
PROPOSTA PARA REVISÃO DOS REQUISITOS TÉCNICOS DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: EXPANSÃO DA ABERTURA DO MERCADO LIVRE NO BRASIL

Luiz Henrique Alves Pazzini

Barbara Duarte Barbosa

Universidade Presbiteriana Mackenzie (UPM)

Resumo

Para estruturar a revisão dos requisitos técnicos da medição de energia elétrica no Brasil em consonância com a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a substituição de medidores deve ser analisada e eventualmente não será uma exigência prévia para a expansão do mercado, pois trata-se de milhões de unidades consumidoras, mas seria um avanço importante que facilitaria o fluxo de informações entre consumidores e fornecedores de energia. Nesse contexto, este trabalho avalia a viabilidade econômica da substituição dos medidores eletromecânicos por medidores inteligentes e traz propostas para agregação dos dados de medição. Além disso, realizou-se um estudo da substituição dos medidores associada à expansão da abertura de mercado em outros países, que demonstrou efetividade na penetração dos *smart meters*. Considerando as particularidades do mercado de energia no Brasil, este trabalho contempla o levantamento dos custos de medidores inteligentes e os apontamentos regulatórios que estruturam a substituição dos medidores para o grupo de baixa tensão (grupo B). Posteriormente, são propostos modelos para a figura do agregador de medição, com o intuito de facilitar a gestão da medição no mercado de energia varejista.

Por fim, realiza-se uma proposta da regulação da medição em prol da gestão eficiente das unidades consumidoras do grupo B.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre. Abertura de mercado. Regulação da medição.

1 INTRODUÇÃO

A compra e venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) surgiu no Brasil em agosto de 1998, mediante a Resolução n.º 365, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com as disposições relativas ao exercício das atividades de comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação. Desde então, a abertura de mercado tem evoluído e, gradualmente, ocorre a ampliação de negociações em todas as escalas de consumidores. Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel), no final de 2021, 35% da energia elétrica consumida no Brasil estava no mercado livre.

Para gerir os dados de energia elétrica nesse mercado, faz-se necessário o monitoramento em tempo real do consumo das cargas. Para isso, existem critérios preestabelecidos para o denominado Sistema de Medição para Faturamento (SMF), como, por exemplo, a exigência de determinado tipo de medidor eletrônico para os grupos de alta tensão, com índices de exatidão rigorosos.

Para que a abertura de mercado livre contemple os consumidores atendidos em baixa tensão, é preciso um planejamento para a viabilização da substituição de medidores eletromecânicos por medidores mais adequados ao processo de controle da energia. Este trabalho apresenta uma análise e apontamentos estratégicos para viabilidade da substituição de medidores de energia elétrica no Brasil de forma a contribuir para a possibilidade de ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

De acordo com a Resolução Normativa Aneel n.º 414/2010, a medição é um processo realizado por equipamento que possibilite a quantificação e o registro de

grandezas elétricas associadas à geração ou consumo de energia elétrica, assim como à potência ativa ou reativa quando cabível.

2.1 Medição no ACR

No ACR os geradores e as distribuidoras necessitam ter os medidores associados ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que possuem a função de medir, armazenar e possibilitar a coleta de dados de medição de energia gerada e consumida, para que os montantes sejam contabilizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Para regulamentação da medição, há requisitos técnicos que devem ser observados pelos geradores e distribuidores. Os Procedimentos de Distribuição (Prodist) normatizam e padronizam atividades técnicas relacionadas ao sistema de distribuição de energia elétrica, enquanto os Procedimentos de Rede são regras preestabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o controle da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Há também os Procedimentos de Comercialização (PdCs), normas propostas pela CCEE com o intuito de detalhar como se deve operacionalizar os processos de comercialização.

No ACR, os requisitos do SMF cabem a geradores e distribuidoras, e a maioria das coletas de medição de unidades consumidoras cativas atendidas em baixa tensão é realizada por meio de medidores eletromecânicos (Figura 1), que funcionam por indução eletromagnética, a partir de um disco de metal que gira quando a eletricidade passa pelas bobinas, produzindo um campo magnético que impulsiona o disco girando-o quando a energia é consumida (Brasiltec, 2021).



Figura 1 Medidor eletromecânico de energia ciclométrico

Fonte: Fabricante Nansen (catálogo de produtos disponível em: www.americanas.com.br/produto/82265446?opn=YSMESP&sellerid=2071738700010).

A maioria das unidades consumidoras no Brasil possui medidores eletromecânicos, inclusive sem a possibilidade de coleta remota dos dados de medição, requerendo o deslocamento dos funcionários da concessionária até o local da medição de cada um dos consumidores para realizar a leitura dos dados mensalmente.

2.2 Medição no ACL

No ACL, todos os pontos de medição de interesse do mercado, ou seja, os geradores, distribuidoras, concessionárias e consumidores livres e especiais têm a medição de energia elétrica por meio de medidores eletrônicos (Figura 2), conforme os requisitos preestabelecidos do SMF.



Figura 2 Medidor eletrônico de energia

Fonte: Schneider Electric ION8650 (Catálogo de produtos disponível em: <https://www.se.com/br/pt/product-range/61053-ion8650/>).

Os medidores eletrônicos detalham informações sobre o consumo, e a medição é realizada remotamente, evitando o deslocamento de funcionários.

Todos os agentes do ambiente livre necessitam da instalação do Sistema de Medição para Faturamento, conforme os procedimentos estabelecidos no módulo 5 do Prodist e no módulo 12 dos Procedimentos de Rede.

3 EXPANSÃO DO MERCADO LIVRE

A abertura do mercado livre no Brasil tem se expandido nos últimos anos, e com perspectiva de crescer ainda mais, até chegar aos consumidores atendidos em baixa tensão. Neste módulo abordam-se os aspectos regulatórios associados a esse crescimento.

3.1 Evolução da abertura de mercado

O Decreto n.º 5.163 de 2004 formalizou o ACL como um ambiente no qual se negociam a compra e a venda de energia elétrica livremente e de forma bilateral.

