

Curitiba, 17 de agosto de 2021

Assunto: Contribuições à Tomada de Subsídios nº 010/2021 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Referências: Nota Técnica nº 50/2021 - SRM/ANEEL - Processo nº 48500.002891/2021-67

Prezados(as),

A Landis+Gyr Equipamentos de Medição Ltda. vem apresentar suas contribuições e considerações à Tomada de Subsídios nº 010/2021, para o estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitira a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500kW.

Destacamos que esta Tomada de Subsídios ocorre em um momento oportuno para o setor. A Nota Técnica disponibilizada apresenta questões que demandam análises e reflexões profundas sobre qual seria o melhor modelo de abertura, sua abrangência e quais seriam os reais benefícios para a sociedade.

O setor elétrico já passa por profundas transformações rumo a digitalização, descentralização e descarbonização da indústria de energia. A abertura de mercado irá habilitar a liberdade de escolha de um número maior de consumidores, que precisam estar devidamente empoderados de informações e engajados na gestão do consumo de energia e na busca de novas alternativas e novos serviços.

Reiteramos novamente a importância deste processo conduzido pela ANEEL frente ao momento atual de transformações do setor elétrico.

Agradecemos a oportunidade de poder contribuir.

Atenciosamente,

Claudio Montes Puga
Diretor de Vendas e Marketing
Landis+Gyr Equipamentos de Medição Ltda.

Contribuições conforme perguntas endereçadas na Tomada de Subsídios n. 010/2021

1) Quais os impactos (positivos e negativos) advindos da abertura do mercado de energia?

Listamos abaixo alguns impactos positivos, de forma não-exaustiva, em nosso entendimento:

- a) O consumidor passa a ter a liberdade de escolha do seu supridor (comercializador) de energia de acordo com opções de oferta que lhe sejam mais favoráveis e adequadas;
- b) Os potenciais ganhos de escala na aquisição de energia são compartilhados com o consumidor final de forma mais direta e perceptível;
- c) Aumento de concorrência com consequência de melhoria dos preços no consumidor final;
- d) O consumidor passa a ser um “ator” mais engajado no processo gestão de seu consumo, o que pode trazer benefícios em termos de eficiência energética. A tecnologia de medição a ser adotada é primordial para garantir o acesso do consumidor à informação em quantidade e capilaridade adequadas.
- e) Como observado em outros países, novos pacotes/ofertas podem surgir que direcionem o consumidor a adquirir energia 100% de fontes renováveis, a deslocar seu consumo para finais de semana com potencial alívio de carga do sistema elétrico, etc.;
- f) Novos serviços podem surgir através dos comercializadores ou até mesmo de novos players. Por exemplo, sites de comparação de preços de energia e serviços consultivos para ajudar o cliente a fazer a melhor escolha ou melhor gestão do seu consumo;
- g) A tecnologia adotada pode viabilizar o estabelecimento de um novo ecossistema de serviços e soluções pautadas nas informações do consumidor (consumo e outras grandezas elétricas, e informações socio-econômicas).

A seguir listamos alguns potenciais impactos negativos, que podem surgir a depender do modelo de abertura e sua forma de operacionalização:

- a) se não for garantido que os consumidores que optem pela migração ao mercado livre paguem também pelos custos da expansibilidade do sistema elétrico e da confiabilidade energética, pode se gerar um desequilíbrio ainda maior sobre as tarifas reguladas, pagas pelos consumidores que não optaram por migrar ou não puderam migrar por questões de elegibilidade;
- b) ainda sobre os custos, é importante avaliar a necessidade de estabelecimento de um tarifa não volumétrica, segregada de forma racional em componentes que reflitam os custos com energia, os custos de transporte (rede) e outros;
- c) caso não se implantem programas efetivos de comunicação e educação para o consumidor final, com uma linguagem adaptada e simples, o “*poder da escolha*” habilitado pela abertura de mercado pode não trazer os benefícios esperados;
- d) a existência de custos para a migração repassados diretamente ao consumidor, seja no momento da migração do mercado regulado para o mercado livre ou depois, entre fornecedores no mercado livre, podem inibir e se constituir em uma barreira para o crescimento de consumidores no mercado livre.
- e) Aumento do risco para a comercializadora com a questão de inadimplência. Para o consumidor final a compra de energia poderá ser um risco em momentos de stress de mercado como o vivido agora com PLD batendo o máximo regulatório 583,00 reais/MWh. Isso implica em maior controle do time de compra ou por parte do consumidor (caso no futuro ele decida) ou por parte da comercializadora (no modelo de varejista)

2) A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser dada a todos os consumidores ou em algumas situações a migração deve ser vedada?

