando direitos, deveres e oportunidades do mercado livre, além de treinamentos específicos para comercializadores e novos agentes.

Ao concluir, Adriana afirmou que a abertura total do mercado brasileiro não é apenas uma questão regulatória, mas um **projeto de transformação estrutural**, que envolve tecnologia, governança, comunicação e alinhamento entre todos os elos da cadeia elétrica. Em suas palavras, “a CCEE está se preparando para ser o alicerce de um mercado livre inclusivo, competitivo e seguro, capaz de entregar mais opções, inovação e eficiência para todos os consumidores do Brasil”.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

A **Dra. Agnes da Costa**, diretora da **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, apresentou uma visão abrangente sobre o papel da regulação na condução da transição energética e na modernização do setor elétrico brasileiro. Desde o início, destacou que o momento atual é marcado por uma convergência de fatores — avanço tecnológico acelerado, novos modelos de negócio, crescente participação de recursos energéticos distribuídos (REDs) e demandas por sustentabilidade — que desafiam a regulação tradicional e exigem **um reposicionamento institucional da ANEEL** para lidar com um setor cada vez mais dinâmico.

Ela enfatizou que a função do regulador, nesse contexto, vai além de fiscalizar e estabelecer normas: é também **criar um ambiente propício à inovação**, garantindo ao mesmo tempo segurança jurídica e equilíbrio entre os interesses de consumidores, investidores e concessionárias. Afirmou que a agência está comprometida em **adotar uma regulação adaptativa**, capaz de responder rapidamente às transformações de mercado e às novas demandas tecnológicas.

Um dos pontos centrais de sua fala foi o **planejamento regulatório alinhado à modernização do setor**. A Dra. Agnes explicou que a ANEEL vem trabalhando para revisar marcos normativos de forma a incorporar a digitalização, a automação e a integração de DERs, sem criar barreiras que inibam investimentos. Destacou ainda que é essencial promover **a interoperabilidade e a padronização de tecnologias**, facilitando a escalabilidade das soluções e evitando a fragmentação do mercado.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

A diretora também abordou o **desafio da modicidade tarifária** no contexto da transição energética. Ressaltou que o avanço tecnológico e a adoção de novas soluções não podem resultar em aumento desproporcional de custos para o consumidor. Para isso, a regulação deve ser **baseada em evidências e análises de custo-benefício**, priorizando investimentos que tragam ganhos claros de confiabilidade, eficiência e sustentabilidade.

Outro tema relevante foi a **integração regulatória entre transmissão e distribuição**, especialmente diante do crescimento da geração distribuída e da necessidade de coordenação para garantir segurança operativa. A Dra. Agnes destacou que a ANEEL busca criar condições para uma **maior flexibilidade operacional**, permitindo ajustes mais ágeis no despacho e na gestão de redes.

Encerrando sua participação, reforçou que a **abertura gradual do mercado livre de energia**, a revisão de incentivos e subsídios e a promoção de maior participação social no processo decisório fazem parte da agenda prioritária da agência. Em sua visão, a **modernização do setor elétrico só será bem-sucedida se for acompanhada de uma regulação moderna, participativa e orientada a resultados**, que mantenha o equilíbrio entre inovação, segurança do suprimento e modicidade tarifária.

O presidente da **ABRADEE**, **Marcos Madureira**, iniciou sua apresentação destacando o papel central das distribuidoras no processo de transformação e modernização do setor elétrico brasileiro. Enfatizou que, mesmo diante das mudanças estruturais trazidas pela digitalização, pela descentralização da geração e pela abertura de mercado, as

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

distribuidoras continuarão a ser **responsáveis por garantir o acesso universal, a qualidade do fornecimento e a operação segura das redes de distribuição**.

Madureira ressaltou que a **transição energética e a abertura total do mercado** impõem novos desafios operacionais, regulatórios e econômicos às distribuidoras. No cenário de maior participação de geração distribuída, armazenamento e mobilidade elétrica, a função das distribuidoras vai além do simples transporte de energia: elas passam a atuar como **gestoras ativas de redes inteligentes**, integrando múltiplos agentes e recursos energéticos distribuídos (REDs).

Ele destacou que a **resiliência das redes** será um fator determinante para o futuro do setor, especialmente diante do aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos. Madureira defendeu a necessidade de **investimentos robustos e contínuos** em automação, monitoramento em tempo real e digitalização de processos, de forma a reduzir o tempo de resposta a falhas, otimizar a operação e ampliar a segurança do sistema.

Outro ponto central de sua fala foi a importância de um **marco regulatório moderno e estável** que permita às distribuidoras inovar e investir, sem comprometer a modicidade tarifária. Ressaltou que a regulação deve reconhecer o papel das distribuidoras na integração de novas tecnologias e na manutenção da confiabilidade do fornecimento, criando mecanismos de remuneração e incentivos alinhados a esses objetivos.

Madureira também abordou a questão da **coordenação entre os diferentes segmentos do setor elétrico**, defendendo um diálogo permanente entre transmissoras, distribuidoras, comercializadoras e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo ele, a operação eficiente e segura do sistema depende de **integração plena entre transmissão e distribuição**, especialmente no despacho e no gerenciamento de fluxos energéticos mais complexos.

Em relação à **abertura de mercado**, enfatizou que o processo precisa ser conduzido com planejamento e cautela, assegurando que todos os consumidores, inclusive os de baixa renda e áreas remotas, continuem a ter **acesso a um serviço confiável e a tarifas justas**. Alertou para o risco de que, sem mecanismos adequados de compensação, a saída de consumidores de maior poder aquisitivo para o mercado livre possa elevar custos para aqueles que permanecerem no mercado regulado.

Encerrando sua participação, Marcos Madureira reforçou que as distribuidoras têm **capacidade técnica e operacional** para liderar a modernização da rede elétrica, mas que esse avanço dependerá de **colaboração setorial, regulação adaptativa e investimentos contínuos**. Em suas palavras, “o futuro do setor elétrico brasileiro será construído sobre redes mais inteligentes, resilientes e inclusivas — e as distribuidoras são a espinha dorsal dessa transformação”.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Reji Kumar, presidente do **India Smart Grid Forum (ISGF)**, iniciou sua participação expressando satisfação e honra em participar da 17ª edição do **Fórum Latino-Americano de Smart Grid**. Ele destacou que este é um dos encontros mais relevantes do mundo para debater a modernização de redes elétricas, servindo como referência para reunir lideranças governamentais, regulatórias, empresariais e acadêmicas com foco em soluções concretas para a transição energética.

Ele iniciou ressaltando a importância de fóruns internacionais para acelerar a adoção de tecnologias e modelos de negócio inovadores. Em sua visão, o Brasil e a Índia, apesar das diferenças geográficas e culturais, compartilham uma série de desafios estruturais e oportunidades estratégicas. Entre eles, citou:

1. **Integração de fontes renováveis variáveis**
   Kumar observou que tanto o Brasil como a Índia têm metas ambiciosas de expansão de energia solar e eólica. Contudo, essa rápida penetração exige soluções técnicas e regulatórias para lidar com a intermitência, manter o equilíbrio do sistema e garantir estabilidade na frequência e na tensão. Ele defendeu o uso de sistemas de previsão avançada, gestão ativa da demanda e recursos de flexibilidade, como baterias e geração despachável complementar.

2. **Digitalização e automação das redes de distribuição**
   Ele enfatizou que a modernização das redes não pode ser limitada apenas à expansão física da infraestrutura. É preciso incorporar **medidores inteligentes**, sensores avançados, sistemas de controle em tempo real e plataformas digitais integradas. A digitalização, segundo Kumar, é o caminho para transformar redes

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

passivas em **redes inteligentes**, capazes de detectar e reagir automaticamente a falhas, reduzir perdas e permitir novos modelos de negócio.

3. **Resiliência diante de eventos climáticos extremos**
   Citando experiências recentes na Índia e observando casos no Brasil, Kumar destacou que o aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos representa um risco crescente à continuidade do fornecimento de energia. Ele defendeu investimentos em redes subterrâneas, sistemas de autoproteção, micro e minirredes com capacidade de operar de forma isolada em emergências e protocolos robustos de resposta a desastres.

4. **Regulação adaptativa e incentivo à inovação**
   Kumar ressaltou que, sem marcos regulatórios atualizados, muitas inovações tecnológicas e modelos de negócio não conseguem prosperar. Ele sugeriu que agências reguladoras adotem **sandboxes regulatórios** para testar novas soluções em escala real antes de aplicar regras definitivas. Além disso, defendeu que as políticas públicas sejam flexíveis para acompanhar a velocidade da inovação tecnológica e abertas à participação de novos agentes.

5. **Empoderamento e participação ativa do consumidor**
   Um ponto central da sua fala foi a transformação do papel do consumidor em **"prosumidor"** — capaz de gerar, armazenar, gerenciar e comercializar sua própria energia. Ele observou que, na Índia e no Brasil, a adoção de **geração distribuída**, **armazenamento doméstico** e **programas de resposta da demanda** já começa a mudar a lógica de operação das redes, tornando o consumidor parte ativa da solução.

6. **Integração de veículos elétricos (V2G e V2H)**
   Kumar abordou o potencial dos veículos elétricos como elementos de flexibilidade, seja devolvendo energia à rede (**Vehicle-to-Grid**) ou alimentando residências e empresas (**Vehicle-to-Home**). Ele apontou que a infraestrutura de recarga inteligente, aliada a incentivos adequados, pode transformar frotas de veículos em grandes bancos de energia distribuída.

7. **Uso de dados e inteligência artificial no setor elétrico**
   Destacou que a coleta massiva de dados, por meio de sensores e medidores inteligentes, só tem valor se acompanhada por sistemas avançados de **big data analytics** e **IA** capazes de extrair insights para operação, planejamento e manutenção preditiva. Ele citou casos na Índia em que algoritmos de IA identificaram padrões de falha antes que elas ocorressem, evitando apagões e reduzindo custos operacionais.

8. **Cooperação internacional e transferência de conhecimento**
   Reji Kumar reforçou que Brasil e Índia devem ampliar o intercâmbio de práticas e tecnologias, participando de projetos conjuntos, treinamentos e missões técnicas. Ele destacou que ambos os países operam sistemas elétricos de grande porte, com

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

forte participação renovável e demandas sociais importantes, e que a cooperação bilateral pode acelerar resultados e gerar soluções adaptadas às condições locais.

Em sua conclusão, Kumar enfatizou que a modernização do setor elétrico é um processo **multidimensional** que exige ação coordenada entre **políticas públicas, regulação, tecnologia, modelos de negócio e participação social**. Ele reafirmou o compromisso do **India Smart Grid Fórum** em colaborar ativamente com o Brasil e outros países da América Latina, oferecendo não apenas experiências bem-sucedidas da Índia, mas também disposição para aprender com as soluções desenvolvidas na região. Finalizou desejando que os debates desta edição resultem em recomendações práticas e implementáveis, capazes de acelerar a modernização das redes e fortalecer a resiliência do setor elétrico em escala global.

O **Diretor do Departamento de Políticas Setoriais** do **MME**, **Frederico de Araujo Teles,** estruturou sua apresentação em torno da **reforma estrutural do setor elétrico brasileiro**, destacando que o momento atual reúne condições políticas, econômicas e tecnológicas para promover mudanças profundas, capazes de alinhar o Brasil às melhores práticas internacionais e de preparar o setor para as próximas décadas.

Logo no início, Frederico ressaltou que a reforma não deve ser entendida como um conjunto isolado de ajustes regulatórios, mas sim como um **processo sistêmico e integrado**, que envolve a modernização da regulação, a revisão dos mecanismos de comercialização, a abertura plena do mercado e a adaptação da operação do sistema elétrico às novas demandas da transição energética.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Entre os **pilares da reforma** que ele destacou, estão:

1. **Abertura total do mercado** – Frederico reafirmou que o MME mantém como meta permitir que todos os consumidores, inclusive residenciais, possam escolher seu fornecedor de energia, dentro de um modelo competitivo e transparente. Para isso, o ministério trabalha em coordenação com a ANEEL e a CCEE para desenhar regras simplificadas, mecanismos de proteção ao consumidor e plataformas digitais que viabilizem essa inclusão.
2. **Separação de atividades e neutralidade de rede** – Enfatizou que a reforma prevê o fortalecimento do conceito de **separação entre a operação da rede (fio)** e a comercialização de energia, garantindo neutralidade e tratamento isonômico entre os agentes. Essa medida visa evitar conflitos de interesse e assegurar que as distribuidoras mantenham foco na eficiência da infraestrutura.
3. **Modernização da governança e dos incentivos regulatórios** – Frederico defendeu que o marco regulatório seja ajustado para reconhecer e incentivar investimentos em inovação, digitalização, armazenamento e integração de recursos energéticos distribuídos (REDs), sem perder de vista a modicidade tarifária.
4. **Integração operacional e segurança do suprimento** – A reforma também contempla melhorias na coordenação entre transmissão e distribuição, além da atualização dos procedimentos de operação do ONS para lidar com fluxos bidirecionais de energia e maior variabilidade na geração.
5. **Aperfeiçoamento dos mecanismos de formação de preços** – Frederico destacou a necessidade de maior sinalização econômica para os agentes, com preços mais aderentes às condições reais de operação e ao valor da energia em diferentes horários e regiões. Isso, segundo ele, permitirá decisões mais eficientes de consumo, geração e investimento.

Ao longo de sua fala, reforçou que a **transição energética e a digitalização das redes** não podem avançar de forma desordenada. Por isso, a reforma precisa estabelecer **um planejamento de médio e longo prazo**, com marcos claros para a implementação gradual das mudanças, assegurando previsibilidade para investidores e estabilidade para consumidores.

Encerrando, Frederico afirmou que o **MME enxerga a reforma como um projeto de Estado, e não apenas de governo**, de modo a garantir sua continuidade e maturação independentemente de mudanças políticas. Em suas palavras, "o futuro do setor elétrico brasileiro dependerá da nossa capacidade de equilibrar inovação, segurança, competitividade e inclusão — e a reforma é o instrumento que vai nos permitir alcançar esse equilíbrio de forma sustentável e duradoura".

Sessão de Debates, Perguntas e Respostas:

Ao final do painel de abertura do **Smart Grid Fórum 2025**, após as exposições iniciais, a mesa redonda foi marcada por um momento de convergência entre visões estratégicas, desafios técnicos e expectativas de avanço regulatório. Os participantes reforçaram a

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

importância de alinhar planejamento, operação e regulação para que a transição energética no Brasil ocorra de forma coordenada, segura e sustentável.

Thiago Ivanoski, da EPE, retomou seu ponto inicial de que o planejamento de longo prazo precisa considerar a expansão acelerada das fontes renováveis, especialmente solar e eólica, e seus impactos na curva de carga, no despacho das usinas e na segurança do fornecimento. Ele frisou que, embora o Brasil esteja à frente de muitos países em termos de participação renovável, será fundamental adotar soluções como armazenamento, resposta da demanda e integração inteligente da geração distribuída para manter a estabilidade e aproveitar as oportunidades econômicas dessa expansão.

Marcelo Praes, do ONS, reforçou o olhar do operador sobre o curto e médio prazo, destacando o desafio crescente de orquestrar um sistema cada vez mais descentralizado e menos controlável diretamente. Ele alertou para a necessidade urgente de integrar a operação da transmissão e da distribuição, criando um modelo colaborativo com os futuros DSOs (operadores de distribuição). Segundo Praes, a flexibilidade será um atributo-chave para enfrentar rampas de carga cada vez mais acentuadas, e sua obtenção exigirá avanços regulatórios, estímulos econômicos e novas plataformas digitais que permitam respostas rápidas e eficientes.

Reji Kumar, presidente do India Smart Grid Fórum, trouxe a perspectiva internacional, sublinhando que Brasil e Índia compartilham desafios comuns na integração de renováveis, digitalização das redes e inclusão do consumidor como agente ativo. Ele enfatizou que a cooperação técnica e regulatória entre países pode acelerar a adoção de soluções que já se mostraram eficazes em outros mercados, e defendeu que o Fórum continue sendo um espaço para troca de conhecimento aplicada, com foco em resultados concretos.

Marcos Madureira, presidente da Abradee, ressaltou a relevância de as distribuidoras se posicionarem como protagonistas na modernização das redes, investindo em digitalização, automação e gestão ativa da demanda. Ele lembrou que o sucesso da transição energética depende de um equilíbrio entre inovação tecnológica, sustentabilidade financeira e segurança jurídica, sem o qual não haverá escala para os investimentos necessários.

Frederico de Araújo Telles, do Ministério de Minas e Energia, encerrou o painel reforçando que o governo está comprometido com a modernização regulatória e a abertura de mercado de forma gradual e responsável. Ele mencionou medidas já em andamento, como a antecipação de aditivos contratuais para digitalização obrigatória das redes e o avanço nas discussões sobre portabilidade de contas e separação de atividades de rede e comercialização. Telles afirmou que o diálogo contínuo com todos os agentes — representado por fóruns como este — será essencial para calibrar políticas públicas e assegurar que a modernização traga benefícios reais para consumidores, empresas e para a sociedade como um todo.

Encerrando as discussões, **Cyro Boccuzzi**, moderador do painel e organizador do evento, agradeceu a contribuição dos palestrantes e do público, reforçando que os pontos levantados nesta sessão serão incorporados ao relatório final de recomendações do Fórum.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ele destacou que o compromisso de todos com um debate qualificado e plural é o que garante a relevância do encontro e o impacto de suas conclusões nos rumos do setor elétrico brasileiro e latino-americano.

4. Painel: "Reforma Setorial e Futuro das Redes Inteligentes de T&D na América Latina"

Palestrantes:

- Carlos Alberto Mattar, Superintendente, ANEEL (Brasil) e Coordenador do Grupo de Eletricidade da ARIAE (Espanha)
  Alessandra Amaral, Diretora Executiva, ADELAT (Peru)
- Juan David Molina, Líder de Gestão, Aliança Colômbia Inteligente (Colômbia)
- Túlio Alves, Diretor Executivo, CIER (Uruguai)

Moderador: Luiz Fernando Arruda, Diretor, ACEE

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Carlos Alberto Mattar apresentou uma visão abrangente do trabalho da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para a reforma do setor elétrico, em especial no que tange à **modernização das redes de transmissão e distribuição**. Em resumo, os elementos centrais deste plano são apresentados a seguir

1. Aprimoramentos Regulatório e Estratégicos: existem **19 aperfeiçoamentos regulatórios em andamento**, todos voltados aos setores de transmissão e distribuição. Esses aprimoramentos têm como objetivos alavancar a digitalização, introduzir modelos tarifários mais dinâmicos, abrir o mercado para novos agentes e modernizar os indicadores de qualidade do serviço. Dentre as ações regulatórias em desenvolvimento, destacam-se:

- A regulamentação do **Decreto 11.314**, que estabelece mecanismos para renovação de concessões de transmissão a partir de 2026 — por meio de licitação — com regulamentação já em curso.
- Estudos regulatórios sobre **conexão de geração distribuída**, abordando temas como inversão de fluxos, proteção e integração de sistemas híbridos.
- A implementação dos **sandboxes regulatórios** no setor elétrico, promovendo experimentação controlada de soluções inovadoras.

Atualização dos **indicadores de continuidade do fornecimento de energia**, considerados obsoletos pois foram definidos há mais de 20 anos.

- Reformulação do sistema de **medição**, com foco na transição energética e modernização do segmento de distribuição.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

- Abertura gradual do mercado: consumidores comerciais terão acesso em agosto de 2026; demais consumidores em dezembro de 2027.
- Regulamentação endereçando a **migração das distribuidoras para centros de operação do sistema (Sistema de Operação Distribuição) ou DSO** — em linha com boas práticas globais.

2. Metas e Indicadores de Evolução: enfatizou a crescente expansão da **geração distribuída (GD)** no Brasil, com um aumento estimado de 3 GW em apenas quatro meses, totalizando cerca de 42 GW de capacidade instalada e quase 4 milhões de unidades consumidoras beneficiadas. Sublinhou que grandes desafios persistem, como os altos custos de investimento, necessidade de financiamento inovador, lacunas na capacitação profissional, resistências culturais nas concessionárias e fragilidades da infraestrutura de comunicação.

3. Contextualização Político-Regulatória e Visão de Futuro: a agenda regulatória da ANEEL inclui:

- **Modernização da infraestrutura**, impulsionada pelo envelhecimento das redes, aumento da demanda e integração de energia renovável.
- **Flexibilização tarifária** e adequação das regulações ao novo contexto tecnológico (smart grid, automação, cibersegurança, armazenamento e IoT).
- **Abertura de mercado e novos modelos de negócio**, com consumidores ativos, micro-redes e geração distribuída como elementos centrais.

Em seu comentário final, Carlos Alberto Matar delineou um plano robusto para a reforma setorial, com foco na modernização tecnológica, inovação regulatória e transformação institucional. A adoção dos 19 aperfeiçoamentos regulatórios, aliada à expansão da geração distribuída e implantação de sistemas avançados de medição, sinaliza um movimento decisivo rumo a um setor elétrico mais resiliente, eficiente e sustentável. No entanto, ele também deixou claro que, sem superação dos desafios financeiros, institucionais-infraestruturais e de capacitação, o alcance pleno desse progresso poderá ficar comprometido.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Alessandra Amaral iniciou agradecendo o convite e contextualizou sua participação a partir do trabalho desenvolvido pela **ADELAT – Associação de Distribuidores de Energia da América Latina**, entidade jovem, com três anos de existência, que reúne atualmente 24 membros entre associações e distribuidoras de energia de nove países da região. A associação já representa cerca de 350 TWh de energia distribuída por ano e tem como missão fomentar a colaboração, a troca de experiências e o desenvolvimento de estudos voltados à transição energética.

Ela destacou que, desde a fundação, a ADELAT tem produzido estudos sobre temas centrais para a distribuição de energia na América Latina, abordando inicialmente os desafios regulatórios das distribuidoras e avançando para assuntos como mobilidade elétrica, prorrogação de concessões, qualidade, resiliência, digitalização e investimentos. Mencionou ainda trabalhos recentes sobre a convergência entre telecomunicações e energia, além de um estudo sobre a abertura de mercado, oportuno diante da Medida Provisória 1.300/2025, que prevê a liberalização total do mercado elétrico brasileiro até 2027.

Amaral salientou que a transição energética ocorre em um contexto de **digitalização e crise climática**, o que molda um novo perfil de consumidor: mais informado, exigente, engajado e disposto a gerar sua própria energia, migrar para o mercado livre e interagir de forma ativa com o sistema. Esse cenário traz descentralização, micro-redes, veículos elétricos e recursos energéticos distribuídos, impondo às distribuidoras um papel expandido. Deixam de ser apenas operadoras de rede (DNOs) e assumem funções de **DSOs (Distribution**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

System Operators), responsáveis por garantir **resiliência** diante de eventos climáticos extremos e **flexibilidade** frente à intermitência das fontes renováveis.

Em um dos primeiros estudos realizados, a ADELAT identificou **três grandes desafios para as distribuidoras latino-americanas**:

1. **Elevar qualidade e resiliência**, definindo KPIs claros, séries de dados e metodologias para previsão e metas, além de ampliar digitalização, automação e telemedição.

2. **Transformar a rede em uma plataforma digital**, capaz de integrar novos atores, tecnologias e modelos de negócio, estimulando sandboxes regulatórios e tarifários, garantindo segurança cibernética e incorporando conceitos de economia circular.

3. **Assegurar eficiência econômica**, dado o volume expressivo de investimentos necessários, otimizando recursos por meio de resposta da demanda, tarifas flexíveis e uso eficiente da infraestrutura de medição.

Com apoio de uma consultoria, a associação estimou que, para sete países, a **necessidade de investimento chega a US$ 289 bilhões em 17 anos** em um cenário de transição total, ou US$ 174 bilhões em transição parcial. O Brasil, sozinho, responderia por até **US$ 182 bilhões**, revelando o baixo ponto de partida da região em relação a digitalização, armazenamento e automação.

A palestrante detalhou ainda um estudo sobre tecnologias para digitalização e automação, agrupando-as em três blocos:

- **Equipamentos de rede** (AMI, sensores, automação de transformadores, drones, sistemas de armazenamento etc.);

- **Sistemas IT/OT** (SCADA, ADMS, GIS, DERMS);

- **Serviços de dados e conectividade** (IA, *machine learning*, *big data*, nuvem e cibersegurança).

Os **benefícios** apontados vão desde melhorias operacionais (redução de perdas, melhor gestão de ativos, menor OPEX e CAPEX), passando por ganhos econômicos (novos modelos de negócio, maior competitividade, redução da inadimplência), até impactos sociais (maior acesso equitativo à energia, apoio a consumidores vulneráveis) e ambientais (redução de emissões e do consumo energético).