A compra de energia no ACL é semelhante à compra de créditos para o celular ou quando se adquire conexão com internet, em que o consumidor escolhe de qual fornecedor irá adquirir determinado produto/serviço. Assim, os consumidores livres podem escolher de quem comprar energia e realizar essa negociação até mesmo diretamente com a geradora (usina), conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No ACL há dois tipos de consumidores: livres e especiais. Atualmente, o consumidor especial é aquele que tem demanda entre 500 e 1.500 kW e o consumidor livre apresenta demanda acima de 1.500 kW. O consumidor especial só pode comprar energia especial, aquela proveniente de fonte solar, eólica, biomassa ou de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs, usinas com limite de potência de 30 MW) e de centrais de geração hidrelétrica (CGHs, usinas com limite de potência de 5 MW), enquanto o consumidor livre pode adquirir energia de qualquer fonte.

O crescimento no mercado livre pode ser observado na Figura 3, na qual é possível verificar que, nos últimos anos, o número de consumidores quadruplicou. Até 2015 esse crescimento era equilibrado, porém o cenário mudou a partir de 2016, quando o crescimento foi em torno de 122% em relação ao ano anterior. Segundo a CCEE, 84% dos consumidores em 2018 tinham demanda entre 500 kW e 3 MW, ou seja, eram consumidores especiais. Em 2019, os consumidores livres representavam cerca de 30% da carga nacional (Correio Brasiliense, 2019).

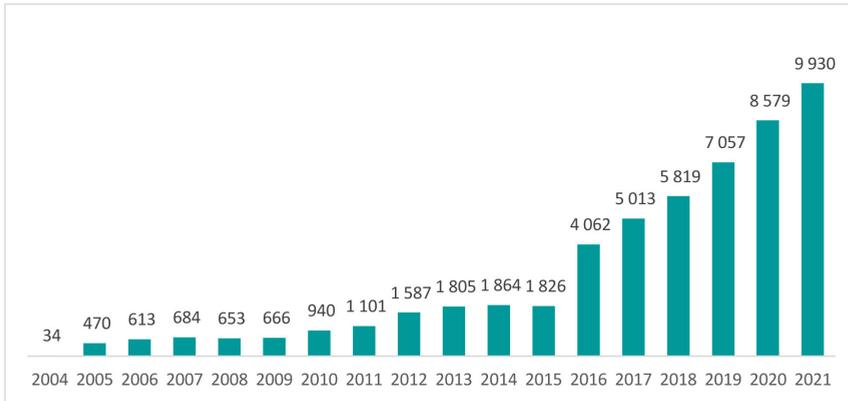


Figura 3 Quantidade de consumidores no Ambiente de Contratação Livre

Fonte: Elaborada pelos autores com base nos dados da CCEE.

3.2 Aspectos regulatórios

Em 2018, a Portaria n.º 514 do Ministério de Minas e Energia alterou os limites de demanda e flexibilizou o acesso ao mercado livre de energia elétrica. Em julho de 2019, a migração de consumidores livres passou a ser permitida para consumidores com demanda contratada de 2,5 MW, e 2,0 MW a partir de janeiro de 2020. Em 2019, a Portaria n.º 465 reduziu essa demanda, em que a partir de janeiro de 2021, o limite passou para 1,5 MW, e estabeleceu a redução do limite de demanda para 1,0 MW a partir de janeiro de 2022 e de 500 kW em janeiro de 2023.

Em adição, a Portaria MME n.º 465/2020 estabelece o prazo de janeiro de 2022, para que a Aneel e a CCEE apresentem estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW a partir de 1º de janeiro de 2024.

Em julho de 2022, mediante a Portaria MME n.º 672/2022, realizou-se a CP n.º 131/2022, que propõe a abertura de mercado para todas as unidades consumidoras do grupo de alta tensão (tensão igual ou superior a 2,3 kV) a partir de 1º de janeiro de 2024, mediante representação pelo agente varejista.

Em seguida, em setembro de 2022, a Portaria MME n.º 690/2022 propôs a abertura de mercado para os consumidores atendidos em baixa tensão a partir de janeiro de 2026, exceto aqueles classificados como residencial e rural, os quais poderão migrar para o ACL somente a partir de janeiro de 2028, mediante a representação pelo agen-

te varejista, bem como torna-se necessário avaliar a criação das figuras do Agregador de Medição e do Supridor de Última Instância (SUI), conforme nota técnica da CP n.º 137/2022.

Atualmente, todos os consumidores livres e especiais devem cadastrar os pontos de medição na CCEE. No entanto, com a ampliação da abertura de mercado, faz-se necessária a reestruturação dos procedimentos da modelagem e representação da medição das cargas.

4 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Este módulo analisa a propensão da abertura de mercado em outros países, que possa contribuir para a estruturação da medição no Brasil, com maior enfoque na Califórnia e no Texas.

4.1 Abertura de mercado em outros países

Estudos realizados pela Abraceel mostram que atualmente, na União Europeia, a maioria dos consumidores pode escolher de quem comprar energia elétrica, que o Japão caminha para esse cenário, na Oceania já é realidade, na América Latina há alguns países com limites de demanda inferiores aos do Brasil, no Canadá quase 80% dos consumidores possuem essa opção e que, nos Estados Unidos, 23 estados já adotaram essa reforma.

O estudo ainda revela que nos 23 estados americanos em que ocorreu a reforma da abertura de mercado, houve redução no preço da energia elétrica em cerca de 3,5%, enquanto nos estados que mantiveram o mercado regulado, houve um aumento nas tarifas em 8,2%, no período de 1997 a 2013. Portanto, entende-se que a abertura de mercado é favorável para os consumidores no quesito de redução tarifária (Abraceel, 2020).

A Figura 4 ilustra o consumo de energia no mundo e traz o *ranking* dos países que mais consomem energia (Enerdata, 2019). Os EUA possuem o segundo maior mercado de energia elétrica do mundo, com cerca de 25,737 TWh (2,213 Mtoe).



Figura 4 Consumo de energia no mundo, 2019

Fonte: Enerdata (2019).

Em decorrência da autonomia regional presente nos EUA, estados e cidades podem optar ou não por aderir a um mercado atacadista, desde que atendam a diretrizes da Federal Energy Regulatory Commission (Ferc). Todavia, o maior poder de regulação provém das agências reguladoras estaduais Public Utilities Commission (PUCs) (Viana, 2018).

