

Nota Técnica nº 0098/2012-SRD/ANEEL

Em 29 de junho de 2012.

Processo: 48500.005714/2009-46.

Assunto: Proposta de Resolução Normativa com base na avaliação do processo de Audiência Pública nº 43/2010, instaurada com o objetivo de coletar subsídios acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B.

I. DOS OBJETIVOS

Um dos objetivos da presente Nota Técnica é apresentar a análise das contribuições recebidas por meio do processo instaurado pela Audiência Pública – AP nº 43/2010, a qual teve a finalidade de discutir minuta de Resolução Normativa que estabelece requisitos mínimos dos sistemas de medição de energia elétrica instalados em unidades consumidoras do Grupo B.

2. Nesse contexto, outro objetivo é subsidiar a Diretoria Colegiada da ANEEL na avaliação e deliberação sobre a minuta de Resolução Normativa revisada, considerando as discussões realizadas em todas as etapas do processo. A análise detalhada das contribuições encaminhadas no âmbito da referida Audiência encontra-se no documento anexo a esta Nota Técnica “Relatório de Análise de Contribuições – Análise de Contribuições Referente à Audiência Pública nº 43/2010”.

II. DOS FATOS

3. Tendo em vista o uso disseminado de equipamentos eletrônicos de medição, a ANEEL deu início às atividades para estudo do tema. Inicialmente, destaca-se que, durante todo o processo de análise, a Agência realizou reuniões técnicas com fabricantes de medidores, provedores de tecnologia, distribuidoras, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, instituições do setor elétrico, entre outros agentes envolvidos no tema. Nessas reuniões, discutiram-se aspectos relacionados à implantação da medição eletrônica no Brasil, tais como funcionalidades, custos, tecnologias e a regulamentação metrológica.

4. Além destas reuniões técnicas, outras importantes etapas foram realizadas, conforme detalhado a seguir. Nos dias 24 e 25 de setembro de 2008, a ANEEL promoveu em Brasília o Seminário Internacional Sobre Medição Eletrônica, com objetivo de estimular a discussão sobre a implantação de

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

medição eletrônica em unidades consumidoras de baixa tensão, envolvendo tópicos como abordagem regulatória, funcionalidades agregadas e experiências de implantação. Durante o referido seminário, além de representantes nacionais de empresas e associações do setor elétrico, estiveram presentes palestrantes da Itália, Espanha e Canadá, os quais apresentaram a experiência sobre o assunto, tendo em vista que esses países já haviam desenvolvido estudos, regulamentação e, em alguns casos, a própria implantação dos novos medidores.

5. Posteriormente, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 015/2009, na qual se optou por não disponibilizar uma minuta de Resolução, mas um texto para discussão em que eram ponderados tópicos de interesse e apresentadas perguntas específicas para estimular contribuições. Em sequência, no dia 16 de setembro de 2009, foi realizada a sessão presencial da Audiência para o Público Interno – API, cujo objetivo era debater o assunto com as diversas superintendências da ANEEL.

6. Já em abril de 2010, foi criado Grupo de Trabalho pelo Ministério de Minas e Energia – MME, conforme estabelecido pela Portaria MME nº 440, de 15 de abril de 2010. O objetivo do grupo, foi *“analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – Smart Grid”*, abordando os seguintes aspectos: (i) o estado da arte de programas de “Smart Grid”; (ii) proposta de adequação de regulamentos no âmbito da distribuição; (iii) identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no país; e (iv) regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado.

7. Também mantendo relação direta com a medição, ressalta-se a realização das atividades relacionadas à regulamentação de tarifas diferenciadas. Nesse âmbito, a ANEEL realizou a Consulta Pública – CP nº 011/2010 e, em sequência, instaurou a Audiência Pública – AP nº 120/2010. O objetivo dos debates foi obter subsídios e informações adicionais referentes à alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

8. Essa AP resultou na publicação da Resolução Normativa – REN nº 464, de 22 de novembro de 2011, que aprovou o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. A norma define as diretrizes de cálculo para aplicação da tarifa horária em baixa tensão – a tarifa branca. Sua efetiva implantação depende ainda da substituição dos medidores existentes e, principalmente, da definição de critérios comerciais para a migração da modalidade de faturamento. A tarefa de definir esses critérios consta na Agenda Regulatória indicativa da ANEEL para o biênio 2012/2013, aprovada pela Portaria nº 2.082, de 31 de janeiro de 2012.

9. Outra importante iniciativa refere-se à chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D Estratégico nº 011/2010, realizada em agosto de 2010. Na chamada, a ANEEL objetivava apresentar a motivação, as características e os critérios para execução de projeto sobre o “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”, o qual foi desenvolvido conjuntamente por diversas empresas do setor elétrico nacional. Ainda que o projeto não tenha sido oficialmente encerrado, os estudos já apresentaram contribuições para os estudos aqui apresentados.

10. Relata-se ainda o fato de o tema medição eletrônica ter sido escolhido pela Diretoria da ANEEL como projeto piloto para implantação de metodologia de Análise de Impacto Regulatório – AIR na Agência, dado a complexidade e importância da regulamentação associada. O grupo de trabalho formado

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

iniciou suas reuniões em 2010 e foi composto por representantes de diferentes áreas da ANEEL (CGA, ASS, SRD, SPG, SMA, SRC e SPE¹), contando com auxílio de consultoria externa da Casa Civil da Presidência da República no âmbito do Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação – PRO-REG.

11. Como experiência inicial no âmbito da ANEEL, o referido projeto piloto realizou estudos de análise custo-benefício sobre a implantação dos medidores eletrônicos para consumidores de baixa tensão e os resultados estão presentes na Nota Técnica nº 0073/2011-SRD-CGA-ASS-SPG-SGE-SPE-SMA/ANEEL, de 15 de dezembro de 2011. O processo de realização dos estudos foi apresentado em fóruns de discussão com outras agências reguladoras, com a Casa Civil e com entidade dos Estados Unidos que trata do tema naquele país (*Office of Information and Regulatory Affairs – OIRA*).

12. Mantendo relação com o tema de redes elétricas inteligentes, em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. A norma retira barreiras que inviabilizavam a disseminação de pequena geração com fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, etc). Nesse sentido, permite-se que consumidores conectados em baixa tensão exportem energia à rede, abatendo a energia gerada de seus consumos nas faturas. Este tema está intimamente ligado à implantação de medidores eletrônicos na medida em que também ajuda a obter uma rede elétrica mais inteligente.

13. A realização da Audiência Pública – AP nº 43/2010 teve o objetivo específico de obter subsídios e informações adicionais para estabelecimento de Resolução Normativa acerca dos requisitos mínimos para os medidores eletrônicos em unidades consumidoras em baixa tensão. Além da própria minuta de Resolução, foi disponibilizada a Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17 de setembro de 2010, apresentando a análise e fundamentação para o debate com a sociedade.

14. A AP nº 43/2010 foi realizada com prazo para recebimento de contribuições entre 1º de outubro de 2010 e 28 de janeiro de 2011. A sessão presencial foi realizada em Brasília no dia 26 de janeiro de 2011. Ao final desse período, a ANEEL recebeu contribuições de 57 agentes, contemplando sugestões de associações setoriais, consumidores, consultores, distribuidoras, fabricantes de medidores, entre outros, conforme listado na Tabela 1. Na sessão presencial foram realizadas 19 exposições orais com apresentação de comentários e contribuições. Todos os documentos relativos à AP nº 43/2010 estão disponíveis na página eletrônica da ANEEL (www.aneel.gov.br), seguindo o seguinte caminho: Página Inicial >> Informações Técnicas >> Audiências / Consultas >> Audiências Públicas >> Audiência Ano 2010 – (Finalizado o período de contribuição em 2011).