Não identificamos situações que obrigatoriamente devam ser vedadas. Porém, entendemos que o estudo a ser elaborado pela ANEEL deve buscar avaliar como tratar pelo menos as 3 (três) situações listadas a seguir:

- Universalização do Serviço de Energia – a energia como um “bem” de direito do cidadão deve ser levada a todas as regiões do país e onde os investimentos em expansão rede devem continuar sendo realizados pela concessionária de distribuição ou novos modelos, através de “comunidades de energia” (com microrredes), possam ser habilitados
- Tarifa Social de Energia Elétrica – com mais de 12 milhões de consumidores abrangidos pela tarifa social (baixa renda), há de se buscar entender se a participação deste universo de consumidores em um ambiente não regulado pode ou não trazer benefícios.
- Consumidores atendidos com Medição Exteriorizada ou SDMEE (Sistemas Distribuídos de Medição de Energia Elétrica) em Baixa Tensão. As distribuidoras vêm investindo massivamente neste tipo de aplicação para apoiar ações de combate às perdas não técnicas (fraudes) e atualmente o Brasil deve contar com aproximadamente 3 milhões de consumidores com este tipo de tecnologia.

Além disso, por se tratar de uma operação de risco onde a energia não pode ser estocada, uma vez o cliente abrindo um contrato poderá impactar de forma significativa a comercializadora portanto é importante na mesma linha de um empréstimo bancário ocorrer uma análise de crédito de alguma forma no CPF do titular da conta (análise de histórico de pagamentos).

3) Como tratar a energia já contratada pelas concessionárias de distribuição (contratos legados)?

Assim como regido pela Portaria n. 465/2019 do MME para consumidores com carga superior a 500kW, é provável que um estudo mais detalhado da ANEEL aponte para uma abertura também gradativa para os consumidores com carga inferior a 500kW.

Alguns estudos realizados por consultorias de renome como Thymos e PSR apontam para oportunidades na desconstrução de energia provenientes dos contratos que se encerram de Itaipu Binacional e Usinas da Eletrobrás, o que pode gerar um impacto reduzido. Muitas usinas hoje no mercado cativo, com o fim dos contratos e concessões devem renovar diretamente no mercado Livre caso contrário haverá sobre oferta no cativo e escassez no livre.

De qualquer forma, eventuais excedentes contratados pelas concessionárias de distribuição precisam ser tratados através de mecanismos que evitem prejuízos ou impactos maiores nas tarifas reguladas.

4) Como deve ser o desenho do comercializador regulado de energia?

4.1) Quem deve fornecer energia aos consumidores que:

- (i) optarem por não migrar para o mercado livre
- (ii) optarem por voltar para o ACR;
- (iii) forem desligados de seu supridor por motivo de inadimplência do próprio consumidor;
- (iv) forem desligados de seu supridor por motivo de desligamento do supridor da CCEE; e

(v) usufruam ou tenham o direito de usufruir de subsídios decorrentes de políticas públicas?

É importante ressaltar que a efetividade da expansão desse ambiente competitivo, o mercado livre, depende da separação das atividades econômicas de comercialização e de distribuição. Assim, entendemos que para todas as situações descritas acima, deve-se considerar o atendimento através de um novo agente, um comercializador regulado que teria também o papel de ser um “supridor de última instância” (*SoLR – Supplier of Last Resort*).

Outra situação que precisa ser considerada é aquela em que o consumidor migra para o mercado livre e passa furtrar ou desviar energia através de fraudes no medidor ou na medição (perdas não técnicas).

4.2) Como deve ser realizada a contratação de energia necessária para atendimento ao mercado do comercializador regulado de energia (gerenciamento da compra de energia, pagamento das perdas e subsídios etc)?

Sem contribuições

4.3) Uma vez optado pelo mercado livre, é razoável permitir a volta dos consumidores ao mercado regulado? Se sim, qual o prazo mínimo necessário para permitir essa volta?

Entendemos que sim, porém, é provável que o consumidor que migre estabeleça um contrato com o novo comercializador/fornecedor por um período mínimo. Este período mínimo inclusive pode ser justificado para amortizar eventuais custos arcados pelo novo supridor.