Um estudo da consultoria Thymos (2021) apresenta as seguintes considerações de alguns países com relação à implementação dos *smart meters*:

- “As maiores *utilities* nos EUA e Canadá fizeram um amplo programa de substituição de medidores há mais de uma década, sendo que instituições menores também planejam substituir medidores por *smart meters*.”
- A União Europeia pretende instalar 223 milhões de *smart meters* até 2024, sendo que o índice de penetração atual de *smart meters* na Europa é de 72%.
- A China substituiu 476 milhões de medidores nos últimos anos.
- A Índia, Indonésia, Malásia, Filipinas, Singapura e Tailândia estão com projetos para substituição de medidores desde 2020.
- Entre 2009 e 2014, a Austrália substituiu 17 milhões de medidores eletromecânicos com mais de 30 anos de uso por *smart meters*. A partir das medições, o país estabeleceu nova estrutura tarifária (*cost reflective pricing*).”

Os dados da Figura 5 mostram que os EUA, após duas décadas de liberalização do mercado, alcançaram o índice de 78,9% de penetração de *smart meters*.

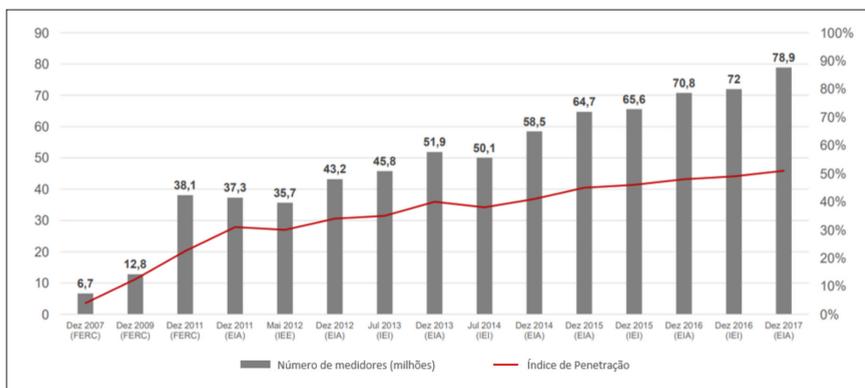


Figura 5 Penetração de smart meters nos EUA

Fonte: Thyos e Abraceel (Abraceel, 2020).

No que se refere ao agregador de medição, os países europeus, como Inglaterra, França e Itália, os da América do Norte, como Estados Unidos e Canadá, introduziram a figura do agregador de medição numa condição mais ampla do que a gestão da medição, possibilitando a esse agente a agregação de outros serviços.

Nos Estados Unidos e no Canadá, houve o surgimento de novos agregadores independentes, enquanto na Europa, a França é um dos poucos países que permite agregadores independentes representando consumidores residenciais.

Para Beuc (2016), a entrada de agregadores independentes no mercado deve ser facilitada, e os consumidores devem ter a liberdade de se envolver com o agregador independente de sua escolha, sem enfrentar qualquer tipo de obstáculo contratual. Os reguladores devem ter o controle da entrada de agregadores no mercado para facilitar o seu monitoramento, podendo intervir em possíveis prejuízos ao consumidor e ao setor de energia.

4.2 Califórnia ISO

O Independent System Operator (ISO) da Califórnia (Califórnia ISO ou CaISO) é regulamentado pela Ferc, uma agência federal independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo. A Califórnia Public Utilities Commission (CPUC) regula os serviços públicos pertencentes a investidores que operam na área de autoridade de equilíbrio ISO. As concessionárias de serviços públicos na Califórnia são regulamentadas por seus respectivos conselhos municipais ou outros órgãos de governança. O ISO gerencia o fluxo de eletricidade através das linhas de

alta tensão e de longa distância para a rede que atende cerca de 80% da Califórnia e uma pequena parte de Nevada. A corporação é responsável pela transferência de energia para residências e comunidades.

A cada 5 minutos, o ISO prevê a demanda elétrica e despacha o gerador de menor custo para atender à demanda, garantindo capacidade de transmissão suficiente para o fornecimento de energia (California ISO, 2021).

No que tange à medição, os dados de energia gerada e consumida são coletados por meio da medição direta. A telemetria permite que o ISO gerencie e monitore a geração de energia em tempo real. Portanto, a medição é realizada por medidores eletrônicos. Os consumidores precisam obter a Certification of Metering Facilities (Certificação de Instalação de Medição), conforme regulamentação ISO. As comunicações do medidor precisam estar de acordo com o ISO, e a instalação de medição deve estar de acordo com os critérios de certificação referidos no CaISO.

Os medidores são conhecidos como Medidor de Qualidade de Liquidação (SQMD). Na ausência de SQMD, os dados são estimados.

Os dados do medidor são adquiridos por meio de comunicação dos medidores da ISO Metered Entity (ISOME) ou podem ser enviados pelo Sistema de Dados do Medidor de Qualidade do Acordo (SQMDS). Antes que os dados sejam postados no SQMDS, eles passam por validação para garantir a correta formatação dos contratos ativos. Uma vez que os dados do medidor foram postados no SQMDS, eles são coletados para o mercado de processamento de liquidação. Os coordenadores de programação podem acessar diretamente os dados do medidor para as entidades medidas que eles representarem, por meio dos Sistemas de Dados do Medidor de Qualidade do Acordo (SQMDS) (California ISO, 2021).

4.3 Electric Reliability Council of Texas - Ercot

O Electric Reliability Council of Texas (Ercot) é uma organização que gerencia a transmissão, distribuição e pagamento de eletricidade para aproximadamente 90% do Texas (Quick Eletricity).

O Ercot é um mercado competitivo no qual a maioria das cidades conta com a liberdade total de escolha do consumidor de energia elétrica. É considerado um mercado desenvolvido, no que tange a *smart grids* e a programas de resposta da demanda, em que as distribuidoras atuam fortemente com os consumidores comerciais e residenciais, no sentido de prover serviços de resposta em emergência (Viana, 2018).

Embora seja possível escolher o fornecedor de eletricidade no território Ercot, os *transmission and distribution utility* (TDUs) já têm territórios definidos. De acordo com o *site* da Quick Eletricity, se cada concessionária tivesse sua própria rede, as ruas

ficariam saturadas de fiação e os custos de eletricidade seriam muito mais altos. Portanto, o Texas permite a competição entre provedores, mas todos eles compartilham a rede física em uma área sob a gestão de um TDU.