¹ Chefia de Gabinete – CGA; Assessoria da Diretoria – ASS; Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD; Superintendência de Planejamento da Gestão – SPG; Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA; Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC; e Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

Tabela 1 – Lista de agentes que enviaram contribuições à AP nº 43/2010

Nº	Nome
1	Aclara Technologies
2	AES Eletropaulo
3	Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL
4	Agência Tocantinense de Regulamentação - ATR/TO
5	André Ricardo Helebrando
6	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDE
7	Associação Brasileira Indústria Nacional Eletroeletrônica - ABINEE
8	Cam Brasil Multiserviços Ltda
9	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
10	CEB
11	Celesc
12	Cemar
13	Cemig
14	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
15	Cesar Roberto
16	Ciaporte Soluções e Software Ltda
17	Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Enersul - CONCEN
18	Cooper Power Systems
19	Copel Distribuição
20	CPFL Energia
21	David Amor Garrido
22	EDP BRASIL
23	Elaine Zuchiwschi
24	Elektro
25	Elifaz Roman
26	Elo Sistemas Eletrônicos S.A.
27	Endesa Brasil
28	General Electric Energy do Brasil Ltda.
29	Genus S/A
30	Geração Renovável Sustentabilidade e Energia
31	Gestal - Gestão de Energia e Utilidades
32	Grupo Lincoln Consult
33	IBM Brasil - Indústria Maquinas E Serviços Ltda

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

Nº	Nome
34	IMS soluções em energia Ltda
35	INIJUÍ - RS
36	Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC
37	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO
38	ITRON Soluções Para Energia e Água Ltda
39	Jason Alvarenga
40	Jorge Hasegawa
41	Jorge Paredes
42	Lectron Indústria e Comércio Ltda
43	Liga de Amadores Brasileiros de Radio Emissão - LABRE
44	Light
45	Lúcia Lobel (ONS)
46	Milton S. O. Veríssimo (Consultor)
47	Petrobras
48	Procon-SP
49	Rede Energia
50	Roberto Domingues dos Santos
51	SIEMENS
52	Silver Spring Networks do Brasil Ltda
53	Sindicato Eletricitários de Campinas - STIEEC
54	State Grids
55	T - Systems do Brasil Ltda
56	Telmo Freire Guimarães
57	WEG Equipamentos Elétricos S.A. - Automação

15. Sobre a análise de contribuições, dentre as 212 sugestões recebidas, 15 foram aceitas e 46 foram parcialmente aceitas, com as respectivas implicações inseridas no texto da minuta de Resolução revisada. Na Tabela 2 encontra-se quantificada a decisão sobre o aproveitamento das contribuições. Em anexo a esta Nota Técnica, encontra-se o Relatório de Análise de Contribuições, contemplando o exame e a decisão sobre o aproveitamento de cada uma das contribuições recebidas na AP nº 43/2010 e a minuta de Resolução proposta pela área técnica após avaliação do processo de Audiência.

Tabela 2 – Quantitativo de contribuições recebidas por meio da AP nº 43/2010

Quantidade de Contribuições				
Aceita	Parcialmente aceita	Não aceita	Não aplicável	Total
16 (7,5%)	65 (30,7%)	126 (59,4%)	5 (2,4%)	212

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III. DA ANÁLISE

III.1 Iniciativas internacionais

16. Os estudos relacionados às redes inteligentes vêm se desenvolvendo em todo o mundo e a ANEEL sempre buscou analisar como o tema está sendo tratado em diversos países. Com isso, foi possível compreender os motivadores que levaram os países a tornar as redes elétricas mais inteligentes, as circunstâncias que levaram a essa decisão, as dificuldades encontradas e os benefícios alcançados. Desse conhecimento, pôde-se identificar o que é aplicável ao Brasil.

17. Para constatar como o tema está em evidência no mundo, basta observar o mapa *Smart Metering Projects Map* reproduzido na Figura 1. Nesse mapa, é possível obter informações sobre diversos usos de medição inteligente no mundo.



Figura 1: Mapa destacando experiências de uso de medição inteligente no mundo (2012).²

18. Como a observação das experiências internacionais constitui-se uma etapa importante para os estudos do tema no Brasil, é importante que se discorra, ainda que resumidamente, acerca dos principais casos no mundo. Em 2009, a União Europeia publicou a Diretiva nº 2009/72/CE, a qual estabeleceu a obrigatoriedade dos estados-membros de avaliar a implantação de medição inteligente. Um dos principais objetivos é permitir a livre escolha do fornecedor de eletricidade pelos consumidores. Antes da implantação, a Diretiva determina que os estados-membros façam uma avaliação econômica da substituição dos medidores até setembro de 2012. Se a avaliação de custos e benefícios for positiva, as autoridades competentes devem determinar que pelo menos 80% dos consumidores sejam contemplados com sistemas inteligentes de medição até 2020.

² Mapa disponível através do endereço eletrônico maps.google.com, *Smart Metering Projects Map* [acesso em 25/6/2012].

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

19. Além do foco da liberalização do mercado para os consumidores conectados em baixa tensão, a Diretiva também pode promover a eficiência energética no continente europeu e ajudar no alcance de duas metas do Plano de Ação 20/20/20: poupar 20% do consumo energético da União Europeia até 2020 e alcançar 20% de uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica até 2020³.

20. Em 2011, Itália e Suécia já se encontravam com mais de 90% dos consumidores com medidores inteligentes. Notícias anteriores ao agravamento da crise econômica relatam que Dinamarca, Finlândia, Holanda e Islândia haviam dado início à troca de medidores, enquanto que Grécia, Espanha e Reino Unido já decidiram por iniciar a substituição⁴. Nota-se na Europa que a decisão por implantar medidores inteligentes e iniciar a disseminação das redes inteligentes partiu de diretivas da União Europeia e foi replicada pelos governos dos países membros. Assim, há políticas governamentais específicas para redes inteligentes, as quais visam a liberalização do mercado e metas ambientais.

21. Os Estados Unidos também apresentam importantes iniciativas relacionadas às redes elétricas inteligentes. Em todo o país há diversas experiências pilotos, mas um uso mais expressivo de medição inteligente é encontrado no Texas e na Califórnia, cujos principais vetores são a liberalização do mercado, o aumento da confiabilidade da rede e a promoção da eficiência energética. Na esfera federal, foi lançado em 2009 um plano de recuperação e reinvestimento, o qual destinou US\$ 3,4 bilhões implantação de redes inteligentes. Na visão do governo norte americano, a tecnologia possibilita um sistema elétrico mais confiável, ganhos ambientais, geração de dezenas de milhares de empregos e uma economia de US\$ 20 bilhões durante a próxima década⁵. Nos Estados Unidos, além dos motivadores existentes na Europa – liberalização do mercado e eficiência energética –, a geração de empregos e a recuperação da economia também são vetores para a implantação da tecnologia. Também nesse país, o estímulo ao uso de redes inteligentes partiu de políticas públicas.

22. Na China, as redes inteligentes são necessárias para reduzir a dependência do carvão, integrar veículos elétricos e garantir o crescimento dos centros urbanos. Além disso, o país pretende se tornar referência no desenvolvimento da tecnologia⁶. Na Coreia do Sul também há um uso disseminado de redes inteligentes como foco na eficiência energética. Já no Japão, há diversos projetos pilotos integrando telecomunicação, geração renovável e controle de demanda através da tecnologia. Também nesses países orientais as redes inteligentes passaram a ser fortemente estudadas a partir do desenvolvimento de estratégias governamentais.

³ Informações sobre o Plano 20/20/20 retiradas do endereço eletrônico www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081216IPR44857+0+DOC+XML+V0//PT [acesso em 27/6/2012].

⁴ Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural – Relatório 2E/G: Experiência de outros países. Kema, Lisboa, 2012.

⁵ cleantechnica.com/2009/10/27/obama-announces-new-recovery-act-smart-grid-funding-34-billion/ [acesso em 27/6/2012].

⁶ *Evolution of the smart grid in China*. David Xu, Michael Wang, Claudia Wu e Kevin Chan, 2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III.2 Comparação entre as experiências internacionais e a realidade brasileira

23. Tendo em vista as experiências internacionais, cabe ressaltar o que as difere do caso brasileiro. Basicamente, as diferenças são os motivadores e o caráter político da decisão de incentivar o uso de redes inteligentes. Na grande maioria dessas nações, a decisão por implantar redes inteligentes e, conseqüentemente, a substituição de medidores partiu do estabelecimento de políticas públicas específicas. Nota-se, portanto, um forte viés de política pública na decisão, essencial para alcançar objetivos previamente estabelecidos. No Brasil, diversos ministérios – principalmente MME, MDIC, MCTI e MC⁷ – já iniciaram estudos relacionados ao tema, mas ainda não há uma política pública estabelecida nem definição governamental dos problemas nacionais que se pretende combater.