Assim como outros serviços de varejo no Brasil, por exemplo, telefonia celular, pode ser razoável considerar um período mínimo de 12 meses para que o consumidor opte por retornar ao mercado regulado

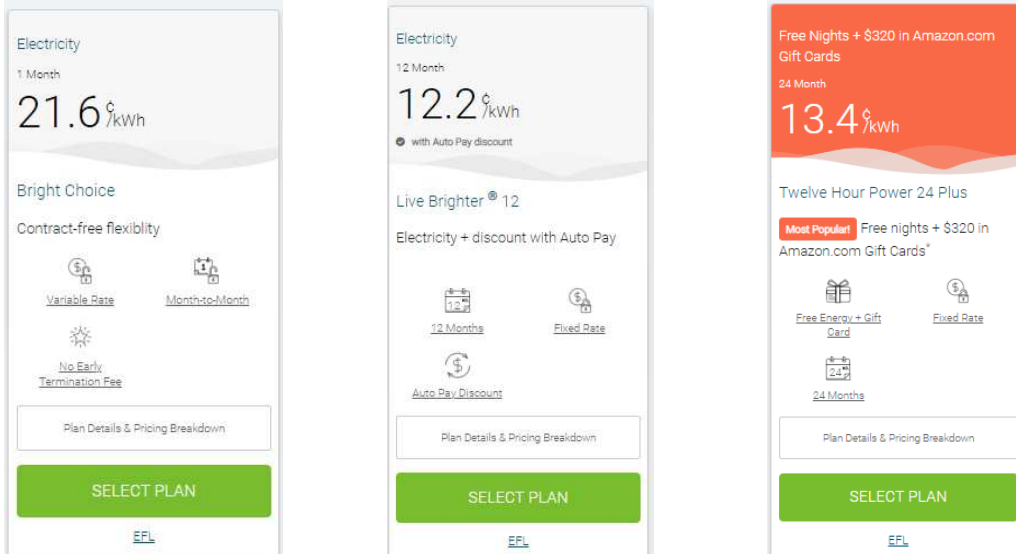
Nota: Uma questão importante a ser observada está associada ao sistema de medição. Para clientes atendidos em média tensão (grupo A), a ANEEL uniformizou os requisitos de medição para os consumidores, independentemente se atendidos no ACL (Ambiente de Contrataçã Livre) ou no ACR (Ambiente de Contratação Regulado). Outro ponto é que, a maioria das distribuidoras já tem implantado sistema de telemetria que permitem a coleta de dados de energia e demanda de forma remota e com frequência horária ou diária, dependendo da tecnologia de comunicação. Assim, é razoável assumir que para consumidores desse grupo, a migração ao ACL não deve imputar maiores custos.

À medida que os requisitos de carga sejam reduzidos gradativamente, pode-se deparar com situações em que a temetria ou sistema AMI (Medição Inteligente) não tenham sido implantado ainda.

Observamos em outros países, onde a Medição Inteligente já foi implantação pela empresa de distribuição (empresa fio), esse período mínimo para troca de supridor no mercado livre varia entre 01 e 36 meses e tem impacto no preço final do kWh contratado. Abaixo ilustração de alguns planos da empresa Direct Energy para a região de Dallas, Texas (USA). Vale notar como os preços e condições podem variar em um ambiente competitivo (clientes residenciais). No

exemplo abaixo, a opção por um período de 24 meses, ainda garante consumo livre no período noturno e um prêmio (*Amazon Gift Card*)

Website: <https://www.directenergy.com/texas/electricity-plans>



Pelo que pudemos observar, no estado do Texas, 100% dos clientes devem optar por um comercializador. Para viabilizar essa transição, a agência regulatória local determinou a implantação de Medição Inteligente (AMI) para todos os consumidores. Na região de Dallas, o projeto iniciou-se em 2008 e foi finalizado em 2012.

Outro exemplo interessante é no estado de New York, onde a empresa concessionária (incumbent) também participa do ambiente competitivo. As opções abaixo foram obtidas através do site de busca **PowerToChoose** (<https://documents.dps.ny.gov/PTC/zipcode/10001>)

O site traz opções de oferta, com períodos e tipos de fonte de energia variáveis. Nesse caso, trata-se de um consumidor residencial, com consumo médio de 700kWh por mês.

