ISGF
India Smart Grid Forum
Smart Energy for a Sustainable Future

SMART GRID®
Latin American Smart Grid Forum
18Th EDITION

JOINT WHITE PAPER
BY INDIA SMART GRID FORUM AND LATIN AMERICAN SMART GRID FORUM

Advanced Metering Infrastructure (AMI):

Enabling the Next-Generation Power Systems

OCTOBER 2026

Resumo Executivo

A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) está se tornando uma infraestrutura digital estratégica para a distribuição de eletricidade de próxima geração. Seu valor vai muito além da leitura remota de medidores: quando combinada com comunicações, governança de dados, cibersegurança e integração com os sistemas de TI e OT das distribuidoras, a AMI pode ampliar a visibilidade operacional, automatizar os processos meter-to-cash, viabilizar novas tarifas e serviços, fortalecer a participação dos consumidores e permitir a coordenação de recursos energéticos distribuídos. Este white paper conjunto do India Smart Grid Forum (ISGF) e do Latin American Smart Grid Forum (LATAM SGF) reúne duas perspectivas complementares. A Índia contribui com a experiência de um dos maiores programas de medição inteligente do mundo, incluindo padronização, implantação em grande escala e modelos comerciais baseados em serviços no âmbito do RDSS. O Brasil oferece um contexto de mercado e regulatório em rápida evolução, no qual a AMI está cada vez mais associada à renovação das concessões de distribuição, à abertura do mercado varejista, à resiliência, às tarifas inteligentes, à geração distribuída, ao armazenamento, à flexibilidade e à operação da rede orientada por dados. O documento utiliza essas experiências para identificar princípios relevantes para Índia, Brasil e outros mercados da América Latina e do Caribe: definir primeiro os casos de uso e resultados mensuráveis; preservar a neutralidade tecnológica; exigir interoperabilidade e cibersegurança ao longo do ciclo de vida; integrar a AMI às plataformas corporativas e operacionais; alinhar os modelos comerciais a níveis de serviço verificáveis; e envolver os consumidores desde o início. Olhando para o futuro, a AMI 2.0 pode evoluir para uma plataforma digital segura que suporte análises com IA/ML, gestão de interrupções e ativos, visibilidade da rede de baixa tensão, resposta da demanda, coordenação de DERs, carregamento gerenciado de veículos elétricos e aplicações selecionadas multiutility. A conclusão central não é que uma região deva copiar a outra, mas que a experiência de implantação em larga escala e a experiência de modernização de mercado podem se complementar na construção de sistemas de distribuição escaláveis, interoperáveis e preparados para o futuro.

Aviso sobre a publicação conjunta
Este white paper foi elaborado conjuntamente pelo India Smart Grid Forum (ISGF) e pelo Latin American Smart Grid Forum (LATAM SGF) para apoiar o diálogo técnico e de políticas públicas sobre AMI e modernização das redes. A análise reflete o melhor entendimento dos colaboradores na data de publicação e poderá evoluir com a tecnologia, a regulação e as condições de mercado. Foram feitos esforços razoáveis para utilizar informações confiáveis, mas nenhuma das organizações garante a integralidade ou a ausência de erros. As referências a tecnologias e modelos comerciais são ilustrativas e não constituem endosso. O documento não constitui aconselhamento jurídico, regulatório, financeiro ou de investimento.

Autores e colaboradores
India Smart Grid Forum (ISGF)
Ajoy Rajani; Balasubramanyam K; Disha Khosla; Murugesan N; Reena Suri; Reji Kumar Pillai; Rohan Banik
Latin American Smart Grid Forum (LATAM SGF)
Cyro Vicente Boccuzzi

Sobre o India Smart Grid Forum

O India Smart Grid Forum (ISGF) é um think tank de reputação global em Energia Inteligente, Mobilidade Elétrica, Modernização de Redes e Transição Energética. Criado em 2011 como uma iniciativa de Parceria Público-Privada (PPP) do Governo da Índia, o ISGF lidera a missão de acelerar a modernização da rede elétrica e a transição energética no país. O ISGF é registrado como sociedade sem fins lucrativos sob a legislação indiana e tem sua sede no CBIP Building, Malcha Marg, Chanakyapuri, Nova Délhi 110021.

Sobre o Latin American Smart Grid Forum

O Latin American Smart Grid Forum (LATAM SGF), sediado no Brasil, é uma plataforma regional independente dedicada à modernização, digitalização e transformação das redes elétricas. Reúne distribuidoras, reguladores, instituições do sistema e do mercado, fornecedores de tecnologia, organizações de pesquisa, investidores e especialistas do Brasil, da América Latina e de outras regiões para trocar experiências e acelerar soluções práticas para sistemas elétricos mais inteligentes, resilientes e centrados no consumidor. Sua agenda conecta medição avançada, automação de redes, telecomunicações, dados e cibersegurança com recursos energéticos distribuídos, flexibilidade, armazenamento, mobilidade elétrica, modernização de mercado, regulação e novos modelos de negócio. O Smart Grid Forum anual, realizado em São Paulo, é um dos principais pontos de encontro dessa comunidade e, em 2026, chega à sua 18ª edição.

Site: www.smartgrid.com.br/eng

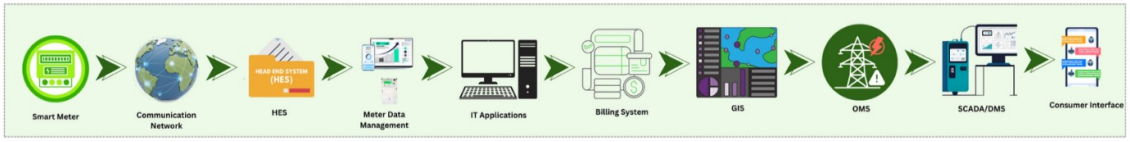
INTRODUÇÃO

A distribuição de eletricidade está entrando em um período no qual medição, comunicações, dados e operação da rede não podem mais ser planejados como domínios separados. A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) está na interseção dessas funções e, por isso, está se tornando uma infraestrutura digital estratégica para a próxima geração dos sistemas elétricos. Este white paper conjunto do India Smart Grid Forum (ISGF) e do Latin American Smart Grid Forum (LATAM SGF) analisa a AMI a partir de perspectivas indianas e latino-americanas complementares. A Índia oferece aprendizados da evolução dos medidores eletromecânicos e da AMR para um dos maiores programas de AMI bidirecional do mundo, incluindo padronização, interoperabilidade, contratação baseada em serviços e os desafios operacionais da implantação em escala. O Brasil ilustra uma transição diferente, mas cada vez mais relevante: a AMI passa a integrar uma transformação mais ampla que envolve renovação das concessões de distribuição, abertura do mercado varejista de baixa tensão, resiliência, tarifas inteligentes, coordenação de DERs, flexibilidade e evolução das

distribuidoras para uma operação de rede ativa e orientada por dados. Em conjunto, essas experiências reforçam um princípio comum: a AMI não deve ser concebida como um programa de substituição de medidores. Deve ser tratada como um ecossistema integrado de medidores inteligentes, comunicações, HES, MDMS, NMS, SMOC, cibersegurança, governança de dados e interfaces com sistemas corporativos e operacionais. A arquitetura e o modelo comercial adequados variarão conforme o mercado, mas os princípios de projeto são compartilhados: resultados mensuráveis, neutralidade tecnológica, interoperabilidade, resiliência e segurança ao longo do ciclo de vida, engajamento do consumidor e capacidade de evoluir para aplicações de AMI 2.0.

Medição Inteligente – Muito Além dos "Medidores Inteligentes"

Em essência, medição inteligente não significa simplesmente substituir equipamentos antigos por dispositivos digitais. Trata-se de um sistema integrado que conecta medidores, redes de comunicação, plataformas de TI e OT das distribuidoras e interfaces com os consumidores em um ecossistema contínuo.



O objetivo é capturar, validar e analisar dados na frequência exigida por cada caso de uso e transformá-los em informação acionável para consumidores e distribuidoras. Para os consumidores, isso pode proporcionar maior visibilidade e controle sobre o uso da eletricidade, viabilizar tarifas por horário de uso e serviços pré-pagos e melhorar a recomposição do serviço. Para as distribuidoras, os dados da AMI podem apoiar faturamento, previsão de carga, análise de perdas, gestão de interrupções e otimização de ativos. Os medidores inteligentes normalmente incorporam um módulo de comunicação ou Network Interface Card (NIC), que troca dados e comandos com os sistemas da distribuidora. As comunicações são, portanto, um subsistema crítico para a missão, mas o desempenho da AMI deve ser avaliado de ponta a ponta, e não apenas pela tecnologia de rádio. Cobertura, latência, sucesso de leitura, sucesso de comandos, comportamento durante interrupções, cibersegurança, suporte ao longo do ciclo de vida e custo total são fatores relevantes. Distribuidoras e prestadores de serviço podem utilizar redes públicas de telecomunicações, RF Mesh ou PLC de propriedade da distribuidora, backhaul por fibra/micro-ondas ou arquiteturas híbridas, conforme as condições locais. Os dados são coletados por plataformas HES e processados por plataformas MDMS para integração com faturamento, GIS, OMS, CRM e outras aplicações da distribuidora.

A importância da AMI no setor elétrico indiano é muito significativa. As empresas de distribuição (DISCOMs) continuam enfrentando crescente pressão financeira, impulsionada por elevadas perdas técnicas e comerciais agregadas (AT&C), baixa eficiência de faturamento e fragilidades na arrecadação. As leituras intervalares com marcação temporal (15/30 minutos) dos medidores inteligentes podem proporcionar visibilidade mais granular dos fluxos de energia na rede de distribuição, ajudando a reduzir perdas e a melhorar a eficiência de faturamento e cobrança. Dados recentes indicam eficiência de faturamento de aproximadamente 86,91% e eficiência de cobrança de aproximadamente 96,51% nas

DISCOMs indianas no ano fiscal de 2023-24. As perdas acumuladas das DISCOMs alcançaram INR 6,92 lakh crore ao final do ano fiscal de 2024. Esses números mostram por que a AMI não é apenas uma atualização tecnológica, mas também uma necessidade para a estabilização financeira. Ao reduzir perdas, melhorar a garantia de receita e criar a base para estruturas tarifárias avançadas, como tarifas por horário de uso, a AMI oferece um caminho direto para finanças mais sustentáveis das distribuidoras. Ao mesmo tempo, fornece a inteligência necessária para integrar fontes renováveis intermitentes, administrar o crescimento da demanda e alinhar o consumo à geração.