24. Em geral, a decisão não partiu de órgãos reguladores do setor elétrico, eminentemente técnicos, mas de entidades equivalentes aos ministérios. Isso ocorreu, possivelmente, pelo fato de a difusão de redes inteligentes extrapolar o âmbito de atuação das agências reguladoras e o próprio setor elétrico, tendo impactos na indústria, na geração de empregos e no desenvolvimento tecnológico, ou seja, em diversos setores da economia do país. Em outros casos, a implantação de novas tecnologias foi decisão das próprias distribuidoras, que buscaram atacar pontos específicos em sua área de atuação.

25. No Brasil, a ANEEL vem adotando medidas para viabilizar as redes inteligentes, conforme relatado na Seção “Dos Fatos” desta Nota Técnica. Entretanto, essa atuação pode ser complementada com ações governamentais mais efetivas e de perspectivas mais abrangentes. Enquanto isso não ocorre, a Agência seguirá estudando a melhor forma de utilizar a tecnologia em prol do bem público e com modicidade tarifária, estando, no entanto, restrita ao seu âmbito de atuação: o setor elétrico.

26. Quanto ao outro aspecto que difere o caso brasileiro dos demais – os motivadores –, nota-se que a maioria das razões que levaram à decisão por implantar redes elétricas inteligentes, e conseqüentemente substituir medidores, não se aplica totalmente ao Brasil. Mundo afora, as redes inteligentes foram encaradas como ferramenta para solucionar problemas e alcançar metas relacionadas à redução das emissões de CO₂, racionalidade no consumo de energia elétrica, redução dos custos operacionais, liberalização do mercado, entre outros.

27. Analisando cada um desses motivadores no Brasil, é possível constatar que os mesmos não se aplicam de forma equivalente no país. Nossa matriz energética é internacionalmente conhecida por ser limpa. Isso se torna ainda mais evidente quando a comparamos com a de outros países, conforme dados apresentados na Figura 2.

⁷ MME: Ministério de Minas e Energia; MDIC: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; MCTI: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; e MC: Ministério das Comunicações.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

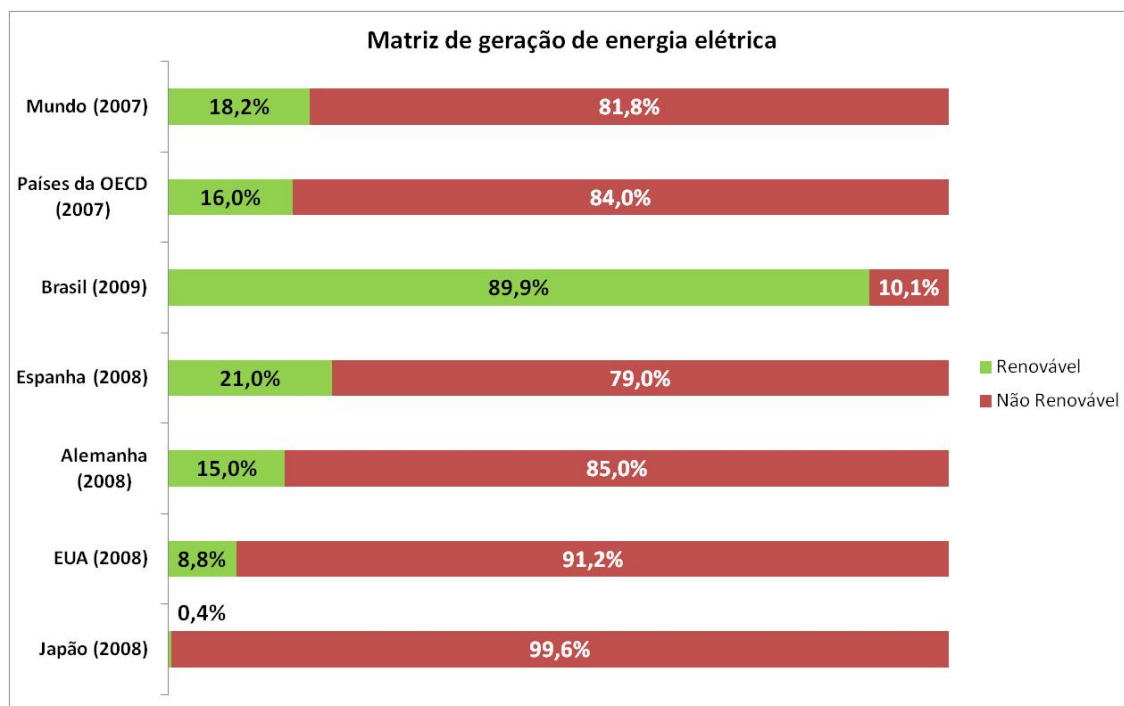


Figura 2: Comparação entre as matrizes de geração de eletricidade em diversos países.⁸

28. A busca por redução das emissões de gases danosos ao meio ambiente deve ser contínua, e, em consonância com tal necessidade, já foi publicada norma pela ANEEL com objetivo de incentivar a microgeração distribuída a partir de fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Mas ainda não é possível afirmar que a redução de CO₂ é um motivador para a substituição de medidores no Brasil.

29. Em termos de racionalidade de consumo, apesar da energia desperdiçada com as perdas não técnicas, o consumo elétrico residencial *per capita* no Brasil ainda é baixo, cerca de oito vezes inferior ao de países desenvolvidos. Nestes países, a redução de consumo promovida por incentivo ao uso racional e pela automação residencial, facilitadas com medidores inteligentes, promovem economias comparáveis ao custo da implantação.

30. Além disso, nos países desenvolvidos, o mercado elétrico atingiu um nível de maturidade em que o consumo de energia tende a ser mais estabilizado ao longo dos anos ou sofrer um pequeno crescimento. Por outro lado, no Brasil, em pleno desenvolvimento e universalização dos serviços elétricos, há tendência de aumento do consumo *per capita*. Ou seja, reduzir o consumo da população não é um vetor determinante para uso de redes elétricas inteligentes em um país em desenvolvimento de baixo consumo *per capita*. O que deve ser buscado é que o crescimento no consumo se dê da forma mais otimizada e sustentável possível, incentivando o uso racional da eletricidade e o de equipamentos que prezem pela eficiência energética.

⁸ Fontes: Ministério de Minas e Energia – MME, 2010 e *International Energy Agency* – IEA, 2010

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

31. Quanto à redução dos custos operacionais, a realidade brasileira é bem diferente daquela dos países que vêm trocando os medidores. Nesses, o custo da mão de obra é mais alto e o da telecomunicação é mais baixo, e realizar um corte no fornecimento, restabelecê-lo ou fazer a leitura remotamente é mais barato do que fazê-lo de forma manual.

32. No Brasil, o sistema de telecomunicações em desenvolvimento possui custo ainda relativamente elevado. Apenas em situações específicas se justifica substituir a leitura *in loco* pela remota. Ou seja, de um modo geral, não se espera reduzir significativamente os custos de operação e manutenção com os medidores inteligentes no Brasil. Ao contrário, na maioria dos casos, os custos individuais de leitura e de atuação remotas sobre o medidor podem até superar os atualmente existentes para o atendimento de uma unidade consumidora.

33. Em suma, não são esses os motivadores que levariam o Brasil a adotar redes inteligentes. Todavia, o país possui seus próprios motivadores que levam o regulador a contemplar o estudo de implantação de redes inteligentes, quais sejam: garantir o crescimento do consumo com modicidade, confiabilidade e mecanismos de uso eficiente da rede; redução das perdas não técnicas; e melhoria dos indicadores de continuidade.

34. Conforme anteriormente relatado, há tendência de aumento do uso da eletricidade no país. Deve-se, portanto, assegurar que esse crescimento se dê de forma módica e confiável. A melhor forma de fazê-lo é incentivar o uso do sistema elétrico de forma mais racional, algo que se pode alcançar com o auxílio da infraestrutura disponibilizada pelos medidores eletrônicos.

35. Além disso, é possível reduzir o custo da eletricidade no país através da diminuição das perdas. O Brasil desperdiça cerca de 7% da energia gerada com perdas não técnicas, que decorrem, principalmente, do furto e fraude. A medição eletrônica propicia tecnologias capazes de dificultar as fraudes e possibilita a detecção, em tempo real, dos desvios.