Company	Offer Details	Pricing Details	Offer Type	Renewable Energy Info	Additional Info
Consolidated Edison Company of New York, Inc. <i>Incumbent Utility</i>		[View Details] \$0.0832 per kWh \$58.24 per month	Variable		Historic Pricing
<input type="checkbox"/> Eligo Energy NY, LLC	Min Term: 1 Month(s)	[View Details] \$0.048 per kWh \$33.60 per month	Variable	100% Biogas, Biomass, Fuel Cells, Hydroelectric, Liquid Biofuel, Solar, Tidal - Ocean, Wind	Historic Pricing
<input type="checkbox"/> Clearview Energy	Min Term: 6 Month(s)	[View Details] \$0.0719 per kWh \$50.33 per month	Variable	100% Hydroelectric	Historic Pricing
<input type="checkbox"/> ABN Energy, LLC	Min Term: 1 Month(s) Guaranteed Savings	[View Details] \$0.0759 per kWh \$53.13 per month	Variable		Historic Pricing
<input type="checkbox"/> Source Power Company	Min Term: 1 Month(s) Guaranteed Savings	[View Details] \$0.078 per kWh \$54.57 per month	Variable		Historic Pricing

4.4) O serviço de comercialização regulada de energia pode ser realizado pelas próprias distribuidoras e quais as alterações legais e/ou contratuais para tanto, se couber?

Consideramos importante separar as atividades econômicas entre comercialização e distribuição. Assim, a comercialização regulada deve se constituir através de uma nova empresa, mesmo que vinculada à um grupo empresarial que detenha outras atividades do setor, como distribuição, transmissão e/ou geração.

4.5) É razoável permitir que o consumidor possa optar por ter parte de seu fornecimento atrelado ao ACL e parte ao ACR?

Considerando que será criado um comercializador regulado, separado da distribuidora, sim é razoável dar esta opção ao consumidor.

Seria mais uma possibilidade de venda interessante ao consumidor aumentando a flexibilidade. É preciso entender como ficaria a questão contratual e conta de energia quando a um misto de preço na tarifa de energia (preço médio)

5) Como deve ser o modelo de faturamento (fatura única, fatura separada por serviço etc) dos consumidores que optam por migrar para o ACL?

À medida que a redução gradativa de carga habilita consumidores conectados em baixa tensão (Grupo B), é importante que todos os serviços e encargos estejam contidos em uma única fatura, à exemplo do que acontece em outros países onde essa abertura já aconteceu há muitos anos.

Desta forma, um modelo possível pressupõe um intercâmbio seguro de informações entre a empresa comercializadora varejista (*comercializadora que possui em sua carteira, clientes de pequeno porte*) e a concessionária de distribuição, de tal forma que a arrecadação final de toda a cadeia produtiva do setor possa estar à cargo da distribuidora (como é hoje) ou possa vir a ser realizado pela comercializadora (nesse caso, tornando praticamente inviável a aquisição de energia de vários fornecedores ao longo do mesmo período).

Uma outra possibilidade é estabelecer uma subdivisão onde para consumidores mais energo-intensivos (abaixo de 500kW) atendidos em média ou baixa tensão se mantenha o processo semelhante ao que é aplicado atualmente aos clientes livres, com faturas separadas, e para os clientes com cargas mais baixas, se adote uma única fatura.

A fatura única deve ser pensada como uma forma de manter o processo o mais simples possível, a fim de se evitar que seja mais um elemento de complexidade a levar os consumidores a não se engajarem nesse novo modelo mais competitivo.

No caso de adoção de uma única fatura emitida pelos comercializadores (e/ou agregadores de carga) é importante que o desenho da tarifa final reflita de forma adequada os custos da rede (uso do sistema de distribuição/transmissão), de tal maneira que se possa incentivar e engajar os consumidores em um comportamento que possa também contribuir a custos mais eficientes da rede.

Na separação das atividades “fio” e “energia”, imprescindível nessa abertura de mercado, pode-se assumir que existirão “vasos comunicantes” entre a comercialização regulada e não regulada, habilitando novas oportunidades de serviços, podendo beneficiar ainda mais o consumidor final.