No Texas, os fornecedores de eletricidade compartilham redes operadas por empresas de transmissão e distribuição. Portanto, a mudança de fornecedor de energia elétrica é um processo 100% digital, sem mudança de ligações físicas. Isso é possível devido aos medidores inteligentes que foram instalados em todo o Texas, e o procedimento é semelhante à troca de operadora de celular (Quick Electricity).

5 METODOLOGIA

Para a avaliação dos custos embutidos na substituição de medidores, elaborou-se um painel contendo os custos para compra do equipamento de diferentes fornecedores e estimaram-se os custos para instalação do medidor por unidade consumidora.

Por meio desse levantamento, apresenta-se uma estimativa de custo total (equipamento e instalação) para implementação dos *smart meters*.

Por fim, desenvolvem-se uma pesquisa e análise da regulamentação e de fontes de recursos para implementação de projetos dos medidores inteligentes.

6 RESULTADOS

6.1 Análise da quantidade de consumidores no Brasil

De acordo com o cenário regulatório, nos próximos quatro anos há uma previsão da ampliação da abertura do mercado livre de energia elétrica no Brasil, a partir da diminuição da faixa de demanda contratada, conforme Tabela 1.

TABELA 1

Faixa de demanda contratada dos consumidores livres no Brasil

| Vigência | Faixa de Demanda (D) |
|------------|---------------------------|
| 01/01/2021 | $D \geq 1.500 \text{ kW}$ |
| 01/01/2022 | $D \geq 1.000 \text{ kW}$ |
| 01/01/2023 | $D \geq 500 \text{ kW}$ |
| 01/01/2024 | $D < 500 \text{ kW}$ |

Fonte: Elaborada pelos autores com base na Portaria MME n.º 465/2019.

Com isso, foi analisado o mercado de baixa e alta tensão do país, visando a compreender um potencial de migração de consumidores cativos para o ACL, e a consequente necessidade de adequação dos medidores de energia elétrica.

No Brasil, os consumidores são classificados em dois grupos: A e B. Segundo a Aneel, o grupo A compreende unidades consumidoras de alta tensão (subgrupos A1, A2 e A3), média tensão (subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (subgrupo AS), com tensão igual ou superior a 2,3 kV. E o grupo B é composto pelas unidades consumidoras da baixa tensão, das classes residencial (subgrupo B1), rural (B2) e demais classes (B3) e iluminação pública (B4), com tensão inferior a 2,3 kV.

6.1.1 Grupo A

A Figura 6 sintetiza o resultado de um estudo elaborado pela Abraceel, com dados de 2019.

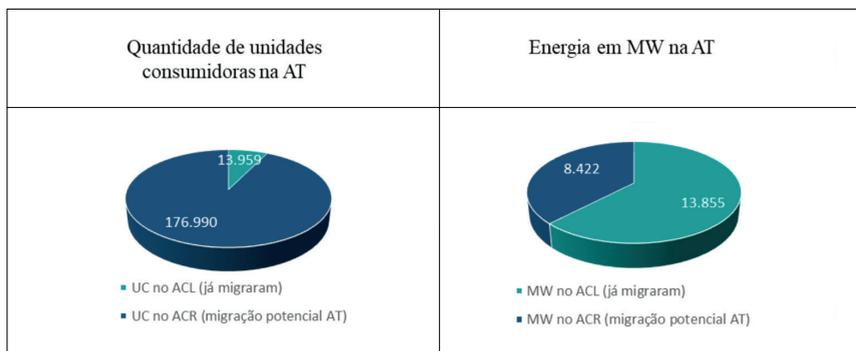


Figura 6 Mercado de alta tensão

Fonte: Elaborada pelos autores com base na Abraceel (2021).

O mercado de alta tensão (em 2019) é composto por 191 mil unidades consumidoras, das quais cerca de 7% estão no ACL, e há um potencial de quase 177 mil unidades consumidoras do grupo A migrarem para o ACL até 2024, de forma gradual. Na Tabela 2, pode-se observar a faixa de demanda das unidades que continuam no ACR.

TABELA 2

Mercado de AT no ACR

| Mercado no Ambiente de Contratação Regulada - ACR - BDGD 2019 | | | | | |
|---|---------|------|----------|-----|------------------|
| Faixas de Demanda (D) | UC | %AT | MWmédios | %AT | Ano de liberação |
| $D \geq 1.500 \text{ kW}$ | 2.148 | 1% | 1.711 | 8% | 2021 |
| $1.000 \text{ kW} \leq D < 1.500 \text{ kW}$ | 2.319 | 1% | 636 | 3% | 2022 |
| $500 \text{ kW} \leq D < 1.000 \text{ kW}$ | 9.214 | 5% | 1.396 | 6% | 2023 |
| $D < 500 \text{ kW}$ | 163.309 | 86% | 4.680 | 21% | 2024 |
| Total de UC no ACR | 176.990 | 100% | 8.422 | 38% | |

Fonte: Elaborada pelos autores com base na Abraceel (2021).

Para o ano de 2024, há uma potencial migração de cerca de 164 mil unidades consumidoras do grupo A do ACR para o ACL.

6.1.2 Grupo B

A Figura 7 apresenta a estimativa das unidades consumidoras do grupo B, por classe de consumo.

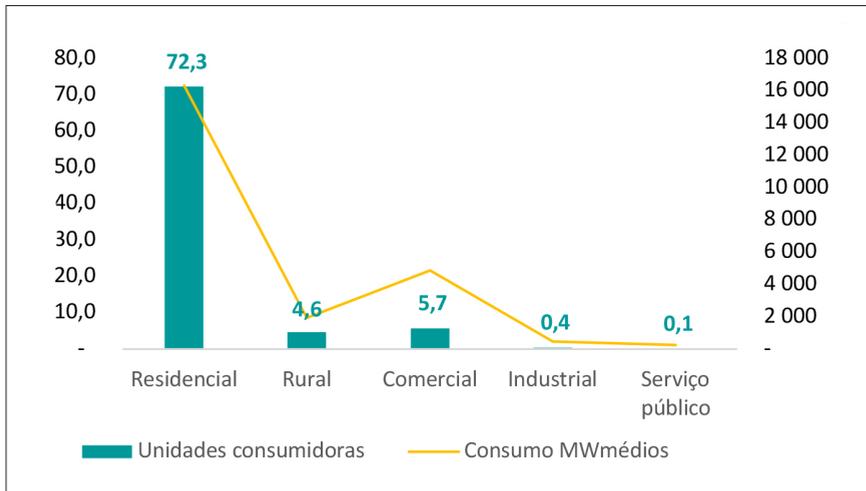


Figura 7 Estimativa do mercado de BT por classe (UC em milhões)

Fonte: Elaborada pelos autores com base na Abraceel (2021).