Principais Componentes de um Sistema AMI

- **Medidores Inteligentes: responsáveis pela medição e registro de dados; normalmente incluem um Módulo de Comunicação ou Network Interface Card (NIC), que pode utilizar diferentes tecnologias de comunicação — celular, RF Mesh ou PLC. Os medidores inteligentes também possuem chave interna de conexão/desconexão para corte e religamento remotos. Podem ser configurados para modo de medição, modo de pagamento, período de captura de dados, pré-pagamento (saldo de crédito, última recarga etc.), atualização remota de firmware, calendário de atividades (TOU, datas de faturamento) e alteração de chaves. Idealmente, os medidores devem ser adquiridos de vários fabricantes para evitar dependência de um único fornecedor.**
- **Rede de Comunicação: responsável pela comunicação bidirecional e pela transferência de dados e comandos entre o medidor e o servidor central. A rede de comunicação pode compreender diferentes redes — última milha/rede de área de campo (FAN), rede de longa distância (WAN) e rede doméstica (HAN), entre outras.**
- **Head-End System (HES): ferramenta de software responsável por coletar os dados do medidor e levá-los ao servidor central. Entre as principais funções do HES estão gestão de dispositivos, coleta de dados, gestão e controle das ações executadas pelos dispositivos de campo, armazenamento de dados, envio de dados às aplicações a montante e manutenção da integridade dos dispositivos e dos dados. Outras funções incluem configuração dos dispositivos e comunicação com medidores e DCUs, atualização do estado das comunicações, gestão do fluxo de dados/caminho de conectividade, atualização remota de firmware e gestão de inventário.**
- **Meter Data Management System (MDMS): é o coração de um sistema AMI, organizando e integrando os dados dos medidores às aplicações da distribuidora, além de gerar informações úteis e enviar alertas e comandos ao medidor e a outros agentes. Entre suas principais funcionalidades estão o mecanismo de Validação, Estimativa e Edição (VEE), armazenamento de dados, analytics, módulo de relatórios e interfaces com aplicações a montante, como faturamento, CRM, portal do consumidor, ERP, GIS e OMS.**
- **Network Management System (NMS): ferramenta de software que monitora a rede AMI em tempo real e identifica falhas e intrusões. Nos sistemas AMI iniciais, as funcionalidades de NMS faziam parte do HES.**
- **Smart Meter Operations Centre (SMOC): os sistemas AMI modernos contam com SMOCs, que auxiliam na implantação dos medidores inteligentes e no monitoramento e gestão de todo o sistema AMI. O SMOC reúne diversas aplicações, análises avançadas e dashboards para administrar o sistema. Em sistemas AMI com SMOC, o NMS frequentemente integra a suíte do SMOC. Uma arquitetura típica e as aplicações do SMOC são apresentadas no Apêndice.**

Soluções de Comunicação para AMI

A primeira e maior iniciativa de medição inteligente do mundo foi realizada pela Enel, na Itália, envolvendo mais de 32 milhões de medidores nos primeiros anos deste século. A Enel escolheu a tecnologia de comunicação por linha de potência em banda estreita (PLC) para a conectividade de última milha. Os medidores inteligentes eram conectados por PLC a uma unidade concentradora de dados (DCU), e a maioria das DCUs se conectava ao Centro de Dados da distribuidora pela rede GPRS da operadora pública de telecomunicações. Algumas DCUs eram conectadas por cabos de fibra óptica da própria distribuidora, onde essa opção estava disponível. A arquitetura de comunicação do sistema AMI da Enel é apresentada abaixo.

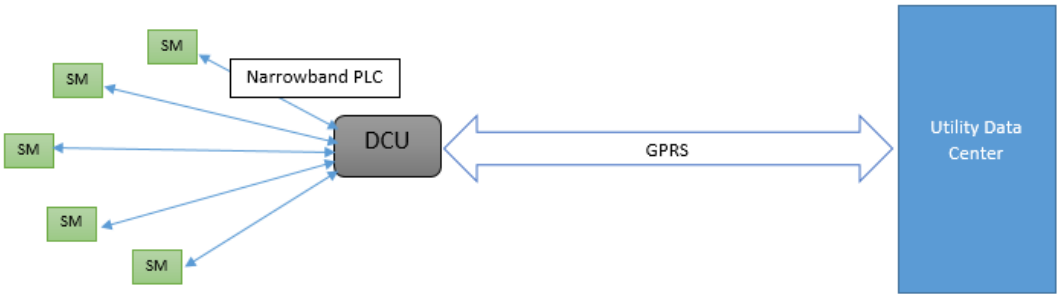


Figura 1: Arquitetura de comunicação da primeira grande AMI implantada pela Enel, Itália

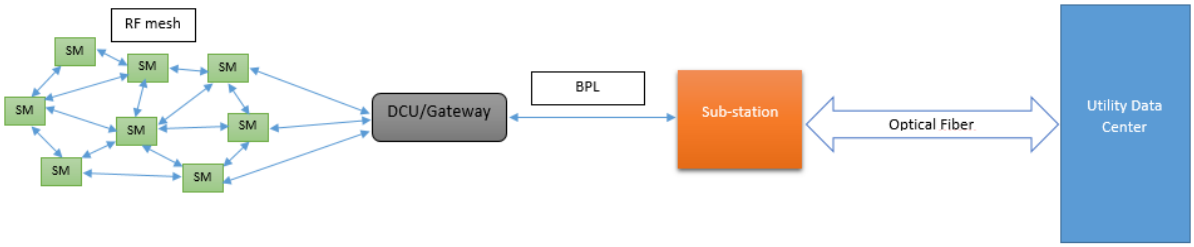


Figura 2: Arquitetura de comunicação do projeto AMI da CenterPoint Energy, Houston

Entre 2005 e 2008, a CenterPoint Energy, em Houston, Texas, iniciou sua jornada de medição inteligente. A empresa escolheu RF Mesh para a comunicação de última milha entre os medidores inteligentes e os concentradores de dados e implantou tecnologia broadband over power line (BPL) nas linhas de média tensão (15 kV e 35 kV) para comunicação entre as DCUs e suas subestações, que possuíam conectividade por fibra óptica com o data center. Essa rede foi integralmente construída e administrada pela própria distribuidora, sem dependência de operadoras públicas de telecomunicações. A tecnologia BPL era emergente naquela época, mas não se tornou uma escolha predominante da indústria devido ao elevado custo inicial, aos padrões proprietários e à necessidade de suporte contínuo de engenharia em campo.

No mesmo período em que a CenterPoint Energy construía sua própria rede de comunicação para suportar a AMI, a Pacific Gas and Electric (PG&E) e a Southern California Edison (SCE), na Califórnia, implementavam seus sistemas AMI utilizando uma combinação de soluções de comunicação.

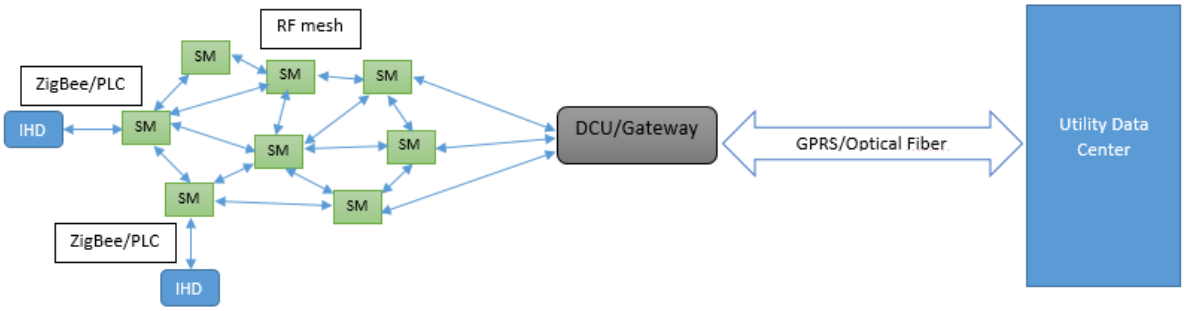


Figura 3: Arquitetura de comunicação do projeto AMI da Southern California Edison (SCE)

A SCE escolheu RF Mesh para a conectividade de última milha e, para conectar as DCUs ao servidor da distribuidora, utilizou GPRS e fibra onde viável. Também promoveu unidades de display residencial (IHD) por meio de PLC e ZigBee.

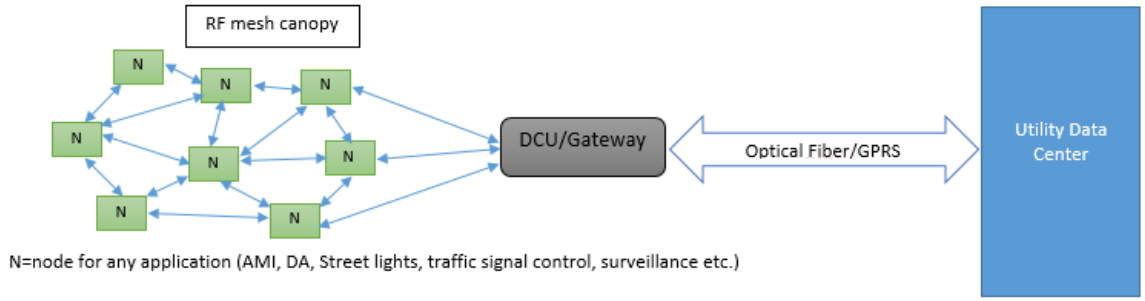


Figura 4: Arquitetura de comunicação de projeto AMI extensível a aplicações de Cidade Inteligente

A arquitetura de cobertura RF Mesh acima foi experimentada em alguns locais onde a distribuidora investiu na construção de uma malha RF em escala urbana, extensível a outros domínios, como automação da distribuição (DA), controle de iluminação pública, medidores inteligentes de gás e água, semáforos e outras aplicações de cidades inteligentes. Entretanto, devido ao CAPEX mais elevado, esses sistemas não ganharam escala.

A tabela a seguir apresenta uma comparação entre diferentes tecnologias de comunicação para medição inteligente.