Uma pesquisa entre associadas revelou avanços tímidos e fragmentados: **pilotos em alguns países** (Argentina, Colômbia, Peru), falta de padrões regulatórios, baixo investimento em telecomunicações (como na Guatemala) e concentração de esforços em iniciativas isoladas. No Brasil, destacou-se a oportunidade das **renovações de concessão** e a **Portaria 111**, que trouxe comandos para definição de KPIs de digitalização. Também mencionou os **sandboxes tarifários brasileiros** como exemplo positivo para a região.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ela citou o caso da **Costa Rica**, país que já alcançou 54% de implementação de AMI, experiência que será estudada mais de perto pela ADELAT. Outras referências vieram de mercados internacionais como EUA, Reino Unido, Itália, Alemanha e Japão.

Encerrando, Alessandra apresentou recomendações para alavancar a digitalização e a automação das redes: envolver **todos os stakeholders** (poder público, reguladores, empresas, academia e parceiros estratégicos), garantir o engajamento da alta gestão das distribuidoras, assegurar remuneração adequada aos custos reais, revisar ciclos tarifários, incentivar P&D e adotar normas de privacidade e segurança de dados alinhadas às melhores práticas internacionais. Concluiu reafirmando a necessidade de cooperação e inovação para que a América Latina possa avançar de forma consistente na transição energética.

Juan David Molina iniciou sua apresentação agradecendo ao convite e explicando sua intenção de compartilhar a experiência da Colômbia no desenvolvimento de redes inteligentes, destacando os avanços, os desafios enfrentados e as lições aprendidas ao longo da última década. Ele recordou que há dez anos foi lançada no país a **"Hoja de Ruta Smart Grid 2030"**, concebida como um plano estratégico para orientar a modernização do setor elétrico colombiano. Hoje, faltando cinco anos para o horizonte estabelecido, a realidade mostra resultados aquém do esperado, o que, segundo ele, é importante expor não apenas como autocrítica, mas para que sirva de referência a outros países da região que enfrentam barreiras semelhantes.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Para situar o público, Molina apresentou alguns números do setor. A Colômbia conta com cerca de **17 milhões de consumidores atendidos por 29 empresas distribuidoras**, cada uma com desafios distintos – algumas em áreas urbanas densas, outras em regiões rurais mais remotas. Apesar da dimensão do mercado, apenas **53 mil consumidores possuem medidores bidirecionais** e **somente 6 mil participam efetivamente do mercado livre**, número muito inferior ao registrado no Brasil. Em termos de infraestrutura, a capacidade máxima do sistema gira em torno de **12 GW**, com forte predominância de geração hidrelétrica; fontes solar e eólica, juntas, ainda não superam 4% da matriz.

Ao revisitar os objetivos da *Hoja de Ruta* estabelecida em 2013, Molina lembrou que haviam sido fixadas metas ambiciosas para 2025: 73% de cobertura de medição avançada (AMI), penetração de veículos elétricos entre 9% e 14% da frota, mais de 2% de geração distribuída, entre 1% e 3% de armazenamento em rede e a implantação generalizada de tecnologias de auto-recuperação (*self-healing*). Contudo, a realidade atual revela avanços muito modestos: a AMI alcança apenas **3% dos consumidores**, a geração distribuída não ultrapassa **1%**, o armazenamento em grande escala é praticamente inexistente, os veículos elétricos representam menos de **0,2% da frota** (cerca de 21 mil unidades, a maioria híbridos plug-in) e apenas três empresas implementaram o *self-healing* em alguns circuitos principais.

Esses resultados, segundo Molina, refletem dificuldades estruturais e regulatórias. No campo da **medição avançada**, por exemplo, ainda não se superou o debate sobre quem deve arcar com os custos dos medidores, e a legislação existente carece de clareza e estabilidade. Além disso, a interoperabilidade dos sistemas continua sendo um obstáculo, seja do ponto de vista tecnológico, semântico ou de telecomunicações, impedindo a criação de uma base sólida de dados confiáveis. Em relação à **automação da distribuição**, destacou que as telecomunicações, essenciais para viabilizar redes inteligentes, estão sob responsabilidade de outro ministério e reguladas como um serviço convencional, o que dificulta a integração com as necessidades específicas do setor elétrico. As metodologias de remuneração também permanecem baseadas em modelos tradicionais, inadequados para ativos digitais e modernos.

Sobre os **veículos elétricos**, Molina explicou que a baixa penetração não deve obscurecer a urgência de preparar a rede. A inexistência de mecanismos de tarifação horária e de incentivos específicos limita a integração eficiente desses veículos. A infraestrutura de recarga, por sua vez, cresce de forma lenta, aprisionada no dilema clássico: sem veículos, não há demanda por estações, mas sem estações, não há estímulo à compra de veículos.

No que se refere aos **recursos energéticos distribuídos**, apontou que as proteções ainda seguem uma lógica de fluxos unidirecionais, incompatível com o novo paradigma bidirecional das redes. Além disso, os estudos de capacidade de alojamento da rede são feitos de forma estática e limitada, quando deveriam evoluir para metodologias dinâmicas que considerem múltiplos cenários horários de geração e demanda. Para ele, a ausência de um marco regulatório abrangente sobre DER agrava ainda mais as dificuldades.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Molina enfatizou que a superação desses entraves exige **ações estruturantes**. Em primeiro lugar, é imprescindível acelerar a implantação da medição avançada por meio de pilotos robustos e programas de massificação, garantindo não apenas a disponibilidade tecnológica, já consolidada internacionalmente, mas também a aceitação social, especialmente dos consumidores residenciais, que representam a maioria do mercado. Em segundo lugar, defendeu a necessidade de atualizar a regulação para permitir a remuneração adequada dos novos serviços de sistemas locais e integrar, de maneira coerente, a gestão de DER, veículos elétricos e automatização da rede. Em terceiro lugar, ressaltou que redes inteligentes não podem ser tratadas como um tema isolado do setor elétrico, mas sim como parte integrante de **cidades inteligentes**, o que requer uma **política pública intersetorial**.

Outro ponto crucial levantado foi a **interoperabilidade**, que precisa ser acompanhada de padrões comuns de informação, como o modelo CIM (Common Information Model), já adotado internacionalmente. Para ele, essa questão deve caminhar junto com a **cibersegurança**, ambas elevadas a prioridade máxima, já que uma distribuidora com 100% de AMI se transforma radicalmente em relação ao modelo tradicional, passando a operar essencialmente sobre dados e sistemas digitais. Isso implica novas exigências em telecomunicações, arquitetura tecnológica e adesão a padrões globais de segurança e confiabilidade.

Encerrando sua exposição, Molina reconheceu que os números da Colômbia ainda são baixos e muito distantes das metas traçadas, mas insistiu que a experiência acumulada deve servir de aprendizado para corrigir rumos e acelerar o processo. A visão, segundo ele, é clara: para alcançar uma rede inteligente de fato, será preciso investir em regulação moderna, fortalecer a interoperabilidade, garantir sinais tarifários adequados, integrar políticas públicas e colocar a digitalização no centro da estratégia das distribuidoras. Só assim, afirmou, será possível transformar as metas da *Hoja de Ruta Smart Grid 2030* em realidade e preparar o sistema colombiano para os desafios energéticos das próximas décadas.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Túlio Alves, Diretor Executivo representante da CIER **(Comissão de Integração Energética Regional)**, iniciou apresentando a **integração energética regional** como elemento estratégico para reforçar a resiliência, reduzir custos e apoiar a transição energética. Com posicionamento das **redes inteligentes (Smart Grids)** como ponte tecnológica entre a **digitalização do setor** e a **integração energética transnacional** e baseou sua exposição em estudo comparativo conduzido pelo **Grupo de Trabalho de Smart Grid da SIER**, abrangendo diversos países latino-americanos.

A **CIER** é uma associação sem fins lucrativos criada em **1964**. Presente em **17 países**, com 392 GW de potência instalada, 1.276 TWh de consumo anual, 169 milhões de clientes, 466 milhões de habitantes. 288 associados, incluindo empresas de geração, transmissão, distribuição, comercialização, ministérios, reguladores e operadores de sistema. Estrutura em grupos de trabalho segmentados por atividade (distribuição, transmissão, geração, comercialização e área corporativa).

Túlio destacou os princípios norteadores para transformação do setor sendo: **3D's tradicionais**: Descentralização, Descarbonização e Digitalização. **Ampliação para 5D's**: Desenvolvimento Sustentável e Democratização. Evolução do consumidor: de **consumidor** para **prosumidor** e, mais recentemente, **transumidor** (consome, produz e comercializa energia diretamente com terceiros — *peer-to-peer*).

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Complementou o estudo comparativo com grau de preparação para modelo DSO. Essa metodologia é baseada na avaliação em 6 eixos tecnológicos:

1. Medição avançada (AMI)
2. Geração distribuída (GD)
3. Resposta da demanda
4. Armazenamento de energia
5. Veículos elétricos (VE)
6. Automação avançada da distribuição

A escala de maturidade varia de **1 a 5** em cada eixo. Países analisados: Argentina, Brasil, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Panamá, Peru, República Dominicana e Uruguai.

Túlio destacou os principais resultados sendo: Uruguai é o mais avançado, com grau médio de maturidade, próximo de 100% de cobertura AMI (1,7M de medidores inteligentes instalados). Países como Peru, Colômbia, Guatemala, Panamá, El Salvador e Costa Rica apresentam **baixo grau de maturidade**. O avanço depende de **habilitadores-chave**: política pública clara, regulamentação moderna, superação de fatores inibidores, conhecimento do estado atual e uso de casos de referência.

Túlio ainda identificou as lacunas e habilitadores.
Lacunas são: Ausência de marcos regulatórios robustos, falta de políticas públicas específicas para DSO, pouca harmonização normativa entre países, baixa priorização da resposta da demanda e do armazenamento.
Habilitadores são: Criação de **normas e padrões internacionais harmonizados** (interoperabilidade, cibersegurança, arquitetura de rede), investimento em **capacitação técnica** e transformação organizacional, financiamento multilateral (BID, Banco Mundial, CAF) para grandes projetos, utilização de **integração elétrica regional** para aumentar resiliência e eficiência.

Foram identificadas cinco sistemas interconectados relevantes:

1. **CIEPAC** (América Central)
2. **CINEA** (Região Andina)
3. **CIESUR** (Cone Sul)
4. **Arco Norte** (Brasil–Guianas)
5. Interconexão Colômbia–Panamá

Tendo como exemplo do Chile: vertimento de energia solar equivalente a um mês de consumo devido à falta de interconexões com Peru e Argentina.
Integração poderia absorver excedentes e aumentar a confiabilidade.

Em sua conclusão, Túlio apresentou suas recomendações:

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

- **Modernização Regulatório-Institucional** definindo papéis claros para DSOs e TSOs. Criar modelos tarifários que reflitam o uso da rede e incentivem a flexibilidade.
- **Investimento em Digitalização** expandir AMI, automação e gestão de DERs, aumentar interoperabilidade e segurança cibernética.
- **Fortalecer Resposta da Demanda** migrar de paradigma "geração segue a demanda" para "demanda segue a geração". Introduzir sinalização de preços dinâmica.
- **Aproveitar Integração Regional** utilizar interconexões para compensar variabilidade renovável e aumentar resiliência.
- **Capacitação e P&D** treinar equipes para operação em ambiente digital. Fomentar pesquisa e inovação tecnológica regional.

Em sua conclusão evidenciou que **Smart Grids** são o elo essencial entre transição energética e integração regional. Sem distribuição robusta, não há transição energética efetiva. Nenhum país latino-americano está plenamente maduro para transformação digital do setor de distribuição. A integração energética regional deve ser tratada como prioridade estratégica para eficiência, resiliência e segurança do suprimento.

No encerramento do painel, o debate se concentrou em questões práticas ligadas à aplicação das tecnologias de medição avançada e às mudanças tarifárias necessárias para que o conceito de smart grid cumpra de fato seu papel. O moderador **Luiz Fernando Arruda** levantou um ponto considerado fundamental: a **implantação da tarifa binômia**. Ele observou que a simples introdução de sistemas de AMI (medição avançada) sem que

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

haja uma tarifa binômia na baixa tensão gera uma solução incompleta. Destacou que essa evolução tarifária precisa ser pensada e incorporada, pois um sistema de redes inteligentes deve necessariamente permitir a utilização de tarifas binômias para sinalizar corretamente o custo da energia e da infraestrutura. Aproveitou, então, para agradecer ao organizador do Fórum, ressaltando que a participação no evento, tanto nas palestras quanto nos intervalos, sempre se mostra muito enriquecedora pela troca de informações e experiências.

Em seguida, foi dirigida uma **pergunta a Juan David Molina** sobre a implementação de tarifas flexíveis na Colômbia e a receptividade dos consumidores e das empresas. Juan explicou que no país a tarifa flexível ainda está vinculada a uma estrutura mais ampla de **programas de resposta à demanda**. Há cerca de 15 anos existe um mecanismo voltado para situações críticas do sistema, em que a capacidade de suprimento não é suficiente para atender a demanda. Nesses casos, ativa-se o programa de resposta, mas, segundo ele, esse modelo é "um pouco ilógico", pois só entra em ação em momentos de emergência. No ano anterior, a Colômbia iniciou um programa-piloto para grandes usuários – com carga a partir de 1 MW – que poderiam ofertar a redução de consumo no mercado de energia, mas apenas de forma temporária. Já em 2025, o regulador colombiano está avançando na definição das regras para estruturar algo muito parecido com o "sandbox regulatório" que também foi testado no Brasil. A ideia é realizar uma primeira experiência voltada diretamente para consumidores residenciais, testando tarifas diferenciadas por períodos do dia, possivelmente em duas ou três faixas horárias.

Complementando a discussão, destacou-se o equívoco de se acreditar que a **adoção do medidor eletrônico ou inteligente, por si só, gera redução de perdas de energia**. Houve consenso que o equipamento é apenas uma ferramenta; a diminuição efetiva das perdas depende de sua integração a projetos e programas específicos. Caso contrário, seu benefício se limitaria à redução dos custos de leitura. Quando a medição eletrônica é utilizada em conjunto com a implantação de **balanços energéticos em alimentadores e transformadores**, e com sistemas de automação e controle em centros de medição, ela pode, de fato, contribuir para a identificação de fraudes e para a eficiência operacional. Como exemplo, foi citada a experiência vivida na **CEMIG**, onde foi criado um centro integrado de medição que permitia a emissão automatizada de ordens de inspeção. Nesse modelo, a medição inteligente se converte em um instrumento eficaz para reduzir perdas comerciais e técnicas.

Com essas colocações, o moderador agradeceu aos palestrantes e ao público, reforçando a importância dos debates e convidando todos para o retorno após o intervalo programado. O clima final foi de reconhecimento mútuo sobre a relevância das questões discutidas e sobre o papel decisivo da regulação e da gestão integrada no êxito dos projetos de digitalização das redes.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

5. Painel: "A Nova Arena Competitiva no Setor de Energia e Revisão do Papel dos Agentes e da Regulação: Tarifas Inteligentes e Serviços de Energia"

Palestrantes:

- Nivalde de Castro, Diretor GESEL e UFRJ
- Edvaldo Santana, Diretor da NEAL
- João Carlos de Oliveira Mello, CEO, Thymos Energia
- Ângela Gomes, Diretora, PSR
- Rodrigo Ferreira, Presidente Executivo da ABRACEEL

Mediador: Ricardo Vidnich, da KV Consultoria

O professor **Nivalde de Castro** apresentou uma análise abrangente sobre o atual momento de transformação do setor elétrico brasileiro, ressaltando a importância da coordenação entre políticas públicas, regulação e estratégias empresariais para que a transição energética ocorra de forma eficiente e sustentável. Ele iniciou destacando que o Brasil se encontra em uma posição privilegiada no cenário mundial devido à predominância de fontes renováveis em sua matriz elétrica, especialmente a hidreletricidade, o que confere ao país uma base sólida para avançar na descarbonização. No entanto, chamou atenção para o fato de que

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

essa vantagem competitiva não garante, por si só, o êxito na transição: será necessária uma profunda modernização das redes de transmissão e distribuição, incorporando tecnologias digitais, recursos energéticos distribuídos e novos modelos de negócios.

Nivalde sublinhou que a **renovação das concessões de distribuição** é um momento crucial para reconfigurar as obrigações das concessionárias. Defendeu que os novos contratos incorporem metas claras de qualidade, indicadores de resiliência frente a eventos climáticos extremos, expansão da digitalização (com medidores inteligentes e automação) e a obrigação de preparar as redes para a crescente integração de geração distribuída, armazenamento e mobilidade elétrica. Segundo ele, o modelo tradicional de distribuidoras passivas, voltadas apenas à entrega de energia, precisa ser substituído por um modelo ativo de **operadores de sistemas de distribuição (DSOs)**, com capacidade de gerenciar fluxos bidirecionais, flexibilizar a demanda e coordenar recursos de diferentes agentes.

O professor também abordou a questão da **abertura do mercado** no Brasil, destacando que a liberalização gradual — já prevista para consumidores comerciais e, posteriormente, residenciais — trará desafios e oportunidades. Para ele, a ampliação da concorrência exigirá mudanças na estrutura tarifária, novos serviços de valor agregado e investimentos em tecnologia para medição, faturamento e relacionamento com clientes. Reforçou que, sem um sistema de medição avançada robusto, a plena operação de um mercado aberto e competitivo será inviável.

Outro ponto enfatizado foi a **integração dos recursos energéticos distribuídos (DERs)**. Nivalde apontou que a expansão acelerada da geração fotovoltaica distribuída, associada ao potencial de baterias e veículos elétricos, requer novas filosofias de proteção, análises dinâmicas de capacidade de hospedagem das redes e uma regulação que permita a remuneração adequada de serviços prestados à rede. Alertou para o risco de instabilidade e ineficiência caso a integração desses recursos ocorra sem planejamento coordenado.

O professor também destacou a importância de **investimentos em inovação** e da criação de ambientes regulatórios experimentais, como os sandboxes, que permitam testar soluções em pequena escala antes de sua implementação massiva. Ressaltou que, para o Brasil, essa é uma oportunidade de aprendizado acelerado, aproveitando experiências internacionais, mas adaptando-as à realidade nacional, marcada por grande heterogeneidade regional e desigualdade socioeconômica.

Por fim, Nivalde enfatizou que a transição energética e a modernização do setor elétrico não devem ser vistas apenas sob a ótica tecnológica ou econômica, mas como um **projeto de desenvolvimento nacional**. Para ele, a coordenação entre governo, reguladores, empresas e instituições de pesquisa será determinante para transformar o setor elétrico em um vetor de competitividade, inclusão social e sustentabilidade ambiental. Concluiu reforçando que o momento atual é uma “janela de oportunidade” para o país redesenhar sua infraestrutura elétrica e seu arcabouço regulatório, de modo a atender às demandas das próximas décadas e se consolidar como referência internacional em energia limpa e inteligente.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Na sua participação no painel, o professor **Edvaldo Santana** iniciou agradecendo o convite de Cyro Boccuzzi e expressando satisfação por participar pela primeira vez da 17ª edição do Fórum, ao lado de colegas de diferentes gerações do setor elétrico, muitos dos quais conheceu ou com quem trabalhou ao longo de sua trajetória. Ele destacou esse aspecto geracional como simbólico do quanto a experiência acumulada se mistura com novas visões, enriquecendo o debate.

Ao entrar no tema central de sua fala, Edvaldo explicou que, embora tivesse preparado uma exposição na semana anterior, preferiu adaptar sua intervenção ao que ouvira ao longo do dia. Decidiu, assim, centrar suas reflexões na questão da **medição e do papel dos medidores inteligentes (smart meters)**, que, em sua avaliação, não foi bem conduzida no setor elétrico brasileiro. Para ele, a falta de evolução nesse campo é uma das razões principais para a situação de atraso em que o país se encontra em relação ao funcionamento pleno de um mercado competitivo de energia.

Recordou sua chegada à **ANEEL em julho de 2000**, vindo da docência em Santa Catarina, para assumir a recém-criada Superintendência de Estudos de Mercado. Sua missão, então, era justamente viabilizar o funcionamento do mercado de energia, mas confessou ter vivido anos de frustração, já que o sistema não cumpria a lógica de competição desejada, em que os preços deveriam ser formados pela oferta e demanda. Para ele, essa realidade permanece distante e de difícil implementação no Brasil, apesar dos projetos em andamento, inclusive o coordenado pela PSR, que discute o modelo de preço por oferta.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ao resgatar a história da **Lei nº 9.074/1995**, que criou o mercado livre, Edvaldo observou que a abertura se deu por meio de um "jabuti" inserido no texto legislativo, que determinava que primeiro seriam contemplados os grandes consumidores, ficando os pequenos para um momento posterior, "se desse certo". Essa lógica de castas — privilegiando inicialmente os grandes e postergando a inclusão dos consumidores residenciais — marcou a trajetória da abertura do mercado. Posteriormente, a Resolução de 2000 chegou a prever que em 2005 todos os consumidores seriam livres, mas a Lei nº 10.848 transferiu ao Ministério de Minas e Energia a competência para decidir sobre a liberalização, e a promessa não se concretizou.

Para Edvaldo, a grande barreira sempre esteve na **medição**. No início dos anos 2000, um medidor inteligente custava cerca de 250 dólares, o que, multiplicado pelas dezenas de milhões de unidades consumidoras, gerava cifras bilionárias e desestimulava a implantação em larga escala. Contudo, ele criticou essa forma de cálculo, argumentando que o custo deve ser analisado individualmente e não pelo montante agregado, já que a tecnologia traz benefícios diretos ao consumidor que poderiam justificar seu próprio investimento. Em sua visão, inclusive, consumidores de maior porte poderiam ter sido autorizados a adquirir os medidores por conta própria e "doá-los" às distribuidoras, abatendo o valor em suas faturas. Essa alternativa, porém, nunca avançou.

Edvaldo relatou também experiências observadas em projetos de **P&D em Santa Catarina**, onde houve resistência cultural à substituição do medidor tradicional. Em comunidades de colonização europeia no sul do estado, consumidores não aceitavam o novo equipamento por estranhar sua aparência. A solução encontrada foi instalar smart meters camuflados com a "cara" do medidor antigo, o que facilitou a aceitação popular. Esse episódio serviu para ilustrar como barreiras culturais e comunicacionais se somaram às barreiras econômicas e regulatórias, retardando a digitalização.

Ele lembrou ainda que, recentemente, o setor se viu diante de duas agendas que não dialogam entre si: de um lado, uma **portaria ministerial que prioriza a digitalização da medição**; de outro, a **Medida Provisória 1.300**, que prevê a abertura total do mercado de baixa tensão até dezembro de 2027. Para Edvaldo, não há tempo hábil para compatibilizar ambas as metas, o que expõe a falta de coordenação entre políticas públicas.

Inspirado pela fala de representantes internacionais, como o da Índia, destacou o exemplo daquele país, que criou uma empresa nacional de medição para viabilizar rapidamente a massificação dos smart meters. Segundo Edvaldo, essa ideia já havia sido prevista no Brasil ainda nos anos 1990, durante a reestruturação do setor (Relatório RE-SEB, de 1998), mas acabou abandonada após a aprovação da Lei nº 9.648.

Na sua avaliação, o **verdadeiro empoderamento do consumidor** não se dá pela geração distribuída, como muitas vezes se afirma, mas sim pela **possibilidade de escolha**, o que só se torna viável por meio da medição avançada. É a medição que permite ao consumidor conhecer seu consumo em detalhe, decidir como usará a energia em sua residência e, sobretudo, escolher de quem comprar. Nos países em que a competição chegou até o nível

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

residencial, a massificação da medição precedeu a abertura do mercado — exatamente o inverso da lógica seguida no Brasil.

Com tom crítico, concluiu que, enquanto a questão da medição não for enfrentada de forma estrutural, o país não avançará na direção de um mercado plenamente competitivo. Reiterou que o custo do medidor, considerado isoladamente, é baixo em comparação com os subsídios anuais concedidos à geração distribuída e ao mercado livre, e defendeu que faria mais sentido direcionar parte desses recursos para viabilizar a digitalização. Encerrando sua fala, ironizou que pagaria a quem encontrasse a palavra "medição" em alguma medida provisória ou lei recente do setor elétrico, tamanha é a negligência do tema na formulação das políticas.