O grupo B é composto por mais de 83 milhões de unidades consumidoras, sendo que 87% são consumidores residenciais, equivalente a mais de 72 milhões de UCs, com demanda de 16 MW médios.

6.2 Avaliação de custos

Inicialmente levantou-se o custo de medidores inteligentes importados e vendidos no Brasil, de três fornecedores diferentes, conforme Tabela 3, resultando em um custo médio de R\$ 343,73 por medidor.

TABELA 3

Custo médio de medidores de energia elétrica

| Características | Fornecedor | Custo medidor (R\$) |
|--|------------|---------------------|
| Medidor de energia trifásico | A | 299,00 |
| Medidor de energia inteligente Wi-Fi | B | 299,00 |
| Medidor de energia inteligente 230/400 V 5-100 A | C | 326,91 |
| Medidor de energia inteligente | D | 450,00 |

Fonte: Elaborada pelos autores.

A fabricação de medidores no Brasil ainda não é comum, mas há alguns projetos em andamento com distribuidoras e universidades para que a fabricação ocorra no país e, conseqüentemente, fomente a troca de eletromecânicos por *smart meters*. Já há fabricação de medidores de energia pela Enel, aprovados pelo Inmetro, um investimento de R\$ 121 milhões para a fabricação de 300 mil deles. Estima-se o custo médio desse investimento em cerca de R\$ 403,33 por medidor.

Ressalta-se que o principal fator atrelado ao custo-benefício são as funcionalidades do equipamento. Na Tabela 4 verifica-se a proposta de requisitos técnicos dos medidores de energia para o grupo de baixa tensão.

TABELA 4

Requisitos técnicos para medidores inteligentes BT

| REQUISITOS TÉCNICOS - MEDIDORES INTELIGENTES | |
|---|---|
| REQUISITOS E FUNCIONALIDADES | BAIXA TENSÃO (PROPOSIÇÃO) |
| 1.) EXATIDÃO | 1% OU MELHOR |
| 2.) MEDIDOR RETAGUARDA | NÃO |
| 3.) CERTIFICAÇÃO | INMETRO |
| 4.) GRANDEZAS A MEDIR | Wh, varh, I, V, W, VA, p, f, UFER, DMCR |
| 5.) MEMÓRIA DE MASSA | SIM |
| 6.) QUADRANTES | V rms, VTCD, DIC, FIC |
| 7.) GRANDEZAS A MEDIR QUALIDADE DE ENERGIA | SIM |
| 8.) RELÓGIO.CALENDÁRIO INTERNO | SIM |
| 9.) INTERFACE DE COMUNICAÇÃO | SIM |
| 10.) PORTAS DE COMUNICAÇÃO (ACESSO CONSUMIDOR E CONCESSIONÁRIA) | SIM |
| 11.) LEITURA REMOTA | SIM |
| 12.) CORTE E RELIGA | SIM |
| 13.) MULTITARIFICAÇÃO | SIM |
| 14.) PROGRAMAÇÃO HORÁRIO VERÃO | SIM |
| 15.) PARAMETRIZAÇÃO CÓDIGO 14 DÍGITOS (CCEE) | SIM |
| 16.) PARAMETRIZAÇÃO INTERVALOS INTEGRAÇÃO (5 A 60 MIN) | SIM |
| 17.) ALARME ANTIFRAUDE | SIM |

Fonte: Capetta (2014).

Nessa proposta estão englobadas funcionalidades que permitam à distribuidora e ao consumidor monitorarem os dados de consumo integralizados remotamente. É importante a integralização dos dados em 60 minutos, já que no ambiente livre o preço no mercado de curto prazo (PLD) possui variação horária.

Além disso, é importante prever a possibilidade de a distribuidora fazer o desligamento ou religamento do fornecimento de energia remotamente e identificar pontos de perda ou furto de energia.

Para a abertura de mercado aos consumidores do grupo B, é fundamental a regulamentação de requisitos mínimos dos medidores inteligentes, para que as distribuidoras mantenham um padrão dos medidores e da qualidade dos dados coletados. A regulamentação favorecerá a segurança e a qualidade dos dados da distribuidora como prestadora do serviço e do consumidor como usuário do sistema elétrico.

A partir dos requisitos mínimos, ficará a critério das distribuidoras ou dos consumidores qual fornecedor de medidores escolher. Como exemplo, o medidor de determinado fornecedor, indicado para o grupo B, possui memória de massa para levantamento de curva de carga, indicação de eventos contra intervenções não autorizadas e eventos de rede, opções de módulos de comunicação, relés de corte/religa integrados e módulo de qualidade de energia opcional, sendo seu custo, em média, R\$ 450,00, englobando o custo de instalação e a utilização do *software* do medidor.

As distribuidoras de energia já possuem uma rede de comunicação adequada para o monitoramento remoto de suas cargas, sendo necessário somente a adaptação dos medidores de eletromecânicos para os eletrônicos inteligentes.

6.2.1 Investimento total

Para realização do levantamento do investimento total de uma distribuidora na substituição dos medidores de energia dos consumidores do grupo de baixa tensão, considerou-se o custo médio de R\$ 450,00 (medidor que atende aos requisitos mínimos) pelo equipamento e instalação. Na Tabela 5, é exibido o levantamento do custo da troca dos medidores para cada subgrupo do grupo de baixa tensão.