Tabela 1: Comparação de Tecnologias de Comunicação para Medição Inteligente

Tecnologia	Rede Doméstica (HAN)	Última Milha	Rede de Longa Distância (WAN)
Sem fio	• RF Mesh • 6LowPAN • ZigBee • Wi-Fi • Bluetooth • Z-Wave • NFC	• RF Mesh • ZigBee • Wi-Fi • Tecnologia de Ondas Milimétricas • Bluetooth Low Energy (BLE) and BLE 5 • LoRA • NB IoT	• Cellular • Satellite • LPWAN • Rádio de Ondas Longas • TV White Space • Rádio Privado por Micro-ondas
Cabeada	• PLC • Ethernet	• PLC (narrow band) • Broadband on Power Line (BPL) • Ethernet • Control Area Network (CAN)	• Cabos de Telecomunicações, Cabos de Fibra Óptica • Power Line Carrier Communication (PLCC)

Tabela 2: Características de engenharia das tecnologias de comunicação para AMI

Característica	RF Mesh	Celular público	Celular privado / da distribuidora	PLC	LoRaWAN
Titularidade da infraestrutura	Distribuidora / AMISP	Operadora de rede móvel (MNO)	Distribuidora / operador privado	Distribuidora / AMISP	Distribuidora / operador privado / provedor de rede
Espectro	Em geral, não licenciado	Licenciado	Licenciado / compartilhado, conforme o mercado	Rede elétrica	Em geral, não licenciado
Topologia	Malha	Ponto a ponto pela rede móvel	Ponto a ponto pela rede privada	Árvore / estrela, conforme o projeto	Estrela de estrelas
Mecanismos de resiliência	Rotas alternativas na malha; gateways dimensionados	Possibilidade de múltiplas operadoras / múltiplos SIMs; depende da cobertura	Rede projetada para os requisitos da distribuidora	Rotas alternativas podem ser limitadas; depende da topologia elétrica	Diversidade de gateways; projeto do backhaul
Condições de melhor aplicação	Alta densidade de medidores	Ampla cobertura existente das operadoras	Redes estratégicas / privadas	Condições adequadas da rede elétrica	Aplicações IoT de baixo volume de dados, sujeitas à capacidade e ao ciclo de transmissão

Característica	RF Mesh	Celular público	Celular privado / da distribuidora	PLC	LoRaWAN
Principal dependência ao longo do ciclo de vida	Planejamento de RF, densidade e manutenção de gateways / backhaul	Cobertura da operadora, continuidade do serviço e condições comerciais	Direitos de espectro e propriedade / operação da rede	Topologia da rede elétrica, ruído elétrico e acoplamento	Densidade de gateways, ciclo de transmissão e suporte do operador / da rede

Nenhuma tecnologia de comunicação é intrinsecamente superior em todos os ambientes de AMI; a arquitetura deve ser escolhida com base em requisitos mensuráveis de ponta a ponta. Latência, disponibilidade, redundância e capacidade dependem do projeto da rede, do espectro, da topologia, da cobertura, do backhaul, da densidade de dispositivos e das práticas operacionais. LoRaWAN pode ser implantada em rede privada ou oferecida por operadores; a resiliência celular depende, entre outros fatores, da cobertura e da diversidade de operadoras. A contratação deve definir SLAs verificáveis — como sucesso de leituras programadas e sob demanda, execução de comandos, latência, recuperação de falhas, atualização de firmware, controles de segurança e disponibilidade — e permitir que o AMISP projete a combinação de tecnologias adequada. Arquiteturas híbridas e com múltiplos meios de comunicação podem reduzir a dependência de um único domínio de falha.

Requisitos de Interoperabilidade

No nível dos dispositivos:

- Medidores de diferentes fabricantes capazes de interagir com a DCU
- DCUs de diferentes fabricantes capazes de interagir com o HES

No nível da rede:

- DCU capaz de interagir com medidores por diferentes redes de comunicação
- HES capaz de interagir com DCUs por diferentes redes de comunicação

No nível das aplicações:

- DLMS especificado na camada de aplicação na Índia

No nível do sistema:

- Um MDMS para vários HES
- A interoperabilidade deve ir além da conformidade básica com protocolos. As distribuidoras devem exigir modelos de objetos DLMS/COSEM e suítes de segurança testados quanto à conformidade, APIs HES-to-MDMS e corporativas bem definidas, identidades e chaves de dispositivos portáveis e semântica de dados documentada. O objetivo é a substituibilidade: medidores, comunicações, HES e componentes analíticos devem poder ser substituídos ou expandidos sem exigir uma reformulação completa do ambiente AMI.

Princípios de Projeto de AMI

Os principais princípios de projeto de um sistema AMI são apresentados a seguir.

1. **Escalabilidade: o sistema AMI deve ser escalável para vários milhões de medidores.**
2. **Desempenho e Confiabilidade: o sistema AMI deve atender aos acordos de nível de serviço (SLAs) definidos e mutuamente acordados para desempenho e confiabilidade — normalmente acima de 99%.**
3. **Modularidade: o sistema AMI deve ser modular para permitir implantação em fases.**
4. Preparação para Nuvem: o sistema AMI deve ser projetado para hospedagem em ambientes seguros de nuvem pública.
5. **Integração com os Sistemas de TI e OT da Distribuidora: a AMI (MDMS) deve ser integrada às aplicações de TI existentes, como faturamento e arrecadação, Customer Information System (CIS), ERP, Outage Management System (OMS), sistemas de gestão de equipes móveis e aplicações de OT, como GIS, SCADA/DMS e DERMS.**
6. **Interoperabilidade: de forma geral, o sistema AMI deve ser interoperável com diferentes fabricantes de medidores e unidades concentradoras de dados (DCU), no caso de comunicação RF Mesh, diferentes tecnologias de comunicação, como RF Mesh, celular ou PLC, e diferentes Head-End Systems (HES).**
7. **Arquitetura Orientada a Serviços (SOA): SOA é uma arquitetura de TI madura na qual diferentes aplicações são construídas como serviços fracamente acoplados e todos os serviços podem acessar os**

mesmos dados, armazenados em historiadores de dados ou aplicações de middleware. A SOA ajuda a melhorar escalabilidade, flexibilidade e interoperabilidade.

8. **Continuidade de Negócios (BC) e Resiliência a Desastres (DR): todos os sistemas de TI devem ser projetados para assegurar continuidade de negócios e resiliência a desastres, especialmente grandes sistemas AMI, que são críticos para as receitas das distribuidoras.**
9. **Cibersegurança: medidas de cibersegurança devem ser incorporadas ao projeto do sistema AMI. Diversos pontos importantes sobre cibersegurança são descritos no Standard Bidding Document (SBD) do programa Revamped Distribution Sector Scheme (RDSS), no âmbito do qual 250 milhões de medidores inteligentes estão sendo implantados atualmente na Índia.**
10. Neutralidade Tecnológica e Comunicações Híbridas: a contratação deve especificar resultados e SLAs, em vez de impor uma única tecnologia de comunicação em territórios de concessão heterogêneos. A arquitetura deve permitir que RF Mesh, celular, PLC e outras tecnologias adequadas coexistam por trás de interfaces HES/MDMS comuns, utilizando projetos híbridos ou multibearer quando estes melhorarem a resiliência ou a economia. 11. Observabilidade e Gestão do Ciclo de Vida: a AMI deve oferecer visibilidade contínua da qualidade das comunicações, saúde dos dispositivos, versões de firmware, certificados/chaves e desempenho dos SLAs. Configuração remota segura e atualizações over-the-air são essenciais ao longo de um ciclo de vida de ativos de 10 a 15 anos. 12. Segurança desde o Projeto e Princípios de Zero Trust: identidade dos dispositivos, secure boot/root of trust quando apropriado, autenticação mútua, acesso com privilégio mínimo, criptografia, rotação de chaves, firmware assinado e cadeias de suprimento de software/firmware auditáveis devem ser considerados desde o projeto até a desativação.

Benefícios da AMI

A implantação de AMI não é apenas uma atualização tecnológica; é uma reforma fundamental que gera valor substancial e quantificável para todo o setor elétrico. Os benefícios alcançam todos os agentes, das distribuidoras aos consumidores finais. Distribuidoras pioneiras já observam impactos positivos relevantes: o aumento médio de receita após a implantação de AMI foi estimado em mais de INR 200 por mês por consumidor, enquanto a parcela mensal paga ao AMISP ficou bem abaixo de INR 100 por medidor por mês.

Tabela 3: Benefícios da AMI para Distribuidoras, Consumidores e Sociedade

Nº	Benefícios	Impacto Financeiro	Dependência da Tecnologia de Comunicação
A. BENEFÍCIOS PARA AS DISCOMs			
1	**Redução do custo de leitura e entrada de dados: sem medidores inteligentes, as distribuidoras precisam enviar pessoal às instalações dos consumidores para realizar leituras manualmente. A AMI permite leitura remota regular e sob demanda, com entrada e processamento automáticos dos dados. Em geral, a AMI deve proporcionar maior conveniência a um custo inferior ao da leitura tradicional.**	Médio	Baixo
2	**Redução do tempo de leitura e geração de faturas, além da redução de erros: leituras manuais ou mesmo realizadas por dispositivos portáteis estão sujeitas a erro humano e consomem tempo. Ao transmitir automaticamente os dados dos medidores pelas redes de comunicação, a AMI reduz erros e torna o processo mais rápido.**	Médio	Médio
3	**Redução do custo de desligamento e religamento, que podem ser realizados remotamente pelo sistema AMI.**	Médio	Médio
4	**Detecção mais rápida de medidores inoperantes e, consequentemente, maior proteção de receita.**	Alto	Médio

Nº	Benefícios	Impacto Financeiro	Dependência da Tecnologia de Comunicação
5	**Enhanced Revenue per Month:** Large share of meters existing in DISCOMs are old and hence the readings are not very reliable. With new smart meters, the accurate energy consumption can be captured which will enhance the monthly revenue considerably. It is expected that the monthly payment to AMI Service Provider (AMISP) can be met from the increased revenue.	Alto	Baixo
6	**Redução das perdas técnicas e comerciais agregadas (AT&C): a AMI pode detectar remotamente adulterações e permitir contabilização de energia em tempo real. Isso reduz furtos por bypass do medidor e, portanto, as perdas AT&C. A AMI também racionaliza o processo de faturamento/meter-to-cash ao reduzir erros humanos na leitura e no faturamento.**	Alto	Médio
7	**Detecção mais rápida de interrupções e recomposição após falhas: tradicionalmente, as distribuidoras tomam conhecimento de uma interrupção quando recebem reclamações. Medidores compatíveis com a IS 16444 podem enviar mensagens de 'last gasp' e 'first breath', informando quando o fornecimento foi interrompido ou restabelecido. Isso reduz o tempo de recomposição, gera economia e melhora a satisfação do consumidor.**	Alto	Alto
8	**Melhores estudos de carga e previsão de demanda com dados granulares da AMI podem reduzir o custo de compra de energia.**	Alto	Alto
9	**Medição e gestão da qualidade de energia: medidores inteligentes podem medir quase em tempo real fator de potência, sobretensão, subtensão e sobrecorrente. Isso ajuda a melhorar a qualidade de energia em conjunto com dados de outras fontes, reduz perdas e evita custos associados à investigação de reclamações de tensão.**	Médio	Baixo
10	**Otimização de ativos: os dados da AMI permitem monitoramento granular dos fluxos de potência na rede, ajudando a identificar trechos com sobrecarga ou subutilização. Essas informações apoiam o planejamento e a otimização de reforços, o balanceamento de carga, a redução de perdas e decisões sobre antecipar ou postergar aumentos de capacidade. O monitoramento também pode reduzir falhas ao identificar antecipadamente desequilíbrios de fase e sobrecargas.**	Alto	Alto
11	**Capacidade de operar em modalidades pré-paga e pós-paga.**	Médio	Alto
12	**Operações remotas: medidores inteligentes normalmente incluem chaveamento remoto, permitindo desligamento ou religamento quando necessário, como em excedente de carga, eventos predeterminados, inadimplência ou mudança do consumidor. As distribuidoras também podem monitorar a condição do medidor e enviar equipes apenas quando necessário.**	Médio	Alto
13	**Melhoria dos índices de confiabilidade e de sua medição: o monitoramento aprimorado da rede pode melhorar índices como CAIFI/CAIDI e SAIFI/SAIDI, além de permitir medi-los com maior precisão.**	Médio	Médio
14	**Auditoria de energia em tempo real e contabilização precisa a partir de dados de medição com marcação temporal.**	Alto	Alto
15	**Redução da carga sobre call centers, centros de atendimento e áreas de faturamento.**	Médio	Baixo