36. Quanto à continuidade do serviço, encontra-se atualmente um cenário de estagnação dos correspondentes indicadores, conforme pode ser verificado na Figura 3. Apesar dos investimentos realizados em melhoria e dos incentivos regulatórios existentes, há mais de dez anos os índices que medem a continuidade (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora – DEC e Frequência equivalente de interrupção – FEC) não evoluíram e têm mostrado uma tendência de piora nos últimos três anos. O DEC indica quanto tempo, em média, o consumidor ficou sem energia elétrica em um período definido, enquanto o FEC indica quantas interrupções, em média, ocorreram em cada unidade consumidora ao longo de um período definido.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

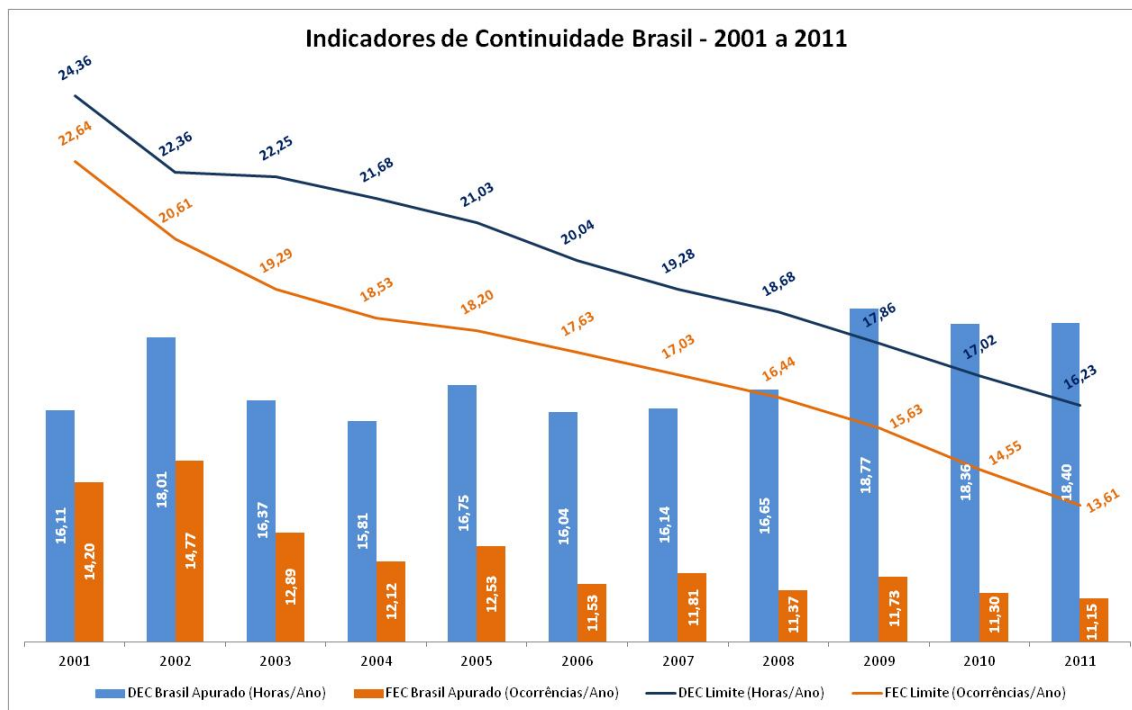


Figura 3: Evolução dos indicadores de continuidade no Brasil de 2001 a 2011.⁹

37. A Agência entende que a qualidade do fornecimento não está atendendo os anseios da sociedade, sendo necessário incentivar que as distribuidoras procurem soluções para melhorar o serviço prestado. As redes inteligentes possibilitam aprimorar esse cenário uma vez que ajudam a detectar faltas de forma mais rápida e precisa, viabilizam remanejar cargas automaticamente e atuam para reduzir a demanda do sistema em situações de contingência.

38. Dessa forma, além de ser possível reduzir perdas, é possível obter uma melhoria na qualidade do serviço através das redes inteligentes no Brasil. Logo, por motivadores diferentes daqueles encontrados em outros países, também é positivo implantá-las, ainda que em escala diferente. Paralelamente, todavia, é preciso ter em consideração os custos decorrentes desta implantação, os quais são representativos. É preciso sempre ter em mente que o Brasil é um país de grandes dimensões e diversidade, onde realidades distintas convivem. Em algumas regiões, a implantação das redes inteligentes é necessária para melhorar a qualidade do fornecimento. Ao mesmo tempo, em outras regiões, a própria universalização do serviço ainda é um desafio.

39. Assim, é impossível que haja uma única solução aplicável em todo o país neste momento. Devem-se buscar mecanismos regulatórios para que a implantação das redes inteligentes – impulsionada pela troca de medidores – comece pelas áreas que realmente a necessitem prioritariamente, observando os diferentes motivadores expostos anteriormente. Trata-se, portanto, de um planejamento de longo prazo.

⁹ Fonte: ANEEL, 2012. Informações disponíveis no endereço eletrônico:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III.3 Princípios que orientaram a nova proposta

40. Antes de apresentar a avaliação das propostas no âmbito da AP nº 43/2010, é relevante destacar os princípios gerais que orientaram as análises. Primeiramente, é importante lembrar que o objetivo da regulamentação sempre foi o de estabelecer um modelo padrão de medidor com funcionalidades mínimas determinadas, que passaria a ser instalado em unidades consumidoras do Grupo B. Conforme descrito em todo o processo, a definição destas funcionalidades deve tomar como base a busca de solução para determinados problemas – apuração da qualidade e custo da energia elétrica ao consumidor final, por exemplo – e benefícios que seriam usufruídos pelo consumidor e pelo sistema elétrico como um todo, beneficiando a sociedade em geral.

41. Tendo em vista que a regulamentação proposta estabelece uma padronização de funcionalidades que estariam presentes nos medidores eletrônicos instalados em todo o país, é de se esperar que tais requisitos obrigatórios sejam os minimamente exigidos em qualquer unidade consumidora. A esse conjunto mínimo podem ser acrescentadas outras funcionalidades visando solucionar questões específicas. Não se imagina, portanto, que haverá uma solução única de medição, mas diversas delas, as quais seriam baseadas em um mínimo que se pretende definir com a regulamentação.

42. Entretanto, a obtenção dos benefícios traz consigo determinados custos associados, os quais serão aportados, em última instância, pelo consumidor de energia elétrica, visto que os medidores passarão a constituir a base de remuneração da distribuidora e serão adequadamente remunerados por meio da tarifa. Tendo sempre em mente a relação benefício esperado *versus* custo decorrente, é função do regulador a procura pelo adequado equilíbrio entre a modernidade do serviço e a modicidade tarifária.

43. Na definição do medidor eletrônico padrão submetido à AP nº 43/2010, a proposição de cada funcionalidade teve como justificativa o alcance esperado de certos aspectos positivos. Sendo assim, com base em todos os benefícios passíveis de serem obtidos, foram propostas funcionalidades mínimas obrigatórias que deveriam estar presentes em todas as unidades consumidoras do Grupo B abrangidas pela Resolução. Entretanto, as discussões no ambiente da AP nº 43/2010 levaram à conclusão que vários dos pontos positivos elencados poderiam ser igualmente obtidos sem a instalação do mesmo medidor padrão em todas as unidades consumidoras do país.

44. Em outras palavras, há benefícios que são relacionados a determinados grupos de consumidores, com características específicas, de forma que a instalação irrestrita do mesmo padrão de medidor eletrônico em todas as unidades consumidoras da área de concessão ou permissão poderia se configurar numa opção não otimizada e economicamente desfavorável. Essa teoria encontra fulcro na AIR realizada, ainda que de forma experimental. Na AIR, estimou-se que é possível obter benefício semelhante restringindo o uso de determinadas funcionalidades apenas ao grupo de consumidores ao qual elas de destinam. O uso destas funcionalidades em todos os consumidores aumentaria custos de implantação sem apresentar maiores ganhos.

45. Tomando como referência este ponto de vista, buscou-se fornecer maior flexibilidade na definição das funcionalidades que devem compor o medidor eletrônico de cada unidade consumidora. Desta forma, os requisitos mínimos obrigatórios foram adaptados na atual proposta de modo a possibilitar a inclusão de funcionalidades adicionais apenas naquelas unidades consumidoras em que se verifica real possibilidade

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

de aquisição dos benefícios esperados. Assim sendo, a relação custo *versus* benefício seria efetivamente aprimorada.