Por fim, explicou que precisaria se ausentar discretamente antes do término do evento, por ter marcado seu voo cedo demais, e se despediu reforçando a importância de recolocar a **medição inteligente no centro da agenda regulatória e política** como condição essencial para o futuro das redes inteligentes e para o empoderamento real do consumidor brasileiro.

O executivo **João Carlos de Mello** apresentou uma análise direta e fundamentada sobre os desafios econômicos e regulatórios da modernização do setor elétrico brasileiro, com foco especial no equilíbrio entre investimentos necessários, modicidade tarifária e previsibilidade regulatória. Iniciou sua intervenção destacando que a **transição energética** no Brasil — marcada pela integração crescente de renováveis variáveis, expansão da geração distribuída e necessidade de redes mais inteligentes — exige não apenas

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

tecnologia, mas, sobretudo, **modelos de negócio e marcos regulatórios coerentes com essa nova realidade**. Para ele, não basta estabelecer metas ambiciosas; é preciso garantir que o setor tenha condições econômicas de atingi-las de forma sustentável.

João Carlos enfatizou que a **renovação das concessões de distribuição** é um momento decisivo para corrigir distorções históricas e alinhar incentivos. Defendeu que os novos contratos tragam compromissos claros com digitalização, automação e indicadores de resiliência, mas alertou para o risco de impor obrigações desconectadas da capacidade de execução das empresas ou do retorno econômico esperado. Segundo ele, a experiência de outros países demonstra que planos de modernização sem uma base financeira sólida tendem a gerar frustrações e, muitas vezes, resultados abaixo do esperado.

Na sua avaliação, o Brasil ainda carece de **uma política tarifária adaptada à nova configuração do setor**. A estrutura tarifária atual, desenhada para um modelo centralizado e com fluxo unidirecional de energia, não reflete a complexidade de redes com geração distribuída, armazenamento e resposta da demanda. Mello defendeu a introdução de sinais econômicos mais granulares — como tarifas horárias ou sazonais — para induzir comportamentos mais eficientes por parte dos consumidores e para viabilizar modelos de negócio inovadores, como agregadores e comercializadores varejistas.

Um ponto central da sua fala foi a preocupação com a **viabilidade econômico-financeira das distribuidoras** no novo cenário. Segundo ele, a abertura de mercado e o crescimento da geração distribuída tendem a reduzir a energia faturada pelas distribuidoras, pressionando receitas e exigindo uma revisão do modelo de remuneração pelo uso da rede. Ressaltou que, sem esse ajuste, existe o risco de um **círculo vicioso**: perda de receita → redução da capacidade de investimento →deterioração da qualidade do serviço →mais evasão de clientes.

João Carlos também abordou o tema da **coordenação entre regulação e planejamento setorial**, observando que, no Brasil, frequentemente as metas estabelecidas em políticas públicas não estão sincronizadas com o cronograma de investimentos e com os ciclos tarifários. Essa falta de alinhamento, segundo ele, cria insegurança e aumenta o custo de capital, já que investidores demandam retornos mais altos para compensar o risco regulatório.

No campo tecnológico, defendeu a **adoção gradual e planejada de AMI, automação e integração de DERs**, priorizando áreas onde o custo-benefício seja mais evidente. Para Mello, a massificação de tecnologias deve ser sustentada por estudos técnicos e financeiros sólidos, evitando a adoção generalizada de soluções que possam onerar o consumidor sem retorno proporcional em eficiência ou qualidade.

Encerrando sua fala, João Carlos de Mello reforçou que o sucesso da modernização do setor elétrico brasileiro dependerá de **três pilares essenciais**:

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

1. **Regulação estável e previsível**, que dê segurança jurídica e econômica para investimentos.
2. **Modelos tarifários modernos**, que reflitam o custo real da rede e incentivem a eficiência.
3. **Planejamento integrado**, que alinhe políticas públicas, regulação e estratégias empresariais em um horizonte de longo prazo.

Para ele, essa abordagem equilibrada é a única capaz de conciliar o avanço tecnológico com a modicidade tarifária, preservando a sustentabilidade financeira das empresas e garantindo a qualidade do serviço prestado à sociedade.

A executiva **Ângela Gomes** apresentou uma visão estratégica sobre a transformação do setor elétrico brasileiro, com foco na convergência entre inovação tecnológica, eficiência operacional e satisfação do consumidor. Desde o início de sua fala, destacou que a transição energética e a digitalização das redes não podem ser encaradas apenas como um desafio técnico, mas como uma **oportunidade de reposicionamento competitivo** para empresas de distribuição e para o setor como um todo. Enfatizou que a experiência internacional demonstra que a modernização bem-sucedida exige não apenas investimento em infraestrutura, mas também **mudança cultural e de processos internos** nas organizações.

Ângela chamou atenção para a **centralidade do consumidor** no novo modelo de negócio do setor elétrico. Para ela, o avanço da geração distribuída, do armazenamento e da mobilidade elétrica está empoderando o consumidor, que passa a atuar como prosumidor e demandar novos serviços personalizados. Isso exige que as distribuidoras evoluam para

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

modelos de **operadores de redes inteligentes (DSOs)**, com capacidade de gerenciar fluxos bidirecionais e oferecer soluções que integrem energia, dados e flexibilidade. Ressaltou que a relação com o cliente deve migrar de um atendimento reativo para uma postura proativa, baseada em dados em tempo real e plataformas digitais.

No campo tecnológico, destacou que **medição inteligente (AMI)**, automação e sistemas de gestão de DERs (Distributed Energy Resources Management Systems – DERMS) são investimentos indispensáveis para a operação de redes complexas e distribuídas. No entanto, alertou que a simples implantação da tecnologia não garante resultados: é preciso integrá-la a processos operacionais eficientes e a equipes capacitadas. Defendeu que a adoção dessas soluções seja acompanhada de **indicadores claros de desempenho** e de uma estratégia de uso de dados para tomada de decisão e melhoria contínua.

Ângela também abordou a **questão regulatória**, afirmando que a evolução do setor só será possível com regras estáveis, claras e alinhadas com a realidade tecnológica. Apontou que os atuais marcos regulatórios ainda não dão conta de estimular de forma plena a inovação e a flexibilidade necessárias, sendo fundamental a introdução de **mecanismos que incentivem a eficiência e a resiliência**. Defendeu a criação de modelos tarifários que reflitam o valor dos serviços prestados pela rede, inclusive aqueles associados à confiabilidade e à flexibilidade.

Outro ponto de destaque em sua fala foi a **importância da cibersegurança**. Para Ângela, quanto mais digitalizadas e conectadas se tornam as redes, maior é a superfície de ataque e o risco de incidentes que podem comprometer a operação e a confiança do consumidor. Defendeu que a segurança cibernética seja tratada desde o planejamento dos projetos, e não como um elemento posterior, e que envolva não apenas tecnologia, mas também **treinamento e cultura organizacional**.

Por fim, Ângela Gomes enfatizou que o sucesso da transformação do setor elétrico brasileiro dependerá da colaboração **entre todos os atores** — reguladores, empresas, consumidores e fornecedores de tecnologia. Destacou que a transição energética é, ao mesmo tempo, um desafio e uma oportunidade histórica para que o Brasil consolide sua posição de liderança em energia limpa e inovação na América Latina. Encerrou reforçando que, para atingir esse objetivo, será necessário unir **investimentos inteligentes, inovação regulatória e foco genuíno no consumidor** como elementos centrais da estratégia setorial.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Rodrigo Ferreira, presidente executivo da ABRACEEL, iniciou sua fala com uma saudação ao organizador do Fórum, ressaltando a importância e a persistência da iniciativa em manter o debate sobre redes inteligentes vivo há quase duas décadas. Enfatizou que a resiliência de eventos como este é essencial para **conscientizar autoridades e o Congresso a reconhecerem que o Brasil precisa avançar para o século XXI em termos de modernização do setor elétrico.**

A partir desse ponto, concentrou-se no tema do **mercado livre de energia**, que, em sua visão, será a "próxima grande novidade" no setor. Ele lembrou que o setor elétrico brasileiro é historicamente conservador, mas que nos últimos anos já passou por mudanças importantes com a entrada das energias renováveis, especialmente a eólica, e, depois, com a geração distribuída (GD). Para Ferreira, a GD é um avanço notável, pois permitiu ao consumidor gerar sua própria energia, mas sua regulação no Brasil é distorcida: cria vantagens excessivas para quem instala sistemas, ao mesmo tempo em que penaliza os que não têm acesso à tecnologia, gerando desequilíbrios entre consumidores.

Ele então resgatou a história do **mercado livre** no país. Instituído pela Lei nº 9.074, de 1995, de autoria do deputado José Carlos Aleluia, o modelo foi concebido para se expandir progressivamente até abranger todos os consumidores. **Em 2005, segundo o cronograma original, todos já deveriam ser livres**. Contudo, a **crise do racionamento de 2001 e o novo modelo** implantado pela então ministra Dilma Rousseff **reverteram a lógica, priorizando leilões centralizados de longo prazo e contratos indexados à inflação.** Embora esse modelo tenha viabilizado uma duplicação da capacidade instalada do Brasil

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

e servido de referência internacional, deixou como herança distorções profundas, como os altos custos resultantes da indexação inflacionária. Ferreira citou o caso das usinas do Rio Madeira, que venderam energia a preços artificialmente baixos nos leilões regulados e, passados dez anos, viram os contratos se tornarem muito mais caros que os preços praticados no mercado livre.

Para ele, o Brasil está atrasado nessa discussão, mas o momento atual oferece uma oportunidade histórica, já que três instrumentos legislativos em tramitação — a **MP 1.300**, a **MP 1.304** e um **projeto de lei ressuscitado na Comissão de Minas e Energia da Câmara** — podem viabilizar finalmente a abertura do mercado para todos os consumidores, inclusive os de baixa tensão. Ferreira frisou que se trata de uma questão de **direito de escolha**: quem quiser permanecer representado pelas distribuidoras poderá fazê-lo, mas quem desejar migrar para um mercado competitivo deve ter essa opção.

Rodrigo fez questão de reforçar que o consumidor não pode continuar tratado como uma entidade abstrata nas discussões do setor. O consumidor, destacou ele, "somos nós mesmos". E lembrou que, historicamente, o setor elétrico se preocupou em se estruturar para atender a si próprio, deixando em segundo plano sua missão maior: servir à sociedade. Para ilustrar, mencionou pesquisa feita pela ABRACEEL com o Datafolha, segundo a qual **oito em cada dez brasileiros gostariam de escolher seu fornecedor de energia**.

Em sua fala, o executivo também estabeleceu uma ponte entre a abertura de mercado e os conceitos da **transição energética**. Ele lembrou que o Brasil já possui uma matriz elétrica descarbonizada, majoritariamente renovável, e que, portanto, não enfrenta os mesmos desafios de países como Alemanha ou Itália. Mas ressaltou que a transição energética não se resume à descarbonização: envolve também **digitalização e descentralização**. Esses dois aspectos, em sua visão, podem ser alcançados com vontade política, programas de digitalização e a ampliação do acesso ao mercado livre.

Ferreira projetou um **cenário de futuro próximo em que o mercado de energia no Brasil passará a se parecer mais com o de países desenvolvidos**. Citou exemplos da Espanha e de Portugal, onde **comercializadoras oferecem não apenas tarifas diferenciadas, mas também produtos e serviços agregados** — desde eletricistas disponíveis a qualquer hora até vouchers e dias de consumo gratuito de energia. Explicou que, no Brasil, o mercado livre poderá transformar a relação do consumidor com a energia elétrica, aproximando-a da lógica de outros bens de consumo: preço, transparência, conveniência e serviços adicionais.

Ao abordar os **desafios regulatórios e institucionais**, destacou que o **mercado livre, ao contrário do que alguns imaginam, também é altamente regulado**. A diferença está no preço, que é livremente negociado. No entanto, alertou para riscos, como a tentação de multiplicar leilões de capacidade sem critérios claros, impondo custos indevidos aos consumidores. Ressaltou também exemplos emblemáticos de ineficiências do mercado cativo, como Itaipu, cuja energia amortizada poderia estar sendo entregue a preços muito baixos ao consumidor brasileiro, mas permanece onerada por subsídios e arranjos políticos.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Por fim, Rodrigo Ferreira falou sobre a **preparação do setor para a abertura do Grupo B**, que abrange a baixa tensão. Ele explicou que será necessária uma verdadeira **jornada tecnológica e digital**, já que o perfil de consumo desses clientes é muito diferente do dos atuais consumidores livres. Isso exigirá ferramentas digitais, plataformas intuitivas e novas estratégias de marketing e publicidade para alcançar milhões de potenciais clientes. Lembrou que tanto a CCEE quanto a ANEEL e as comercializadoras já vêm se preparando: a Câmara investiu em modernização de sistemas, realizou consultas públicas relevantes (como a CP 28 e a CP 07) e, segundo seu presidente, está pronta para a abertura.

Encerrando sua fala, Ferreira reiterou que a abertura do mercado é **o modelo comercial da transição energética**, porque devolve ao consumidor o poder de escolha e, com isso, cria os incentivos corretos para a digitalização, a descentralização e a expansão das energias renováveis. Destacou que **92% dos projetos renováveis em desenvolvimento no Brasil já estão voltados ao mercado livre**, justamente porque são os consumidores que escolhem, e eles tendem a preferir energia mais barata e sustentável. Em sua avaliação, a **MP 1.300 representa um marco do consumidor**, um primeiro passo para corrigir desequilíbrios históricos e inaugurar um novo paradigma no setor elétrico brasileiro.

Na reta final do painel, o moderador abriu a sessão de **perguntas e respostas**, destacando que havia muitas questões, mas que seria necessário sintetizar devido ao tempo. Entre os temas levantados, apareceram duas indagações centrais: primeiro, uma visão prospectiva sobre os **próximos três anos do setor elétrico**; segundo, uma discussão sobre a **alocação**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

de riscos e custos — se estes deveriam recair sobre consumidores, geradores ou transmissores.

O professor **Nivalde** foi o primeiro a responder, trazendo uma perspectiva otimista, mas também crítica. Ele ressaltou que o processo de abertura de mercado finalmente deve ganhar corpo nesse horizonte de três anos, tornando-se realidade para milhões de consumidores. Recordou que o GESEL, grupo acadêmico que coordena, realizou estudos comparativos internacionais mostrando que em diversos países a liberalização foi longa e gradual, enquanto no Brasil busca-se fazer essa transição em ritmo acelerado, alcançando cerca de **90 milhões de consumidores** em prazo relativamente curto. Para ele, a abertura, se bem regulada, será capaz de atrair investimentos e gerar novas oportunidades, embora também possa expor fragilidades de empresas menos estruturadas.

Na sequência, Nivalde apontou outro desafio decisivo: a questão do **armazenamento de energia**. Observou que os **cortes de geração** já se tornaram cada vez mais frequentes, não por falta de transmissão, mas por excesso de oferta em determinados períodos, especialmente devido ao crescimento explosivo da geração distribuída. Lembrou que os subsídios concedidos a esse segmento aumentam proporcionalmente os riscos de desequilíbrio financeiro, já que a GD se tornou a principal fonte de incentivos no setor, ultrapassando até os volumes destinados a outras energias incentivadas. Nesse cenário, previu que em três anos haverá uma expansão expressiva de soluções de **baterias**, com aplicações em múltiplas escalas: desde sistemas atrás do medidor em residências e pequenas empresas até instalações de maior porte em distribuidoras e transmissoras.

Ainda sobre armazenamento, Nivalde destacou o papel das **usinas hidrelétricas reversíveis** como alternativa complementar. Segundo ele, o Brasil tem mais de 200 hidrelétricas que poderiam ser adaptadas com reservatórios superiores e inferiores, criando condições ideais para armazenar energia em larga escala e por períodos prolongados. Enquanto as baterias se prestam a soluções de curto prazo — algumas horas de compensação — as reversíveis podem acumular energia por dias, permitindo atender aos picos de demanda durante a semana, especialmente após períodos de baixa demanda e alta geração renovável nos fins de semana. Ele defendeu que a regulamentação precisa criar condições claras para viabilizar esses investimentos, seja com extensão de concessões ou exigência de implantação em processos de renovação. Para ele, esse é um novo horizonte para o setor, capaz de fortalecer o lastro das grandes geradoras e dar mais segurança e flexibilidade ao sistema elétrico brasileiro.

Ângela Gomes, em seguida, manifestou **concordância com as colocações de Nivalde**, mas acrescentou um ponto essencial: a necessidade de corrigir a atual **alocação de custos**, que hoje distorce os sinais econômicos e não revela adequadamente o valor real dos serviços prestados. Na sua visão, a precificação inadequada gera ineficiências, beneficia uns agentes em detrimento de outros e acaba por repassar encargos de maneira desigual ao consumidor final. Ajustar esse mecanismo, portanto, seria um passo fundamental para o futuro próximo, permitindo maior transparência e justiça na formação de preços e no equilíbrio entre geradores, transmissores e usuários do sistema.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Esse conjunto de intervenções deixou clara a percepção comum entre os debatedores: o setor está em plena transformação e os próximos três anos serão decisivos. De um lado, a abertura do mercado promete finalmente dar ao consumidor liberdade de escolha, inserindo o Brasil em linha com práticas internacionais. De outro, a rápida expansão das fontes renováveis e distribuídas exige soluções urgentes para o armazenamento e para a correta alocação de custos, sob pena de se ampliar riscos financeiros e operacionais. O painel terminou, assim, com uma mensagem de prudente otimismo: a transição energética traz desafios, mas também abre novas possibilidades de inovação, investimento e fortalecimento estrutural do setor elétrico.

6. Painel: Painel de Tecnologias Emergentes e Escaláveis

Palestrantes:

- Alexandre Taijun O'Hara, Diretor de Aplicações - América do Sul
- Daniel Vazquez, Director of LATAM Sales of AP Sensing (Mexico)
- Renata Carnieltto Friedmann, Chefe de Vendas de Sistemas Smart Grid na WEG Digital & Sistemas, WEG / V2COM
- Silvio Mattiazzi, Gerente de Vendas para MGA LATAM na Megger
- Marcelo Tomasini, Brand Executive na IBM

Moderador: Marcelo Machado, diretor da BREE e da ABINEE

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O especialista **Alexandre O'Hara** iniciou sua apresentação destacando a relevância estratégica da **gestão de ativos e da confiabilidade operacional** como elementos centrais para a transição energética e a modernização do setor elétrico. Ele contextualizou que, no cenário atual, as empresas de energia enfrentam pressões simultâneas: a necessidade de atender a demandas de crescimento e diversificação da matriz elétrica, a incorporação acelerada de novas tecnologias e a exigência crescente por qualidade e continuidade do fornecimento, mesmo diante de eventos climáticos extremos.

Segundo O'Hara, a digitalização das redes e a aplicação de ferramentas avançadas de monitoramento e diagnóstico são fundamentais para maximizar a vida útil dos ativos e reduzir custos operacionais. Ressaltou que **estratégias de manutenção preditiva**, apoiadas por análise de dados em tempo real, sensores IoT e inteligência artificial, permitem identificar falhas antes que elas se tornem críticas, diminuindo paradas não programadas e melhorando a segurança operacional.

O'Hara enfatizou a importância de **modelos de gestão baseados em risco**, que priorizam investimentos e intervenções nos pontos mais críticos da rede, otimizando o uso dos recursos financeiros. Ele apresentou exemplos de casos práticos em que essa abordagem resultou em ganhos expressivos de confiabilidade e redução de custos, especialmente em ativos de longa vida útil, como transformadores e linhas de transmissão.

Outro ponto abordado foi a **integração de dados operacionais e corporativos** em plataformas únicas, permitindo que as decisões técnicas sejam alinhadas às estratégias de negócio. Para O'Hara, essa visão integrada é essencial para que as empresas possam responder rapidamente a mudanças regulatórias, novas demandas do mercado e pressões competitivas.

Ele também destacou que, no contexto da **transição energética**, as empresas precisam conciliar a operação eficiente dos ativos existentes com a incorporação de novos elementos no sistema, como geração distribuída, armazenamento de energia e mobilidade elétrica. Isso implica repensar processos, capacitar equipes e adotar uma cultura organizacional voltada para inovação e melhoria contínua.

Encerrando sua fala, Alexandre O'Hara reforçou que a **gestão estratégica de ativos**, combinando tecnologia, análise de dados e abordagem baseada em risco, é um pilar indispensável para garantir que o setor elétrico avance na direção da descarbonização e da digitalização sem comprometer a confiabilidade e a modicidade tarifária. Em sua visão, as empresas que conseguirem integrar esses elementos estarão mais bem preparadas para enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades da nova era energética.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O especialista **Daniel Vazquez** estruturou sua apresentação em torno do papel estratégico da inovação tecnológica e da digitalização como catalisadores da modernização do setor elétrico. Logo no início, destacou que a transição para um sistema mais flexível, resiliente e descentralizado não se limita a trocar equipamentos antigos por novos, mas envolve uma **mudança profunda de paradigma** na forma como a rede é operada, planejada e integrada aos consumidores e aos recursos energéticos distribuídos.

Vazquez salientou que a evolução para **redes inteligentes** exige não apenas a instalação de sensores, medidores avançados e sistemas de automação, mas também a capacidade de transformar os dados coletados em informações acionáveis. Nesse sentido, apontou que a **analítica avançada e a inteligência artificial** são elementos-chave para antecipar falhas, otimizar fluxos de energia, gerenciar picos de demanda e integrar de forma segura e eficiente a geração renovável intermitente.

Outro ponto central da sua fala foi a importância de criar **arquiteturas abertas e interoperáveis** que permitam a comunicação entre equipamentos e plataformas de diferentes fabricantes. Para ele, a interoperabilidade é condição fundamental para evitar a fragmentação tecnológica, garantir escalabilidade e permitir a incorporação contínua de inovações sem necessidade de substituição de todo o parque tecnológico existente.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Daniel também enfatizou que o sucesso da digitalização depende de **capacitação técnica e mudança cultural** dentro das empresas. Não basta instalar novas ferramentas; é preciso preparar as equipes para operá-las de forma plena, integrando os processos tecnológicos ao planejamento estratégico e à gestão de ativos. Destacou ainda que essa preparação deve incluir não apenas engenheiros e técnicos, mas também gestores, para que as decisões corporativas sejam embasadas em dados e alinhadas aos objetivos operacionais.

O palestrante trouxe exemplos de aplicações bem-sucedidas de **sistemas de gerenciamento de DERs (DERMS)** e de **resposta da demanda**, destacando como essas soluções podem contribuir para reduzir custos operacionais, aumentar a confiabilidade e criar novos modelos de negócios. Argumentou que, no Brasil, tais tecnologias podem ser aplicadas de forma incremental, priorizando regiões ou segmentos onde o custo-benefício seja mais claro, de forma a evitar investimentos ineficientes.

Em suas considerações finais, Daniel Vazquez ressaltou que a digitalização e a inovação no setor elétrico devem caminhar junto com **políticas públicas e regulação adaptativas**, capazes de acompanhar a velocidade da evolução tecnológica. Defendeu que marcos regulatórios mais flexíveis, combinados com mecanismos como sandboxes regulatórios, podem acelerar a adoção de novas soluções e reduzir barreiras para modelos de negócio inovadores. Concluiu destacando que a verdadeira transformação só será possível por meio da integração entre tecnologia, regulação e pessoas, garantindo que a modernização da rede traga benefícios tangíveis para toda a sociedade.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

A executiva **Renata Carnieletto Friedmann** trouxe uma perspectiva voltada à **integração entre planejamento energético, inovação e sustentabilidade**, enfatizando que a modernização do setor elétrico deve estar ancorada em estratégias que conciliem eficiência econômica, segurança operacional e responsabilidade ambiental. Logo no início de sua fala, destacou que o Brasil vive um momento singular, com a necessidade de expandir e reforçar suas redes ao mesmo tempo em que deve atender a compromissos de descarbonização e ampliar a participação de fontes renováveis variáveis.

Renata ressaltou que, nesse contexto, o **planejamento de longo prazo** é essencial, mas precisa ser flexível o suficiente para se adaptar à velocidade das mudanças tecnológicas e às novas demandas do mercado. Defendeu que o setor elétrico adote modelos de planejamento dinâmicos, que incorporem cenários prospectivos e análises de risco, permitindo decisões mais ágeis diante de incertezas como variações climáticas, evolução regulatória e mudanças no perfil de consumo.

Outro ponto central de sua apresentação foi a importância de integrar **gestão de recursos energéticos distribuídos (DERs)** e soluções de armazenamento de energia como elementos estruturantes das redes inteligentes. Para ela, a descentralização da geração não deve ser encarada como um desafio isolado, mas como uma oportunidade para aumentar a resiliência e a eficiência do sistema, desde que haja coordenação entre operadores, reguladores e consumidores.