TABELA 5

Estimativa de investimento na substituição de medidores de energia na BT

| Classe | Subgrupo | Unidades consumidoras | %Unidades consumidoras | Consumo MWmédios | %Consumo | Investimento médio (R\$) |
|-----------------|----------|-----------------------|------------------------|------------------|-------------|--------------------------|
| Residencial | B1 | 72.300.487 | 87% | 16.319 | 68% | 32.535.219.150 |
| Rural | B2 | 4.603.554 | 6% | 1.934 | 8% | 2.071.599.300 |
| Comercial | | 5.738.646 | 7% | 4.860 | 20% | 2.582.390.700 |
| Industrial | B3 | 413.863 | 0% | 487 | 3% | 186.238.350 |
| Serviço público | | 93.444 | 0% | 256 | 1% | 42.049.800 |
| TOTAL | | 83.149.994 | 100% | 23.856 | 100% | 37.417.497.300 |

Fonte: Elaborada pelos autores.

Destaque-se que o valor do investimento não ocorrerá integralmente, mas de maneira gradual, pois os consumidores das classes residencial, rural, comercial, industrial e do serviço público irão migrar para o ACL voluntariamente, de acordo com a faixa de demanda de consumo estabelecida na regulação vigente. Sendo assim, a tabela demonstra uma perspectiva de investimento ao longo do tempo (entre 10 e 15 anos).

6.3 Regulação

A Figura 8 ilustra o *RoadMap* com os marcos da evolução regulatória que impactou a medição de faturamento dos consumidores do ACL.

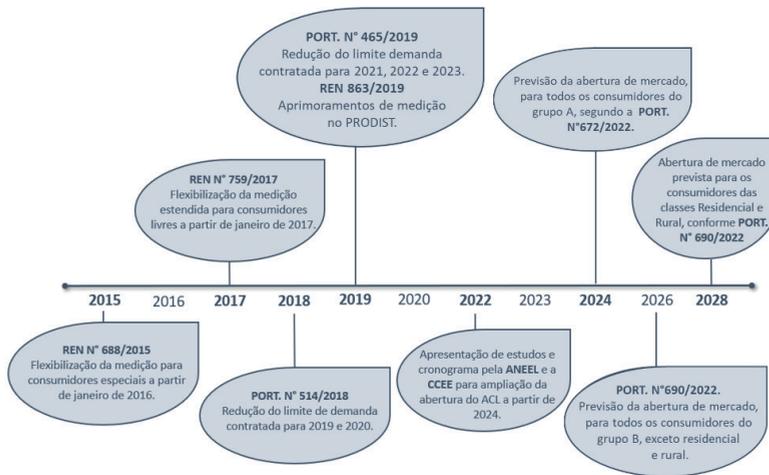


Figura 8 RoodMap da evolução regulatória da medição no ACL

Fonte: Elaborada pelos autores.

Em 2015, foi publicada pela Aneel a Resolução Normativa n.º 688/2015, que flexibilizou o Sistema de Medição para Faturamento (SMF) para os consumidores especiais conectados na distribuição, tornando facultativa a utilização de medidores retaguarda e de cabos blindados na instalação elétrica.

A partir de 2017, tal resolução foi revogada pela Resolução Normativa n.º 759/2017, que expandiu a flexibilização do SMF para os consumidores livres, com o objetivo de diminuir os custos do SMF e ampliar a migração de consumidores.

A partir desse cenário regulatório, há uma previsão da abertura de mercado total no Brasil nos próximos anos. Contudo, é preciso uma revisão dos requisitos técnicos para tratar o grupo de baixa tensão (grupo B).

Considerando o possível aumento das unidades consumidoras nos próximos anos, o serviço de agregação dos dados de medição deve ser discutido com a sociedade e regulamentado pela Aneel com o objetivo de imprimir novo processo de disponibilização de dados para medição para a contabilização em bloco dos montantes de energia. Além disso, é importante estabelecer as responsabilidades técnicas, prazos, padrões e fiscalização dos serviços de agregação da medição, tal como critério para classificar os blocos de unidades consumidoras, dentre outros.

6.4 Proposta para o serviço de agregação de medição

Com a redução gradual dos requisitos para migração para o ambiente livre, faz-se necessária a agregação dos dados de medição que, segundo a CCEE, é a criação de uma figura que reúna todas as cargas representadas por um agente em determinada área de concessão, que passariam a ser vistas como uma única carga perante a CCEE (sem a necessidade de modelagem e medição individual pela CCEE).

Inicialmente, o papel de agregador de medição poderia ser de responsabilidade das distribuidoras, agregadores independentes ou por comercializadoras como um novo modelo de negócios. As distribuidoras já possuem estrutura técnica, pois já realizam o serviço de medição e leitura, mas com a agregação, encaminhariam relatórios de informações para a CCEE e assumiriam responsabilidades e obrigações operacionais.



Figura 9 Atuação do agente varejista

Fonte: CCEE (2016).

O agente varejista é um potencial representante para os consumidores de baixa tensão e, assim, o possível responsável por toda a parte de habilitação técnica dos seus clientes e por repassar os dados de medição de energia em bloco para a CCEE, como apresentado na Figura 9. O repasse de dados de consumo em bloco dessa classe de consumidores facilita o processo de contabilização na CCEE, simplificando o monitoramento de milhões de consumidores da baixa tensão.

O mercado cativo de distribuição é composto por mais de 83 milhões de consumidores, e vislumbrando um futuro cenário de abertura de mercado que comporte a migração e manutenção desses consumidores, a figura do agregador de medição seria

a facilitadora de todo o processo de gestão dos dados de medição, os quais seriam contabilizados e liquidados na CCEE.

Nesta seção apresentam-se alguns fluxos das figuras do agregador de medição por uma distribuidora, um agente varejista ou por um agregador independente.

Na Figura 10, é ilustrada a proposta da *distribuidora* como o agregador dos *dados de medição*, o responsável por coletar e agregar os dados em bloco de cada unidade consumidora de acordo com os critérios a serem estabelecidos em procedimentos e regulamentos futuros, como já ocorre atualmente no mercado cativo e livre. Como exemplo, pode-se utilizar o critério de bloco por área de concessão, ou por faixa de tensão de determinado grupo de consumidores. Após a agregação, os dados poderão ser disponibilizados em uma plataforma específica, à qual a CCEE e o agente varejista possam ter acesso.