Nº	Benefícios	Impacto Financeiro	Dependência da Tecnologia de Comunicação
16	**Medidores inteligentes funcionam como pontos de feedback para compreender o comportamento da demanda e identificar consumos que podem ser modificados.**	Baixo	Baixo
B. BENEFÍCIOS PARA EMPRESAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO			
1	Postergação ou eliminação de investimentos em capacidade de transmissão.	Alto	Médio
2	Postergação ou eliminação de investimentos em capacidade de geração para atendimento de ponta e reservas girantes.	Alto	Médio
C. BENEFÍCIOS PARA OS CONSUMIDORES			
1	Faturas sem erros e sem necessidade de deslocamento a centros de faturamento.	Médio	Baixo
2	Estruturas tarifárias inovadoras.	Médio	Médio
3	Recomposição mais rápida em caso de interrupções.	Alto	Alto
4	Controle remoto de cargas nas instalações do consumidor.	Alto	Alto
5	Capacidade de gerenciar e controlar equipamentos remotamente.	Médio	Médio
6	Potencial de economia financeira.	Médio	Médio
D. BENEFÍCIOS PARA A SOCIEDADE			
1	Redução da pegada de carbono ao evitar deslocamentos de equipes para leitura, desligamento e religamento.	Médio	Médio
2	Maior engajamento dos consumidores em iniciativas de conservação de energia e gestão pelo lado da demanda.	Médio	Médio
3	Maior satisfação dos consumidores.	Médio	Médio
4	Eficiência energética e conservação de energia.	Médio	Médio

Fonte: ISGF White Paper on Smart Metering Program in India - A Critical Assessment, agosto de 2023

JORNADA DA MEDIÇÃO INTELIGENTE NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA DA ÍNDIA

Na década de 1990, as distribuidoras indianas começaram a substituir medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos. Esses medidores eram importados, e cada fabricante e modelo utilizava firmware diferente; como resultado, os dados provenientes de diferentes conjuntos de medidores chegavam em formatos distintos. Em 2002, o Delhi Vidyut Board (DVB) foi desverticalizado e foram criadas três novas distribuidoras (DISCOMs) em regime de parceria público-privada (PPP). O Governo de Délhi manteve 49% de participação, enquanto 51% do capital e a responsabilidade de gestão independente foram atribuídos às novas DISCOMs — Tata Power Delhi Distribution Ltd (TPDDL), BSES Rajdhani Power Ltd (BRPL) e BSES Yamuna Power Ltd (BYPL). Essas novas DISCOMs iniciaram a instalação de medidores eletrônicos capazes de Automatic Meter Reading (AMR), realizada por rede dial-up ou por download de dados com dispositivo portátil (HHD). Entretanto, os dados levados aos servidores das DISCOMs por AMR e HHD apresentavam formatos distintos conforme o fabricante e o modelo do medidor, criando grandes problemas de faturamento. O Central Power Research Institute (CPRI) também identificou essa questão e, em 2002, criou um laboratório para testar a conformidade dos medidores eletrônicos com a norma IEC 62056, que define os protocolos de comunicação de dados

Device Language Message Specification (DLMS) e seu Companion Specification for Energy Metering (COSEM), padrão global para comunicação, intercâmbio e gestão de dados de medidores inteligentes.

No âmbito do APDRP, em 2003, a coleta de dados não foi bem-sucedida devido aos diferentes formatos adotados pelos fabricantes de medidores. O Bureau of Indian Standards (BIS) iniciou em 2006 a elaboração de normas para intercâmbio de dados em equipamentos de medição de eletricidade e, em abril de 2008, recomendou ao Ministry of Power (MoP) a adoção da IEC 62056 em todos os novos programas de medição. Em 2009, quando foram finalizadas as especificações do Restructured Accelerated Power Distribution Reforms Program (R-APDRP), o MoP adotou IEC 62056 (DLMS/COSEM) como formato de dados para todos os medidores de eletricidade a serem instalados no programa. Esse passo levou os fabricantes indianos a adotar IEC 62056 como padrão de dados. Em 2011, o BIS incorporou os padrões DLMS como IS 15959. O padrão de medidores eletrônicos também foi revisado e publicado como IS 13779. Com isso, a saída de todos os medidores eletrônicos passou a seguir formatos comuns, assegurando interoperabilidade. Àquela altura, a medição inteligente já avançava fortemente nos Estados Unidos e na Europa, mas os preços dos medidores inteligentes, de várias centenas de dólares, eram considerados inacessíveis pelas distribuidoras indianas. Em 2012, o MoP encarregou a Central Electricity Authority (CEA) de preparar as especificações dos medidores inteligentes. A primeira versão foi publicada em 2013 e adotada nos 14 projetos-piloto de smart grid destinados a distribuidoras de diferentes estados no âmbito do R-APDRP. O MoP orientou CEA e BIS a converter as especificações em padrão nacional. Assim, com contribuições da indústria e de outros agentes, o BIS publicou a IS 16444-2015 em agosto de 2015 e a atualização da IS 15959 - Parte 2 em 2016. Essas normas estabeleceram a base essencial para uma implantação nacional harmonizada de medidores inteligentes. Todas as DISCOMs foram orientadas a observar os padrões indianos mais recentes. A IS 16444 aplica-se a medidores inteligentes monofásicos e trifásicos, conforme os tipos a seguir:

- A Parte 1 aplica-se a medidores inteligentes estáticos de energia ativa, conectados diretamente em corrente alternada (Classes 1 e 2).AC static direct connected watt-hour smart meters
- A Parte 2 abrange medidores inteligentes estáticos de energia ativa e reativa operados por transformador em corrente alternada (Classes 0.2S, 0.5S e 1.0S). A norma é fundamental para assegurar que os medidores atendam aos requisitos de precisão, confiabilidade, segurança de dados e comunicação para integração às redes inteligentes.AC static transformer operated watt-hour and VAR-hour smart meters

A IS 16444 não especifica um padrão de comunicação — considerou-se imprudente impor uma única tecnologia de comunicação para todo o país — e cada distribuidora pode escolher as tecnologias adequadas à sua área de concessão.

Os 14 projetos-piloto de smart grid atribuídos às distribuidoras estaduais tinham a medição inteligente como principal componente. O porte variava de 8.000 a 20.000 consumidores, exceto um projeto em Himachal Pradesh com 1.800 consumidores. Dos 14 projetos, apenas 11 foram concluídos. A maioria levou mais de cinco anos e entregou apenas a funcionalidade de medição inteligente. O ISGF acompanhou durante anos as dificuldades enfrentadas por cada distribuidora e seus fornecedores nesses projetos de pequena escala e concluiu que a capacidade das DISCOMs indianas não melhoraria rapidamente o suficiente para projetar um programa adequado, contratá-lo pelo processo licitatório convencional, comissioná-lo, assumi-lo e mantê-lo por dez anos ou mais. Nesse contexto, o ISGF publicou em setembro de 2016 o white paper “Metering as a Service”. O documento propôs que as distribuidoras contratassem Metering Services Agencies (MSA) para instalar medidores inteligentes e mantê-los por dez anos mediante uma tarifa mensal por medidor, baseada em SLAs mutuamente acordados. As DISCOMs não fariam investimento inicial, deixando a seleção tecnológica e a metodologia de implantação a cargo da MSA. O ISGF realizou extensos estudos de modelagem e propôs USD 1,00 por medidor por mês durante 120 meses para projetos acima de 1 milhão de medidores. Na época, o dólar valia cerca de 69 rúpias indianas. O modelo de negócio e os preços indicados foram fortemente criticados pela indústria de medição. A BNEF analisou o relatório e, em parceria com o ISGF, publicou em março de 2017 uma versão refinada como relatório conjunto ISGF/BNEF, mantendo a referência de um dólar por medidor por mês durante 120 meses. No final de 2017, a Energy Efficiency Services Limited (EESL) recebeu do MoP a missão de testar o modelo em 4 milhões de medidores em Uttar Pradesh (UP) e 1 milhão em Haryana. Em 2018, a EESL firmou contratos com DISCOMs de UP e Haryana e iniciou a implantação. Esses contratos ficaram pouco acima de Rs 100 por medidor por mês. Cerca de 2 milhões de medidores foram instalados no programa antes da pandemia de Covid-19, em 2020.

Esse é o mesmo modelo de negócio adotado no atual programa de 250 milhões de medidores inteligentes do Revamped Distribution Sector Scheme (RDSS). Dos 250 milhões, contratos para cerca de 145 milhões já foram adjudicados e aproximadamente 44 milhões foram instalados até o momento.

Programa de 250 Milhões de Medidores Inteligentes no âmbito do RDSS

Índia Liderando a Revolução Global da Medição Inteligente

A Índia está liderando uma revolução da medição inteligente com a implantação de 250 milhões de medidores inteligentes no âmbito do Revamped Distribution Sector Scheme (RDSS), lançado em 2021. Segundo as estimativas mais recentes da CEA, existem 320 milhões de medidores de consumidores na Índia, número que deverá superar 350 milhões até 2030. Essa iniciativa representa uma mudança estratégica do modelo CAPEX convencional para um "Modelo de Leasing e Serviços", originalmente proposto pelo ISGF. O RDSS oferece à agência executora uma subvenção do Governo da Índia (GOI) equivalente a 15% do custo do projeto, limitada a INR 900 por medidor. Os 85% restantes do custo do projeto, acrescidos do custo de financiamento, são pagos pelas DISCOMs em 93 parcelas mensais por medidor, condicionadas aos SLAs. Esse modelo, composto por 15% de CAPEX e 85% de OPEX, é denominado TOTEX (Total Expenditure), integrando despesas de capital e operacionais. Para os projetos de medição inteligente, o MoP designou REC Ltd e PFC Ltd como agências nodais, e a REC publicou um Standard Bidding Document (SBD) modelo aplicável em todo o país. Como as condições técnicas e comerciais do SBD são seguidas por todas as DISCOMs indianas, os preços dos medidores e demais equipamentos caíram significativamente. A REC também credenciou 65 entidades aptas a atuar como Advanced Metering Infrastructure Service Providers (AMISPs) e disputar projetos AMI no âmbito do RDSS. As DISCOMs devem selecionar os AMISPs por licitação competitiva. Os AMISPs administram o programa de medição de ponta a ponta, do projeto e instalação à manutenção durante 93 meses após o comissionamento. Os 145 milhões de medidores já contratados apresentam preços em torno de USD 1 por medidor por mês (atualmente USD 1 equivale a cerca de INR 88), confirmando a previsão do ISGF feita em 2016. O programa de 250 milhões de medidores inteligentes não é apenas uma substituição de equipamentos; é a base de uma rede elétrica moderna, orientada por dados e resiliente. Essa transformação dará mais instrumentos aos consumidores, ajudará a recuperar a saúde financeira das DISCOMs e abrirá caminho para um futuro energético limpo e sustentável.