Renata também abordou a **questão regulatória**, defendendo marcos normativos mais adaptativos, capazes de incentivar a inovação e ao mesmo tempo garantir estabilidade e previsibilidade para investidores. Citou a relevância de instrumentos como **sandboxes regulatórios**, que permitem testar modelos de negócio e tecnologias emergentes sem o ônus de se enquadrar, de imediato, em regras rígidas que podem não refletir a realidade de soluções ainda em desenvolvimento.

Ela deu ênfase à necessidade de fortalecer a **governança e a cooperação intersetorial**, reunindo governo, empresas, academia e sociedade civil em torno de agendas comuns para a transição energética. Argumentou que a transformação do setor elétrico não é apenas um projeto técnico, mas um **processo coletivo**, que exige diálogo, alinhamento de interesses e mecanismos transparentes de tomada de decisão.

Ao encerrar sua fala, Renata Carnieletto Friedmann reforçou que o sucesso da modernização das redes brasileiras dependerá de três pilares: **planejamento inteligente, inovação aplicada e governança colaborativa**. Em sua visão, se esses elementos forem combinados com investimentos consistentes e regulação adaptativa, o Brasil terá condições de não apenas atender às suas metas de transição energética, mas também de se consolidar como referência internacional em integração de renováveis e gestão de redes complexas.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O especialista **Sílvio Mattiazzi** apresentou uma visão prática e orientada à engenharia sobre os desafios técnicos da modernização das redes elétricas, com foco especial no papel das soluções de teste, diagnóstico e monitoramento para garantir a **confiabilidade e a disponibilidade operacional** dos sistemas. Logo no início de sua fala, ressaltou que a transição energética e a digitalização das redes não significam apenas incorporar novos equipamentos e tecnologias, mas também **assegurar que os ativos existentes operem dentro de padrões ótimos** ao longo de todo o seu ciclo de vida.

Mattiazzi explicou que, à medida que o sistema elétrico se torna mais complexo, com maior penetração de geração distribuída, armazenamento de energia e mobilidade elétrica, cresce a necessidade de **monitoramento em tempo real** e de ferramentas que permitam identificar de forma antecipada condições anômalas nos ativos. Para ele, a manutenção corretiva não é mais aceitável como modelo predominante: é fundamental migrar para **estratégias de manutenção preditiva e baseada em condição**, utilizando dados de alta precisão obtidos por meio de sensores e equipamentos especializados.

Ele destacou o papel dos **ensaios e diagnósticos avançados** — como testes dielétricos, análise de descargas parciais, termografia e medições de alta frequência — para detectar falhas incipientes em transformadores, cabos, disjuntores e outros componentes críticos da rede. Apresentou exemplos de casos em que a aplicação dessas metodologias evitou interrupções prolongadas e reduziu significativamente os custos de reparo, mostrando que o retorno sobre o investimento em equipamentos de teste pode ser rápido e expressivo.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Outro ponto abordado foi a importância de **integrar as soluções de teste e monitoramento a plataformas de gestão de ativos**, permitindo que os resultados obtidos em campo alimentem diretamente sistemas corporativos e auxiliem na tomada de decisões estratégicas sobre priorização de investimentos e substituição de ativos. Mattiazzi ressaltou que essa integração é crucial para otimizar recursos e garantir que cada intervenção na rede esteja justificada por evidências técnicas.

Sílvio também chamou atenção para a **capacitação de equipes**, lembrando que a eficácia das ferramentas depende da habilidade dos profissionais em interpretar corretamente os dados e aplicar as recomendações derivadas das análises. Defendeu que programas contínuos de treinamento e certificação sejam parte integrante da estratégia de manutenção e operação das empresas do setor.

Encerrando sua participação, Sílvio Mattiazzi reforçou que a confiabilidade do sistema elétrico em um cenário de crescente complexidade depende de uma **abordagem proativa**, na qual a tecnologia de teste e diagnóstico, combinada com gestão de dados e capacitação técnica, atua como um elemento-chave para sustentar a segurança operacional, a qualidade do fornecimento e a eficiência econômica no longo prazo.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O especialista **Marcelo Tomasini** apresentou uma abordagem voltada à **integração entre modernização tecnológica, eficiência operacional e resultados econômicos**, defendendo que a transformação do setor elétrico precisa ser conduzida com pragmatismo, foco em retorno sobre investimento e alinhamento às necessidades reais do sistema. Logo no início, ressaltou que a digitalização e a automação não devem ser tratadas apenas como tendências tecnológicas, mas como **ferramentas estratégicas para aumentar a confiabilidade, reduzir custos e ampliar a flexibilidade da operação**.

Tomasini destacou que a introdução de **medição inteligente, automação de subestações, sistemas SCADA avançados e plataformas de análise de dados** cria condições para um gerenciamento mais preciso da rede, especialmente em um contexto de penetração crescente de geração distribuída e de recursos energéticos variáveis. No entanto, alertou que esses investimentos precisam ser sustentados por **estudos técnicos robustos de custo-benefício**, de modo a evitar a adoção de soluções caras ou complexas que não tragam benefícios proporcionais ao sistema.

Outro ponto enfatizado foi a importância de **processos integrados de gestão de ativos**, nos quais dados obtidos por sensores e sistemas de monitoramento sejam transformados em informações úteis para orientar manutenções, substituições e expansões. Segundo ele, essa integração permite decisões mais rápidas e assertivas, otimizando recursos e aumentando a disponibilidade da rede.

Marcelo também abordou a **questão da interoperabilidade**, defendendo que a adoção de padrões abertos e compatibilidade entre sistemas de diferentes fornecedores é essencial para garantir a escalabilidade e a longevidade dos investimentos. Para ele, a fragmentação tecnológica, com soluções isoladas e não integráveis, compromete a eficiência operacional e eleva custos de manutenção.

Ele trouxe exemplos práticos de casos em que a combinação de automação, análise preditiva e resposta da demanda resultou em **redução significativa de interrupções, melhor aproveitamento da infraestrutura existente e adiamento de investimentos em expansão**. Destacou que essa abordagem é particularmente relevante em um cenário de restrições orçamentárias e crescente exigência por modicidade tarifária.

Em sua conclusão, Tomasini reforçou que a modernização das redes deve ser encarada como um **processo contínuo e escalável**, no qual cada etapa gere ganhos concretos e mensuráveis. Defendeu que a combinação de tecnologia, padronização, gestão eficiente de ativos e foco no consumidor é a chave para garantir que o setor elétrico brasileiro avance de forma sustentável, competitiva e alinhada aos desafios da transição energética.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

No encerramento do último painel do dia, moderado por **Marcelo Machado**, diretor da BREE e da ABINEE, as discussões finais ganharam um tom bastante prático, voltado aos desafios e às oportunidades de aplicação de novas tecnologias no setor elétrico. Logo no início, o próprio Marcelo lançou uma questão que sintetizava duas preocupações centrais: **quais barreiras a inteligência artificial ainda encontra para se consolidar na gestão nativa do setor elétrico e, em paralelo, quais seriam os passos recomendados para estruturar um *roadmap* eficaz de gestão de ativos.**

O primeiro a responder foi Marcelo Tomasini, que trouxe sua experiência para destacar o caráter conservador do setor elétrico. Segundo ele, essa cautela na adoção de novas tecnologias, embora muitas vezes vista como resistência, também é necessária para preservar a segurança e confiabilidade do sistema. Ainda assim, ressaltou que o setor precisa superar a desconfiança e reconhecer o valor que a inteligência artificial pode agregar em termos de eficiência e resiliência. Essa mudança, em sua visão, depende de uma liderança firme: não será um processo construído de baixo para cima, mas sim induzido pelo convencimento do alto escalão das empresas, que deve assumir a responsabilidade de patrocinar a transformação.

Na sequência, ele destacou que o primeiro passo de um roadmap consistente deve ser a definição de uma governança clara para a IA. Cada empresa precisa compreender de que forma pretende utilizar a tecnologia, quais dados serão tratados e quais objetivos pretende alcançar. Questões como privacidade, sigilo de informações estratégicas e orquestração de diferentes aplicações precisam estar equacionadas antes de qualquer iniciativa de

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

implantação. A partir dessa base de governança, entra em cena a definição das demandas em infraestrutura: hardware, sensores e sistemas de monitoramento só farão sentido se alinhados a uma visão previamente estabelecida.

Marcelo Machado então direcionou a mesma questão para Daniel e Renata, que trouxeram perspectivas complementares. Daniel enfatizou que a confiabilidade das novas tecnologias, como a que apresentou, depende sobretudo da qualidade da infraestrutura existente. Ao citar sistemas baseados em fibras ópticas para monitoramento, explicou que a eficiência está condicionada ao estado físico dos cabos e à configuração em que se encontram, lembrando que tais soluções já vêm sendo aprimoradas desde os anos 1980 e hoje contam com o apoio de softwares avançados e inteligência artificial para transformar dados de temperatura e vibração em informações úteis para o setor.

Renata, por sua vez, abordou a importância do planejamento e do alinhamento de expectativas entre fornecedores e concessionárias. Ela observou que, por mais robusta que seja a tecnologia, o sucesso da implantação depende da clareza sobre o que se espera do projeto, em que prazos e com quais prioridades. Essa definição inicial é crucial para garantir que os acordos estabelecidos se concretizem. Ao mesmo tempo, destacou a relevância da arquitetura modular das soluções, que permite escalabilidade e flexibilidade diante das rápidas mudanças do mercado. Para ela, cada concessionária tem necessidades específicas e, portanto, o comprometimento na fase de desenho do projeto é determinante para assegurar a confiabilidade e o cumprimento dos *SLAs – Service Level agreements*.

Na sequência, Silvio foi convidado a comentar como a solução de sua empresa se comporta em eventos climáticos e se poderia integrar-se aos sistemas já existentes na rede. Ele explicou que a proposta atual não é de atuação direta, mas sim de monitoramento preditivo: o sistema indica a possibilidade de ocorrência de falhas e envia informações de alta qualidade para subsidiar a tomada de decisão das equipes operacionais. Contudo, ressaltou que a integração com sistemas como SCADA ou plataformas de subestações pode ampliar significativamente as funcionalidades, possibilitando uma orquestração mais eficiente e preventiva da operação.

Por fim, Alexandre respondeu sobre os impactos de custo da nova funcionalidade Koala em seus equipamentos. Ele esclareceu que o acréscimo não chega a 10% do valor do dispositivo e que o ganho em valor agregado é muito superior, principalmente pela possibilidade de realizar manutenções preditivas e reduzir impactos de falhas permanentes. Explicou que o Koala atua em conjunto com outras soluções, fornecendo dados que enriquecem a análise e ajudam a antecipar problemas, ao mesmo tempo em que equipamentos autônomos, como o TripSaver 2, continuam a desempenhar o papel de isolamento imediato das faltas. Para ele, o mais importante é entender que não existem soluções excludentes, mas sim tecnologias complementares que precisam ser integradas de forma inteligente.

Encerrando o painel, Marcelo Machado agradeceu a participação de todos os debatedores — Marcelo, Silvio, Alexandre, Renata e Daniel — e reforçou que muitos deles estariam

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

disponíveis também na área de exposição, onde poderiam aprofundar conversas e esclarecer dúvidas específicas. Destacou a relevância do debate, que trouxe uma combinação de perspectivas técnicas e estratégicas sobre inteligência artificial, monitoramento, resiliência e gestão de ativos, e agradeceu a oportunidade de conduzir a sessão, registrando a honra de participar de um fórum tão qualificado

7. Painel: Tecnologias de Serviços Digitais de Eletricidade

Palestrantes:

- Felipe Luiz da Silva Bicalho, Coordenador de Engenharia e Propostas, Siemens
- Sérgio Jacobsen, Presidente Micropower Energy
- Carlos Ohde, Presidente FIT
- Marcos Aurélio Izumida Martins, Business Development, Gridspertise

Moderador: Luciano Ribeiro

Felipe Luiz da Silva Bicalho iniciou sua apresentação destacando os desafios complexos enfrentados pelas distribuidoras de energia no Brasil, envolvendo tarifas, qualidade do fornecimento, marco regulatório e novos tipos de clientes, como os clientes livres e a expansão da micro e mini geração distribuída. Ele ressaltou que a crescente complexidade

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

regulatória — incluindo a Portaria 111 e a medição de iluminação pública — tem ampliado as obrigações das distribuidoras em relação à coleta e análise de dados de qualidade de energia do cliente final.

Um ponto crítico apresentado foram as **perdas não técnicas**, tradicionalmente um grande motivador para projetos de medição inteligente (smart metering) no país. Apesar de anos de esforço, estas perdas continuam sendo relevantes, reforçando a necessidade de projetos de AMI (Advanced Metering Infrastructure) e MDM (Meter Data Management) para detecção, análise e mitigação.

Felipe destacou uma vantagem estratégica do Brasil: a ausência de grandes projetos massivos de MDM ainda permite aprender com experiências consolidadas internacionalmente. Ele citou exemplos de projetos implantados há 10–15 anos nos Estados Unidos e Europa, que agora evoluem para uma **segunda geração de AMI**, com substituição de tecnologias antigas e adoção de sistemas mais modernos, confiáveis e com melhor custo-benefício.

Ele ressaltou que, antigamente, a tecnologia era uma barreira significativa, com projetos pilotos utilizando PLC, RF Mesh, redes celulares e outros protocolos. Hoje, com tecnologias consolidadas e custo-benefício adequado, é possível implementar **projetos em larga escala**. No entanto, isso traz novos desafios, especialmente relacionados à **escalabilidade e performance** das plataformas de MDM, uma vez que a coleta de dados se tornou mais frequente — passando de resoluções de 15 minutos ou 1 hora para intervalos de 5 minutos ou menos. A tendência de migração para a nuvem também exige plataformas compatíveis, garantindo uma transição suave e eficiente.

A **interoperabilidade e neutralidade** foram destacadas como requisitos essenciais. Não é mais viável ter sistemas fechados e proprietários, pois diferentes regiões e tipos de clientes demandam tecnologias diversas. Plataformas modernas devem ser capazes de integrar múltiplos fornecedores, tecnologias de comunicação e medidores distintos, permitindo expansão sem dependência de um único provedor.

Felipe enfatizou a importância da **conformidade regulatória e flexibilidade**, citando que um MDM global permite lidar com diferentes tipos de tarifas, dados e exigências legais, incluindo os formatos requeridos pelo CCE para clientes livres. Ele também ressaltou que o **retorno sobre investimento (ROI)** vai além do faturamento, envolvendo redução de inadimplência com corte e religamento virtual, combate a perdas usando algoritmos inteligentes e IA, otimização de fluxos de trabalho e gestão de ativos em campo.

Outro ponto crítico abordado foi a **cibersegurança**, uma preocupação crescente em um contexto global de conflitos e ataques virtuais. Plataformas MDM devem seguir padrões rigorosos para proteger dados e infraestrutura, garantindo operação segura de sistemas conectados a dispositivos de medição, redes e transformadores.

Felipe explicou que o **MDM funciona como o coração do smart metering**, coletando e validando dados de dispositivos em campo, integrando-os a outros sistemas corporativos e

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

de operação (como SCADA, ADMS, OMS e EDMS), habilitando análise avançada, detecção de interrupções e engajamento do consumidor. Ele destacou a importância de fornecer informações em tempo quase real aos clientes, permitindo que conheçam seus padrões de consumo, escolham tarifas e contribuam para a gestão da demanda.

Exemplos internacionais reforçaram a importância do MDM como ferramenta operacional e estratégica. No Texas, EUA, o MDM integra dados de mais de 400 mil clientes, permitindo envio de notificações sobre interrupções de energia e previsão de restauração, reduzindo a sobrecarga de call centers e melhorando a eficiência na mobilização das equipes de campo. Além disso, Felipe apresentou casos de medidores de gás com sensores de vazamento, demonstrando como eventos críticos podem ser tratados quase instantaneamente, destacando a importância de **processamento em near real time**.

Por fim, ele enfatizou a automação dos processos: mais de 99,9% dos problemas de dados de medição podem ser resolvidos diretamente no MDM, com validação automática, estimativa de dados faltantes e encaminhamento para ação em campo apenas quando necessário. Assim, o MDM não só centraliza e organiza os dados de medição, mas também permite **otimizar a operação, reduzir perdas e engajar clientes**, consolidando-se como peça fundamental na modernização e eficiência das distribuidoras.

Sérgio Jacobsen, Presidente Micropower Energy, iniciou sua apresentação destacando a Micropower Energy como uma empresa inovadora no setor energético brasileiro, principalmente pelo seu modelo de negócio ESA Service. Diferentemente da abordagem

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

tradicional de venda de projetos, a Micropower oferece aluguel de soluções energéticas aos clientes, mantendo também a possibilidade do modelo tradicional. Ele ressaltou que a empresa é atualmente a maior comercializadora de energia e a terceira maior geradora de energia solar do Brasil, recentemente adquirida pela Vibra, oferecendo uma solução completa de energia, incluindo fontes fósseis como diesel e gás, além de renováveis e baterias. Jacobsen também mencionou a parceria com a Equinor (antiga Statoil), uma das maiores empresas norueguesas de óleo e gás.

Um foco importante apresentado foi o mercado off-grid e o uso de baterias em regiões sem rede elétrica adequada, como áreas remotas do agro, especialmente na região do Matopiba (Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia), onde a irrigação agrícola demanda energia significativa. A solução adotada combina painéis fotovoltaicos com baterias, garantindo referência de tensão e estabilidade, já que o fotovoltaico isolado não possui inércia suficiente. Jacobsen destacou que essas micro-redes já são economicamente viáveis e em operação, sendo um modelo replicável para outros setores industriais além do agronegócio.

Entre os projetos emblemáticos, ele citou:

1. Projeto Vale – um sistema com 10 MWh de baterias operando há dois anos, realizando *peak shaving*, fornecendo backup, correção de reativos e auxiliando na rede durante horários de ponta. As baterias já processaram aproximadamente 1,4 GWh, demonstrando grande escala e confiabilidade.

2. Projeto Virtual Power Plant (VPP) P&D Anel – seis baterias de 250 kWh conectadas ao alimentador da rede, inicialmente focadas na correção de qualidade de energia, com expansão prevista para isolamento de trechos da rede em caso de falhas, em combinação com fontes fotovoltaicas.

3. Projetos comerciais e industriais – incluindo um shopping com baterias Tesla de 1,6 kWh para *peak shaving* e *backup*, e o McDonald's de Pinheiros em São Paulo, onde a bateria será remobilizada para estações de carregamento rápido, equilibrando a demanda e aliviando a rede.

Jacobsen enfatizou que o setor de baterias está se consolidando como commodity, com ampla oferta global e fabricantes de diferentes níveis, mas que a Micropower foca no desenvolvimento do EMS (Energy Management System), software proprietário que coordena e otimiza a operação das baterias, integrando diferentes fontes de energia e garantindo flexibilidade, eficiência e autonomia. O EMS define quando e como as baterias devem carregar ou descarregar, maximizando o benefício para a rede e para o cliente.

Um ponto crítico abordado foi a curva do pato e os desafios da saída de energia das renováveis, citando projeções do ONS e do PDE para 2027-2029, com rampas de até 50 GW, destacando que o curtailment de solar e eólica se tornará crescente, e soluções como térmicas seriam menos eficientes. Para Jacobsen, baterias são a solução ideal, oferecendo

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

flexibilidade, rapidez de resposta e capacidade de atuação em quatro quadrantes (absorver ou fornecer potência ativa e reativa), atendendo tanto a demandas sistêmicas quanto locais.

Ele também ressaltou que a aplicação de baterias distribuídas oferece vantagens estratégicas em relação às térmicas tradicionais:

- Fator locacional – podem ser instaladas junto a geradores distribuídos, subestações ou consumidores finais, ajustando-se às necessidades locais.

- Modularidade e escalabilidade – sistemas podem variar de 250 kW a múltiplos MW, aumentando a densidade energética sem necessidade de grandes áreas físicas.

- Autonomia e automação – operam de forma independente, controladas pelo EMS, podendo ser despachadas de forma centralizada em virtual power plants.

- Serviços ancilares – incluem controle de frequência, correção de reativos, reserva de potência operativa, equilíbrio da fotovoltaica e mitigação de fluxo reverso.

Por fim, Jacobsen destacou o aspecto econômico e regulatório, ressaltando que a remuneração das baterias, especialmente por meio de resposta à demanda, é fundamental para incentivar a instalação junto ao consumidor final, sem necessidade de investimentos massivos na rede ou subsídios. A combinação de baterias, medidores eletrônicos e transparência de dados permite otimização da rede, eficiência operacional e engajamento do cliente, tornando a solução escalável e sustentável.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Carlos Ohde, presidente do FIT, iniciou sua palestra destacando a trajetória e o papel do instituto que dirige. Explicou que o **FIT é um instituto de pesquisa sem fins lucrativos**, com 22 anos de existência, e que hoje conta com três unidades no Brasil — Sorocaba, Jaguariúna e Manaus — **além de parcerias com universidades e centros de pesquisa, incluindo uma colaboração com o MIT nos Estados Unidos voltada para inteligência artificial aplicada à indústria**. A **equipe do FIT soma cerca de 500 colaboradores,** com forte presença em desenvolvimento de software, mas também atuando em hardware e automação. Para ilustrar o espírito inovador do instituto, ele mencionou a brincadeira preparada em seu estande, onde os visitantes podiam tomar um café servido por um robô.

Avançando no tema central, Ohde chamou a atenção para o fenômeno da "economia da atenção" e como a inteligência artificial tem sido muitas vezes alvo de manchetes sensacionalistas, ora pintada como ameaça à humanidade, ora como ferramenta para conquistas interplanetárias. **Na prática, ressaltou, a contribuição da IA para as empresas tende a ser mais modesta e concreta: aumentos de eficiência na ordem de 5% a 10% em determinadas tarefas.** Segundo ele, isso não significa substituição imediata de postos de trabalho, mas, sim, **maior produtividade individual**. Em casos de processos com centenas de pessoas desempenhando a mesma função, a tecnologia pode, de fato, reduzir a necessidade de mão de obra. Ele mesmo se declarou usuário intensivo de IA, destacando que, no FIT, cerca de 300 dos 500 colaboradores utilizam a tecnologia quase diariamente.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ohde destacou que a **efetividade da inteligência artificial depende de fatores fundamentais: a disponibilidade e qualidade dos dados, a arquitetura de soluções que garanta segurança e proteção de informações, além do treinamento de pessoal e da gestão da mudança.** Sem esses elementos, disse, dificilmente é possível obter resultados consistentes. Em seguida, explicou as diferentes camadas da IA: do conceito mais amplo de máquinas simulando comportamento humano, passando pelo aprendizado de máquina (Machine Learning), pelo aprendizado profundo (*Deep Learning*) e chegando à inteligência artificial generativa, que nos últimos anos ganhou grande notoriedade com ferramentas como GPT, Gemini e Grok.

Na visão do palestrante, as IAs generativas **são muito eficientes quando trabalham sobre dados públicos amplamente disponíveis**, o que explica sua utilidade em tarefas como elaboração de relatórios, atendimento automatizado por *chatbots*, documentação técnica, análises de grandes volumes de texto e apoio em compliance jurídico. Também destacou o uso dessas ferramentas em programas de treinamento e capacitação, com a possibilidade de personalização de conteúdos de acordo com as necessidades individuais dos colaboradores. Já no caso do Machine Learning, o valor está em aplicações que exigem dados internos e exclusivos das empresas, como detecção de perdas e fraudes em energia, manutenção preditiva de equipamentos e otimização de redes. Por outro lado, alertou para áreas em que a IA ainda não deve ser considerada confiável, como em fusões de empresas, grandes decisões estratégicas ou dilemas éticos, devido à escassez ou complexidade dos dados.