Outro ponto importante a ser levado em consideração diz respeito as regras aplicáveis no caso de ausência de dados de consumo (por problemas de medição ou de comunicação de dados). Com o crescimento de consumidores no mercado livre, a atuação e manutenção em campo a tempo para emissão da fatura pode ser tornar onerosa, independente de quem seja responsável pelo sistema de medição e coleta. Ao mesmo tempo, aplicação de regras adotando a média de consumo e depois o consumo mínimo (REN 414/2010 para clientes de baixa tensão) podem levar a situações em que uma das partes se sinta prejudicada.

No caso acima, considerando que para a viabilização deste novo ambiente competitivo é imprescindível a adoção de sistemas de Medição Inteligente, deve ser observada também a possibilidade de aplicação de critérios automatizados para estimativas e validações.

Em vários países observamos a adoção de sistemas inteligentes e analíticos de dados, denominados **MDM (Meter Data Management)**, que contribuem no processamento do grande volume de dados coletados e na aplicação de métodos VEE (*Validating, Estimating and Editing*), onde as eventuais lacunas são identificadas e analisadas e o seu preenchimento pode ser feito através de algoritmos e regras pré-definidas, de forma automática ou semi-automática.

6) Quais os requisitos técnicos necessários para possibilitar a migração para o ACL?

Entendemos que o principal requisito técnico para possibilitar a migração ao mercado livre é a implantação de um Sistema de Medição Inteligente (AMI – Advanced Metering Infrastructure), composto por Medidores Inteligentes (ou Smart Meters), infraestrutura de comunicação de dados e sistemas especialistas de backoffice para coleta e tratamento dos dados, bem como integração com outros sistemas corporativos.

Entre os requisitos mais relevantes, podemos citar:

- Medição de Energias Ativas e Reativas e Demandas Ativas e Reativas
 - 15 A (max 120 A) ou 30 A (max 200 A) – medição direta
 - 2.5 A (max 10 A) – medição indireta
 - Demais parâmetros e especificações **elétricas e de segurança da informação**, conforme Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTM) vigentes
 - O medidor pode ser instalado no ponto de conexão (UC) ou externamente, conforme regramento atual
- 4 quadrantes, quando aplicável (geração distribuída local, por exemplo)
- Postos tarifários (4 ou mais)
- Memória de Massa para armazenamento local dos dados de energia, demandas e grandezas elétricas (tensão, corrente, etc.)
- Registro de Faltas de Energia e função “último suspiro” (*last-gasp*) que permite envio de mensagens instantâneas de falta e restauração de energia (*power down, power on*)
- Leitura remota de dados, parâmetros e memória de massa
- Corte e Religa remotos (quando aplicável)
- Dados de Qualidade do Produto (DRP e DRC), conforme PRODIST Módulos 5 e 8
- Atualização remota de parâmetros e de FW (firmware)
- Permitir remotamente mudanças de tarifas aplicadas

- Comunicação de dados baseada em padrões da indústria que habilitem a interoperabilidade fim-a-fim dos seus componentes de medição e comunicação (por exemplo, WiSUN)

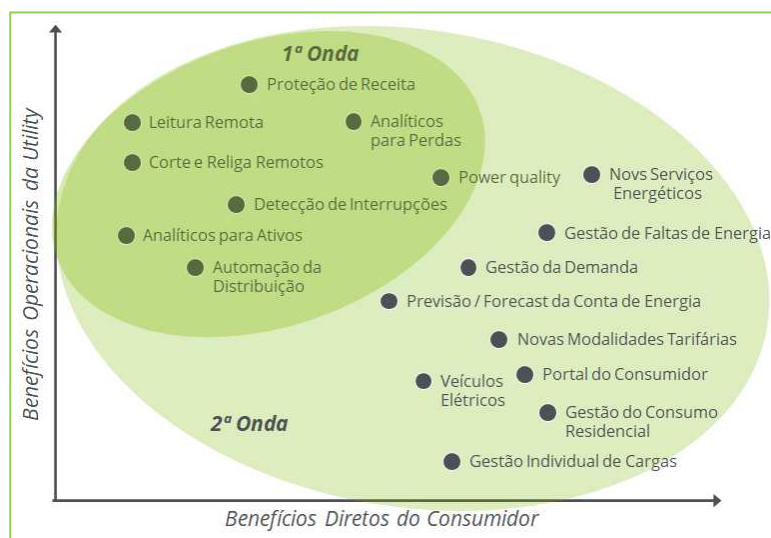
A Medição Inteligente é primordial para habilitar esse novo ambiente competitivo e a base para disponibilizar dados úteis e acionáveis para o engajamento do consumidor. Não obstante, o comercializador varejista também irá usufruir destas informações, afim de aprimorar o seu relacionamento com o consumidor e potencializar novos serviços, próprios ou através de parceiros.