Ecossistema Indiano Autossuficiente

O programa indiano de medição inteligente catalisou o desenvolvimento de um robusto ecossistema doméstico. Em pouco tempo, apesar das disrupções globais causadas pela pandemia de COVID-19, o país conseguiu desenvolver uma indústria autossuficiente de fabricação e serviços para medição inteligente.

- **Processo de Fabricação: atualmente existem 87 unidades de fabricação de medidores inteligentes certificadas pelo BIS na Índia, com capacidade anual acumulada superior a 100 milhões de medidores. Essa capacidade não é estática: novas empresas entram no mercado enquanto os participantes existentes ampliam suas instalações, assegurando que a disponibilidade de medidores não seja uma restrição à implantação da AMI.**
- **Capacidades Integradas: surgiu um ecossistema robusto de fabricantes de equipamentos originais (OEMs), integradores de sistemas e AMISPs. Esse desenvolvimento foi apoiado por uma política governamental que proíbe a importação de medidores inteligentes de países que compartilham fronteira terrestre com a Índia, restringindo a participação de empresas chinesas e estimulando a produção doméstica.**

AVANÇANDO PARA A AMI 2.0 E O POTENCIAL FUTURO

Com a implantação nacional em andamento, o próximo passo não deve ser visto apenas como a adição de mais aplicações à AMI, mas como a evolução da AMI para uma plataforma digital segura, observável e interoperável para a rede de distribuição. A AMI 2.0 combina dados granulares de medidores com gestão do ciclo de vida dos dispositivos, telemetria das comunicações, analytics e integração com sistemas operacionais. Isso permite às distribuidoras identificar ativos sobrecarregados, problemas de tensão e consumos anômalos; suportar fluxos bidirecionais provenientes de geração solar em telhados e armazenamento; e criar uma camada confiável de dados para resposta da demanda, carregamento gerenciado de veículos elétricos e automação da distribuição. Quando técnica e economicamente justificável, a infraestrutura de comunicação também pode suportar outros endpoints da distribuidora ou do município. O valor, portanto, migra de "ler medidores remotamente" para perceber, analisar e atuar continuamente sobre a rede de baixa tensão.

As redes AMI 2.0 podem servir como uma infraestrutura de comunicação para diversas aplicações de smart grid e cidades inteligentes, como indicado a seguir:

- **Analytics Avançado: os dados de consumo de eletricidade com marcação temporal capturados pelos medidores inteligentes podem ser analisados em tempo real com ferramentas de IA e ML para identificar ativos sobrecarregados ou sob estresse, substituir transformadores por unidades de maior capacidade, corrigir desequilíbrios de fase e detectar adulteração de medidores, furtos e cargas não medidas.**
- Inteligência de Borda e Priorização de Eventos: à medida que cresce a população de medidores, nem todo evento precisa ser transportado e processado da mesma forma. Filtragem local, priorização de eventos e analytics de borda podem reduzir tráfego desnecessário, melhorar o tempo de resposta a eventos críticos e tornar mais eficiente o uso dos recursos de comunicação, preservando governança central e auditabilidade. Modelo Digital da Rede e Visibilidade da Baixa Tensão: a combinação de dados AMI com GIS, topologia de transformadores/alimentadores e dados operacionais pode criar uma representação digital continuamente aprimorada da rede de baixa tensão. Isso apoia identificação de fases, mapeamento transformador-consumidor, otimização de tensão, localização de interrupções e planejamento de investimentos mais direcionado.
- **Gestão Aprimorada da Rede: a rede AMI pode suportar outros dispositivos inteligentes da distribuição, como religadores, chaves automatizadas, sensores de linha, inversores inteligentes e indicadores de passagem de falta. As capacidades de medição de tensão dos medidores inteligentes também proporcionam aos operadores um nível sem precedentes de visibilidade em tempo real sobre a condição da rede.**
- **Monitoramento de Transformadores: o sistema AMI pode ser utilizado para implementar sistemas de monitoramento de transformadores e levar dados quase em tempo real sobre seu desempenho ao centro de controle da DISCOM. Alertas de sobretensão ou temperatura podem acionar medidas preventivas antes da queima do transformador.**
- **Gestão pelo Lado da Demanda: a AMI 2.0 pode incluir funcionalidades de automação residencial por comunicação sem fio (ZigBee, Wi-Fi ou tecnologias semelhantes) com equipamentos inteligentes em residências e edifícios. Esses rádios ajudam a viabilizar programas de resposta da demanda (DR), criando conexões com displays internos, termostatos inteligentes e outros equipamentos. Combinados com tarifas por horário de uso (ToU), os dispositivos inteligentes podem ser programados para reagir a sinais de preço ou comandos de redução de carga, ajudando a administrar o consumo nos períodos de ponta.**
- **Geração Distribuída: medidores inteligentes modernos podem registrar dados multicanais, essenciais para administrar fluxos bidirecionais provenientes de recursos energéticos distribuídos, como geração solar em telhados, e para integrar sistemas de armazenamento de energia em baterias.**
- **Carregamento Inteligente de Veículos Elétricos: o sistema AMI pode suportar o carregamento inteligente de VEs, controlando o fluxo de potência para os carregadores nos horários de ponta.**
- **Integração com Cidades Inteligentes: a infraestrutura de comunicação da AMI pode ser utilizada para suportar diversas aplicações de cidades inteligentes, incluindo controle inteligente de iluminação pública, medição de água e gás, estacionamento inteligente, rastreamento de ativos e monitoramento de sensores ambientais, criando fontes adicionais de receita e benefícios para a sociedade.**

BRASIL: DOS PILOTOS DE SMART GRID À ESCALA DE MERCADO, REGULATÓRIA E OPERACIONAL

O Brasil chegou a um ponto de inflexão na modernização do setor elétrico. Diversas transformações estão convergindo simultaneamente: renovação das concessões de distribuição com requisitos mais fortes de desempenho e resiliência; abertura planejada do mercado varejista de baixa tensão; crescente digitalização e uso de AMI; rápida expansão da geração renovável distribuída e variável; e necessidade de valorizar a flexibilidade como recurso operacional. Nesse ambiente, as smart grids deixam de ser uma agenda tecnológica isolada e passam a constituir infraestrutura que conecta reforma de mercado, resiliência, digitalização e participação do consumidor.

Um sistema altamente renovável com desafio operacional mais complexo

O Brasil parte de um sistema elétrico com forte presença de hidreletricidade, eólica, solar e bioenergia. Essa é uma vantagem estrutural para a descarbonização, mas a expansão acelerada das renováveis variáveis e da geração distribuída aumenta a complexidade do planejamento e da operação em tempo real. Curtailment, fluxos reversos de potência, sobregeração local e gestão de tensão tornam-se, portanto, cada vez mais relevantes. O desafio já não é apenas adicionar capacidade renovável, mas integrá-la de forma inteligente e econômica por meio de visibilidade, coordenação, armazenamento, resposta da demanda e gestão ativa da rede.

Concessões de distribuição renovadas: desempenho, resiliência e capacidades digitais

O novo ciclo das concessões de distribuição eleva as expectativas quanto à qualidade mensurável do serviço, continuidade e resiliência. Automação, telecomunicações, gestão de ativos e capacidades operacionais digitais tornam-se cada vez mais importantes para alcançar resultados percebidos pelos consumidores. Isso desloca a discussão regulatória e de investimentos do volume de CAPEX isoladamente para desempenho mensurável, confiabilidade e qualidade do serviço.

Abertura do mercado de baixa tensão: dados e medição tornam-se críticos

O Brasil se prepara para ampliar a abertura do mercado varejista dos grandes consumidores para o mercado de massa, com a agenda atual de reforma indicando novembro de 2027 para consumidores comerciais e industriais de baixa tensão e novembro de 2028 para os demais consumidores de baixa tensão. A competição pela relação com o consumidor introduz novos fornecedores e agentes digitais e torna medição, governança de dados, processos de faturamento e proteção do consumidor componentes centrais da arquitetura de mercado. As distribuidoras, consequentemente, assumem um papel sistêmico mais amplo: manter uma plataforma de rede neutra, confiável e cada vez mais digital enquanto múltiplos agentes interagem com consumidores e recursos distribuídos.

A regulação está passando dos princípios à implementação

Consultas regulatórias recentes ilustram essa transição de princípios amplos de reforma para regras detalhadas de mercado, incentivos e requisitos operacionais. A agenda de 2026 discutida no Brasil inclui as Consultas Públicas MME 227, 228 e 229 e a Consulta Pública ANEEL 33/2026. Em conjunto, elas tratam da regulação econômica da comercialização, da arquitetura de um mercado varejista mais aberto, de sinais de capacidade e flexibilidade e da conexão e coordenação de recursos energéticos distribuídos.

A CP MME 227 trata do arcabouço regulatório e de fiscalização aplicável aos comercializadores de energia elétrica, incluindo as bases e os procedimentos associados à taxa de fiscalização.

A CP MME 228 trata de um amplo conjunto de temas da arquitetura de mercado, incluindo regras de comercialização, AMI, liquidação, armazenamento, mecanismos de Supridor de Última Instância/default supplier, migração entre os mercados regulado e livre e questões de transição.

A CP MME 229 introduz um sinal econômico mais forte para períodos críticos do sistema, aumentando a relevância da resposta da demanda, baterias, carregamento gerenciado e outras formas de flexibilidade.

A CP ANEEL 33/2026 revisita requisitos de conexão e operação para geração distribuída, armazenamento, veículos elétricos, microrredes e cargas controláveis, com maior ênfase em observabilidade, operabilidade, controlabilidade, interoperabilidade, comunicações, proteção e qualidade de energia.

Em conjunto, essas iniciativas apontam para um novo cenário de referência no qual energia, capacidade, flexibilidade, dados e coordenação tornam-se cada vez mais interdependentes. Elas também criam uma ligação direta entre reforma regulatória e necessidade de infraestrutura digital de distribuição.

AMI e digitalização como infraestrutura habilitadora

No Brasil, a AMI ganha relevância não apenas para leitura remota de medidores, mas também como plataforma para novos serviços, tarifas, dados granulares e automação. O principal desafio, portanto, não é simplesmente instalar medidores inteligentes. É construir a plataforma operacional ao redor deles: telecomunicações, governança de dados, cibersegurança, integração com sistemas corporativos e operacionais, analytics e novos processos das distribuidoras.

A arquitetura-alvo combina cada vez mais AMI, sensores e telecomunicações com ADMS/DERMS, automação, IA e integração OT/IT para tornar a rede observável, conectada, controlável e cibersegura em tempo quase real.