Ao relatar a jornada prática de uso da IA generativa, Carlos Ohde descreveu três estágios: a curiosidade inicial, o uso recorrente em tarefas específicas e, finalmente, a integração à rotina, quando passa a trazer ganhos reais de eficiência. Ele diferenciou ainda as ferramentas genéricas de mercado — como *Copilot* ou soluções embutidas em plataformas de videoconferência — das aplicações customizadas e embarcadas em sistemas legados, que oferecem vantagens competitivas mais concretas. Exemplificou com a plataforma desenvolvida pelo FIT para tradução automática de documentos em grande escala, capaz de converter um relatório de 50 páginas em menos de um minuto com 95% de precisão. **Ressaltou, porém, a importância de sempre haver supervisão humana na etapa final, garantindo qualidade e correção.**

Outros exemplos citados foram plataformas de apoio a decisões baseadas em normas internas de empresas, capazes de responder de forma precisa a questões de compliance, além de soluções que capturam e disseminam o chamado "conhecimento tribal" — saber acumulado por especialistas e áreas específicas — para que esteja disponível a todos os colaboradores. **Por fim, apresentou um caso concreto do setor elétrico: um projeto de detecção de fraudes em medidores em parceria com uma distribuidora de energia.** Nesse exemplo, explicou detalhadamente as etapas: coleta de dados, higienização, rotulagem (com imagens de medidores corretos e adulterados), treinamento e teste do modelo, implantação em produção e o contínuo aperfeiçoamento a partir do aumento da base de dados.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Carlos Ohde concluiu ressaltando que os projetos de inteligência artificial já se tornaram comuns na maioria das empresas e têm trazido ganhos significativos de eficiência operacional. Embora não representem revoluções apocalípticas ou futuristas, tampouco coloquem fim aos empregos, a seu ver são instrumentos poderosos de transformação digital, especialmente quando aplicados de forma prática, planejada e supervisionada, garantindo resultados reais e sustentáveis para os negócios.

Marcos Aurélio Izumida Martins Business Development, da Gridspertise, apresentou uma visão sobre o uso da computação de borda aplicada às redes inteligentes de distribuição. A empresa, spin-off do Grupo Enel fundada em 2021, já nasceu com forte expertise em operação de redes e conta com cerca de 500 colaboradores distribuídos em diferentes países. Hoje, a Gridspertise tem destaque mundial, com mais de 110 milhões de medidores inteligentes comercializados e cerca de 200 clientes.

O principal produto da companhia é o **QED (*Quant Web Device*)**, um dispositivo multifuncional considerado inovador por virtualizar funções de diversos equipamentos usados na rede, como relés de proteção, modems e sistemas de automação. Assim como um "smartphone da rede elétrica", o QED permite instalar diferentes aplicações em um único hardware, trazendo ganhos de eficiência técnica, redução de custos e maior confiabilidade. Sua principal característica é a **computação de borda**, processando dados próximo de sensores, medidores e cargas, o que garante decisões rápidas e seguras. Além

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

disso, possui plataforma aberta, permitindo integração com soluções já existentes de distribuidoras e parceiros, fomentando cocriação e monetização de tecnologias.

O dispositivo é versátil e pode ser aplicado desde subestações e redes de média tensão até consumidores finais. Entre suas funcionalidades estão: automação, monitoramento, controle de religadores, self-healing, gerenciamento de micro-redes, resposta à demanda, proteção de sistemas e integração com medidores inteligentes. Há ainda uma versão específica para redes de baixa tensão, voltada a controle de transformadores e gestão de fluxos de energia.

Casos de uso já estão sendo aplicados na Europa e em expansão nas Américas, com pilotos no Brasil, Colômbia e Estados Unidos. Um exemplo é a substituição de comandos de religadores pelo QED, que concentra em um único dispositivo funções antes distribuídas em vários equipamentos. Outras aplicações incluem a prevenção de fluxo reverso para a transmissão, controle de grandes consumidores, orquestração de recursos energéticos distribuídos e proteção de micro-redes.

Na conclusão, Marcos reforçou que o QED vai além do monitoramento, oferecendo também previsibilidade e apoio na tomada de decisões, integrando dados de medição inteligente com automação e manobras em tempo real. A proposta é oferecer às distribuidoras uma solução robusta para desafios como resiliência climática, perdas técnicas, estabilidade, digitalização e cibersegurança, consolidando o QED como uma ferramenta estratégica para o futuro das redes de distribuição.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

A sessão de perguntas e respostas, conduzida por Luciano Ribeiro, começou com um comentário destacando a riqueza do painel, que havia abordado temas como evolução do MDM, integração de baterias, resiliência e segurança da rede, ressaltando que já existem projetos em andamento e custos atrativos para viabilizar essas soluções. A partir daí, deu início à rodada de questões enviadas pelo público.

A primeira pergunta veio de Gilmar Ogawa, vice-presidente do Conselho de Consumidores da Enel São Paulo, que indagou sobre a necessidade de grandes volumes de dados para a inteligência artificial e sobre como verificar a qualidade e a veracidade dessas informações. Carlos Ohde respondeu explicando que, no caso da IA generativa, alimentada com dados públicos disponíveis na internet, não há muito controle por parte dos usuários, já que esse processo está nas mãos das grandes empresas globais. Já **nas aplicações industriais e comerciais, é necessário um trabalho intenso de coleta, padronização e tratamento dos dados, que geralmente vêm em formatos distintos e em registros desorganizados**. Ele lembrou que esse é um processo demorado, mas fundamental para garantir resultados consistentes em soluções de machine learning, e citou ainda a possibilidade de integrar bases específicas às ferramentas generativas, como no caso dos HAGs mencionados em sua palestra.

Na sequência, Luciano trouxe a questão de Tiago Angioletto para Sérgio, da Micropower, a respeito do **futuro da integração entre baterias e medição inteligente**. Sérgio esclareceu que, no cenário atual, **essa integração não ocorre de forma direta**. Os medidores inteligentes atuam como sensores que alimentam sistemas de supervisão (como SCADA ou MDM), os quais, por sua vez, se comunicam com plataformas centralizadas de

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

controle, como as usinas virtuais de potência (VPPs). Assim, **a lógica de despacho das baterias depende dessas instâncias intermediárias, que concentram e processam os dados antes de orientar a operação.**

Luciano complementou com uma segunda pergunta direcionada ao mesmo debatedor, **pedindo detalhes sobre o modelo de negócios, prazos, custos e riscos associados à vida útil das baterias**. Sérgio explicou que a empresa trabalha com dois formatos: no caso de concessionárias, prevalece o modelo tradicional de venda, pois faz mais sentido para a lógica de remuneração baseada em ativos; **já para clientes industriais e do agronegócio, o modelo mais viável é o de aluguel de longo prazo (entre 10 e 15 anos), estruturado como "*as a service*"**. O valor depende do porte e da aplicação da bateria, mas sempre precisa gerar economia em relação às alternativas existentes, seja substituindo geração a diesel, seja reduzindo custos com tarifas elétricas. Ele destacou que, **com a queda contínua do CAPEX das baterias e a diferença de preços entre horários de ponta e fora de ponta (TUSD), a viabilidade desses contratos vem crescendo**. Quanto à vida útil, afirmou que os **fabricantes já oferecem garantias de até 20 anos**, e que, com práticas adequadas de carregamento e descarregamento, as baterias podem apresentar desempenho até melhor do que o projetado, algo que já se confirma em unidades instaladas há cinco anos.

A próxima pergunta foi dirigida a Marcos Izumida, sobre a possibilidade de integração do QED com sistemas de MDM e se essa solução efetivamente traria ganhos de performance. Ele respondeu que **o QED já é capaz de virtualizar a concentração de medições, com experiências em andamento na Itália, e pode também substituir ou acumular funções de hardware na distribuição, como gateways e religadores,** reduzindo custos. Além disso, ressaltou que, por operar como uma plataforma de computação de borda, o QED pode receber dados de medição e algoritmos que possibilitam prever cargas, geração e até atuar sobre recursos energéticos distribuídos, incluindo baterias e inversores. Essa flexibilidade abre espaço para aplicações avançadas, embora exija adaptações regulatórias, como sandboxes que permitam a experimentação de novos modelos.

Por fim, Luciano endereçou a Felipe uma questão sobre referências de casos no Brasil, considerando os exemplos internacionais que ele havia citado. Felipe relatou o caso da CPFL como o mais emblemático, destacando que a distribuidora estruturou o projeto de forma gradual. Inicialmente, focou no Grupo A, responsável por cerca de metade do faturamento da concessionária, onde havia forte preocupação com perdas. Na segunda etapa, buscou incluir clientes livres, e atualmente está expandindo para o Grupo B, com meta de 1,6 milhão de consumidores a serem integrados ao MDM nos próximos cinco anos. Ele reforçou que esse avanço progressivo foi essencial para viabilizar retorno de investimento e consolidar a plataforma como um recurso estratégico de gestão.

Encerrando a sessão, Luciano Ribeiro agradeceu a todos os participantes e ao público, reforçando a importância do cumprimento do tempo e parabenizando os palestrantes pela qualidade das contribuições.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

8. Painel Internacional dos Sistemas de Energia Inteligente

Palestrantes:

- Ashish Singhal, President, Global Business for Allied Engineering Works (India)
- Junya Takada, Head de Tecnología, Landis+Gyr (Japão)
- Ravi Seethapathy, America's Ambassador of the Global Smart Energy Federation (Canada)
- Reji Kumar Pilai – Chairperson ISGF and GSEF (India)

Moderadora: Maria Tereza Vellano, Presidente da Vellano Smart Energy Consultancy

Ashish Singhal, Presidente Global de Negócios da Allied Engineering Works (India), apresentou a empresa AEW, que é nova no mercado brasileiro. Na Índia, a companhia está entre as cinco maiores fabricantes de medidores, com capacidade para produzir mais de 7 milhões de medidores inteligentes por ano, e registra atualmente crescimento anual superior a 100%. O mercado indiano é considerado estratégico, com demanda estimada em 250 milhões de medidores inteligentes, no qual a empresa já detém mais de 10% de participação. A AEW fornece mais de 70% das medições no estado de Punjab e tem expandido sua atuação internacional, incluindo a aquisição de uma empresa de medidores na Tailândia em 2025, além de avaliar investimentos no Brasil.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O portfólio inclui medidores de faixa única, medidores inteligentes, modelos trifásicos, LTCT, HTCT, DT, além de fios, cabos e soluções em energia solar e instalação. O foco principal, entretanto, está nos medidores inteligentes. A empresa desenvolveu tecnologia flexível e mantém colaborações com fornecedores globais de HES e MDM, como Trilliant, Cyan Connode, Oracle e Siemens, embora também disponha de sistema próprio quando necessário. Além dos medidores de energia, foram desenvolvidos medidores de água e gás como parte de uma plataforma integrada, bem como novas soluções para monitoramento da saúde de transformadores de distribuição.

A infraestrutura produtiva da AEW inclui linhas SMT próprias, montagem de placas PCB, moldagem por injeção de plástico e instalações de testes internos, como ensaios de impulso e de hall. A proposta da empresa é enfrentar os desafios críticos de infraestrutura enfrentados por distribuidoras em diversos países. Na Índia, estima-se que 17% das falhas ocorram em transformadores de distribuição, principalmente em razão da degradação térmica e do óleo. A ausência de monitoramento adequado e a dificuldade de inspeção em locais remotos contribuem para essas falhas, que acarretam grandes perdas às concessionárias.

Para mitigar esses problemas, a AEW desenvolveu um sistema de monitoramento da saúde de transformadores de distribuição (DTMS), que permite acompanhar em tempo real variáveis críticas como temperatura, nível de óleo e condições operacionais. O sistema possibilita a detecção precoce de falhas, reduzindo custos de operação e manutenção, além de estender a vida útil dos equipamentos. Trata-se de uma solução de baixo custo, compatível com a infraestrutura já utilizada em sistemas de HES e MDM, e que pode integrar sensores diversos, como de calor, óleo, fogo e segurança.

O DTMS oferece ainda saídas digitais capazes de acionar comandos automáticos, como o desligamento do transformador em situações críticas, e permite múltiplos níveis de alarme que orientam as equipes de campo. O sistema inclui também um aplicativo móvel para suporte às concessionárias, sem custos adicionais, aproveitando as plataformas já implantadas para medidores inteligentes. A solução incorpora conectividade celular e bluetooth, ampliando a versatilidade em ambientes com restrições de rede.

Entre os sensores integráveis estão medidores de temperatura de enrolamento e terminais, sensores de nível de óleo, indicadores magnéticos e detectores de incêndio. Com isso, o sistema busca reduzir riscos operacionais e aumentar a confiabilidade da rede elétrica.

O relato destacou que a introdução de soluções desse tipo é especialmente relevante no Brasil, em um momento de expansão da medição inteligente, que vem superando a fase de projetos-piloto e avançando para implantações em larga escala.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Junya Takada, Head de Tecnologia da Landis+Gyr, apresentou a trajetória da companhia, que acumula 129 anos de história e se consolidou como uma das líderes globais em medição inteligente. Atualmente, a empresa possui cerca de 30 unidades em diferentes países, incluindo Tóquio, e já implantou aproximadamente 35 milhões de dispositivos, atendendo a mais de 3.500 clientes no mundo. A Landis+Gyr é reconhecida como referência no fornecimento de medidores inteligentes, sistemas de medição avançada (AMI) e soluções integradas de gestão de dados.

Entre os destaques de sua atuação, ressaltou-se a experiência na **região de Tóquio, onde foram implantados 29 milhões de medidores inteligentes em apenas sete anos**, todos **integrados a um único sistema de dados**. Esse sistema **coleta diariamente mais de 1,4 bilhão de registros, com uma taxa de sucesso de leitura de 99,95%, praticamente próxima de 100%**. Os medidores transmitem dados a cada 30 minutos, permitindo que a informação chegue ao sistema de *front-end*, ao MDM e posteriormente aos comercializadores dentro do mesmo intervalo. Além disso, os dispositivos enviam leituras de tensão a cada cinco minutos, possibilitando às distribuidoras análises detalhadas em tempo quase real.

O modelo japonês destaca-se também pela **variedade de aplicações exigidas pela regulação**. **Os medidores não se limitam à função tradicional de "*meter to cash*", mas são utilizados para ampliar benefícios ao consumidor, integrando-se a carregadores de veículos elétricos, sistemas fotovoltaicos, baterias e demais recursos energéticos distribuídos**. A arquitetura de **comunicação contempla três rotas: a "Route A", que direciona dados às distribuidoras; a "Route B", conectada à rede residencial para**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

apoiar serviços ao cliente; e a "Route IoT", voltada à integração de dispositivos de água, gás e outros equipamentos de Internet das Coisas.

O contexto japonês impôs desafios específicos à estabilidade do AMI. A diversidade climática é extrema: no Norte, em Hokkaido, as temperaturas são comparáveis às de Chicago, enquanto no sul, em Okinawa, chegam a níveis semelhantes aos de Dallas ou mesmo do México. Essas condições exigiram soluções robustas e adaptáveis. **O sistema elétrico japonês também apresenta uma peculiaridade histórica: a coexistência de duas frequências, 50 Hz na região norte e 60 Hz na região sul, resultado das diferentes origens dos equipamentos adquiridos por Tóquio e Osaka no início da eletrificação, que se mantiveram até hoje.**

Outro marco regulatório foi o terremoto e tsunami de 2011, que afetaram a usina nuclear de Fukushima e motivaram reformas profundas no setor elétrico. **A partir de 2013, iniciou-se a implantação massiva de medidores inteligentes; em 2016, ocorreu a liberalização do mercado de varejo; em 2017, a abertura do mercado de gás; e em 2020, o unbundling das utilities, que resultou na divisão da Tepco em cinco empresas**. Essas medidas reforçaram a transformação do paradigma da medição no Japão, com **o AMI passando a integrar funções de automação da distribuição, apoio à confiabilidade da rede e monitoramento de recursos distribuídos.**

O sistema de monitoramento foi desenhado para garantir requisitos rigorosos, como o SLA de 99,95% de leituras, além da coleta de dados em diferentes intervalos: perfis de carga a cada 30 minutos, registros de tensão a cada cinco minutos e leituras instantâneas de energia ativa e reativa. A solução é baseada em redes mesh IP e comunicação celular, com evolução do 3G para o 4G, mas com forte preferência das utilities por sistemas fechados e servidores físicos. Ainda assim, já há movimento gradual em direção a plataformas virtualizadas e soluções em nuvem, ainda que em ambientes de cloud privada dentro dos data centers das próprias concessionárias.

A transição entre a primeira e a segunda geração de AMI no Japão foi marcada por um período intermediário, chamado de "geração 1.5", que permitiu a realização de pilotos e a adaptação gradual às novas exigências. A segunda geração trouxe funcionalidades adicionais, como leituras de um minuto, medições de energia reativa, medições de tensão em alta frequência e integração plena com sistemas de automação da distribuição e de gestão de recursos energéticos distribuídos (DERMS). Para atender à enorme escala de 29 milhões de medidores, as distribuidoras japonesas adotaram estratégias como a seleção de medidores de referência (bellwether meters), posicionados em pontos estratégicos da rede, garantindo monitoramento eficiente sem comprometer a viabilidade operacional.

Na conclusão, ressaltou-se que o futuro do AMI no Japão envolverá maior uso de análises avançadas, integração com recursos de IoT e DER, além de eventuais aplicações de inteligência artificial e big data. Contudo, o setor elétrico japonês ainda mantém práticas conservadoras, com forte presença de sistemas próprios de P&D e uso intensivo de ferramentas tradicionais, como planilhas. A expectativa é que a adoção plena de novas tecnologias, como 5G e soluções de analytics em larga escala, ocorra gradualmente até

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

2030, sempre com cautela frente aos custos, à segurança cibernética e à confiabilidade das operações.

A apresentação evidenciou que a experiência japonesa em larga escala, aliada à elevada taxa de sucesso operacional, representa uma referência relevante para concessionárias de outros países, incluindo o Brasil, especialmente em um momento de expansão da medição inteligente e da necessidade de integração entre telecomunicações, sistemas de gestão e automação da rede.

Ravi Seethapathy, Embaixador para as Américas da **Global Smart Energy Federation**, iniciou sua exposição destacando a **impressionante escala de dados de tempo de uso gerados pelos sistemas de medição inteligente**. Apenas informações consideradas simples já superam, em volume, todos os registros anuais de cartões de crédito. Esse cenário coloca em evidência o desafio enfrentado pelos sistemas de gerenciamento de dados de medição (MDMs), que precisam ser capazes de armazenar e processar quantidades crescentes de informações, respeitando exigências legais de preservação por cinco a sete anos, sem que isso se torne inviável em termos de capacidade e custos.

A discussão avançou para o **futuro das redes e os impactos de transformações tecnológicas no setor elétrico**. Foram apresentadas três questões provocativas: o que aconteceria se o preço da energia solar caísse para 1 centavo de dólar por kWh, se o custo do armazenamento de energia fosse reduzido para cerca de 60 a 70 dólares por MWh e se a eficiência dos módulos solares evoluísse de 14% para 40%? Essas mudanças poderiam redefinir profundamente as redes, os sistemas regulatórios e os investimentos realizados até hoje.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Outro ponto abordado foi a mudança de perspectiva em relação ao setor elétrico. Seethapathy defendeu que **não se deve mais falar apenas em "sistemas elétricos", mas em "serviços elétricos"**, em que **a confiabilidade é complementada pela resiliência**, em que os **modelos de negócio precisam se tornar mais ágeis e nos quais os impactos sobre trabalhadores e consumidores devem ser considerados**. Nesse contexto, destacou-se a **centralidade do tema das mudanças climáticas**. Para o palestrante, trata-se do **maior desafio global**, ainda que muitas vezes relegado a segundo plano. Citou como exemplo a Coalizão para Infraestrutura Resiliente a Desastres, formada por 53 países e sediada em Nova Délhi, da qual o Brasil é membro. Ressaltou ainda eventos recentes na Índia, como deslizamentos provocados pelo derretimento de neve que destruíram centenas de casas, ilustrando a urgência da questão climática para a infraestrutura energética.

Também foram discutidos os **limites da expansão da rede elétrica**. **Muitos ativos atuais foram adquiridos há 40 ou 50 anos, em condições ambientais distintas das atuais**, e h**oje operam em temperaturas muito mais elevadas, o que aumenta o risco de falhas em equipamentos de alto custo, como transformadores e linhas de transmissão**. Nesse sentido, a adoção de **tecnologias de monitoramento em tempo real** foi apresentada como solução fundamental. O uso de sensores ópticos e sistemas de fibra óptica, capazes de fornecer dezenas de milhares de pontos de medição de temperatura de forma não intrusiva, foi apontado como exemplo prático para proteger ativos críticos e evitar perdas financeiras que poderiam comprometer concessionárias fortemente alavancadas.

No campo da inovação, destacou-se a **necessidade de maior flexibilidade das redes**. Isso envolve tanto a **flexibilidade do lado da carga quanto a do lado da oferta**. A visão tradicional, de que a rede segue passivamente o comportamento do consumo, precisa ser invertida: consumidores já geram energia em telhados e propriedades rurais e devem ter a possibilidade de vender essa energia em mercados descentralizados. O conceito de "grid edge" foi apresentado como alternativa ao modelo centralizado, **transformando a borda da rede em espaço de transações diretas, com potencial de criar novos modelos de mercado**.

O **armazenamento de energia foi outro destaque**. A percepção inicial de que seria a tecnologia mais cara foi superada pela queda consistente dos preços, de até 50% ao ano nos últimos três anos. Essa tendência torna viável desde soluções residenciais de 1 a 4 kW até sistemas modulares em contêineres de vários megawatts. Além disso, foi apontada a **necessidade de integrar sistemas de gestão de carga diretamente nos medidores inteligentes**, que já dispõem das informações necessárias para regular autonomamente parte do consumo.

Seethapathy enfatizou que **a resistência em permitir que as distribuidoras explorem serviços além da medição pertence ao passado**. Em um cenário no qual consumidores residenciais e comerciais se tornam cada vez mais digitalizados e conectados, é impensável que concessionárias não acompanhem essa evolução. **A regulamentação deve estabelecer limites claros, mas não pode impedir a inovação.**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O palestrante também **destacou a importância de preparar os reguladores**. O **avanço tecnológico acontece em ritmo muito mais rápido que a atualização de normas e padrões**. Enquanto milhões de sistemas solares e de armazenamento são comercializados, os marcos regulatórios chegam com atraso. Para que o setor avance, é essencial que reguladores estejam envolvidos, informados e capacitados, sob pena de o mercado e os consumidores avançarem sem esperar.

Foram apontadas ainda três frentes estratégicas para o futuro: a **automação inteligente do monitoramento da rede**, substituindo inspeções manuais por drones, LIDAR e sensores; **o desenvolvimento de microgrids resilientes**, capazes de se fragmentar e reintegrar de forma sincronizada em situações de falha; e a **democratização da energia no nível do consumidor**, com a difusão de inversores híbridos acessíveis, integrados a sistemas solares e de armazenamento.

Em suas considerações finais, Ravi Seethapathy destacou que concessionárias precisam abandonar modelos de investimentos crescentes em ativos pesados e centralizados ("*heavy assets*") e migrar para integrar estruturas mais leves, como DERs, voltadas à inovação e flexibilidade. Citou como exemplo fundos de pensão que já investem bilhões em ativos energéticos e defendeu que as empresas de energia adotem novas formas de financiamento e operação. A mensagem central foi a de que o setor elétrico deve ser repensado como um sistema integrado, no qual suprimento, demanda, digitalização e expectativas dos clientes se alinham para enfrentar tanto os efeitos das mudanças climáticas quanto as transformações trazidas pela geração distribuída e pelos novos padrões de consumo.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Reji Kumar Pillai, presidente do *India Smart Grid Forum* e do *Global Smart Energy Federation*, destacou que a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia foi construída, em grande parte, com padrões antigos (1950–1970), que não consideravam os atuais desafios climáticos, como temperaturas acima de 45°C. Hoje, há a necessidade urgente de atualizar as especificações da rede para suportar mudanças climáticas e novas demandas energéticas.

Ele apontou que os sistemas de monitoramento (SCADA/EMS) ainda se baseiam apenas em parâmetros elétricos tradicionais, o que já não é suficiente diante da crescente presença de fontes renováveis e sistemas baseados em inversores. Defende-se a adoção de modelos EMT e híbridos, que ainda são pouco utilizados até mesmo em países desenvolvidos. Outro ponto essencial é a **digitalização do setor**, para a qual faltam planos estruturados de longo prazo. Embora se fale muito em IA, a aplicação ainda carece de clareza. Para contribuir, foi desenvolvido um manual de casos de uso de IA, ML e robótica no setor elétrico, que será lançado em setembro e poderá servir de referência mundial.

Pillai também apresentou novos conceitos de consumidores de energia. Além dos tradicionais consumidores e prosumidores (que produzem e consomem energia), surgem os "*flexumidores*", usuários que oferecem flexibilidade ao sistema, por exemplo, armazenando energia em baterias domésticas e consumindo ou revendendo conforme os preços do mercado. Esse conceito já foi aplicado com sucesso na Coreia do Sul e deve se expandir globalmente.

Outro desafio é a capacitação de reguladores, que em muitos países, incluindo a Índia, têm pouco conhecimento técnico. Para isso, foi criado um manual de *smart grids* direcionado a formuladores de políticas, que vem auxiliando na compreensão do setor. A Índia também leva delegações de reguladores e executivos para eventos internacionais, possibilitando contato direto com experiências globais.