46. Um bom exemplo da aplicação desse princípio é o tratamento regulatório dado ao combate às perdas não técnicas. A ANEEL não define qual tecnologia deve ser utilizada, tampouco o modo de aplicação da mesma, mas condições gerais e uma trajetória de metas regulatórias, a qual a distribuidora é incentivada economicamente a obedecer. Estabelecer um modelo único de medidor visando o combate às perdas seria uma iniciativa ineficiente, uma vez que uma minoria de usuários vale-se de diferentes formas para furtar energia. Assim, a Agência optou por estabelecer condições de contorno para as distribuidoras trabalharem. As empresas são os entes que melhor conhecem os problemas das áreas de atuação e, portanto, são as mais indicadas para propor as soluções adequadas e os grupos por elas alcançados. Em outras palavras, trata-se de regulamentar o objetivo que se deseja, e não definir como este deve ser alcançado. A área técnica entende que situação análoga deve ocorrer no caso da troca de medidores. Este é o primeiro princípio da proposta aqui apresentada.

47. Conforme anteriormente relatado, a implantação de redes inteligentes é benéfica ao país e será realizada em um processo de longo prazo, o qual já se iniciou através de diversas regulamentações da ANEEL (uso obrigatório do geoprocessamento, micro e minigeração distribuída, tarifa branca, *Power Line Communication* – PLC, etc.). Logo, a definição das funcionalidades mínimas não se limita à modernização do parque de medidores com foco em problemas específicos. A discussão é holística e a troca de medidores deve ser entendida como uma etapa de um projeto estratégico maior e de longo prazo. A norma estará integrada com outras, com cujos efeitos se espera modernizar a distribuição de energia elétrica no país. Assim, a Resolução aqui tratada não define cabalmente a estratégia do uso de medidores inteligentes nem finda a discussão acerca das funcionalidades mínimas. É apenas um ponto de uma modernização iminente e, como tal, será acompanhada e, se necessário, ajustada ao longo do tempo.

48. Assim, ao discutir as funcionalidades mínimas, esta área técnica levou em consideração a sua importância para a disseminação das redes inteligentes e que este é apenas mais um passo. Daí, destacam-se dois fatores: a tecnologia está em pleno desenvolvimento e o dever em manter a modicidade tarifária. Atualmente, dezenas de projetos pilotos sobre temas relacionados às redes inteligentes estão em andamento no país. Paralelamente, fabricantes vêm buscando soluções técnicas que melhor se adaptem ao mercado nacional e as pesquisas estão sendo cada vez mais incentivadas. Uma padronização excessiva nesse momento pode desestruturar o pleno desenvolvimento da tecnologia ao invés de estimulá-la.

49. Adicionalmente, os custos trazidos com uma eventual obrigatoriedade para implantação em larga escala dos medidores fatalmente impactarão nas tarifas de eletricidade. Apesar de a modernização trazer benefícios à sociedade, o aumento tarifário provocado por uma implantação sem planejamento é indesejado. Assim, na atual conjuntura, o ritmo de disseminação dos medidores e das redes inteligentes deve ser estabelecido de modo a minimizar potenciais aumentos tarifários. Caso haja uma política governamental que indique fontes específicas de financiamento, esse limitador é diminuído e o ritmo de implantação poderá ser acelerado, a exemplo do que ocorreu nos programas de universalização.

50. Em suma, nesse momento inicial, a proposta de definição de um padrão mínimo de medidores considera que: (i) não é racional estabelecer um padrão único para 70 milhões de usuários em um país grande e diverso como o Brasil; (ii) cabe às próprias distribuidoras a decisão por planos de implantação

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

mais convenientes às respectivas áreas de atuação; (iii) a norma faz parte de uma estratégia de longo prazo para incentivar o uso de redes inteligentes; (iv) a tecnologia ainda está se desenvolvendo; e (v) o ritmo de implantação deve ser estabelecido de forma a minimizar potenciais aumentos tarifários.

III.4 Abordagem revisada dos modelos de medidores

51. Na versão submetida à AP nº 43/2010, pretendia-se definir um único modelo de medidor a ser utilizado nas novas ligações ou quando da substituição dos equipamentos existentes. Nessa situação, a troca do medidor ocorreria independentemente do interesse do consumidor ou da distribuidora. Ainda que o consumidor estivesse interessado em um equipamento com funcionalidades para ter mais informações sobre o serviço prestado ou para fazer o controle de seu consumo, a proposta inicial não lhe permitia optar pelo novo equipamento. Ou ainda, mesmo que o consumidor não estivesse interessado nas informações adicionais providas pelo equipamento ou que a distribuidora entendesse que a instalação seria economicamente injustificável, um medidor com várias funcionalidades e de alto custo seria instalado sempre que houvesse nova ligação ou falha de um antigo. Fatalmente, isso geraria ociosidade de algumas funções do equipamento e mobilizaria custos relativamente mais elevados de implantação.

52. Procurando minimizar os riscos de tal cenário, a nova proposta decorrente das discussões travadas no âmbito da Audiência Pública é a de que existam dois tipos de medidores especificados na Resolução Normativa em análise. Propõe-se que um dos modelos regulamentados seja implantado quando o usuário fizer adesão à modalidade tarifária branca. Nestes casos, os critérios comerciais serão posteriormente estabelecidos em regulamentação específica (Resolução Normativa – REN nº 414, de 9 de setembro de 2010), devendo o medidor registrar o consumo em postos tarifários e ser fornecido sem ônus.

53. O outro modelo a ser estabelecido na Resolução aplica-se aos casos em que o consumidor deseja ter acesso a informações específicas individualizadas sobre o serviço prestado. Ao solicitar o equipamento, a instalação pela distribuidora se daria de forma onerosa ao consumidor, conforme detalhado adiante nesta Nota Técnica. Com a norma aqui proposta, a instalação de medidores com mais funcionalidades (e consequentemente de maior custo) não ocorreria de forma compulsória em todas as unidades consumidoras, mas se prevê a possibilidade de solicitação do equipamento pelo consumidor que desejar acesso a dados individualizados. Por fim, importa ressaltar que a solicitação por tal sistema de medição independe da adesão do consumidor à modalidade tarifária branca, de modo que seu faturamento poderá continuar ocorrendo segundo a modalidade convencional. Ou seja, não há relação de dependência entre o sistema de medição com funcionalidades complementares e o faturamento na modalidade tarifária branca.

54. Para ambos os casos de instalação de medidor espera-se, portanto, um importante avanço em relação à situação atual. Os sistemas de medição inteligente começarão a ser instalados nos usuários que efetivamente utilizarão suas funcionalidades. Os consumidores deixarão de receber informações apenas ao final de cada ciclo de faturamento, nas faturas correspondentes, e passarão a ter um papel mais ativo no relacionamento com a distribuidora e o sistema elétrico.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III.5 Abrangência da Resolução

55. Uma das primeiras constatações provenientes do processo de Audiência Pública foi a de que não seria adequado dissociar a definição de um padrão de medidor da abrangência da norma. As peculiaridades de cada conjunto de usuários requerem soluções específicas, de modo que a regulamentação do tema está necessariamente atrelada ao nicho de consumidores que se pretende atingir com a norma.

56. Relativamente às unidades consumidoras que seriam abrangidas pela Resolução Normativa, a minuta submetida à AP nº 43/2010 restringia a aplicação àquelas pertencentes aos subgrupos B1 (residencial) não classificados como de baixa renda e B3 (comercial e industrial). Entre as contribuições da Audiência, algumas sugeriram formas alternativas de implantação, deixando a decisão a critério do planejamento da distribuidora. Em adição, também houve propostas de exclusão de tal tópico desta Resolução (a qual teria foco apenas na definição de funcionalidades), de forma a tratar do assunto em regulamento posterior específico.

57. Quanto à exclusão dos consumidores de baixa renda, que hoje constituem cerca de 10 milhões de unidades consumidoras, recomenda-se mantê-la. Considerando que o PRORET não foi previu tarifa horária para essa subclasse, propõe-se não os incluir nesse momento inicial e manter a convergência entre os dois regulamentos. O mesmo se aplica ao subgrupo B4 – Iluminação Pública.

58. Cabe ponderar que há necessidade de posterior detalhamento pela ANEEL dos procedimentos comerciais a serem seguidos para o oferecimento da modalidade tarifária branca ao consumidor, o que não é objeto desta Resolução em análise. Tais procedimentos comerciais deverão versar sobre prazos, prioridades, período de testes e outros aspectos relacionados à referida modalidade tarifária. Também é sugestão dessa nova proposta a inclusão do subgrupo B2 – Rural. Essas unidades consumidoras estão abrangidas pela tarifa branca e apresentam cargas moduláveis, de modo que as informações trazidas pelos medidores podem ser importantes aos usuários desse subgrupo.