Notas: 1) Considerando que no Brasil devemos ter instalado algo em torno de 3 milhões de pontos de medição de tecnologia SDMEE e algo em torno de 300 mil Medidores Inteligentes Individuais, com algum tipo de comunicação, é recomendável que os critérios técnicos e regulatórios permitam a continuidade de seu uso, sempre que possível, até o final de sua vida útil.

2) A abertura de mercado para consumidores de baixa tensão, mantendo-se os medidores convencionais (na sua maioria, eletromecânicos) é inviável, por conta da falta de informação em tempo e em quantidade adequados. Observamos que algum tipo de Medição Inteligente com Comunicação foi aplicada todos os países onde essa abertura ocorreu de forma efetiva.

É importante ressaltar que além de investimentos em sistemas de medição de tecnologia SDMEE para combate às perdas, as concessionárias de distribuição vêm investigando, pilotando e aplicando sistemas mais avançados de Medição Inteligente, com foco em benefícios adicionais, como redução de custos operacionais e melhoria do serviços (gestão de faltas de energia e de ativos). Esse movimento ainda é modesto, sob a alegação, por parte das distribuidoras, de falta de sinais econômicos adequados no modelo vigente.

Em relação aos Sistemas de Medição Inteligente (AMI) se observa que alguns países já vivem uma “2ª onda” de investimentos, voltada a habilitar novos serviços e um engajamento ainda maior do consumidor (ver figura abaixo).



Um recente projeto AMI nos EUA da empresa National Grid que atende 3 áreas no estado de Nova York, foi aprovado pelo regulador regional, irá implantar Medidores Inteligentes mais avançados, com a possibilidade de computação de borda (edge computing), separada da parte metrológica.

Este conceito inovador, além de habilitar os benefícios conhecidos do AMI, permitirá o estabelecimento de um ecossistema de aplicações e serviços voltados ao consumidor e à

concessionária de distribuição com base nas informações do medidor inteligente, que vão desde Aplicativos pautados em Inteligência Artificial e Aprendizado de Máquina voltados à segregação e tipificação de cargas individuais (gestão ótima do consumo) até Aplicativos para acompanhamento de novas cargas, como veículos elétricos geração distribuída e níveis de tensão e carregamento de transformadores na rede (gestão ótima da rede elétrica).

Pelo lado do consumidor, se habilitam novos serviços que podem ser prestados pela comercializadora varejista ou por terceiros, devidamente qualificados, com base nas informações do Medidor Inteligente.

Aplicativos de Borda de última geração habilitando o engajamento do consumidor

 <p>Home Analytics</p> <p>Prover detalhes sobre o uso de energia irá empoderar os consumidores através de insights mais relevantes, resultando em eficiência energética e reduzindo reclamações de consumo elevado</p>	 <p>Alertas em Tempo-Real de Consumo Elevado</p> <p>Monitoramento Inteligente de Consumo irá notificar proativamente os consumidores quando estiverem prestes a exceder limites pré-definido, possibilitando a adoção de Tarifas Diferenciadas por Horário e por Local</p>	 <p>Alertas de Segurança</p> <p>Identificação de problemas elétricos na instalação do medidor irá permitir que a Utility envie mensagens prioritárias de alerta, provendo confiabilidade e segurança para o consumidor</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Pelo lado da concessionária de distribuição, novas aplicações podem aprimorar a qualidade do serviço e também reduzir custos operacionais.

Aplicações de Borda desenvolvidas para que medidores inteligentes habilitem uma rede mais resiliente e eficiente

 <p>Melhor Visibilidade dos Ativos na Rede</p> <p>É essencial para integração de Renováveis e suporte à adoção massiva de Veículos Elétricos</p>	 <p>Deteção de Anomalias</p> <p>Mais informações da rede para aprimorar confiabilidade e reduzir os tempos de atendimento em ocorrências resultando em interrupções mais curtas e/ou reduzindo a quantidade de interrupções</p>	 <p>Monitoramento Inteligente de Tensão</p> <p>Melhor visibilidade dos níveis de tensão ao longo da rede trazem benefícios no Controle e Otimização de Reativos, resultando em redução de perdas e melhoria da eficiência da rede</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Sobre o sentido econômico e prudência do investimento

Em um cenário socioeconômico de pressão por manter as tarifas em patamares razoáveis, apesar das dificuldades enfrentadas atualmente para justificar investimentos em AMI, a abertura de mercado para consumidores de menor porte pode trazer novas oportunidades que respaldem investimentos em Medidores Inteligentes mais sofisticados, onde os benefícios complementares para todos os “atores” envolvidos represente efetivamente um ganha-ganha.