No campo prático, a Índia enfrenta problemas de fluxo reverso de energia devido ao rápido crescimento da geração solar em telhados. Em estados como Gujarat, onde há milhões de conexões solares residenciais, injetando energia durante o dia, ocorre instabilidade de tensão e desligamento dos inversores. Como solução, estão sendo implementados **inversores inteligentes (padrão IEEE 1547-2018)**, sistemas de armazenamento em baterias, carregamento gratuito de veículos elétricos em horários de excedente e incentivo ao uso doméstico de aparelhos em períodos específicos, controlados até mesmo por *smart plugs*.

Os custos das baterias caíram drasticamente: de mais de 100 dólares/kWh para cerca de 36 dólares, com tendência de chegar a valores ainda menores antes de 2030. Da mesma forma, a energia solar já é a mais barata da história, podendo custar apenas 1 centavo por kWh no futuro. Isso tornará a eletricidade quase gratuita, restando como principal desafio a gestão da rede.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Por fim, Pillai reforça que todas as novas tecnologias – IA, blockchain, veículos elétricos, drones, carregamento sem fio e sistemas de armazenamento – terão papel crucial no setor de energia, que passa por uma transformação profunda e acelerada.

A sessão de perguntas e respostas, mediada por **Maria Tereza Vellano**, iniciou com um questionamento sobre a **relação entre o Fórum de Smart Grid da Índia e o governo federal do país**, buscando compreender se a entidade funcionava como uma parceria público-privada e qual era sua forma de atuação institucional.

Em resposta, foi explicado que **o Fórum de Smart Grid da Índia foi estabelecido pelo Ministério da Energia, em 2011**, como uma **sociedade sem fins lucrativos**. A composição reúne representantes de órgãos governamentais, empresas de distribuição e transmissão de energia, comissões regulatórias, instituições acadêmicas e a indústria. Desde sua criação, **o Fórum atua de forma independente**, **ainda que mantenha proximidade com o governo e reguladores**. Foi relatado que, no início, **o governo ofereceu capital de fomento, mas a entidade optou por não o utilizar para preservar autonomia**. Em vez disso, **sustentou-se por meio das contribuições de seus membros e, posteriormente, pela realização de programas de capacitação, workshops, consultorias e apoio de fundações que financiaram projetos.**

A trajetória ao longo de mais de uma década resultou em cerca de 20 grandes iniciativas, incluindo projetos-piloto e estudos técnicos, que permitiram consolidar a credibilidade do Fórum. Hoje, a organização conta com 73 empresas de distribuição associadas, além de 27 ou 28 transmissoras, incluindo a Power Grid Corporation, a maior do país, além de um número expressivo de companhias de geração, principalmente renovável. Foi destacado

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

que a rede de transmissão indiana se tornou uma das mais modernas do mundo, com linhas de 765 kV, 800 kV em corrente contínua de alta tensão (HVDC) e milhares de unidades de medição fasorial. Essa infraestrutura permitiu a interconexão de todo o território nacional, assegurando operação em frequência e tensão únicas, sem registros de grandes interrupções desde a unificação.

Na distribuição, entretanto, a realidade é mais complexa, com 73 companhias que variam de grandes concessionárias, com até 40 milhões de clientes, a pequenas distribuidoras estaduais com menos de 1 milhão de consumidores. A maioria ainda pertence aos governos estaduais, e o processo de privatização avança de forma lenta devido à resistência política e sindical. Um exemplo mencionado foi o estado de Uttar Pradesh, onde se planeja dividir uma empresa de 18 milhões de clientes em cinco distribuidoras, que poderão ser privatizadas. Caso bem-sucedida, essa experiência pode abrir caminho para outras iniciativas semelhantes no país.

O grande desafio apontado é o desequilíbrio financeiro das distribuidoras estatais, que compram energia a um custo médio superior a cinco rúpias por kWh e conseguem repassar tarifas inferiores a quatro rúpias, acumulando prejuízos anuais significativos. Frequentemente, os governos estaduais injetam recursos para cobrir as perdas, mas a insustentabilidade permanece. Nesse contexto, o programa de medição inteligente ganhou destaque: aproximadamente três trilhões de rúpias foram destinados pelo governo indiano para subsidiar a implantação em larga escala de smart meters. O plano inicial previa 250 milhões de medidores, mas a meta deve superar 350 milhões devido ao crescimento urbano e à construção de novos edifícios.

O relato também enfatizou que, apesar de não receber recursos diretos do governo, o Fórum atua em estreita colaboração com reguladores, utilities e formuladores de políticas, introduzindo novas tecnologias e testando soluções em projetos-piloto, como o veículo-para-rede (V2G) e interfaces unificadas de energia. A publicação de *White Papers* é uma prática recorrente, frequentemente considerada pela administração pública. Como exemplo, citou-se um estudo recente sobre riscos de segurança em inversores solares importados da China, que continham componentes de comunicação não especificados, capazes de ser ativados remotamente. O alerta levou o Ministério de Energia Nova e Renovável a impor normas rígidas de segurança, obrigando que dados de novos inversores sejam direcionados a servidores indianos em conformidade com padrões IEEE.

Outro destaque foi o manual de smart grids desenvolvido para reguladores e formuladores de políticas, considerado uma referência importante para sensibilizar tomadores de decisão sobre a necessidade de adotar novas tecnologias e práticas operacionais diante da rápida transformação das redes elétricas.

Na sequência, Maria Tereza apresentou ao debatedor uma questão adicional sobre os principais fatores que impulsionam a transformação das redes na Índia e se existiam políticas públicas específicas de estímulo. A resposta esclareceu que não há incentivos diretos, mas sim o programa AMISP (*Automatic Metering Infrastructure Service Provider*), que estabelece a substituição de infraestrutura em todas as distribuidoras do

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

país. Nesse modelo, grandes empresas investem na modernização, especialmente em medidores inteligentes, e são remuneradas ao longo de dez anos, por meio da receita gerada. Esse arranjo tem sido discutido como possível referência para outros países, incluindo o Brasil, dada a dificuldade de financiar sozinhos a renovação de toda a infraestrutura elétrica.

Ao final da sessão, a mediadora agradeceu aos participantes pelas contribuições, destacou a relevância das reflexões apresentadas e encerrou o debate, convidando os presentes a prosseguir para o intervalo de almoço.

9. Painel dos Líderes: A Transformação dos Negócios e os Investimentos Pós-Renovação das Concessões – Parte 1

Palestrantes:

- Rodrigo Campos Sousa, Gerente de Digital e Inovações da Equatorial Energia
- Felipe Tenório, Superintendente de Regulação de Distribuição da LIGHT
- Sávio Ricardo Muniz Aires da Costa, Gerente Corporativo da Automação e Telecomunicações no Grupo Energisa
- Sergio Milani, Superintendente de Projetos Especiais, Copel

Moderador: Cyro Vicente Boccuzzi, Presidente da ECOEE e do Fórum Latino Americano de Smart Grid

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Rodrigo Campos Souza, gerente de Digital e Inovações da Equatorial Energia, iniciou sua participação agradecendo o convite e destacando que era a primeira vez que comparecia ao Fórum. Ressaltou a relevância do evento, sobretudo porque muitas das discussões apresentadas dialogam diretamente com iniciativas já em curso no Grupo Equatorial. Segundo explicou, a preparação para o atual momento de renovação de concessões e transformação do setor começou há cerca de três a quatro anos, em um movimento interno intensificado logo após a pandemia.

O executivo descreveu o Grupo Equatorial como uma holding de caráter multi-utilities, atuando não apenas em distribuição de energia, mas também em transmissão, geração, saneamento, telecomunicações e serviços. No segmento de energia, a companhia atende 28% do território nacional, representando aproximadamente 15% do total de clientes brasileiros e 11% da energia consumida no país. Sua trajetória de crescimento foi marcada por aquisições, o que faz com que as distribuidoras sob seu controle se encontrem em estágios distintos de modernização. Algumas, como Goiás e Rio Grande do Sul, ainda passam por processos de roll-out de sistemas de base, enquanto outras já avançam em projetos de transformação digital.

Souza enfatizou que, ao analisar os desafios futuros, a empresa identificou dois horizontes estratégicos: a busca por maior eficiência na gestão de ativos e a preparação para uma eventual atuação como comercializadora, diante da perspectiva de abertura completa do mercado. Independentemente de como a regulação evoluirá, apontou que a eficiência operacional é condição essencial, tanto para reduzir riscos e custos quanto para aumentar a satisfação dos clientes. Nesse processo, a companhia passou a adotar uma visão de cliente central, considerando-o não mais como cativo, mas como agente livre, cuja fidelização dependerá da qualidade do atendimento e da experiência oferecida.

Com base nesse reposicionamento, o Grupo Equatorial estruturou um radar de transformação dividido em quatro eixos: centralidade do cliente e omnicanalidade; modernização da rede e gestão de ativos; digitalização e inteligência de dados; e excelência operacional. Para impulsionar esses objetivos, foi criado um Instituto de Ciência e Tecnologia (ICT) próprio, instalado em um casarão histórico em São Luís do Maranhão, transformado em ambiente de coworking e inovação, além de parcerias com outros centros de pesquisa.

Na frente de relacionamento com clientes, destacou-se o projeto **Equatorial One**, voltado à inteligência artificial e robotização, com a criação da assistente virtual Clara, que já realizou mais de três milhões de atendimentos digitais, inclusive com suporte em libras. Outras iniciativas incluem a nova agência virtual de autosserviço, plataformas de omnicanalidade como o Genesys e sistemas de observabilidade da experiência do cliente em tempo real, medindo satisfação e NPS.

No eixo de modernização de rede, foi apresentado o projeto de micro redes, iniciado em 2023 no Centro de Lançamento de Alcântara, no Maranhão. Com capacidade de 1 MW, a solução garante fornecimento estável e independente em momentos críticos de lançamento

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

de foguetes. A iniciativa foi expandida para a base aérea de Anápolis, voltada a operações de defesa aérea, com previsão de conclusão em 2027. Outro destaque é o projeto **Atlas**, focado em otimização da operação da rede de distribuição com geração distribuída, em parceria com a Schneider.

Na área de digitalização e inteligência de dados, foi descrito o **Smart Collection**, que utiliza inteligência artificial para personalizar estratégias de cobrança e já gerou retorno de mais de R$ 40 milhões em dois anos. O **Projeto Rally**, por sua vez, abrange sete frentes de digitalização da recuperação de energia e serviços de campo. O **GPS**, com uso de imagens de satélite combinadas a algoritmos de IA, identifica construções e estruturas não cadastradas, possibilitando a regularização de ligações clandestinas; apenas em 2024, quase 3 mil casos já foram regularizados, com potencial de chegar a 290 mil.

Entre outras iniciativas, mencionou-se o **Virtus**, que cria gêmeos digitais de subestações para treinamento seguro das equipes; o **Cash Hub**, que identifica novas oportunidades de arrecadação; e o **Mind**, dedicado à governança de dados e ao suporte a algoritmos de inteligência artificial. No campo da operação, foi destacado o projeto **Cronos**, de implantação de sistemas ADMS em todas as distribuidoras do grupo até 2027, já em funcionamento em duas concessionárias, com resultados expressivos na redução de DEC. O **SIGA**, voltado à automação do despacho de equipes, reduziu em cerca de 15% o tempo médio de atendimento e aumentou em 10% a produtividade das equipes de campo.

Souza também mencionou a resposta da companhia a desastres climáticos, citando a enchente que atingiu a sede da Equatorial no Rio Grande do Sul em 2023, forçando a rápida mobilização do centro de operações em apenas cinco dias. A partir dessa experiência, foi desenvolvido um plano de risco para catástrofes ambientais, com algoritmos capazes de prever mobilização de equipes e prazos de recuperação. Outro projeto, em parceria com a IBM, aplica inteligência artificial para reduzir em até 14% os pontos de contato de árvores com a rede elétrica.

Na frente de manutenção preditiva, o **SINAPSE** utiliza IA para monitoramento avançado, enquanto um novo projeto de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos será testado no Maranhão, avaliando o impacto da integração de tecnologias emergentes na rede.

Em sua conclusão, Rodrigo Campos Souza ressaltou que o Grupo Equatorial tem investido em projetos estruturantes e experimentais que posicionam a empresa de forma consistente diante das transformações do setor. A centralidade do cliente, a modernização da infraestrutura, a digitalização e a busca por excelência operacional formam o núcleo dessa estratégia, que busca preparar a companhia para os desafios da abertura de mercado, da transição energética e das novas demandas sociais.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Felipe Tenorio, Superintendente de Regulação de Distribuição da LIGHT, iniciou sua participação agradecendo o convite e destacando a longa parceria mantida com o Fórum. Diferentemente de outros palestrantes, anunciou que traria ao debate um **olhar mais focado no papel da regulação e nos desafios relacionados aos investimentos necessários para a modernização do setor elétrico.**

O expositor apresentou brevemente a companhia. A Light atua há 120 anos na distribuição de energia para a região metropolitana do Rio de Janeiro, atendendo 31 municípios e cerca de 12 milhões de habitantes, equivalentes a 4 milhões de unidades consumidoras. A concessão responde por aproximadamente 73% do consumo total de energia do estado. Entre os ativos mais relevantes, a empresa possui uma das maiores redes subterrâneas do mundo — a maior da América Latina —, com cerca de 6 mil quilômetros de extensão. Em termos de desempenho, a Light ostenta atualmente o melhor índice de FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) do Brasil e ocupa a quarta posição nacional no DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

Segundo Tenorio, **talvez nunca tenha sido tão evidente a necessidade de avançar na implantação de redes inteligentes e na modernização da distribuição**. Entre os fatores que tornam esse movimento inevitável, destacou a **mudança climática**, que exige **resiliência não apenas das redes, mas também das operações das concessionárias**; a evolução tecnológica, que aumenta a demanda por energia e traz consigo novos arranjos, como baterias e geração distribuída; e, sobretudo, a transformação do **consumidor, que se**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

tornou mais empoderado e passou a exigir maior qualidade, personalização e diversidade de serviços, em linha com sua experiência em outros setores da economia.

O superintendente relacionou essas tendências às discussões recentes sobre a renovação das concessões de distribuição. Recordou declaração do ministro Alexandre Silveira, à CNN Brasil, segundo a qual o novo ciclo contratual prevê investimentos da ordem de R$ 120 bilhões até 2030, apenas nos primeiros cinco anos. **Para ilustrar a magnitude desse volume, comparou com a base de remuneração líquida do setor elétrico**, atualmente em R$ 207 bilhões: em apenas cinco anos, **os novos investimentos representariam cerca de 60% desse montante.**

Contudo, Tenorio advertiu que existe um **obstáculo central para a viabilização desses aportes: a estrutura tarifária**. Apresentando dados da Abradee sobre a evolução da tarifa residencial média entre 2010 e 2024, destacou que **a parcela da tarifa destinada à remuneração da distribuição foi a que menos cresceu no período, refletindo o rigor da regulação por eficiência aplicada no Brasil.** Em contraste, **os encargos setoriais — sobretudo subsídios — aumentaram 236%, tornando-se o principal fator de pressão tarifária, seguidos pelo custo de compra de energia (146%) e pela transmissão (98%)**. A inflação no período foi de 122%, abaixo do ritmo de crescimento dos encargos. Para Tenorio, **esse dado revela a força da regulação na promoção da eficiência** das distribuidoras, **mas também evidencia que a expansão dos subsídios é o principal entrave à modicidade tarifária**.

Atualmente, aproximadamente **16% da tarifa média do país é comprometida com subsídios**, proporção que cresceu em relação aos 13,8% registrados em 2023 e tende a aumentar, já que grande parte das emendas parlamentares às medidas provisórias 1.300 e 1.304 buscam a manutenção ou a ampliação desses benefícios. Na avaliação de Tenorio, **esse é o maior desafio para a implementação efetiva de smart grids e de novos investimentos em redes**, **pois não há espaço para que a tarifa absorva, simultaneamente, subsídios crescentes e aportes de grande escala.**

O caso do Rio de Janeiro foi apresentado como exemplo concreto da urgência desse dilema. A modernização da rede é necessária para atender a toda a população, inclusive a mais vulnerável, que também demanda qualidade e confiabilidade, mas que não tem condições de suportar aumentos tarifários significativos. Para o executivo, **isso demonstra que a transição tecnológica do setor passa inevitavelmente pela modernização do modelo institucional brasileiro.**

Felipe Tenorio defendeu que **a regulação precisa evoluir para criar sinais claros e objetivos que incentivem os investimentos em redes inteligentes**. Hoje, segundo afirmou, a estrutura regulatória não favorece diretamente esse tipo de aplicação, o que reduz o interesse das distribuidoras. Ao mesmo tempo, é indispensável avançar no debate político sobre a racionalização dos subsídios, pois, sem esse ajuste, não será possível recuperar na tarifa os investimentos necessários à modernização do setor.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Concluiu **reforçando a importância de que os resultados de fóruns como este extrapolem o espaço técnico e sejam levados ao Congresso Nacional, influenciando o debate regulatório e legislativo**. Para o palestrante, somente assim será viável compatibilizar as necessidades de adaptação às mudanças climáticas, a satisfação dos consumidores e a incorporação de novas tecnologias com a sustentabilidade econômica das distribuidoras e a modicidade tarifária.

Sávio Ricardo Muniz Aires da Costa, Gerente Corporativo de Automação e Telecomunicações do Grupo Energisa, iniciou sua participação destacando que, assim como a Light, a Energisa é uma empresa centenária que hoje se apresenta como um amplo ecossistema de energia, diversificado e em transformação. O grupo possui nove concessões de distribuição espalhadas pelo Brasil, 13 concessões de transmissão, quatro empreendimentos de geração associados a essas concessões e vem expandindo sua atuação em diferentes frentes. Além das operações tradicionais, conta com uma fintech voltada à comercialização e serviços financeiros, a Reenergisa, dedicada a soluções de valor agregado, e participa da geração distribuída com 117 usinas fotovoltaicas. A diversificação inclui ainda as empresas Essigás e Norgás, responsáveis pela distribuição de gás natural em cinco estados — Espírito Santo e quatro do Nordeste — e a Agrique, voltada à produção de biometano.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ao introduzir o tema da transformação digital, o executivo salientou que a geração de valor a partir dos dados tornou-se central na agenda do setor, frequentemente associada ao hype da inteligência artificial. Ressaltou que, **embora a inteligência artificial traga grandes expectativas, em muitos casos ainda não está madura para responder de forma prática a todas as demandas do setor, o que exige cautela e pragmatismo na sua aplicação**. Nesse contexto, explicou que **a Energisa estruturou um roadmap de transformação de três a quatro anos, considerando o planejamento de capacidade, as mudanças regulatórias e as tecnologias habilitadoras**, como gestão avançada de dados, inteligência artificial e soluções digitais.

Essa transformação foi organizada em quatro jornadas principais: **a experiência do cliente, a eficiência e performance em campo, a modernização da operação e a adoção de uma cultura *data driven*.** No atendimento ao cliente, a empresa desenvolveu a **plataforma GizaBrain**, concebida como um **"cérebro" integrado para unificar dados e personalizar soluções**. Essa iniciativa busca conciliar diferentes frentes de atuação do grupo — da distribuição de energia e proteção de receita à venda de novos serviços e integração com empresas recém-criadas, como a Cigás. A plataforma conecta **sistemas centrais aos canais internos e externos, utilizando agentes de inteligência artificial para apoiar decisões mais rápidas, assertivas e consistentes, transformando a forma de relacionamento com os clientes**.

Na jornada de campo, **foram apresentadas iniciativas inovadoras para superar as limitações de infraestrutura em áreas remotas**, particularmente em regiões como o Mato Grosso, **caracterizadas pela baixa ou inexistente cobertura de comunicação**. Surge, nesse cenário, a **Frota Conectada**, **solução baseada em veículos equipados com antenas móveis UHF associadas a tecnologia satelital de baixa órbita, como a Starlink**. Essa inovação, pioneira no setor, **cria uma rede mesh entre viaturas, permitindo que funcionem como agências móveis em locais onde não há cobertura, garantindo comunicação e despacho de ordens de serviço diretamente no campo**. Nos primeiros seis meses de operação, **essa solução proporcionou redução de 21% no tempo médio de deslocamento e de 14% no tempo médio de execução das ordens de serviço, mesmo com apenas 41 veículos equipados de uma frota de 300 unidades no Mato Grosso.**

Outra iniciativa de campo envolve **o uso de drones para inspeção de redes, elevando a eficiência operacional**. Já em ambientes onde a infraestrutura de rede está consolidada, a Energisa buscou enfrentar o desafio de aumentar a resiliência sem depender de grandes investimentos em redundâncias. **Com base na análise de dados, foi possível identificar problemas ocultos que comprometiam a automação, como falhas de manutenção em equipamentos automatizados.** No Mato Grosso, por exemplo, entre mais de 700 religadores, centenas de ações de manutenção se revelaram necessárias, muitas delas relativas a itens básicos como baterias, antenas e atualizações. **A correção dessas falhas resultou em aumento da assertividade dos comandos de 75% para 93%, gerando ganhos significativos sem necessidade de altos investimentos.**

No campo da operação, o grupo vem promovendo a implantação de uma nova plataforma integrada **ADMS**, que reúne EMS, SCADA e DMS. O projeto foi dividido em fases: três

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

SCADAs já foram entregues em Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e na região Sul-Sudeste (Oeste Paulista). Em setembro de 2024 está previsto o início do primeiro EMS no Mato Grosso do Sul, consolidando a base para o novo modelo de operação do grupo. Entre as inovações associadas, Sávio destacou a implantação de gêmeos digitais (*Digital Twins*), já utilizados em subestações. A primeira experiência, em parceria com a Siemens, reduziu em 15% os custos relacionados a TAF, em 25% os custos vinculados a TAF e TAC, e economizou 240 horas apenas na fase inicial de planejamento, confirmando o potencial dessa tecnologia.

O pilar data driven sustenta todas essas frentes de transformação. Para organizar e aproveitar a crescente massa de dados, foi criada a **Energisa Data Platform**, com foco em governança, segurança e integração de informações provenientes de sistemas críticos como SCADA e EMS. A empresa reconhece que **não é possível falar em dados sem considerar a segurança cibernética**, especialmente diante do avanço das soluções em nuvem. Por isso, **35% dos investimentos nessa área têm sido direcionados à proteção da infraestrutura, enquanto mais de 50% das preocupações do setor recaem sobre os riscos de vulnerabilidades na rede elétrica**.

Sávio destacou ainda a importância da **normatização e governança da inteligência artificial dentro do grupo**, ressaltando que a transformação digital é, sobretudo, impulsionada pelas pessoas. Nesse sentido, mencionou o **projeto Rio Pomba Vale**, em Cataguases (MG), voltado à formação de profissionais em novas competências digitais e de segurança cibernética, suprindo lacunas de capacitação que o mercado atualmente não consegue atender sozinho.

Ao concluir, enfatizou que a transformação da Energisa se baseia na capacidade de gerar valor a partir dos dados, associando governança, inovação tecnológica e desenvolvimento de pessoas. As iniciativas apresentadas — da Frota Conectada ao GizaBrain, passando pela modernização operacional e pelos gêmeos digitais — exemplificam como o grupo busca consolidar eficiência, resiliência e qualidade no atendimento, preparando-se para os desafios da digitalização do setor elétrico brasileiro.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Sergio Milani, Superintendente de Projetos Especiais da Copel, iniciou sua apresentação destacando o alcance e a relevância da companhia, que hoje atende 99% dos municípios do estado do Paraná, com um total de 5,3 milhões de consumidores, distribuídos em 403 subestações. **A Copel conta com mais de 12 mil colaboradores, entre força de trabalho própria e terceirizada, e atua em uma área de concessão que ultrapassa 194 mil quilômetros, possuindo mais de 216 mil quilômetros de linhas de distribuição, configurando-se como a quarta maior distribuidora do Brasil.**

Ao abordar os desafios do setor e os investimentos realizados, Milani ressaltou que a Copel **vem promovendo aportes significativos para a transformação digital e a modernização da operação**. O histórico de **investimentos anuais da empresa mostra um recorde previsto para 2025, com R$ 2,5 bilhões direcionados à distribuidora**, mesmo em um ano que encerra o ciclo de revisão tarifária. Esses **investimentos estão voltados para a experiência do cliente, eletrificação, gestão de equipamentos "*behind the meter*" e a implementação de soluções inovadoras de smart grid, demonstrando a visão estratégica da companhia.**

O **destaque central da apresentação foi o projeto de medidores inteligentes da Copel, considerado o maior da América Latina**. **Até o final de 2025, a empresa pretende alcançar cerca de 2 milhões de unidades instaladas, das 5,3 milhões de unidades consumidoras atendidas.** O projeto, **iniciado em 2019 com uma fase piloto, evoluiu por múltiplas etapas e conta atualmente com aproximadamente 85% de sua execução concluída**. A **logística de instalação é complexa**, especialmente na região rural do Paraná,

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

exigindo soluções de comunicação adaptadas e estratégias inovadoras, como **o uso de redes de rádio próprias, que atualmente contam com mais de 15 mil rádios instalados**.