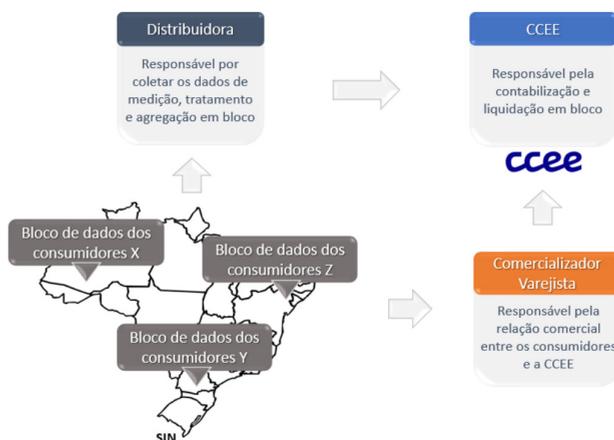


Figura 10 Distribuidora como agregador de medição

Fonte: Elaborada pelos autores.

Já a Figura 11 ilustra a proposta de o agregador de medição ser o *comercializador varejista*; nesse cenário, é necessário que o varejista adquira a *expertise* da operação da medição. Dessa forma, a distribuidora realizaria a coleta e o varejista seria responsável pelo tratamento e disponibilidade dos dados de medição em bloco para a CCEE, além da responsabilidade da gestão comercial e financeira entre os consumidores e a CCEE.

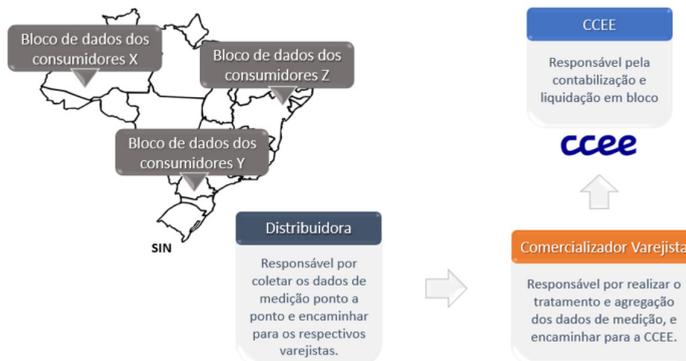


Figura 11 Varejista como agregador de medição

Fonte: Elaborada pelos autores.

Na Figura 12, apresenta-se a proposta do *agregador de medição independente*, na qual há oportunidade de ser criado um agente no mercado que seria responsável técnico pelos dados de medição, de acordo com requisitos que serão regulamentados. Portanto, o agregador independente faria a coleta e o tratamento dos dados de medição e os disponibilizaria em bloco em uma plataforma específica para a CCEE e para o varejista, sendo necessária a criação de uma plataforma integrada e a estruturação da comunicação para essa nova rede de serviços de medição.

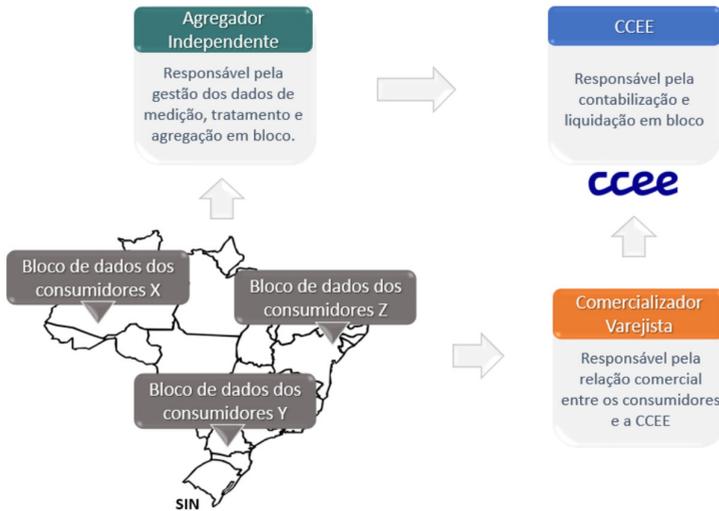


Figura 12 Agregador de medição independente

Fonte: Elaborada pelos autores.

7 CONCLUSÃO

Dentre os temas prioritários para abertura de mercado, a CCEE publicou em novembro de 2021 uma NT que expõe que os atuais requisitos do sistema de medição para alta tensão não são compatíveis para os consumidores de pequeno porte, em função de custos e esforços envolvidos nas adequações. Dessa forma, a CCEE defende a necessidade da revisão desses requisitos. Também destaca que a substituição do parque de medição dos consumidores do grupo B deve ser regulada e considerada opcional ao consumidor.

No que tange aos requisitos técnicos para a Tomada de Subsídio n.º 010/2021 da Aneel, observa-se que a maior parte das associações é a favor da substituição dos medidores eletromecânicos por *smart meters*. Todavia, advogam que esse não seja um fator impeditivo para a abertura de mercado no Brasil, evitando custos e barreiras para a migração. Além disso, dentre algumas sugestões do mercado, destaca-se a troca de medidores em massa por meio de políticas públicas, com custos previstos nas revisões tarifárias periódicas e reajustes anuais.

A substituição dos medidores convencionais por *smart meters* é viável desde que haja investimento público, com custos previstos nas revisões tarifárias periódicas, e que não seja um requisito obrigatório para a abertura de mercado no Brasil. Para os consumidores que optarem por manter o medidor convencional após a migração para o ACL, poderão ser utilizados os dados de medição de uma curva de carga típica horária para a contabilização do PLD horário, com ciclos de leitura distintos dos demais consumidores.

É fundamental que os ganhos da substituição dos equipamentos de medição sejam demonstrados para os consumidores, a fim de incentivar a troca dos medidores. O intuito dos medidores inteligentes é trazer benefícios para distribuidoras, geradoras, consumidores e para a sociedade. A partir da monitoração de dados de energia em tempo real, o gerador consegue oferecer um serviço com maior qualidade, enquanto os consumidores passam a gerir seus recursos de maneira eficiente, podendo monitorar seu consumo em tempo real e provocar economia em sua conta de energia, sendo possível a utilização de fontes renováveis.