Tarifas inteligentes, flexibilidade e consumidores ativos

O desenho tarifário também evolui como instrumento para alinhar o comportamento do consumidor às necessidades do sistema. Estruturas horárias e sinais mais sofisticados de horário, capacidade e dinâmica podem criar valor econômico para deslocamento de carga, armazenamento, veículos elétricos e demanda controlável. Paralelamente, a flexibilidade emerge como recurso do sistema: armazenamento, resposta da demanda, VEs, recursos energéticos distribuídos e usinas virtuais podem ajudar a equilibrar um sistema renovável e postergar expansões ineficientes da rede. Sandboxes regulatórios oferecem um caminho para testar essas soluções antes de sua adoção mais ampla.

De operador de rede radial a orquestrador de recursos distribuídos

O modelo operacional da distribuição está, consequentemente, mudando. Uma rede projetada principalmente para entrega unidirecional de energia deve evoluir para a gestão ativa de fluxos bidirecionais e recursos distribuídos. ADMS, DERMS, IA, sensores, telecomunicações, cibersegurança e ambientes integrados OT/IT fornecem a base tecnológica para maior observabilidade, coordenação e controle quase em tempo real. Essa evolução também modifica o modelo de negócio: o valor passa a vir cada vez mais de serviços, dados, flexibilidade, coordenação e confiabilidade, enquanto as decisões de investimento se vinculam mais diretamente a resultados e desempenho.

Implicações para a estratégia de AMI no Brasil

Esses desenvolvimentos reforçam a tese central deste white paper. O Brasil deve evitar tratar a AMI como uma contratação isolada de medição. A AMI deve ser concebida como parte da arquitetura futura da distribuição, com casos de uso claros ligados à abertura de mercado, serviços ao consumidor, tarifas inteligentes, gestão de interrupções e ativos, coordenação de DERs, flexibilidade e resiliência. Isso torna interoperabilidade, comunicações escaláveis, cibersegurança, governança de dados e integração com ADMS/DERMS requisitos estratégicos, e não melhorias opcionais.

O caso brasileiro também amplia a comparação Índia-América Latina. A Índia contribui com a experiência de implantação de AMI em escala muito elevada e com modelos comerciais baseados em serviços; o Brasil contribui com um mercado no qual a AMI se entrelaça com competição varejista, alta penetração de renováveis e recursos distribuídos, regulação de concessões orientada a desempenho, flexibilidade e evolução da distribuidora para operadora de uma plataforma digital. As duas experiências são, portanto, complementares e oferecem base útil para cooperação Sul-Sul em sistemas de distribuição de próxima geração.

AMÉRICA LATINA E CARIBE: ADAPTAR, NÃO SIMPLESMENTE COPIAR

- A América Latina e o Caribe não devem ser tratados como um único mercado homogêneo de AMI. Estruturas das distribuidoras, regulação, níveis de perdas, cobertura de telecomunicações, geografia, desenho tarifário e penetração de energia distribuída variam significativamente entre países e até dentro das áreas de concessão. A experiência brasileira discutida neste documento ilustra como a AMI pode se entrelaçar com abertura de mercado, resiliência, tarifas inteligentes, coordenação de DERs e operação ativa da distribuição; outros países combinarão esses vetores de maneira diferente. O aprendizado transferível da Índia, portanto, não é uma tecnologia de rádio específica nem um modelo contratual, mas um conjunto de princípios: estabelecer primeiro os casos de uso e resultados mensuráveis; realizar análise de custo-benefício ao longo de todo o ciclo de vida; padronizar interfaces e requisitos de segurança; preservar neutralidade tecnológica; vincular pagamentos a níveis de serviço verificados; e desenvolver desde o início o engajamento do consumidor e a capacidade institucional. Por outro lado, a experiência latino-americana pode contribuir para o debate internacional sobre AMI por meio de sua crescente exposição à geração distribuída, renováveis

variáveis, requisitos de resiliência e estruturas de mercado varejista em evolução. O objetivo deve ser aprendizado mútuo e roteiros específicos por país, e não a replicação de um único modelo regional. Futuras edições deste white paper conjunto poderão aprofundar essa abordagem comparativa com casos adicionais do México, Colômbia, Chile, Costa Rica e outros mercados participantes.

MODELOS DE NEGÓCIO PARA ESCALAR A AMI NA ÍNDIA

A experiência da Índia demonstra que o modelo comercial é tão importante quanto a tecnologia para o sucesso da implantação de AMI. Os primeiros projetos-piloto de smart grid em pequena escala enfrentaram dificuldades porque as distribuidoras precisavam projetar, contratar, implementar e posteriormente operar os sistemas por conta própria. Essa experiência levou o ISGF a propor o modelo Metering-as-a-Service, no qual um prestador de serviços financia, implanta, opera e mantém os medidores inteligentes mediante uma remuneração mensal vinculada a SLAs definidos. O modelo foi posteriormente demonstrado pela EESL em Uttar Pradesh e Haryana e tornou-se a base do modelo de AMI orientado a serviços adotado no RDSS.

Os seguintes modelos de negócio podem ser considerados para a Índia e, com a devida adaptação, para distribuidoras latino-americanas:

Tabela 4: Síntese dos Modelos de Negócio para Escalar a AMI na Índia

Nº	Modelo de negócio	Como funciona	Mecanismo de receita / pagamento	Adequação
1	Metering-as-a-Service (MaaS)	O AMISP financia, instala, opera e mantém os medidores inteligentes e a infraestrutura AMI	Pagamento mensal fixo por medidor vinculado a SLAs/KPIs	Comprovado na Índia
2	Modelo TOTEX / Leasing	Combinação de apoio inicial limitado e pagamentos de serviços de longo prazo	Pagamento mensal por medidor ao longo do período contratual	Comprovado em escala nacional no RDSS
3	Modelo AMI Baseado em Desempenho	A remuneração do prestador é parcialmente vinculada a resultados mensuráveis, como redução de perdas, eficiência de faturamento e aumento de receita	Tarifa-base + incentivo por desempenho	Adequado para DISCOMs com perdas elevadas
4	AMI-as-a-Platform / SMOC-as-a-Service	Plataforma compartilhada oferece monitoramento de AMI, analytics, gestão de ativos, gestão de SLAs e analytics de consumidores	Tarifa de assinatura/plataforma paga pela distribuidora	Oportunidade emergente de AMI 2.0
5	Analytics-as-a-Service	IA/ML analisa dados AMI para detecção de furtos, carregamento de transformadores, problemas de qualidade de energia, previsão e proteção de receita	Assinatura anual ou remuneração baseada em resultados	Alto potencial
6	Modelo de Resposta da Demanda / Flexibilidade	A AMI permite identificar e agregar cargas flexíveis e participar de programas de resposta da demanda	Economias compartilhadas / pagamentos por capacidade ou desempenho	Oportunidade futura
7	Modelo de Carregamento Inteligente de VEs	Dados e infraestrutura de comunicação da AMI suportam carregamento gerenciado de VEs e otimização da carga de ponta	Tarifa de serviço de carregamento + compartilhamento de flexibilidade/receita	Emergente

Nº	Modelo de negócio	Como funciona	Mecanismo de receita / pagamento	Adequação
8	Infraestrutura de Comunicação Multiutility	A infraestrutura de comunicação AMI é estendida à iluminação pública, água, gás e outras aplicações de cidades inteligentes	Vários usuários compartilham os custos da infraestrutura/plataforma	Oportunidade de longo prazo

Implicações dos modelos comerciais para Índia e América Latina:

Evolução ilustrativa dos modelos comerciais: CAPEX tradicional → Metering-as-a-Service / TOTEX → serviços vinculados a desempenho → serviços de plataforma e analytics de AMI → capacidades multisserviço de AMI 2.0. Isso não deve ser interpretado como uma sequência obrigatória: o modelo adequado depende da capacidade de crédito da distribuidora, do tratamento regulatório, da maturidade do mercado, da alocação de riscos e da capacidade de medir resultados.

O modelo MaaS/TOTEX deve ser apresentado como o modelo indiano mais comprovado, enquanto contratos baseados em desempenho, SMOC-as-a-Service, serviços de analytics, resposta da demanda, carregamento inteligente de VEs e compartilhamento de infraestrutura multiutility devem ser apresentados como oportunidades de próxima geração. Essa distinção é importante porque o white paper apresenta evidências robustas para MaaS/TOTEX, enquanto os demais modelos são oportunidades habilitadas pela AMI 2.0 e ainda não demonstradas no documento em escala nacional comparável.

DESAFIOS E CAMINHOS PARA UMA IMPLANTAÇÃO BEM-SUCEDIDA DE AMI

Estados como UP, Haryana, MP e Assam implementaram projetos de medição inteligente antes do lançamento do RDSS, com resultados razoavelmente positivos. No âmbito do RDSS, Assam e Bihar foram os primeiros estados a iniciar grandes projetos. Distribuidoras desses estados relataram melhoria na precisão do faturamento, maior visibilidade dos padrões de consumo e melhor detecção de adulteração e furto de energia. A introdução de medidores pré-pagos deu maior flexibilidade aos consumidores e, ao mesmo tempo, assegurou às DISCOMs o recebimento antecipado. Ainda assim, a implantação enfrentou obstáculos. Em algumas regiões, atrasos na cadeia de suprimentos e resultados insatisfatórios nos testes de medidores prejudicaram as instalações.

Persistem desafios técnicos, especialmente em áreas rurais e remotas, onde é mais difícil estabelecer redes de comunicação confiáveis. A gestão de dados é outro problema relevante: o enorme volume de informações gerado por milhões de medidores exige ferramentas sofisticadas de armazenamento, validação e analytics, ainda ausentes em muitas DISCOMs. A cibersegurança é uma preocupação permanente, pois cada dispositivo conectado pode representar uma porta de entrada para atividades maliciosas. Os desafios institucionais são igualmente importantes. Muitas DISCOMs não dispõem de pessoal treinado nem de estruturas organizacionais adequadas para implementar e operar a AMI com eficácia. Mudanças frequentes na liderança das empresas prejudicam a continuidade. A aceitação dos consumidores também surgiu como fator decisivo. Em alguns estados, protestos públicos contra a instalação de medidores inteligentes obrigaram as distribuidoras a desacelerar ou modificar seus programas.

É preocupante observar que as DISCOMs do sul da Índia, com exceção de Andhra Pradesh, avançam muito lentamente no programa de medição inteligente. Karnataka e Telangana ainda não iniciaram a medição inteligente, enquanto Kerala conduz um projeto-piloto com 200.000 medidores. Em Tamil Nadu, o processo licitatório para cerca de 30 milhões de medidores se prolonga há vários anos. Andhra Pradesh adjudicou contratos para todos os seus 5,7 milhões de medidores e havia instalado cerca de 1,8 milhão até agosto de 2025. O Governo da Índia precisa tratar essa questão de forma mais direta com os respectivos governos estaduais do sul do país para acelerar sua jornada de medição inteligente e digitalização.