É razoável considerar pelo menos, que sob a ótica desse novo ambiente competitivo, seja avaliada a possibilidade do agente **comercializador varejista optar por realizar investimentos complementares ou arcar com a diferença de custos** de Medidores e Soluções Inteligentes, viabilizando novas oportunidades de negócios que tragam novos serviços e aprimoramento do relacionamento com o consumidor final.

Nota: Atualmente existe provisionamento similar nas regras técnicas ANEEL: por exemplo, no módulo 5 do PRODIST (Sistemas de Medição) é dado ao consumidor o direito de solicitar a distribuidora a instalação de um medidor com funcionalidades adicionais, ficando este como responsável financeiro pela diferença de custo.

Por fim, uma solução de Medição Inteligente mais sofisticada, empoderando o consumidor e o comercializador varejista com informações granulares de consumo podem habilitar ações rápidas e efetivas de **eficientização energética** e de **resposta de demanda**, algo que seria muito positivo para enfrentamento de um cenário de crise hídrica que estamos vivenciando na atualidade.

6.1) Caso a solução escolhida seja alterar a medição, como proceder com a substituição dos medidores e quem deve suportar esses custos?

Entendemos que a única solução viável para a abertura de mercado, envolve obrigatoriamente a substituição da medição convencional por um Sistema de Medição Inteligente.

Porém, a taxa de penetração de Medidores Inteligentes no Brasil, ainda é diminuta (< 4%, considerando os consumidores com SDMEE para combate às perdas não técnicas)

Recomenda-se avaliar pelo menos 2 situações:

- 1) Migração de Consumidores do Grupo B com consumo elevado (industrial, rural, comercial e grandes residenciais)

É razoável supor, que a adesão dos consumidores à medida que os limites de carga sejam reduzidos, será parcial e dispersa pela área geográfica da concessão.

Para essa situação, pode-se adotar o princípio de substituição sob demanda, ou seja, quando o consumidor optar por migrar ao mercado livre.

- 2) Migração de Consumidores do Grupo B de menor porte

Apesar do mesmo princípio acima poder ser adotado (sob demanda), deve-se avaliar e aprimorar mecanismos e incentivos para que soluções de Medição Inteligente massivas sejam implantadas, para garantir realmente que todos os consumidores elegíveis estejam habilitados a migrar, viabilizando que as empresas comercializadoras varejistas atuem de forma pró-ativa, realizando ações de publicidade e marketing para capturar novos “clientes”, sem que a medição seja uma barreira em termos de prazo ou custo.

Ainda, com a separação das atividades de comercialização regulada da atividade de distribuição, pressupõe-se que esse novo ator, a comercializadora regulada, também irá usufruir das informações dos Sistemas de Medição Inteligente.

Considerando o provisionamento legal atual (Portaria MME n. 465/20129 e a MP n. 1031/2021 – Privatização Eletrobrás), assim como recentes estudos encomendados pela Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, os consumidores de menor porte se tornarão elegíveis ao mercado livre em um horizonte mínimo de 5 anos (2026 em diante).

Outro ponto relevante é que, a medida que novas modalidades tarifárias aplicáveis ao grupo B sejam desenhadas, a implantação provavelmente será habilitada através de Medidores Inteligentes com funcionalidades mais avançadas.

A ANEEL recentemente lançou a consulta pública n. 049/2021 para obter subsídios referentes à minuta de Resolução Normativa e à proposta de Projeto de Governança para aplicação de Projetos-Pilotos de Tarifas (Sandboxes Tarifários), o que corrobora com o aspecto mencionado acima.