59. Vale ressaltar que a Agência acompanhará o desenvolvimento da implantação e eventualmente poderá avaliar a necessidade de estabelecer uma forma mais coordenada de instalação dos novos medidores eletrônicos. Neste caso, conforme apontado por certas contribuições, uma forma de implantação intensificada poderia contar com um maior planejamento da distribuidora em termos da definição de áreas ou grupos de consumidores prioritários. Por ora, conforme consta da minuta final, o uso de medidores eletrônicos além da abrangência mínima proposta fica a critério da distribuidora.

III.6 Prazo inicial

60. A minuta de Resolução Normativa da AP nº 43/2010 trazia um prazo para início da instalação dos medidores eletrônicos nas novas unidades consumidoras ou por substituição. Esse prazo, conforme justificado na Nota Técnica que subsidiou a referida Audiência, tinha como objetivo fornecer um intervalo de tempo de adaptação para o mercado, particularmente, fabricantes, distribuidoras e INMETRO, considerando as novas necessidades e obrigações. Grande parte das contribuições recebidas sinalizou a necessidade de dilatação deste prazo de adaptação, entretanto, sem apresentar justificativas adequadas. Adicionalmente, propuseram que a data de referência não seja a da publicação da Resolução.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 16 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

61. Considerando que o tempo decorrido desde o início da referida Audiência já possibilitou certo nível de previsibilidade aos fabricantes e às distribuidoras e que a instalação dos novos medidores passará a ocorrer inicialmente por solicitação, não se vê necessidade de acrescer o prazo sugerido na minuta submetida. Assim, recomenda-se manutenção do prazo de dezoito meses a partir da data de publicação do ato normativo aqui em análise. Fica mantida a excepcionalidade de prazo para aquelas permissionárias de distribuição que celebrarem Contrato de Permissão posteriormente à data de publicação da Resolução. Para estas, o mencionado prazo de dezoito meses vale a partir do início da vigência do Contrato.

III.7 Grandezas medidas e funcionalidades complementares

62. A minuta submetida à AP nº 43/2010 trazia um rol de grandezas que deveriam ser apuradas pelos medidores novos e aqueles instalados por substituição. Eram elas: tensão, energia ativa em postos tarifários, energia reativa, data e hora de início e fim das interrupções de curta e de longa duração, e transgressões de tensão, além de comunicação e atuação remota. Como fruto das contribuições na referida Audiência, a proposta revisada sugere o estabelecimento de dois modelos de medidor: um deles aplicável aos consumidores que fizerem adesão à tarifa branca e outro aos consumidores que optarem por acesso a maior quantidade de dados individualizados.

63. Essa nova proposta procura assegurar que o consumidor possa optar pelo novo medidor e que todas as novas grandezas sejam efetivamente utilizadas na medida em que o uso do sistema de medição parte de uma iniciativa do usuário. Além disso, fica a critério da distribuidora a implantação de outras iniciativas relacionadas à medição e à automação.

64. De acordo com a perspectiva previamente explanada, partindo especificamente para a definição das grandezas a serem apuradas pelo medidor eletrônico instalado nas unidades consumidoras que fizerem opção pela modalidade tarifária branca, a proposta é que as referidas grandezas sejam a medição de energia elétrica ativa consumida em cada posto tarifário, assim como a identificação do posto vigente. As distribuidoras ficam livres para adicionar outras funcionalidades quando identificarem necessidade de uso.

65. Em relação à energia elétrica reativa, importa verificar que a cobrança dos excedentes – de acordo com os limites regulatórios de fator de potência – é permitida à distribuidora conforme os arts. 95 a 97 da REN nº 414/2010 vigente. De forma geral, por não haver monitoramento constante, a distribuidora procede à verificação e eventual faturamento de excedentes em unidades consumidoras com potencial de ultrapassagem de energia reativa. A proposta é que a medição desta energia não seja considerada funcionalidade mínima a ser instalada em todos as unidades.

66. A premissa adotada é a de que os custos associados à inclusão da funcionalidade e a complexidade adicional de leitura não se justificam em todas as unidades consumidoras da área de atuação da distribuidora. Adicionalmente, a proposta não inviabiliza a sua inclusão no medidor eletrônico, visto a possibilidade regulatória vigente. O debate sobre o mérito desta cobrança aos consumidores residenciais, conforme disposto na contribuição da Fundação de Proteção e Defesa do Consumidor – PROCON-SP, passa por uma análise mais ampla e discussão sobre o conteúdo atual da REN nº 414/2010. Tal avaliação já se encontra prevista na Agenda Regulatória 2012/2013 da ANEEL sob o item “avaliar a consolidação da conceituação do fator de potência e analisar eventuais modificações na regulamentação vigente”, com previsão de instauração de Audiência Pública específica em 2012.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 17 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

67. Entre as contribuições relacionadas ao tema, o PROCON - SP aponta para a necessidade de produção de eletrodomésticos adequados à cobrança de energia reativa e para a falta de esclarecimento do consumidor. Várias distribuidoras e fornecedores de tecnologia contribuíram no sentido de inclusão também da energia elétrica reativa capacitiva entre as funcionalidades mínimas. Tendo em vista a perspectiva tomada como premissa, a adição de funcionalidade no medidor para o faturamento de qualquer componente da energia reativa fica a cargo da distribuidora.

68. Passando ao item de funcionalidades complementares, a presente proposta indica que apenas uma das sugeridas na AP nº 43/2010 seja mantida como obrigatoriamente necessária nos medidores de todas as unidades consumidoras, qual seja, a capacidade de aplicação de, no mínimo, quatro postos horários de faturamento. Conforme comentado anteriormente nesta Nota, da regulamentação que trata da modalidade tarifária branca (PRORET) decorre a necessidade de disponibilidade desta função no medidor da unidade consumidora que faça a opção correspondente. Vale salientar que a Nota Técnica de abertura da AP nº 43/2010 já sinalizava para os benefícios advindos da aplicação de tarifas diferenciadas por horário ao consumidor de baixa tensão, em termos de redução de demanda de pico, racionalização do consumo de energia e postergação de investimentos necessários no sistema elétrico.

69. Em termos das funcionalidades de apuração de continuidade (DIC, FIC e DMIC) e de conformidade (DRP e DRC), propõe-se um aperfeiçoamento da regra levada à Audiência. O objetivo principal que levou à adição destas funções na proposta de padrão de medidor era o aprimoramento da apuração dos índices de qualidade. Com o aperfeiçoamento do mecanismo de apuração destas informações, estratégias de melhoria poderiam ser planejadas pelo regulador e pelas próprias distribuidoras. Todavia, entende-se que o objetivo de melhor apuração não passa necessariamente pelo registro de interrupções e de níveis de tensão em todas as unidades consumidoras. Alternativamente, houve sugestões para que esta apuração fosse realizada em pontos estrategicamente determinados – tal como no secundário dos transformadores de distribuição de média tensão, por exemplo – ao invés de ser necessariamente em cada medidor eletrônico individualmente.

70. Em uma primeira observação, a referida alternativa traz uma redução significativa dos custos associados a cada medidor e nos processos de armazenamento, leitura e processamento. Ao mesmo tempo, acredita-se que a melhoria na apuração dos indicadores aconteceria de forma mais rápida. Estima-se que a proposta levada à AP demoraria cerca de 10 anos para dar resultados concretos acerca da apuração da continuidade, ao passo em que a medição amostral e métodos estatísticos trariam benefícios logo após a instalação dos medidores específicos.

71. Como exemplo das contribuições recebidas sobre o tema, pode-se fazer referência à contribuição da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, a qual cita que *“a supervisão da baixa tensão de transformadores possibilita o monitoramento, em um único ponto, de todos os parâmetros relativos a interrupções de tensão de curta e de longa duração, relativos aos clientes alimentados a partir do circuito de baixa tensão desse transformador (...). A supervisão no lado de baixa tensão dos transformadores possibilita, ainda, a apuração de valores de tensão e corrente secundárias disponibilizados às unidades consumidoras conectadas em baixa tensão”*.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

72. Assim, após análise dos argumentos encaminhados, propõe-se que os registros de interrupções e de nível de tensão deixem de constituir funcionalidades mínimas do medidor e se procure formas alternativas de apuração destes registros, buscando a otimização de custos e de infraestrutura e redução do tempo para coleta dos resultados. Isto pode decorrer de medições amostrais estatisticamente eficazes, não necessariamente passando pelo monitoramento do secundário de cada transformador de distribuição, como foi sugerido na contribuição em referência. Maiores detalhes da proposta de encaminhamento sobre o tema encontram-se em seção específica adiante nesta Nota Técnica. Cumpre adiantar que a sugestão é a de que a medição de qualidade não seja realizada em todas as unidades consumidoras, mas através de um conjunto de medidores espalhados na rede. Esses constituirão uma amostra estatisticamente relevante capaz de fornecer os indicadores com uma margem de precisão adequada.