Desafios Comuns das DISCOMs e dos AMISPs

Embora 65 AMISPs tenham sido credenciados para projetos de medição inteligente no âmbito do RDSS, apenas cerca de uma dúzia participa ativamente da implantação até o momento. A maioria enfrenta desafios relacionados a aprovações e pagamentos por parte das DISCOMs. A seguir estão alguns dos problemas comuns relatados pelos AMISPs:

- A ausência de uma campanha de conscientização dos consumidores bem estruturada nos níveis nacional e estadual limitou o conhecimento público e a aceitação dos medidores inteligentes, apesar de seu papel na melhoria da eficiência, redução de perdas e integração de energias renováveis. Há ambiguidade de política quanto ao papel dos AMISPs no engajamento dos consumidores. Embora o RFP atribua essa responsabilidade aos AMISPs, sua influência limitada em comparação com DISCOMs e governos gerou lacunas de comunicação. Idealmente, o engajamento do consumidor deve começar desde o início do projeto AMI, evitando problemas posteriores, o que ainda não ocorre de forma consistente na Índia. Em vários países, implantações de AMI foram interrompidas no meio do caminho para longas consultas com grupos de consumidores. Nos Estados Unidos, 15 estados tiveram de incluir opções de OPT-OUT em seus programas de AMI devido a objeções dos consumidores.
- Atrasos excessivos no atingimento do marco de Site Acceptance Test (SAT) continuam sendo uma preocupação séria para os AMISPs e seus parceiros do ecossistema. Atrasos de 7 a 13 meses prejudicaram o fluxo de receitas, pressionaram financeiramente os AMISPs e reduziram a confiança dos financiadores. Desvios da estratégia de instalação recomendada, problemas em sistemas legados de faturamento e falhas de comunicação desaceleraram ainda mais o progresso. Cronogramas de SAT mais eficientes e estruturas claras de responsabilização são cruciais para o sucesso do programa.
- Embora o MoP tenha previsto no SBD dos projetos AMI uma Direct Debit Facility (DDF), com prioridade de acesso à DDF, esse mecanismo ainda não foi operacionalizado em nenhuma DISCOM. Todos os projetos AMI são financiados por investidores em razão dessa garantia de pagamento assegurada pelo MoP por meio da DDF. Sem ela, os AMISPs dificilmente conseguiriam obter financiamento por dívida para projetos dessa dimensão, considerando a baixa classificação de crédito das DISCOMs. Entretanto, o descumprimento dessa cláusula está afetando negativamente a confiança dos investidores em todo o programa.
- A ausência de pessoal qualificado nas DISCOMs, com conhecimento de (a) telecomunicações, medição e TI e (b) fundamentos de integração de sistemas, Site Acceptance Test (SAT) e User Acceptance Test (UAT), está prejudicando o avanço das implantações.
- Programas de treinamento e equipes dedicadas estão ausentes em muitas DISCOMs.
- Diversas DISCOMs não possuem um único sistema de faturamento para toda a empresa, requisito importante para uma implantação bem-sucedida de AMI.
- A indexação de consumidores nos mapas GIS não está sendo atualizada na maioria das DISCOMs.
- A integração do sistema AMI com sistemas de faturamento desatualizados em algumas DISCOMs está criando desafios significativos. O escopo do programa de medição inteligente é transferir dados dos medidores para o Meter Data Management System (MDMS) e integrar o MDMS ao sistema de faturamento e às demais aplicações da distribuidora, e não reformular os sistemas de faturamento existentes. Como cada medidor gera mais de 100 conjuntos de dados por dia, sistemas legados têm dificuldade para processar esse volume com eficiência, causando atrasos no projeto. Nessas DISCOMs, os sistemas de faturamento devem ser substituídos o quanto antes.
- A transição da medição pós-paga para pré-paga gerou confusão, especialmente na gestão de subsídios. Para mitigar o problema, foi sugerida uma abordagem gradual, iniciando com medição pós-paga e migrando progressivamente para pré-paga.
- Embora as distribuidoras tenham grande experiência na gestão do fornecimento de energia, suas capacidades de TI frequentemente ficaram para trás. Isso representa um grande obstáculo à adoção de sistemas de medição inteligente, especialmente no tratamento de grandes volumes de dados e na integração de novas tecnologias. A falta de pessoal e conhecimento especializado em TI contribui para atrasos e problemas operacionais. As distribuidoras precisam priorizar o desenvolvimento de capacidades de TI para suportar adequadamente a natureza intensiva em dados da infraestrutura de medição inteligente.
- A integração dos medidores inteligentes com sistemas de TI existentes tornou-se um desafio persistente. As distribuidoras relataram problemas frequentes, como erros em medidores bidirecionais, leituras negativas e valores de faturamento inflados. Corrigir essas lacunas de integração por meio de testes aprimorados, validação de dados e arquitetura de sistemas mais racionalizada é fundamental para assegurar o funcionamento adequado dos sistemas AMI.

Em novembro de 2023, o ISGF publicou o white paper “Smart Metering Program in India - A Critical Assessment”, que destacou os principais problemas que afetam o programa de 250 milhões de medidores inteligentes e sugeriu diversas medidas corretivas. Apenas alguns estados adotaram parte dessas recomendações.

O ISGF reitera os seguintes pontos importantes que as DISCOMs devem considerar para o sucesso dos projetos AMI em andamento:

- A vida útil dos medidores inteligentes pode ser estabelecida em 10 anos ou mais — na Europa, é de 15 a 20 anos — reduzindo o impacto tarifário sobre os consumidores.
- Uma DISCOM deve ter APENAS UM SISTEMA DE FATURAMENTO e UM MDM. Pode haver vários fabricantes de medidores e Head-End Systems (HES) em uma distribuidora, mas, para resultados ideais, deve existir apenas um MDM e um sistema de faturamento. A AMI não produzirá seus benefícios plenos em estados com sistemas próprios de faturamento que não possam ser integrados a um MDM padrão — diversas DISCOMs possuem sistemas desenvolvidos internamente.
- MDM, SISTEMA DE FATURAMENTO e ERP devem ser aplicações COTS, para as quais profissionais treinados estejam facilmente disponíveis no mercado.
- A seleção da tecnologia de comunicação pode ser deixada a cargo do AMISP, que deve estar contratualmente comprometido com os SLAs; as DISCOMs devem especificar SLAs e Qualidade de Serviço (QoS), incluindo cibersegurança.
- A tecnologia de comunicação não deve ser prescrita apenas com base na geografia ou no rótulo tecnológico. Celular, RF Mesh, PLC e arquiteturas híbridas podem produzir bons resultados de AMI quando adequadamente projetadas. As distribuidoras devem definir requisitos de SLA e QoS de ponta a ponta — incluindo sucesso de leituras programadas e sob demanda, sucesso de comandos, latência, recuperação após interrupções, cibersegurança, capacidade de atualização e suporte ao ciclo de vida — permitindo ao AMISP selecionar e otimizar a combinação de comunicações. Em territórios heterogêneos, abordagens híbridas RF Mesh/celular ou outros modelos multibearer podem melhorar cobertura, resiliência e economia total do ciclo de vida.
- As cargas de trabalho de AMI podem ser hospedadas em nuvem pública adequadamente protegida, nuvem privada ou data centers da distribuidora, observando regulação aplicável, requisitos de residência de dados, avaliação de riscos e objetivos de continuidade de negócios. A nuvem pode reduzir o risco de obsolescência de hardware e melhorar a escalabilidade, mas não reduz por si só o risco cibernético; a segurança depende da arquitetura, gestão de identidade e acesso, configuração, monitoramento, resposta a incidentes e controles de responsabilidade compartilhada.
- O Smart Meter Operations Centre (SMOC) deve fazer parte do sistema AMI.
- Explorar o uso de ferramentas de IA e ML para gestão otimizada de energia, aproveitando os dados de consumo com marcação temporal provenientes dos medidores inteligentes.
- Para o sucesso da implantação de AMI e para que os consumidores aproveitem plenamente seus benefícios, é essencial que as DISCOMs promovam o engajamento do consumidor desde o início do programa, com campanha adequada de conscientização e pesquisas periódicas.
- Para uma segurança robusta de smart grid, as distribuidoras devem estabelecer uma cadeia de confiança verificável, desde a identidade do dispositivo, passando por firmware e comunicações, até as aplicações de backend. Um hardware root of trust pode fortalecer essa arquitetura ao suportar secure boot, armazenamento protegido de chaves, autenticação de dispositivos e validação de firmware assinado. Deve ser combinado com gestão do ciclo de vida de certificados/chaves, acesso com privilégio mínimo, criptografia em trânsito e em repouso, gestão de vulnerabilidades, rastreabilidade de software/firmware e resposta monitorada a incidentes. A segurança deve ser tratada como uma disciplina de ciclo de vida, e não como uma característica isolada de um dispositivo.

Em última análise, AMI não significa apenas medidores mais inteligentes; significa criar um sistema de distribuição mais inteligente. Ela pode se tornar a espinha dorsal digital de um sistema elétrico mais observável, flexível, resiliente e centrado no consumidor. A experiência da Índia mostra as oportunidades e dificuldades de implantar AMI em escala muito elevada: padronização, implementação baseada em serviços, capacidade institucional, interoperabilidade, engajamento do consumidor e governança disciplinada do programa são tão importantes quanto o próprio medidor. A atual transição brasileira destaca uma dimensão complementar: dados granulares e comunicações bidirecionais estão cada vez mais ligados à competição varejista, tarifas inteligentes, integração de DERs, flexibilidade, resiliência e

operação ativa da rede. Em ambos os contextos, a integração de geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e armazenamento dependerá de dados seguros, comunicações confiáveis e operação da rede cada vez mais coordenada. O caminho à frente exige investimento contínuo em pessoas e processos, supervisão regulatória que proteja consumidores e recompense desempenho e arquiteturas capazes de evoluir à medida que tecnologias e papéis de mercado mudam. A AMI deve, portanto, ser entendida não como um projeto tecnológico isolado, mas como uma capacidade digital de longa duração cujo valor depende de sua integração efetiva ao sistema elétrico mais amplo.

ÍNDIA–BRASIL: LIÇÕES COMPLEMENTARES PARA A AMI 2.0

ÍNDIA — IMPLANTAÇÃO EM ESCALA
Padronização • MaaS / TOTEX • Implantação orientada por SLAs

AMI DE PRÓXIMA GERAÇÃO
Interoperável • Neutra em tecnologia • Cibersegura • Orientada por dados • Multitecnologia • Centrada no consumidor

BRASIL — TRANSFORMAÇÃO DO SISTEMA
Abertura de mercado • Recursos distribuídos e flexibilidade • Redes ativas • DSO digital

AMI DE PRÓXIMA GERAÇÃO
Interoperável • Neutra em tecnologia • Cibersegura • Orientada por dados • Multitecnologia • Centrada no consumidor

AMI 2.0: Sensoriar → Comunicar → Analisar → Decidir → Agir

CONCLUSÃO

A Infraestrutura de Medição Avançada (AMI) está se consolidando como componente fundamental da distribuição de eletricidade, levando as distribuidoras além da leitura convencional de medidores em direção a uma rede orientada por dados, flexível e centrada no consumidor. A perspectiva conjunta Índia-América Latina desenvolvida neste documento mostra que a AMI cria valor por meio de duas dimensões que se reforçam mutuamente: implantação em escala e integração a uma arquitetura do sistema elétrico em transformação. A experiência da Índia demonstra como padronização, implementação baseada em serviços e governança de programas de grande escala podem acelerar a implantação, ao mesmo tempo em que evidencia a importância de aprovações tempestivas, processos eficientes de aceitação, capacidades das distribuidoras, engajamento do consumidor e responsabilização clara. A atual transição brasileira mostra como a AMI pode se tornar parte integrante da abertura de mercado, de novas relações com consumidores, tarifas inteligentes, resiliência, coordenação de DERs e operação cada vez mais ativa do sistema de distribuição.