Diante do exposto, estudos direcionados para a implantação massiva de Medição Inteligente para consumidores do Grupo B precisam ser realizados (ou revisados) à luz desta nova realidade, ou seja, onde os consumidores irão comprar energia em um ambiente competitivo e com uma nova estrutura de tarifas, de modo a definir, eventualmente, que estes investimentos estruturados em Medição Inteligentes sejam iniciados com celeridade pelas concessionárias de distribuição, com uma visão clara do que deve ser feito, em qual horizonte, com qual custo e principalmente, como repassar às tarifas. Ao final, essa componente de custos estará presente na “tarifa fio” a ser paga pelos consumidores no mercado livre e no mercado regulado.

Neste ponto, entendemos a importância da ANEEL definir não apenas o “O quê?”, mas também o “Como?”, para realmente viabilizar de forma adequada esta abertura de mercado para todos os consumidores, deixando a escolha da tecnologia a ser adotada à cargo da distribuidora e ou comercializadora varejista.

Para os casos de consumidores elegíveis a políticas públicas como a Tarifa Social de Energia Elétrica, deve ser avaliado se existe algum sentido econômico e social para a extensão de elegibilidade à estes.

Sobre quem deve suportar os custos

Em ambas situações descritas acima, entendemos que os custos devem ser suportados pela concessionária de distribuição (empresa fio), sendo que amortização do investimento deve se dar de forma isonômica através da componente TUSD Fio B a ser paga por todos os consumidores, independentemente do ambiente optado (ACL ou ACR).

Por fim, deve-se avaliar a possibilidade da empresa comercializadora varejista realizar aportes complementares para adoção de soluções de medição e gestão de dados mais sofisticadas, ficando a concessionária de distribuição ainda responsável pelos aspectos técnicos e de manutenção.

7) A abertura do mercado para consumidores residenciais exige tratamento regulatório específico para proteção desses consumidores em negócios de compra de energia?

Entendemos que sim, uma vez que são consumidores com menor familiaridade e conhecimento sobre todos os aspectos do setor elétrico. A comercializadora varejista, regulada ou não, deve resguardar esses consumidores.

8) Quais aperfeiçoamentos devem ser realizados no modelo de representação e comercialização varejista?

Entende-se que o modelo ideal siga os mesmos passos do mercado de telecom. Hoje você pode migrar seu número a hora que quiser, pode escolher plano pos ou pre, ou seja, é um modelo que permite ter muitas granularidades, carregar o celular por 15, 30, 45, 90 dias com serviços A, B, C, D.....fazendo um paralelo, seria possível comprar energia no horário de menor custo com granularidade de 30 min (mercado inglês) e assim por diante. Reforça ainda mais que a inteligência precisa estar na ponta, ou seja, no medidor inteligente.

9) Em que prazos e qual o cronograma de ações que devem ser realizadas para a abertura do mercado?

Na elaboração do estudo, os aspectos de contratação das distribuidoras (contratos legados) e os mecanismos de repasse de excedentes devem ser revistos, de modo a evitar impactos tarifários maiores. Porém, é importante buscar avaliar a possibilidade de antecipar a abertura de mercado para consumidores com cargas inferiores a 500kW e de menor porte, de tal forma que realmente num horizonte de até 5 anos, todos os consumidores elegíveis sejam abrangidos.

O estudo deve nortear quais aspectos legais e regulamentares precisam ser tratados e com qual prazo, afim de que não ocorram atrasos maiores.

Entre as ações a serem desdobradas, reiteramos a necessidade de se avaliar o conjunto de benefícios da implantação de Sistemas de Medição Inteligente em todos os consumidores e estabelecer um programa de comunicação e educação sobre o mercado livre para os potenciais novos clientes.

10) Quais outros aspectos devem ser levados em consideração para a efetiva abertura do mercado de energia?

Apesar de terem sido mencionados sem muito detalhamento, é importante analisar e definir como devem ser tratados os seguintes aspectos:

- Intercâmbio de informações entre concessionária de distribuição, comercializador varejista e consumidor;
- Leitura remota e fatura eletrônica, eliminando a fatura impressa e habilitando outros meios de acesso aos dados de consumo para o consumidor, sem a obrigatoriedade de um display local (no medidor ou terminal de leitura para SDMEE);
- Inadimplência do consumidor no mercado livre e procedimentos para suspensão do fornecimento;
- Procedimentos Irregulares (fraudes)
- Recursos Energéticos Distribuídos como, Geração Distribuída e Armazenamento de Energia (“behind-the-meter”) e veículos elétricos
- Possível desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras por sub ou sobrecontratação involuntária, a depender da dinâmica de migração de consumidores entre ambientes (ACL e ACR)