Os **benefícios dessa transformação são significativos para os consumidores, que passam a ter acesso a informações detalhadas sobre consumo diário e mensal, estimativas de faturamento, comparativos com vizinhança e histórico dos últimos seis meses**. Além disso, **os medidores inteligentes permitem à Copel prever falhas de energia e otimizar o envio de equipes de campo**, evitando visitas improdutivas e promovendo economia operacional e redução do impacto ambiental.

Milani também detalhou a implementação de mais de 24 mil equipamentos de automação e 1.200 enlaces com self-healing, responsáveis por melhorar a resiliência da rede e reduzir indicadores como DEC e FEC. Ele **destacou a importância do uso de tecnologias digitais avançadas, como ADMS, MDM e RPA, integradas à plataforma de gestão de medidores inteligentes, permitindo automação, monitoramento remoto e otimização de processos.** O projeto Clique, por exemplo, visa substituir todo o sistema de bilhetagem e atendimento da Copel, enquanto iniciativas de Workforce Management monitoram e apoiam a instalação dos medidores em campo.

Outro ponto estratégico abordado foi **a criação de uma rede própria de comunicação, utilizando fibras ópticas nos carros OPGW, com economia estimada em R$ 20 milhões anuais em relação à contratação de links de operadoras externas**. Em paralelo, **todas as 403 subestações da Copel estão recebendo elementos de proteção de borda contra ataques cibernéticos**, reforçando a segurança dos sistemas críticos.

Em termos de **qualidade de energia, Milani enfatizou o impacto de fatores climáticos, como rajadas de vento e descargas atmosféricas, e explicou como a integração de medidores inteligentes, sensores de rede e inteligência artificial permite prever eventos e mobilizar equipes de maneira proativa**, mantendo níveis de DEC e FEC dentro das metas regulatórias. **Na área rural, os principais desafios são a vegetação, desequilíbrios de carga e descargas atmosféricas**, enquanto **na urbana a empresa tem adotado georreferenciamento e ações junto a prefeituras para otimizar a gestão de árvores e faixas limpas, conforme legislação vigente.**

Milani abordou também a questão da geração distribuída, **apontando desafios como inversão de fluxos de potência e sobrecarga na rede**, especialmente em casos de homologação inadequada de equipamentos. Ele destacou ainda **a liderança da Copel no compartilhamento de infraestrutura, responsável por aproximadamente um terço do faturamento nacional desse segmento, gerando receita estimada de R$ 500 milhões em 2025, dos quais cerca de 60% impactam a modicidade tarifária, proporcionando um desconto significativo na tarifa para os consumidores.**

Finalizando, Milani citou iniciativas práticas de organização da infraestrutura, como otimizadores de cabos e a remoção de toneladas de cabos obsoletos das redes, reforçando

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

o compromisso da Copel com eficiência operacional, inovação tecnológica, segurança, sustentabilidade e melhoria contínua da experiência do cliente.

A sessão final dos líderes foi conduzida por Cyro Vicente Boccuzzi, que organizou a dinâmica em formato de pingue-pongue de perguntas e respostas, pedindo objetividade nas intervenções.

A primeira questão foi dirigida a **Rodrigo**, da Equatorial, sobre como a empresa está lidando com a inversão de fluxo. O executivo explicou que a companhia mantém um grupo de trabalho denominado *Distribuidora do Futuro*, estruturado em oito squads, sendo um deles específico para tratar da inversão de fluxo e dos impactos da geração distribuída. Esse comitê, ativo há cerca de um ano e meio, já desenvolve estudos em parceria com outras instituições e conta com um superintendente dedicado exclusivamente ao tema. Rodrigo destacou que, embora tenha ingressado mais recentemente na frente de digitalização, poderia conectar os interessados ao responsável direto, Rubens Briseno, caso fosse necessário detalhamento técnico adicional.

Na sequência, Cyro apresentou uma pergunta a **Felipe**, da Light, sobre qual modelo tarifário seria adequado para absorver investimentos em smart grid. Felipe destacou que não há um único modelo de tarifa ideal. O essencial, em sua visão, é que a regulação permita flexibilidade, de modo que cada distribuidora possa experimentar e aplicar tarifas compatíveis com as características de seus mercados. Como exemplo, citou os projetos em andamento no *Sandbox Tarifário*, entre eles a iniciativa *Light Controle*, que testa uma fatura fixa com *cashback*. Mencionou ainda que o decreto que estabeleceu as diretrizes de

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

renovação das concessões já prevê a possibilidade de tarifas diferenciadas. Contudo, para ele, é necessário avançar além do ambiente experimental dos sandboxes e consolidar a permissão regulatória para práticas diferenciadas. Ilustrou a necessidade dessa flexibilidade com a realidade heterogênea do Rio de Janeiro: bairros com condições socioeconômicas contrastantes, como Rocinha e Leblon, não podem ser atendidos de forma homogênea por um mesmo modelo tarifário.

Em seguida, Cyro dirigiu-se a **Sávio**, da Energisa, questionando sobre os planos de medição e tarifas inteligentes, já que sua apresentação anterior havia enfatizado investimentos em digitalização, mas sem detalhar esse tema. Sávio confirmou que a companhia possui um Plano Diretor de Medição (PDM), desenvolvido desde 2021 com apoio de consultorias externas. O plano prevê a execução de um *roll-out* gradual de medidores inteligentes até 2035, incluindo arquitetura tecnológica baseada em MDM e soluções de última milha. Segundo o executivo, a empresa já realizou diversas homologações e experimentações, mas agora se encontra em um ponto de inflexão: diante da iminente abertura do mercado, não é mais possível adiar decisões estruturais. Reconheceu que a indefinição regulatória impôs restrições até aqui, mas defendeu a necessidade de iniciar os investimentos de forma antecipada para que a distribuidora esteja preparada quando o processo de liberalização avançar.

Por fim, Cyro apresentou uma questão a **Sérgio Milani**, da Copel, a respeito do impacto tarifário do projeto de AMI e dos quase dois milhões de medidores inteligentes em implantação. A pergunta, formulada por Manuel Messias, também levantava a preocupação com riscos de glosa por parte do regulador. Milani afirmou que o Brasil já se encontra em atraso de cerca de 20 anos na adoção de medidores inteligentes, devido à ausência de políticas e incentivos claros. Destacou que a Copel iniciou um projeto piloto ainda em 2018, em Ipiranga, sem enfrentar glosa regulatória, e vem expandindo progressivamente desde então. Ressaltou que outras distribuidoras, como a CPFL, também avançam com projetos de larga escala.

Segundo Milani, a segurança do projeto se apoia no caráter prudente dos investimentos e nos benefícios tanto para clientes quanto para a distribuidora. Explicou que o custo por ponto implantado pela Copel está muito abaixo do valor de referência estabelecido pelo banco de preços da ANEEL, o que amplia a margem de retorno no ciclo de revisão tarifária. Reconheceu a possibilidade de glosa, mas considerou o risco pequeno diante da competitividade de custos. Acrescentou que a Copel já testa tarifas diferenciadas por meio de sandboxes, incluindo a tarifa binômia para baixa tensão e um modelo específico para veículos elétricos, viabilizados pelos novos medidores. Essas experiências buscam mostrar à agência reguladora a viabilidade de tarifas inteligentes que tragam benefícios diretos aos clientes e fortaleçam a preparação da rede para a abertura de mercado prevista até 2027.

Encerrando a sessão, Cyro convidou o público a aplaudir os apresentadores e chamou todos os palestrantes ao palco para uma foto conjunta, marcando o fechamento do primeiro bloco do painel de líderes.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

10. Painel dos Líderes: A Transformação dos Negócios e os Investimentos Pós-Renovação das Concessões – Parte 2

Palestrantes:

- Jader Carneiro, Superintendente de Digitalización de Redes, NEOENERGIA
- Luis Henrique Ferreira Pinto, Vice-Presidente de Operações Reguladas, CPFL
- Marcos Campos, Diretor Geral, EDP SP
- Marney Antunes, Vice-Presidente de Distribuição, CEMIG
- Tarcísio Rosa, Presidente, CELESC

Moderação: Cyro Vicente Boccuzzi

Jader Carneiro, Superintendente de Digitalização de Redes da Neoenergia, iniciou sua apresentação destacando a trajetória e o posicionamento estratégico da empresa no cenário energético brasileiro. A Neoenergia é parte do Grupo Iberdrola, um conglomerado espanhol com mais de 170 anos de história e reconhecido como líder global no setor elétrico. No Brasil, a Neoenergia atua nos quatro segmentos principais do setor elétrico: distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

No segmento de distribuição, a empresa atende cerca de 40 milhões de consumidores, possuindo uma base de ativos robusta e crescente. Na transmissão, destaca-se o crescimento expressivo do portfólio de projetos desde 2018, com 18 ativos, dos quais 12 já concluídos e outros em andamento. Na geração, a Neoenergia possui um portfólio diversificado, incluindo fontes renováveis, como solar e eólica, além de hidrelétricas e a termoelétrica Thermo Pernambuco, próxima a Recife. No setor de comercialização, a empresa vende cerca de 5,5 TW de energia e atende mais de 700 mil clientes massificados. Com uma receita líquida de aproximadamente R$ 47 bilhões e EBITDA de R$ 12,5 bilhões, a Neoenergia emprega diretamente cerca de 42 mil colaboradores, sendo 15.500 próprios e o restante parceiros estratégicos.

Em termos societários, o Grupo Iberdrola detém 53,5% das ações da Neoenergia, a Previ possui cerca de 30%, e aproximadamente 16% estão em *free float* na bolsa de valores. **Entre suas distribuidoras, a Neoenergia é a maior do Brasil em número de clientes, com aproximadamente 17 milhões de unidades atendidas**, uma base que cresce cerca de 1,5 milhão a cada cinco anos. **Nos últimos cinco anos, a base de ativos cresceu em R$ 23 bilhões, com investimentos médios anuais na ordem de R$ 4,5 a 5 bilhões distribuídos entre as cinco concessionárias da companhia**, abrangendo cinco estados e o Distrito Federal.

Carneiro ressaltou que o setor elétrico brasileiro está passando por transformações profundas, motivadas tanto por mudanças no perfil do consumidor quanto por pressões regulatórias crescentes. O consumidor moderno exige não apenas fornecimento contínuo de energia, mas também previsibilidade, qualidade e confiabilidade, considerando impactos imediatos de interrupções, como desligamento de equipamentos digitais e interrupção da conectividade. Além disso, **os clientes agora exercem maior protagonismo, utilizando redes sociais para relatar problemas, influenciar comunidades e exigir maior agilidade e eficiência no atendimento**.

Outro desafio destacado foi a resiliência climática. Carneiro observou que eventos climáticos extremos, como períodos prolongados de seca seguidos por chuvas intensas com ventos fortes, têm se tornado cada vez mais frequentes, exigindo que a infraestrutura elétrica seja cada vez mais robusta e adaptável. Paralelamente, **a digitalização e a geração distribuída, incluindo energia solar residencial, veículos elétricos e sistemas de armazenamento, transformaram profundamente a operação das redes de distribuição, tornando a digitalização uma estratégia central para enfrentar esses desafios**.

A Neoenergia **possui hoje 83% de suas redes digitalizadas**, com **meta de atingir 90% até 2030**, apoiando-se em **quatro pilares estratégicos: automação das redes de média e baixa tensão, digitalização das subestações, digitalização operacional e utilização de inteligência artificial**. **Todos os sistemas de subestações da Neoenergia são automatizados, e a empresa conta com mais de 18 mil religadores automatizados, 6.500 esquemas de enlaces self-healing, atendendo 5,7 milhões de clientes**. Além disso, **1,8 milhão de clientes já utiliza a tecnologia AGR, que integra inteligência de rede e**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

SCADA para decisões operacionais automatizadas. Na última milha, todos os clientes do Grupo A possuem telemedição, complementada por grandes projetos em locais estratégicos, como Atibaia, Fernando de Noronha e Brasília, abrangendo aproximadamente 480 mil clientes com medição centralizada, essencial para gestão de perdas e melhoria da experiência do consumidor.

Entre os projetos mais relevantes, Carneiro destacou o *Workforce Management*, em parceria com a Salesforce, denominado internamente Rota Neo. Trata-se de um sistema de despacho e priorização de ocorrências para equipes de campo, com capacidade de gerenciar 12 milhões de serviços anuais, implementado em nuvem com investimento de R$ 109 milhões. O *rollout* do sistema começou em fevereiro, na Bahia, e segue sendo expandido para todas as distribuidoras do grupo. Para suportar a operação, **a Neoenergia realizou mapeamento completo das equipes e garante conectividade robusta, utilizando tanto redes públicas celulares quanto tecnologia de satélite de baixa órbita, como Starlink, para cerca de mil equipes.**

Em Brasília, a empresa implementou uma rede LTE multisserviço própria, aproveitando a liberação da faixa de 450 MHz pela Anatel. A rede visa integrar automação, voz e monitoramento de sensores de rede, com quatro sites já em operação e expansão planejada para cobertura total do Distrito Federal. **Atualmente, 50 religadores e cinco concentradores de medidores inteligentes já operam nessa rede, no contexto do projeto Multilink.**

Carneiro enfatizou que a Neoenergia investe na **interoperabilidade e massificação das tecnologias, desenvolvendo soluções híbridas de chaveamento remoto**, trabalhando com fornecedores de chipsets, módulos de comunicação e telecomunicações, e incorporando essa tecnologia em sensores de rede, medidores inteligentes e sistemas de operação remota.

Por fim, o executivo reforçou que a estratégia da Neoenergia não se limita à tecnologia: **a capacitação das equipes e a reinvenção de processos são centrais para a transformação digital e a melhoria da experiência do cliente**. O alinhamento regulatório, a previsibilidade do modelo de concessões e o compromisso com ESG também são fundamentais para garantir a atratividade dos investimentos e a continuidade de um serviço confiável, seguro e eficiente para milhões de consumidores brasileiros.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

O Diretor-Geral da EDP São Paulo, **Marcos Campos**, apresentou uma **visão abrangente sobre os rumos da companhia em relação aos investimentos futuros no setor de energia elétrica no Brasil**. Iniciou agradecendo a oportunidade de participar do fórum, destacando a relevância do evento para o debate estratégico do setor. Ressaltou que a energia constitui um dos pilares fundamentais da infraestrutura nacional, ao lado de rodovias e outros setores essenciais, sendo, portanto, elemento decisivo para o crescimento econômico e sustentável do país.

Antes de tratar especificamente da estratégia de investimentos da EDP, **o executivo propôs uma reflexão sobre políticas estruturantes e a influência da cultura nacional nos processos de decisão e planejamento**. Destacou que diferentes países apresentam distintas orientações temporais: enquanto **nações como Japão e China possuem forte visão de longo prazo**, **privilegiando planejamento e crescimento sustentado, países como Brasil e Estados Unidos tendem a priorizar resultados imediatos**. **Essa diferença cultural, segundo ele, impacta diretamente** a forma como gestores brasileiros estruturam **investimentos de longo prazo, muitas vezes dificultando a consolidação de projetos robustos** sem comprometer a sustentabilidade financeira das empresas e sem repassar custos excessivos aos consumidores.

Nesse contexto, **Campos trouxe o exemplo do Japão, que já em 2021 havia alcançado praticamente 100% de telemedição, com medidores inteligentes integrados e**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

comunicação eficiente, permitindo maior planejamento e resiliência do sistema. O país também implementou medidas de redundância em redes de alta e média tensão, sistemas de seccionamento e fundos de prevenção a desastres, demonstrando maturidade no preparo para cenários críticos. Em contraposição, apontou que o Brasil ainda enfrenta desafios culturais e estruturais, que precisam ser superados para garantir a evolução do setor.

Passando à realidade da EDP, o diretor ressaltou os principais desafios atuais: **o aumento da severidade climática, que exige maior resiliência das redes; o empoderamento de stakeholders, com clientes e poder público cada vez mais exigentes; a necessidade de eficiência frente à pressão por resultados trimestrais; e a transição energética, que se acelera de forma exponencial, impulsionada pela geração distribuída e outras inovações**. Para enfrentar esse cenário, **a EDP dobrou seus investimentos entre os triênios 2019–2021 e 2022–2024, passando de R$ 1,2 bilhão para R$ 2,4 bilhões em São Paulo**, além de investimentos similares no Espírito Santo.

Os recursos têm sido aplicados em **três eixos fundamentais**: **automação, telecomunicações e expansão da rede**. Na automação, a empresa ampliou em mais de 150% o número de religadores desde 2020, alcançando significativa modernização do sistema. Esse avanço foi acompanhado pela robustez da infraestrutura de telecomunicações, que atingiu 97% de efetividade na comunicação, fundamental para a eficiência operacional. Quanto à expansão, a EDP vem construindo cerca de duas novas subestações por ano em São Paulo e no Espírito Santo, fortalecendo a capacidade de redundância e resiliência da rede.

O executivo também destacou os investimentos em **cibersegurança**, especialmente após a experiência de ataque sofrido em Portugal em 2020, o que levou à **criação de um centro de operações de segurança (SOC) moderno, com forte integração entre áreas de TI e OT**. Além disso, a companhia está implementando um **sistema avançado de gestão da rede (ADMS)**, com previsão de entrada em operação em 2026, para lidar com novos fluxos energéticos, geração descentralizada e tarifação dinâmica.

Olhando para o futuro, Campos enfatizou três grandes tendências: **digitalização, resiliência e transição energética**. Com a abertura de mercado e a crescente digitalização, surgem **novos desafios relacionados à transparência, disponibilização de dados em tempo real e empoderamento do consumidor, que passará a tomar decisões com base em sinais tarifários claros e econômicos**. Essa transformação exigirá **mudanças estruturais em processos, sistemas e pessoas, além de fortalecer a centralidade do cliente como fator estratégico**, indo além da mera conformidade regulatória.

Para viabilizar a adoção sustentável do modelo digital, a estratégia da EDP se apoia em três pilares: **tecnologia, regulação e processos**. No campo tecnológico, destacam-se a **interoperabilidade** para evitar *lock-in* com fornecedores, **segurança cibernética**, **gestão de big data e analytics preditivo**, além da **ampliação da infraestrutura de TI e Telecom** para suportar escala massiva. No aspecto regulatório, a empresa defende a **construção de um ambiente normativo estável, previsível e economicamente viável**, ressaltando a

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

importância de fóruns setoriais para discussão e alinhamento. Já **no âmbito dos processos, a prioridade está no redesenho organizacional**, integração de sistemas e gestão de mudanças, com equipes dedicadas a três frentes: operação do core business, adoção de tecnologias já testadas no mercado e prospecção de inovações disruptivas para o futuro.

Em termos de investimentos projetados, a EDP anunciou a destinação de **R$ 10 bilhões até 2030**, sendo R$ 5 bilhões em São Paulo e R$ 5 bilhões no Espírito Santo. Esses recursos visam consolidar a digitalização das redes, ampliar a resiliência e confiabilidade do sistema, e avançar na transição energética com integração de geração descentralizada e armazenamento por baterias.

Por fim, **Campos** destacou que o sucesso dessa trajetória depende do engajamento de todo o ecossistema: reguladores, instituições acadêmicas, fornecedores, empresas e sociedade civil. Defendeu a criação de laboratórios, parcerias e ambientes colaborativos capazes de acelerar a inovação e fortalecer a competitividade do setor. Ressaltou, ainda, a importância de um sinal regulatório claro, capaz de orientar investimentos e assegurar previsibilidade.

Concluiu afirmando que a EDP manterá os investimentos com intensidade, mas de forma estruturada, responsável e orientada para o futuro, reafirmando seu compromisso com a transformação digital, a resiliência das redes e a centralidade no cliente como eixos fundamentais para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Luis Henrique Ferreira Pinto, Vice-Presidente de Operações Reguladas, iniciou sua fala agradecendo o convite e cumprimentando os colegas presentes, anunciando que compartilharia a experiência da CPFL no campo da digitalização, com destaque para a medição inteligente (*smart meters*). Reforçou que **acabara de regressar da China, após duas semanas de visitas técnicas, onde pôde observar de perto a aplicação em larga escala dessas tecnologias, trazendo exemplos concretos para a realidade brasileira.**

O executivo contextualizou a relevância do **Grupo CPFL**, um dos maiores players do setor elétrico nacional e líder em geração de energia renovável, com mais de 95% de sua matriz nessa categoria. Ressaltou que as distribuidoras do grupo atendem regiões altamente desenvolvidas e exigentes, como São Paulo e Rio Grande do Sul, além de destacar a ligação com a **State Grid**, maior empresa de energia do mundo, responsável por atender mais de 1,1 bilhão de clientes na China. Essa referência serviu para sublinhar a visão de longo prazo e estabilidade que caracteriza os investimentos asiáticos, algo que, segundo ele, deveria ser mais valorizado no Brasil.

Ferreira explicou que as distribuidoras da CPFL atendem mais de 24 milhões de pessoas em 11 estados brasileiros, abrangendo tanto geração quanto transmissão e serviços. No segmento de distribuição, o grupo possui quatro concessionárias — três em São Paulo e uma no Rio Grande do Sul — cobrindo uma área de 301 mil km², com 346 mil km de redes e quase 700 municípios. Esse universo representa cerca de 37% do PIB nacional, incluindo regiões altamente industrializadas, polos agrícolas de grande produtividade, universidades e centros de pesquisa. Nesse cenário, o consumidor é descrito como altamente participativo e exigente, o que impõe desafios constantes às distribuidoras.

Com investimentos médios anuais de R$ 4 bilhões nos últimos sete anos, a CPFL tornou-se referência em **automação e digitalização** de redes. Ferreira destacou a implantação do **ADMS** em todas as distribuidoras do grupo, permitindo a operação integrada das concessões. E**sse avanço se mostrou crucial, por exemplo, em momentos de crise no Rio Grande do Sul, quando as equipes de São Paulo puderam apoiar a operação local simplesmente trocando o canal de comunicação com o centro de controle, operando todos os sistemas em plataforma unificada.**

Na sequência, o executivo destacou os principais **desafios estruturais do setor de distribuição**, entre eles: **a renovação dos contratos de concessão, agora mais exigentes quanto à qualidade do serviço; a necessidade de estabilidade regulatória e jurídica para viabilizar investimentos de longo prazo; e a iminente abertura do mercado, que exigirá a criação de tarifas mais sofisticadas, como a tarifa binômia e os modelos inteligentes.** Segundo ele, **nada disso será efetivo sem a adoção massiva de** medição inteligente**, peça central para a modernização.**

Ao recuperar a trajetória da CPFL nesse tema, Ferreira lembrou que a jornada começou há mais de 15 anos, em 2010, quando a empresa decidiu implantar medidores inteligentes no **Grupo A** (alta tensão), mesmo em um cenário regulatório desfavorável. Utilizando redes mesh, a companhia conseguiu consolidar esse modelo, que **hoje cobre 100% dos consumidores do Grupo A em todas as distribuidoras, incluindo a RGE, no Rio**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Grande do Sul, após a aquisição e integração da AES Sul. Esse aprendizado levou à expansão para o **Grupo B** (baixa tensão), inicialmente por meio de uma prova de conceito em uma cidade paulista que refletia a diversidade da base de clientes. Nela, foram testadas quatro tecnologias distintas de comunicação, em busca da mais eficiente e aderente às condições reais de operação.

Ferreira ressaltou que **os principais entraves sempre estiveram na regulação.** Durante anos, a ANEEL **remunerava de forma mais favorável os medidores eletromecânicos do que os inteligentes, desestimulando o investimento em inovação**. Para contornar isso, **a CPFL propôs um modelo de reconhecimento tarifário interciclo, que evitasse atrasos de até cinco anos na recuperação do investimento — considerando que a vida útil de um medidor inteligente é de 13 anos**. Como solução prática, a empresa utilizou o fato de possuir quatro distribuidoras com revisões tarifárias em momentos distintos, iniciando os *rollouts* onde havia maior proximidade regulatória.