Em ambos os contextos, o aprendizado central é que a AMI deve ser concebida como um ecossistema integrado, e não como um programa de substituição de medidores. Interoperabilidade, arquitetura escalável, comunicações orientadas a resultados, governança unificada de dados, integração com sistemas de TI/OT, continuidade de negócios e cibersegurança devem estar incorporadas desde o início. A contratação das comunicações deve ser tecnologicamente neutra e orientada por SLAs, permitindo que soluções celulares, RF Mesh, PLC e arquiteturas híbridas sejam otimizadas para as condições locais. Os modelos comerciais também devem ser selecionados conforme o tratamento regulatório, a capacidade da distribuidora, a alocação de riscos, a economia do ciclo de vida e a capacidade de verificar resultados. A experiência indiana de MaaS/TOTEX oferece uma referência importante para implantação baseada em serviços, mas deve ser adaptada, e não replicada mecanicamente em outros mercados.

A oportunidade estratégica agora é avançar da AMI como infraestrutura de faturamento para a AMI como plataforma operacional digital segura da distribuição. A AMI 2.0 pode suportar analytics avançado, gestão do ciclo de vida dos dispositivos, visibilidade da rede de baixa tensão, monitoramento de transformadores, resposta da demanda, geração distribuída, armazenamento, carregamento gerenciado de veículos elétricos e aplicações selecionadas multiutility. Índia e América Latina trazem diferentes pontos fortes para essa transição: a Índia oferece a experiência de uma escala extraordinária de implantação e de um ecossistema de implementação em expansão; o Brasil e a região oferecem experiências cada vez mais relevantes em integração de renováveis, recursos distribuídos, reforma de mercado, resiliência e novos papéis para a distribuição. O caminho mais útil é, portanto, o aprendizado recíproco, e não a transferência tecnológica em sentido único. Arquitetura, regulação e modelos de negócio devem permanecer

específicos de cada mercado, enquanto princípios comuns — interoperabilidade, desempenho mensurável, cibersegurança, proteção do consumidor, governança de dados e integração preparada para o futuro — formam a base da cooperação. Nesse sentido, a AMI não é o destino. É uma camada habilitadora crítica para a próxima geração de sistemas elétricos inteligentes, resilientes e flexíveis.

APÊNDICE: Centro de Operações de Medição Inteligente (SMOC)

Para implantações de AMI em grande escala, é essencial contar com um Smart Meter Operations Centre (SMOC) capaz de gerenciar a implantação de medidores, coleta de dados, integração, disponibilização e analytics. O SMOC normalmente é responsável por:

- Gestão Centralizada de Projetos
- Plataforma de Business Intelligence
- Gestão de Eventos de AMI
- Gestão e Monitoramento de Ativos Corporativos
- Analytics de Consumidores e Consumo
- Acompanhamento da Matriz de ROI da AMI (por exemplo: proteção de receita, planejamento de carga etc.)
- Modelagem do Engajamento do Consumidor
- Gestão de SLAs
- Gestão de Tickets de Serviço para Helpdesk
- Simulador de Treinamento

Analytics do SMOC integrado ao Portal do Consumidor pode oferecer aos consumidores visibilidade em tempo real sobre:

- Informações de Faturamento e Perfil Energético do Consumidor
- Informações de Pré-pagamento
- Analytics Centrado no Consumidor
- Alertas sobre Atualizações das Informações da Conta
- Perfis de Energia Residencial
- Autoatendimento do Consumidor
- Dicas para Economia de Custos
- Comunicação Personalizada, Identidade da Distribuidora, Atendimento ao Consumidor e Feedback

Ao integrar o analytics do SMOC aos portais dos consumidores, as distribuidoras podem oferecer informações de faturamento em tempo real, insights personalizados sobre uso de energia e até dicas de economia. Isso não apenas melhora a satisfação dos consumidores, como também constrói a confiança necessária para implantações em larga escala. O modelo financeiro para implementação de AMI também precisa ser cuidadosamente desenhado. A Índia adotou um modelo de despesa total (TOTEX) no âmbito do RDSS, no qual prestadores de serviço instalam, operam e mantêm os sistemas AMI por uma década, enquanto as distribuidoras pagam uma tarifa mensal por medidor. Essa abordagem reduz os custos iniciais das distribuidoras, mas exige monitoramento rigoroso para assegurar o cumprimento dos níveis de serviço contratados.

O SMOC está se tornando parte integrante da AMI 2.0. Até o momento, ainda existem poucos casos de uso de SMOCs bem-sucedidos. Não há padrões nem arquitetura e desenho de SMOC globalmente aceitos. Na maioria das distribuidoras, a arquitetura do SMOC é customizada de acordo com os sistemas de TI e OT existentes.

Uma arquitetura típica de solução SMOC é apresentada no diagrama abaixo.

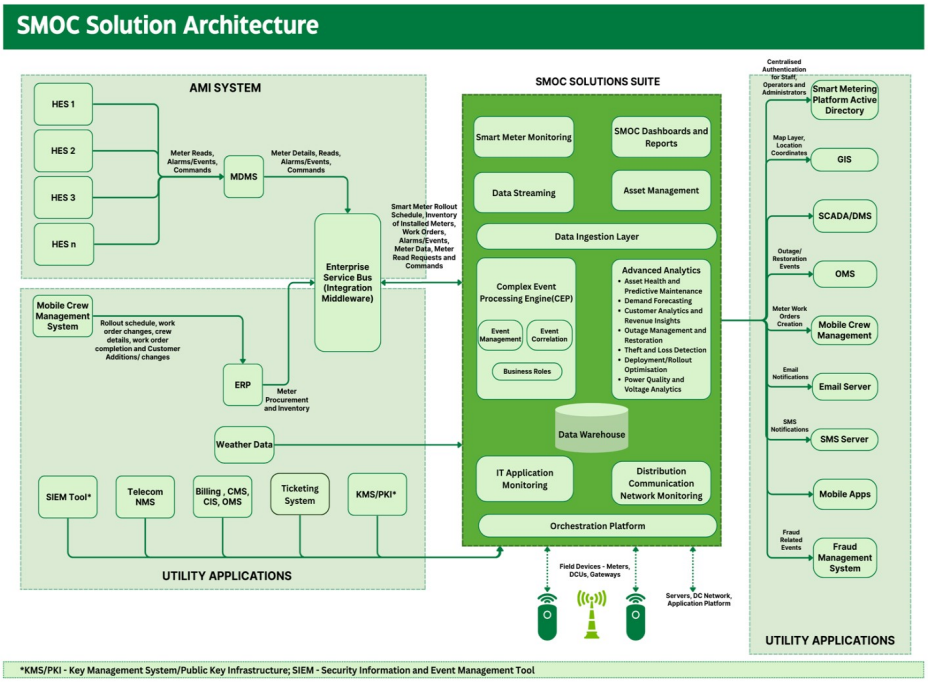


Figura 5: Arquitetura da Solução SMOC

Normalmente, as saídas dos SMOCs são apresentadas na forma de dashboards, que podem ser baixados ou salvos em PDF, CSV ou outros formatos. O SMOC pode ser dividido em três módulos: Módulo de Pré-Implantação, Módulo de Implantação/O&M e Módulo de Analytics Avançado. As funcionalidades de cada módulo são descritas a seguir.

A. Módulo de Pré-Implantação concentra-se nas atividades anteriores à implantação em campo, tais como:

- Planejamento de agendamentos com consumidores para instalação em campo (medidores/gateways/concentradores de dados etc.)
- Gestão de inventário e compras
- Planejamento de recursos de campo
- Avaliação da rede de telecomunicações
- Gestão de obras civis

B. Módulo de Implantação / O&M concentra-se no desempenho das operações do dia a dia, tais como:

- Implantação em campo (real x planejado x ramp-up)
- Medidores instalados x comissionados x leituras coletadas (e detalhamento de lacunas/problemas)
- Status de conexão e desconexão remotas
- Gestão de eventos e alarmes
- Gestão de tickets
- Gestão de releases — atualização de firmware de dispositivos, atualização de configuração dos dispositivos e atualização de software das aplicações
- Acordos de Nível de Serviço (SLA) / Indicadores-Chave de Desempenho (KPI), incluindo reclamações de consumidores
- Gestão de incidentes de cibersegurança

C. Módulo de Analytics Avançado concentra-se em análises que auxiliam a distribuidora a tomar decisões informadas sobre perdas e gestão de receitas, tais como:

- Redução de perdas AT&C, por exemplo utilizando processamento de eventos complexos, como correlação entre alarmes e consumo
- Análise de baixo fator de potência, fornecendo insights sobre perda de receita (por exemplo, <0,9) ou ganho de receita (por exemplo, >0,9) e gerando informações para as equipes SCADA/DMS adotarem ações corretivas
- Detecção de baixa tensão para fornecer informações às equipes SCADA/DMS para correção

- Analytics de interrupções utilizando notificações de last gasp e first breath para o OMS, a fim de compreender a localização e a extensão da interrupção
- Analytics de carregamento de transformadores de distribuição e alimentadores de baixa tensão para prevenir sobrecargas antecipadamente
- Detecção de violações de demanda máxima pelos consumidores
- Analytics de consumidores, incluindo consumo anormalmente baixo, alertas de fatura elevada, alertas de fatura baixa etc.
- Analytics de ativos de dispositivos, incluindo medidores, gateways/concentradores de dados, transformadores de distribuição etc.
- Serviços de valor agregado para aumento de receita, incluindo desagregação de carga, dicas de economia de energia por análise do perfil de carga, comparação entre consumidores pares, projeção de fatura etc.
- Proteção de receita, incluindo potenciais inadimplentes e previsão de receita para os meses seguintes utilizando dados de consumo da AMI
- Análise de receita, incluindo arrecadação, cobrança de atrasados e análise de tendências, cobrança de penalidades por demanda máxima etc.
- Análise de custo-benefício e análise de fluxo de caixa
- KPIs no nível da distribuidora / departamento / equipe — semanais, mensais, trimestrais, anuais etc.

O SMOC pode apoiar a distribuidora na gestão de programas de resposta da demanda (DR). Como o SMOC já dispõe de dados granulares de consumo, pode identificar consumidores com cargas interruptíveis para participação em programas de DR e programar os horários ideais para os eventos. Esse aspecto pode ser considerado no desenho do SMOC.