73. Por fim, foi incentivado o debate no ambiente da AP nº 43/2010 a respeito da inclusão de outras funcionalidades ao medidor, tais como a medição da energia elétrica gerada e demanda. Várias contribuições sugeriram também a agregação de dispositivos antifraude no conjunto de requisitos mínimos. Essas funções seriam justificadas apenas em situações específicas, normalmente já conhecidas pelas distribuidoras, de modo que implantá-las de forma generalizada constituiria uma alternativa ineficiente.

74. Assim sendo, a intenção da proposta é que sistemas antifraude mais complexos sejam instalados apenas em áreas nas quais se observe esta necessidade, por avaliação da distribuidora. Complementarmente, medidores que registrem também energia elétrica gerada (quatro quadrantes) devem ser instalados apenas nos casos de solicitação do consumidor dotado de sistema de micro ou minigeração distribuída, conforme REN nº 482/2012. O registro de demanda também poderia ser instalado em determinados medidores de forma a auxiliar a distribuidora em termos de planejamento e conhecimento da curva de carga de consumidores típicos, visto que o faturamento da demanda (tarifa binômica) não pode ocorrer segundo a legislação vigente.

75. Em conclusão, na hipótese de migração para a modalidade tarifária branca, o sistema de medição a ser instalado na unidade consumidora deve ser capaz de apurar o consumo em postos tarifários, indicando ao consumidor o valor acumulado de energia consumida em cada um deles e o posto vigente. Assim, assegura-se que o mínimo estabelecido efetivamente será utilizado. Esse primeiro passo tem o intuito de proteger a modicidade tarifária e, ao mesmo tempo, iniciar a instalação de sistemas avançados de medição conforme a necessidade de usuários e da distribuidora. Como um processo de longo prazo integrado a um plano estratégico de uso de redes inteligentes no Brasil, a ANEEL poderá acompanhar a implantação desses medidores, avaliando sobre a conveniência e oportunidade de tornar seu uso compulsório em outras situações.

76. Já no caso do consumidor que demonstrar interesse em possuir dados individualizados sobre o serviço prestado, o sistema de medição aplicável (com funcionalidades complementares) deverá ser instalado com custos adicionais diretamente atribuídos ao consumidor solicitante. É importante novamente ressaltar que a solicitação por tal sistema de medição independe da adesão da unidade consumidora à modalidade tarifária branca. Ou seja, o consumidor poderá requisitar o medidor com funcionalidades complementares, mas sem necessariamente ser faturado segundo postos tarifários.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 19 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

77. Resta, então, ponderar quais grandezas e funcionalidades devem compor tal sistema de medição, partindo-se do modelo sugerido na AP nº 43/2010. Além dos requisitos comuns ao medidor instalado para fins de adesão à modalidade tarifária branca (valor de energia elétrica ativa consumida por posto tarifário e identificação do posto tarifário vigente, caso aplicável), a proposta estabelece que as seguintes informações sejam disponibilizadas pelo medidor com funcionalidades complementares:

- a) valores de tensão e de corrente de cada fase;
- b) data e hora de início e fim das interrupções de curta e de longa duração ocorridas nos últimos três meses; e
- c) últimos doze valores calculados do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária – DRP e do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica – DRC, conforme legislação específica.

78. De forma geral, observa-se que as grandezas requisitadas no modelo de medidor com funcionalidades complementares correspondem àquelas já constantes do conjunto submetido à avaliação na AP nº 43/2010. A principal alteração consiste no fato de que tal modelo de medidor não será compulsoriamente instalado em todas as unidades consumidoras do país por motivo de nova ligação ou substituição do equipamento existente. Na verdade, será permitida solicitação deste tipo de equipamento ao consumidor que tiver interesse em obter tais informações individualizadas. Nesse caso, conforme comentado, o custo adicional deve ser atribuído diretamente ao consumidor solicitante. Com isso, espera-se um cenário mais coerente em termos de atribuição dos custos decorrentes da instalação do novo equipamento.

79. Como grandezas básicas desse medidor com funcionalidades complementares, propõe-se que sejam disponibilizados valores de corrente e tensão por fase. Para fins de verificação dos níveis de tensão fornecidos à unidade consumidora, valores de DRP e DRC deverão ser calculados e disponibilizados pelo equipamento. Por fim, todas as interrupções de fornecimento de energia verificadas na unidade consumidora – independentemente de sua duração – devem ser registradas pelo medidor. Para esta funcionalidade, o equipamento deve ser capaz de fornecer os dados com um histórico de três meses anteriores ao momento da consulta. A definição deste prazo levou em consideração aquele tipicamente necessário ao procedimento paralelo para que o consumidor receba em sua fatura os índices de continuidade da unidade consumidora após ter sido realizada a apuração de tais indicadores pela distribuidora em um dado mês.

80. Por fim, a proposta estabelece que as informações processadas por este medidor devem estar disponíveis ao consumidor por meio de uma saída específica existente no próprio equipamento. Desta forma, permite-se que o consumidor tenha acesso aos dados coletados pelo medidor e os possa utilizar em procedimentos específicos, por exemplo, de eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda.

81. Na prática, além desses casos compulsórios, fica a critério da distribuidora o uso de sistemas de medição dotados de funcionalidades adicionais. Conforme anteriormente relatado, a empresa é a maior conhecedora de sua área de atuação e, portanto, a mais indicada para buscar soluções individualizadas aplicáveis apenas a grupos de consumidores específicos. Desta forma, a proposta da minuta estabelece que, observada a prudência dos investimentos e a modicidade tarifária, a distribuidora pode adotar sistemas de medição com requisitos adicionais ao mínimo necessário em qualquer unidade consumidora.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III.8 Sistema de comunicação

82. Na proposta da AP nº 43/2010, todo medidor de unidade consumidora dos subgrupos B1 (não baixa renda) e B3 deveria possuir dispositivos que possibilitassem a comunicação bidirecional entre o medidor e o centro de medição da distribuidora. Além disso, as atividades de suspensão e religação do fornecimento, assim como o monitoramento e o controle de determinados parâmetros do medidor deveriam poder ser remotamente realizados pela distribuidora. Importa destacar que o sistema de comunicação em referência engloba, comumente, três elementos: (i) dispositivo de comunicação agregado ao medidor; (ii) comunicação entre o medidor e um dispositivo concentrador de dados – via sistema *Power Line Communication* – PLC, por exemplo – e (iii) comunicação entre o dispositivo concentrador e o centro de medição da distribuidora – como um sistema de radiofrequência, entre outros.

83. Em linhas gerais, a proposta baseou-se no fato de que a implantação de sistema de comunicação e a decorrente possibilidade de operação remota podem trazer redução de custos operacionais, promover ações de eficiência energética e disseminar a inteligência na rede. Além disso, observa-se que o movimento mundial de redes elétricas com comunicação é inexorável. Entretanto, as discussões realizadas durante todo o processo de regulamentação trazem informações dos elevados custos associados à implantação da infraestrutura de comunicação. Tais informações são corroboradas por dados provenientes dos projetos pilotos em desenvolvimento no país e pelo custo de implantação em outros países. A partir desses fatores, e considerando as recorrentes contribuições recebidas, a inclusão compulsória do sistema de comunicação remoto em todos os medidores eletrônicos a serem instalados no país somente se justificaria se tais custos fossem compensados pelos ganhos, o que não parece ocorrer, pelo menos neste momento inicial.