Superadas as barreiras iniciais, a CPFL iniciou a expansão em larga escala para o Grupo B, com **meta de instalar 1,6 milhão de medidores em 59 cidades de São Paulo**, em etapas de 500 mil unidades por ano. Ferreira destacou a importância da **interoperabilidade**, conquistada com três fabricantes, o que reduziu custos e evitou a dependência de fornecedores únicos. Optou-se ainda por um modelo com **MDC único** e rede proprietária mesh, garantindo maior controle sobre os dados.

Entre os **benefícios da medição inteligente**, o executivo citou: **maior comodidade ao cliente, eliminação de leituras presenciais e deslocamentos de corte/religa, agilidade no faturamento, autonomia ao consumidor, medidores preparados para geração distribuída e redução de perdas comerciais**. Destacou, porém, que **projetos dessa escala exigem comunicação eficiente com a sociedade**, de forma a esclarecer objetivos e benefícios desde o início.

Relatando sua recente visita à **província de Jiangsu, na China**, Ferreira descreveu a operação em larga escala que testemunhou, **com cidades de até 10 milhões de habitantes operando de forma totalmente automatizada**. Nesses sistemas, **a combinação de smart meters com inteligência artificial permite reconfiguração automática da rede, gestão de demanda via microgrids, incentivos tarifários dinâmicos e comunicação em tempo real com o consumidor**, que é informado sobre ocorrências e restabelecimentos sem necessidade de acionar *call centers.* Além disso, os chineses **praticamente eliminaram as perdas comerciais**, restando apenas perdas técnicas, que são monitoradas e reduzidas por meio de medições precisas — algo que, no Brasil, ainda é um grande desafio devido à dificuldade de separar estatisticamente perdas técnicas de não técnicas.

Ferreira concluiu reforçando que a **infraestrutura moderna** é o ativo mais valioso de uma sociedade e que, sem ela, não há desenvolvimento. Defendeu que, para viabilizar essa modernização, **é essencial criar mecanismos de incentivo ao investimento,** assegurar tarifas justas, eliminar subsídios inadequados e **promover uma regulação alinhada com a evolução tecnológica**. Encerrou afirmando que a jornada iniciada pela CPFL deve ser

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

vista como um exemplo de transição necessária para o Brasil, inspirada nas experiências já consolidadas em países como a China.

Marney Antunes, Vice-Presidente de Distribuição da **CEMIG**, destacou que a empresa ocupa uma posição diferenciada em relação a outras distribuidoras do setor elétrico, semelhante à da Copel, pois já teve sua concessão renovada, válida de 2015 a 2045. Contudo, ele enfatizou que essa condição não permite acomodação, uma vez que as mudanças que afetam as distribuidoras que estão em processo de renovação impactarão também a CEMIG, tornando necessário manter investimentos e práticas de gestão alinhadas às novas exigências regulatórias.

Antunes destacou que não é possível ter regulação separada entre empresas e, portanto, é imprescindível que a CEMIG esteja preparada, investindo e atuando de forma contínua e consistente. A empresa possui uma rede de 500 mil quilômetros de média tensão, sendo 400 mil quilômetros na zona rural, dos quais 300 mil são monofásicos, representando um desafio significativo para manter a qualidade do fornecimento de energia devido ao desbalanceamento.

Em termos de investimentos, em 2019 a CEMIG destinava 5% do total investido pelas outras empresas do setor. Atualmente, esse percentual foi ampliado para 13%, refletindo a intensificação de seu programa de investimento, ainda que iniciado tardiamente. **No ciclo regulatório de 2023 a 2027, a empresa planeja investir R$ 21 bilhões na distribuição, com R$ 4,3 bilhões previstos para 2024 e R$ 4,7 bilhões para o ano corrente**. Segundo

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Antunes, **o maior desafio não tem sido a aquisição de materiais ou fornecedores, mas sim a disponibilidade de mão de obra**, problema mitigado parcialmente por parcerias com o Exército, formando soldados-cidadãos para apoiar empreiteiras locais.

Entre as principais iniciativas da CEMIG, **destacam-se os investimentos em resiliência da rede e modernização tecnológica**. A **empresa está construindo 200 novas subestações, das quais 130 já foram energizadas, e implementando o programa Minas Trifásico**, abrangendo 30 mil quilômetros, inspirado nas experiências da Copel. No ciclo atual, **estão previstos 1.485.000 medidores inteligentes, com 400.000 já instalados**, além de um programa de regularização de energia para 240.000 famílias que estavam conectadas de forma clandestina. **A automação da rede inclui a instalação de 16 mil religadores, completando 40 mil em operação**.

Antunes ressaltou também a experiência com o município de Serra da Saudade, o menor do Brasil, que enfrentava interrupções de energia de até três dias. Para resolver isso, **a CEMIG implementou microgrids locais com geração solar e armazenamento em baterias, garantindo autonomia de 48 horas e reduzindo custos em comparação à instalação tradicional de dupla alimentação, de R$ 12 milhões para R$ 8,5 milhões**. Este **modelo será replicado em 25 municípios adicionais**, minimizando a dependência de mão de obra especializada e **acelerando a melhoria da resiliência da rede**.

Por fim, Antunes comentou sobre o indicador PKDEC (DEC por Conjunto), criticando a atual uniformidade tarifária que não considera as diferenças regionais na frequência e duração de interrupções, como na região metropolitana em comparação a áreas mais remotas. Ele destacou a necessidade de a empresa atuar para melhorar esses indicadores e adaptar-se às novas regras do setor, garantindo eficiência, qualidade e justiça no fornecimento de energia elétrica.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Tarcísio Rosa, Presidente da CELESC, iniciou sua apresentação destacando as principais inovações e projetos da CELESC, enfatizando que não entraria em detalhes técnicos complexos, mas que **os avanços já realizados e em andamento demonstram a modernização e a preparação da empresa para os desafios atuais do setor elétrico**.

O primeiro destaque foi a **transformação digital do sistema de faturamento e atendimento ao cliente**, totalmente **operado por meio de dispositivos móveis**. **Todos os serviços comerciais da CELESC**— desde novas ligações e mudanças de titularidade até consultas de consumo — **podem ser realizados exclusivamente pelo celular.** Este projeto de grande porte demandou intenso esforço da equipe, que enfrentou dificuldades significativas durante a implementação, mas conseguiu concluí-lo com sucesso. Rosa ressaltou a importância da experiência adquirida pela equipe, considerando-a referência para outras distribuidoras, e mencionou a valorização dos profissionais envolvidos no projeto, devido à complexidade e ao conhecimento técnico especializado acumulado.

Outro avanço relevante foi a implantação de sistemas para gerenciamento e monitoramento de ativos. O ADMS (*Advanced Distribution Management System*) está em fase final, permitindo o comando e a operação de todas as subestações a partir de Florianópolis, enquanto o WFM (Workforce Management) organiza e otimiza a força de trabalho da empresa. A expectativa é que ambos os sistemas estejam plenamente operacionais em dois anos, promovendo maior eficiência e controle sobre a operação da rede elétrica.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Rosa destacou também **a expansão da infraestrutura para veículos elétricos em Santa Catarina, com a instalação de eletropostos em 100 cidades até o final do ano, garantindo uma distância máxima de 50 quilômetros entre os pontos de recarga.** Essa iniciativa busca apoiar a mobilidade elétrica e antecipar a crescente demanda por carros elétricos no estado.

Um dos desafios mais críticos mencionados foi a gestão da geração distribuída e do fluxo inverso de energia, resultado do rápido crescimento de fontes fotovoltaicas. O presidente ressaltou que, até pouco tempo atrás, a inserção de usinas na rede era feita sem limites, causando impactos operacionais significativos, incluindo desequilíbrios de fases, proteções descalibradas, danos a equipamentos e riscos de desligamentos ou quase-blackouts. **Atualmente, 45% das subestações de Santa Catarina apresentam fluxo inverso em algum momento, sendo que muitas delas operam acima da capacidade de transformação projetada.**

A complexidade aumenta com a multiplicidade de pequenos geradores conectados, como sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais, que resultam em milhares de unidades consumidoras com injeção descentralizada de energia. **O presidente enfatizou que a solução muitas vezes apontada — o uso de baterias — precisa ser planejada e regulamentada adequadamente. Caso contrário, a instalação de baterias individuais por cada gerador pode gerar problemas operacionais graves, tanto durante o dia quanto à noite, quando a energia acumulada é liberada na rede**.

Rosa concluiu destacando a **necessidade urgente de regulamentação clara que defina responsabilidades, controle e operação das baterias e da geração distribuída**. Ele alertou que **a ausência de regras estruturadas coloca em risco os investimentos realizados pelos consumidores e a operação segura do sistema elétrico**, podendo comprometer o retorno financeiro de investidores em geração distribuída. O desafio apresentado consiste, portanto, em garantir que haja gestão eficiente, controle centralizado e regulamentação precisa para equilibrar inovação, segurança operacional e viabilidade econômica do setor.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Ao abrir a rodada final de considerações, o moderador Cyro Vicente Boccuzzi convidou cada painelista a fazer uma última intervenção breve, destacando pontos relevantes a partir do que já havia sido discutido ao longo do painel.

O primeiro a falar foi **Jader**, que ressaltou a pertinência das provocações apresentadas por Tarcísio sobre os próximos dez anos e a inversão de fluxo, problema que já se apresenta de forma significativa em todas as distribuidoras, inclusive na Neoenergia. Ele alertou que, sem uma operação desenhada para lidar com essa realidade, as baterias poderão se tornar em breve um desafio adicional, demandando uma atuação diferenciada. Jader destacou também a importância de observar experiências internacionais, citando a Espanha como exemplo avançado, além do impacto de conhecer o estágio tecnológico atual da China, mencionado por Luiz Henrique. Entretanto, reiterou que no Brasil a grande barreira continua sendo a **questão regulatória**: **como as empresas serão remuneradas pelos investimentos e de que forma as tarifas poderão refletir os novos serviços**. Ressaltou que **a Neoenergia ainda tem concessionárias em expansão de rede significativa, como na Bahia e em Pernambuco, o que consome boa parte da capacidade de investimento e acaba postergando avanços em medição inteligente**. **Enquanto não houver um sinal tarifário mais direto e atrativo**, os investimentos permanecerão condicionados.

Na sequência, **Marcos Campos** enfatizou dois pontos fundamentais: **interoperabilidade** e **custo**. Para ele, garantir a interoperabilidade tecnológica é essencial para que os medidores e demais sistemas possam ser utilizados em larga escala, beneficiando todas as empresas com menor custo. **Quanto ao custo, alertou para a necessidade de cautela nos investimentos, já que o Brasil possui a sexta tarifa de energia mais cara do mundo, e qualquer decisão equivocada pode agravar esse quadro**. Defendeu que as **soluções**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

tecnológicas sejam adotadas com o mínimo necessário para atender às diferentes realidades, inclusive em áreas remotas, evitando onerar excessivamente a digitalização.

Em seguida, **Luiz Henrique Ferreira** reforçou que **todos os temas debatidos** — inversão de fluxo, geração distribuída, *smart meters*, redes inteligentes, armazenamento em baterias — **pressupõem uma regulação que caminhe junto com a inovação**. Porém, **na prática, ocorre o contrário: a tecnologia avança rapidamente, enquanto a regulação vem atrás, tentando corrigir distorções já estabelecidas**. Para ele, isso dificulta ajustes posteriores e fragiliza a previsibilidade necessária aos investimentos. Luiz Henrique defendeu que governo e reguladores precisam estabelecer **regras claras e antecipadas**, para que a adoção tecnológica não continue atropelando os marcos regulatórios.

Na sequência, **Marney** reforçou essa crítica à defasagem regulatória, trazendo exemplos concretos. Lamentou que as distribuidoras **sejam obrigadas a pagar compensações para geradores distribuídos** mesmo em situações absurdas, **como interrupções de madrugada, quando as plantas solares estão inoperantes**. Destacou também os esforços para reduzir o **DEC percebido** pelos consumidores — de 18 para cerca de 15 horas em três anos — por meio da eliminação de interrupções momentâneas. **Esse esforço aumenta a resiliência e melhora a percepção do cliente, mas não é devidamente reconhecido no modelo de compensações atual, o que gera dúvidas sobre a efetividade de tais investimentos**. Para ele, **é fundamental ajustar as regras, alinhando objetivos de regulador e distribuidoras, de forma a recompensar corretamente iniciativas que efetivamente aumentam a confiabilidade da rede**.

Por fim, **Tarcísio** voltou ao **tema das baterias, destacando que esse será o próximo grande desafio**. Lembrou que, há dez anos, os painéis solares eram muito mais caros e, em uma década, a geração distribuída se expandiu a ponto de já provocar cortes expressivos — citando um episódio recente em que mais de 7 mil MW foram cortados pelo ONS. **Segundo ele, o mesmo acontecerá com as baterias: os preços cairão nos próximos três a quatro anos, e o setor precisará estar preparado para lidar com esse impacto**. Enfatizou que não se trata de previsão vaga, mas de uma tendência clara, que exigirá atenção e planejamento para evitar crises semelhantes às vividas hoje com a geração distribuída.

Encerrando, Cyro Boccuzzi agradeceu as contribuições e destacou que o objetivo do Fórum foi plenamente atingido: identificar e propor caminhos coletivos a partir da competência e experiência reunidas. Convidou os presentes a homenagearem os painelistas com aplausos e anunciou que todas as discussões seriam sistematizadas em um **relatório final** do evento. Por fim, convidou todos para uma foto conjunta, antes do sorteio e do encerramento oficial das atividades.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

11. Premiação aos Congressistas Participantes

A patrocinadora Bentley gentilmente sorteou um dispositivo Alexa entre os participantes presentes, que acabou sendo sorteado contemplando o Congressista Sr Ednilson Hausen, da empresa Eletron.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

12. Encerramento do 17º. Smart Grid Fórum 2025

Na **cerimônia de encerramento, Cyro Vicente Boccuzzi** tomou a palavra para expressar sua satisfação pelo êxito de mais uma edição do Smart Grid Fórum. Ele destacou que o evento foi concluído com chave de ouro, reunindo uma audiência qualificada que não apenas absorveu conhecimento, mas também levou consigo experiências e lembranças concretas desse encontro anual já consolidado no calendário do setor.

Iniciou **agradecendo a todos os moderadores, painelistas e palestrantes pelas contribuições valiosas, que enriqueceram os debates e consolidaram a reputação do Fórum como espaço de diálogo estratégico destacado e respeitado sobre a modernização do setor elétrico**. Reforçou os **agradecimentos aos patrocinadores, lembrando que sem esse apoio não teria sido possível realizar o evento em sua dimensão e qualidade atuais, que foram os grandes viabilizadores da edição**. Da mesma forma, agradeceu o suporte das entidades apoiadoras, bem como às revistas e veículos de imprensa que deram visibilidade e apoio promocional ao Fórum.

Cyro recordou a história do Smart Grid Fórum, **enfatizando que desde a primeira edição, há 18 anos, o evento inovou ao trazer os consumidores para o centro da discussão**. Explicou que, **desde o início, a pergunta "quem vai pagar a conta?" tornava inevitável a presença dos conselheiros e representantes de usuários, garantindo que a visão do consumidor estivesse integrada aos debates**. Com orgulho, afirmou que essa escolha pioneira resultou em **uma participação expressiva e constante ao longo dos anos, algo fundamental para a construção de consensos e para a disseminação de conhecimento.**

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Referindo-se à edição encerrada, destacou a representatividade alcançada: mais de 400 profissionais presentes, vindos de 24 estados brasileiros e do Distrito Federal, cobrindo praticamente todo o território nacional, além de participantes de 19 países, o que reforça o caráter internacional do Fórum.

Cyro também **dedicou um agradecimento especial à equipe de organização, ressaltando que cerca de 90 pessoas estiveram envolvidas diretamente, incluindo montadores, bombeiros, seguranças, equipe de limpeza, staff de apoio, profissionais de som, tradução e audiovisual, assessoria de imprensa, além da equipe de palco e coordenação, liderada por Alexandra Mauro, que coordenou a operacionalização do evento. Fez questão de pedir uma salva de palmas para todos esses profissionais, reconhecendo que o bom andamento do evento dependeu desse trabalho coletivo.**

Ao final, ressaltou que **o encerramento de cada edição não representa o fim, mas sempre tem marcado o início de uma nova etapa**. Explicou que **todo o conteúdo discutido — ideias, propostas e considerações levantadas ao longo dos painéis — será consolidado em um relatório final**. Esse documento, como de costume, será encaminhado ao governo, ao Ministério de Minas e Energia, à ANEEL, às empresas do setor, aos legisladores e às duas casas do Congresso Nacional.

Com essas palavras, transmitiu uma mensagem de continuidade, compromisso e mobilização coletiva, encerrando oficialmente o evento e reforçando a importância do Fórum como espaço de referência para o setor elétrico brasileiro e internacional.

13. Conclusões e Recomendações Finais

O Smart Grid Fórum 2025 reafirmou seu papel estratégico como espaço de convergência entre diferentes agentes do setor elétrico brasileiro, promovendo debates que permitiram identificar avanços, lacunas e prioridades para os próximos anos. Os painéis mostraram

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

que a transição energética exige uma visão integrada, envolvendo regulação, tecnologia, financiamento, governança e participação social.

Ficou claro que a **digitalização das redes elétricas** é não apenas inevitável, mas condição indispensável para a modernização do setor. A implantação de medidores inteligentes, sistemas de automação, sensores e plataformas digitais de análise deve ser conduzida em bases interoperáveis, de forma a garantir escala, eficiência econômica e menores custos para consumidores e concessionárias. Recomendou-se que os investimentos sejam planejados considerando as particularidades regionais, de modo a equilibrar qualidade de serviço e modicidade tarifária.

Os debates ressaltaram ainda o **descompasso entre inovação tecnológica e regulação**. Recursos energéticos distribuídos, armazenamento em baterias e novos modelos de mercado vêm avançando mais rápido que as normas vigentes. Para evitar distorções e insegurança jurídica, foi recomendada a adoção de uma regulação proativa, capaz de antecipar regras claras, mecanismos de remuneração justos e incentivos à flexibilidade, garantindo estabilidade para investidores, empresas e consumidores.

Nesse contexto, emergiu como prioridade a necessidade de **melhorar a governança do setor elétrico**. A multiplicidade de órgãos e entidades – reguladores, formuladores de políticas, operadores, agentes privados e consumidores – demanda maior coordenação, clareza de papéis e alinhamento institucional. Uma governança mais integrada e transparente é fundamental para acelerar a tomada de decisões, reduzir assimetrias de informação e assegurar que políticas públicas sejam consistentes e sustentáveis.

Outro ponto recorrente foi a pressão exercida pela **inversão de fluxos e pela crescente complexidade operacional das redes**. A difusão da geração distribuída, associada à futura expansão de baterias, exigirá novos paradigmas de operação e flexibilidade. Experiências internacionais, especialmente na Europa e Ásia, demonstram que esse movimento requer planejamento antecipado e forte articulação entre distribuidoras e operadores do sistema.

A **resiliência e a confiabilidade** também foram destacadas como prioridades. Apesar dos avanços na redução de indicadores como o DEC, permanece a necessidade de alinhar incentivos regulatórios à qualidade percebida pelos consumidores e à robustez frente a eventos climáticos extremos. Recomendou-se que as métricas de qualidade evoluam para incorporar não apenas quantidade e duração das interrupções, mas também a resiliência estrutural do sistema.

No campo econômico, um consenso importante foi a urgência de **revisar a estrutura de subsídios do setor elétrico**. Muitos benefícios, criados em contextos passados, já não se justificam ou acabam distorcendo a alocação eficiente de recursos, onerando de forma desigual os consumidores. Recomendou-se um processo gradual e transparente de revisão, com foco em direcionar os subsídios apenas para políticas sociais e de interesse público claramente justificadas, liberando espaço para investimentos prioritários em modernização e inovação.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Também se evidenciou a necessidade de **novos modelos de financiamento e sinalização tarifária** que incentivem investimentos em tecnologias estratégicas sem pressionar excessivamente a tarifa final. Mecanismos de atração de capital privado, compartilhamento de riscos e amortização progressiva devem ser considerados como instrumentos de viabilização econômica.

Finalmente, reforçou-se a relevância da **participação ativa do consumidor**. Desde a primeira edição do Fórum, a inclusão de conselheiros e representantes de usuários se mostrou diferencial, e nesta edição consolidou-se como elemento essencial de legitimidade e equilíbrio das decisões setoriais. Somado a isso, a diversidade geográfica e internacional dos participantes mostrou que o Brasil deve buscar soluções globais adaptadas à sua realidade, mantendo diálogo constante com práticas internacionais, mas ancorado em suas condições específicas.

Um dos benefícios potenciais associados à implementação plena de redes inteligentes é a possibilidade de **modernizar o modelo tarifário aplicado às unidades consumidoras que dispõem de geração própria e que, em determinados períodos, injetam excedentes de energia na rede de distribuição.**

Recomenda-se avaliar a **adoção compulsória de uma** tarifa binômia**, composta por parcelas de energia e demanda, como mecanismo mais adequado para refletir os custos e benefícios associados ao uso da rede por esses consumidores-geradores**. Tal **medida permitiria uma alocação mais justa de encargos e incentivaria a eficiência no consumo e na geração.**

Adicionalmente, **essa estrutura poderia substituir a atual lógica de tributação da energia injetada e posteriormente compensada, que gera distorções econômicas e conflitos regulatórios. Com a aplicação da tarifa binômia, seria possível desonerar as microgerações desse tratamento, reduzindo barreiras ao seu desenvolvimento e proporcionando maior previsibilidade e transparência para consumidores, distribuidoras e reguladores.**

Outro ponto crítico identificado é a **necessidade de eliminar a insegurança das distribuidoras em relação ao reconhecimento, pela regulação**, dos investimentos e despesas associados à implementação do Smart Grid. Para assegurar **previsibilidade e atratividade dos projetos**, recomenda-se que a ANEEL estabeleça **regras claras e objetivas**, fundamentadas na legislação vigente, garantindo que tais aportes sejam considerados como **investimentos prudentes** e que os **custos operacionais correspondentes sejam devidamente reconhecidos** nas tarifas.

Essa medida proporcionaria **maior segurança jurídica e regulatória aos investidores**, reduziria riscos de subinvestimento e aceleraria a modernização das redes de distribuição, em benefício da qualidade do serviço e da inserção de novas tecnologias no setor elétrico.

Assim, as recomendações centrais do Fórum podem ser sintetizadas em cinco eixos:

1. Acelerar a digitalização das redes com foco em interoperabilidade e eficiência.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

2. Antecipar a regulação frente às novas tecnologias e modelos de mercado.
3. Reforçar a governança do setor elétrico, integrando instituições e decisões.
4. Revisar e racionalizar os subsídios, garantindo sustentabilidade econômica e justiça tarifária.
5. Engajar consumidores e ampliar a resiliência do sistema frente aos desafios da transição energética.

Com base nesses princípios, **o Fórum se compromete** a consolidar suas contribuições neste relatório, que será encaminhado ao governo, reguladores, legisladores, empresas e sociedade civil, **fortalecendo seu papel como espaço de formulação e diálogo estruturado para o futuro do setor elétrico brasileiro**.

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

Apresentações, Reportagem Fotográfica Completa e outros materiais e conteúdos podem ser acessados no sítio do evento: www.smartgrid.com.br e no

+55 11 2367-3270

@Cyro Vicente Boccuzzi

@smartgridforum

©Smart Grid Forum Latin America

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025

ECOEE® Energia Eficiente

SMART GRID® Fórum Latino Americano de Smart Grid 17ª EDIÇÃO

Patrocínio Ouro

Bentley Cohesive Megger. S&C SIEMENS

Patrocínio Prata

AEW ARSENSING Landis+Gyr V2COM WEG

Patrocínio Bronze

fit gridspertise HARTBR MICROPOWER PEXTRON

Patrocínio Coquetel

thymos

Patrocínio Empresarial

Schneider Electric

Merchandising

Lactec

Apoio Oficial

ANEEL ccee epe

Apoio Internacional

adelat ariae cier Colombia Inteligente OGSEF IEC International Electrotechnical Commission ISGF India Smart Grid Forum

Apoio Institucional

ADVOLE ABC ABCIP ABEEólica BESCO ABGD abiape ABILUX abinee FBN ABRACE ABRACEL abradee ABRAGEL ABRAPCH ABRATE ABSAE ABSOLAR ABIVE ANACE COGEN CONACEN FGV CERI FNE Média Eficiente SENAI Smart Building

Apoio Promocional

o setor elétrico potência VISITE SÃO PAULO convention bureau

Organização e Realização

ECOEE

© Fórum Latino-Americano de Smart Grid 2025