O serviço de Agregação dos Dados de Medição deve ser objeto de abordagem com a sociedade e regulamentado pela Aneel, a fim de estabelecer os papéis e responsabilidades desse novo serviço que se faz necessário, considerando os milhões de unidades consumidoras do ACR que possam migrar futuramente para o ACL. Propõe-se que, inicialmente, o serviço seja realizado pelas distribuidoras, as quais já possuem *expertise* na medição, mas, futuramente, o ideal seria implementar o agregador independente, por promover uma competição natural, em que o consumidor poderá escolher livremente o prestador desse serviço, assim como ocorre com os serviços de internet no Brasil. O serviço de agregação não é uma questão que se limita à simplicidade operacional e redução de custos de adesão à CCEE, mas de isonomia, de o tratamento do varejo ser diferente do tratamento das cargas do atacado. Cabe à CCEE verificar a medição ponto a ponto de cargas do mercado atacadista, e, para o mercado varejista, a gestão da medição passaria a ser pelo agregador.

PROPOSAL FOR THE REVISION OF TECHNICAL REQUIREMENTS MEASUREMENT OF ELECTRICAL ENERGY: EXPANSION OF THE OPENING OF THE FREE MARKET IN BRAZIL

Abstract

For structuring the review of the electrical energy measurement technical conditions, in Brazil, due to expansion of Free Contracting Environment, the meters substitution is not a requirement for expansion when it is about millions of consumers units already

there are in the country, however it would be an important improve that would facility the information flux among consumers and energy suppliers. Considering this situation, this work evaluates the economic viability of the electromechanical meters for smart meters and bring proposals for adding value to the data measurement. Furthermore, it has made a study about meter's substitution related to open market expansion in other countries, which has demonstrated effectiveness in put smart meters on market. Considering the particularity about the energy Brazilian market, this work contemplates the smart meters costs and the regulatory conditions, which structure the substitution of the energy meters from de low voltage group. After this, it is proposed service models for the measurement aggregator due to facilitate the measurement in the energy retail market management. In conclusion, a measurement regulation proposal is carried out in order to efficient management of the consumer units from de low voltage group.

Keywords: Free Contracting Environment. Open market. Measurement regulation.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Estudo Abraceel/Thymos – abertura integral do mercado de energia elétrica*. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/destaques/2020/11/estudo-abraceel-thymos-abertura-integral-do-mercado-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 15 ago. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Relatório completo: Potencial do mercado livre de energia no Brasil*. 10 fev. 2021. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2021/04/Relat%C3%B3rio-Completo-Potencial-Mercado-Livre-Brasil-10fev2021.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2021.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de distribuição*. Prodist. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 10 ago. 2021.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n.º 414, de 9 de setembro de 2010. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 115, 15 set. 2010.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n.º 863, de 3 de dezembro de 2019. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 141, 19 dez. 2019.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n.º 570, de 23 de julho de 2013. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 65, 1º ago. 2013.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 10 ago. 2021.

BRASIL. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. *Regulamentação da comercialização de energia elétrica*. *Diário Oficial da União*: edição extra, Brasília, DF, p. 1, 30 jul. 2004.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria n.º 440, de 15 de abril de 2010. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 16 abr. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria n.º 465, de 20 de março de 2020. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 133, 23 mar. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria n.º 518, de 27 de dezembro de 2018. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, p. 443, 28 dez. 2018.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia. *Submódulo 1.2 cadastro de agentes, dos procedimentos de comercialização*. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 20 ago. 2021.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia. *Submódulo 2.1 coleta e ajuste de dados de medição versão 3.0, dos procedimentos de comercialização*. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 21 ago. 2021.

BRASILTEC. Disponível em: <https://www.brasiltec.ind.br/produto/1357601/medidores-de-consumo-kWh>. Acesso em: 21 ago. 2021.

CABELLO, A. F. *Radar IPEA* – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, São Paulo, n. 19, p. 48, abr. 2012.

CALIFORNIA ISO. 2021. Disponível em: <http://www.caiso.com/participate/Pages/MeteringTelemetry/Default.aspx>. Acesso em: 21 ago. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Comercialização Varejista*. 2016. Disponível em: https://capacita.ccee.org.br/auth/signin?intended=%2Fhome%2Fchoice_courses%3Fcategory_filter%3D796. Acesso em: 19 nov. 2021.

CAPETTA, D. *Contribuições para o estabelecimento de um programa de redes elétricas inteligentes no âmbito do setor elétrico brasileiro*. 2014. 228 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

CORREIO BRASILIENSE. 'Energia livre' já representa 30% da carga do setor elétrico. Disponível em: https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2019/02/11/internas_economia,736677/energia-livre-ja-representa-30-da-carga-do-setor-eletrico.shtml. Acesso em: 12 jun. 2021.

CPFL ENERGIA. Disponível em: <https://www.rge-rs.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 12 maio 2021.

DEPURO, S. S. S. R. *et al.* *Smart meters for power grid* – challenges, issues, advantages and status. In: IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011, Phoenix, AZ. *Proceedings* [...]. Phoenix, AZ, 2011. p. 20-23.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 10 jun. 2021.

ENERDATA. *World consumption statistics*. 2019. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>. Acesso em: 10 ago. 2021.

KUP, M. T. *Estudo da medição inteligente para consumidores residenciais no Brasil*. 2015. 72 f. Monografia (Especialização em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Cartilha do sistema de medição para faturamento* – Nota Técnica n.º 0170, dez. 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: jul. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de rede*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 3 jul. 2021.

QUICK ELECTRICITY. Disponível em: <https://quickelectricity.com/es/que-es-ercot/>. Acesso em: 10 maio 2021.

THE EUROPEAN CONSUMER ORGANISATION. Portal Beuc, 2016. Disponível em: <https://www.beuc.eu/>. Acesso em: 12 maio 2021.

THYMOS ENERGIA. *Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica: apontamentos relevantes*. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://abraceel.com.br/biblioteca/estudos/2020/11/estudo-abraceel-thymos-abertura-integral-do-mercado-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 15 ago. 2021.

VIANA, A. G. *Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil*. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

Contato

Luiz Henrique Alves Pazzini
pazzini@mackenzie.br

Tramitação

Recebido em: 03/08/2022

Aprovado em: 27/03/2024