84. Análise mais específica pode ser iniciada pelo dispositivo de corte e religação. Um dos principais pontos positivos trazidos por esta funcionalidade – a qual depende da existência de um sistema de comunicação associado – é a possível redução dos custos operacionais associados às atividades de suspensão e/ou restabelecimento da ligação elétrica da unidade consumidora. Tais atividades são comumente realizadas por motivo de irregularidades detectadas nas instalações da unidade, assim como por motivos comerciais (inadimplemento ou alteração de endereço, por exemplo). O procedimento atual é a mobilização de equipe para a execução dos serviços, o que poderia ser evitado com o uso do sistema de comunicação e do dispositivo de corte e religação. Vale, então, destacar que a realização de tais atividades de forma remota requer a implantação preliminar de uma infraestrutura de comunicação, assim como a disponibilização de estrutura adicional no centro de medição da distribuidora, o qual deve estar preparado para receber um volume considerável de dados.

85. Todavia, algumas contribuições recebidas na AP nº 43/2010 e outras informações coletadas durante os estudos apontaram para a prudência de se avaliar a real necessidade de determinar tal dispositivo em todos os medidores eletrônicos. Neste aspecto, cita contribuição da Companhia Paranaense de Energia – COPEL: *"Há no universo de consumidores atendidos por qualquer concessionária um percentual majoritário de clientes que nunca foi desligado por falta de pagamento ou qualquer outra irregularidade. Nestes consumidores não há nenhuma vantagem em instalar sistemas de corte automatizados. Portanto, este tipo de função e sua preparação devem ser opcionais (...)".* A contribuição da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE complementa da seguinte forma: *"A existência de dispositivo de corte e religação agrega um custo significativo ao sistema de medição e pode não se justificar em muitos casos. Assim, a fim de assegurar-se a prudência dos investimentos que serão realizados, propõe-se que a existência*

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 21 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

desses dispositivos em medidores e/ou sistemas de medição, interna ou externamente aos mesmos, seja opcional, de forma que tais dispositivos sejam aplicados apenas em unidades consumidoras nas quais as distribuidoras considerem essa característica necessária (...).

86. Assim sendo, esta perspectiva pode ser expandida para o sistema de comunicação como um todo. Ou seja, defini-lo atualmente como requisito mínimo em todas as unidades consumidoras não seria a alternativa mais eficiente de otimização das despesas operacionais visto que os custos associados seriam proporcionais à totalidade das unidades consumidoras, mas os benefícios adviriam apenas de nichos específicos de consumidores. Este aspecto é reforçado quando se observa o valor de determinadas atividades operacionais da distribuidora – tais como a leitura do medidor, o corte e o restabelecimento da ligação da unidade consumidora – os quais, no Brasil, ainda são relativamente baixos quando comparados com o de outros países que estão expandindo o uso de redes inteligentes. Em outras palavras, muito embora alguns países venham adotando sistema de comunicação como forma de redução de custos operacionais, não se observa esta realidade em todas as áreas de atuação das distribuidoras, visto o alto custo da infraestrutura de comunicação e o relativo baixo custo da mão de obra no país.

87. Assim sendo, em termos da comunicação entre o medidor e o centro de medição, sugere-se que a avaliação de quais medidores devem possuir sistema de comunicação remoto seja da distribuidora. Esta poderá planejar a implantação desses sistemas de forma otimizada, priorizando inicialmente agrupamentos de unidades consumidoras conforme os benefícios sejam mais relevantes. Por exemplo, áreas densamente povoadas em que a infraestrutura de comunicação alcançaria um número maior de unidades ou unidades consumidoras em que é constante a atuação de equipes para corte e religação.

88. Em conclusão, é fato que quanto maior for a utilização de sistemas de comunicação, maior é o nível de “inteligência” de um sistema de medição e de uma rede elétrica. Esse movimento de integrar telecomunicações e eletricidade é notável na Europa e nos Estados Unidos e será uma tendência no Brasil. Mas, na atual conjuntura, os serviços de telecomunicação ainda têm custos elevados e justificam-se apenas em casos específicos. Dessa forma, nesse momento inicial, propõe-se que não seja compulsória a implantação de comunicação remota alcançando todas as unidades consumidoras e, adicionalmente, que não seja também obrigatório que todo medidor eletrônico instalado detenha a capacidade de se comunicar remotamente.

89. Todavia, a proposta final especifica que, caso a distribuidora opte por utilizar sistemas de comunicação integrados aos seus medidores eletrônicos, ela terá algumas obrigações. Uma preocupação externada na AP foi a questão da segurança da informação. Entendendo que é pertinente atentar para o assunto, propõe-se dispor que a distribuidora garanta a segurança dos dados trafegados e, especialmente, das informações de caráter pessoal coletadas das unidades consumidoras na hipótese de utilizar comunicação remota.

90. Por fim, a questão da interoperabilidade foi tema de diversas contribuições. Na minuta da AP nº 43/2010 já havia previsão para que o protocolo de comunicação fosse aberto no intuito de assegurar a interoperabilidade. A intenção era a de que o tráfego de informações independesse de marcas, modelos ou fabricantes específicos, de modo a não restringir a atuação da distribuidora a um ou poucos fornecedores. Essa intenção ainda existe e deve ser buscada. No entanto, muito embora esse cuidado do regulador seja pertinente, as distribuidoras devem também compartilhar dessa mesma preocupação, em semelhança ao que

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 22 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

já ocorre na aquisição de outros equipamentos que compõem o seu sistema elétrico. Além disso, o uso de protocolo público ou aberto não garante necessariamente a interoperabilidade entre os equipamentos. Ainda que a ANEEL defina o uso compulsório de protocolo público ou aberto, ou ainda determine qual protocolo deve ser utilizado, não se garante a troca de informações entre diversos equipamentos.

91. Adicionalmente, e talvez a principal razão que motiva a revisão da proposta inicial, é a de que a determinação por protocolos específicos – ainda que públicos ou abertos – nesta fase inicial de implantação pode limitar o uso de tecnologias pelas distribuidoras. Ou seja, poderia haver casos em que soluções que não utilizem tal tipo de protocolo poderiam se mostrar mais adequadas para serem utilizadas em determinados consumidores ou áreas dentro da concessão ou permissão da distribuidora. Assim, por mais adequada que seja uma solução que utilize protocolo privado, determinação regulatória em contrário impediria o seu uso e as possibilidades de implantação da distribuidora estariam restringidas. Em suma, propõe-se não padronizar o tipo de protocolo a ser utilizado.

III.9 Disponibilização das informações ao consumidor

92. Para o caso em que o medidor eletrônico é instalado por motivo de adesão da unidade consumidora à modalidade tarifária branca, devem ser obrigatoriamente disponibilizadas ao consumidor duas informações: (i) o valor da energia elétrica ativa consumida por posto horário e (ii) a identificação do posto tarifário corrente. As informações devem poder ser visualizadas por meio de mostrador existente no próprio medidor ou em dispositivo localizado na unidade consumidora.

93. Já na hipótese de instalação do medidor com funcionalidades complementares por solicitação do consumidor, há obrigação para disponibilização por meio do mostrador do medidor ou mediante dispositivo localizado na unidade consumidora para os seguintes itens: tensão, corrente, energia elétrica ativa e posto tarifário. Adicionalmente, todas as informações que devem ser apuradas pelo medidor devem estar disponíveis por meio de uma saída específica para aquisição de dados existente no próprio equipamento para acesso do consumidor.

94. Em suma, em ambos os casos, além de dispor que as informações sejam visualizadas, pelo menos, por meio do mostrador constante do medidor, a proposta atual estimula a possibilidade de apresentação dos dados ao consumidor por meios alternativos, tais como a *internet*, telefones celulares ou *in-home displays*, por exemplo. O objetivo é a disponibilização da informação ao consumidor de forma mais conveniente e efetiva do que a do próprio visor do medidor, aumentando a utilização prática da informação.

95. Uma alteração à proposta inicial da AP nº 43/2010 diz respeito à forma de apresentação do valor da energia elétrica ativa. Entende-se que a visualização do consumo de energia restrito a cada ciclo de faturamento traria dificuldades e custos adicionais que não seriam refletidos em benefícios significativos de se dispor de tal informação. O requisito exigiria um sistema de comunicação associado – cujo custo não justifica a padronização –, ou o fechamento do ciclo de faturamento a cada leitura *in loco*, o que aumentaria os custos e a complexidade das leituras mensais. A opção sugerida é que a apresentação da energia elétrica ativa consumida se dê de forma acumulada, todavia, segregada por posto tarifário.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

III.10 Monitoramento da qualidade

96. A questão da qualidade do serviço prestado pela distribuidora sempre foi objeto de preocupação da ANEEL. Nos últimos anos, tem-se dado ênfase ao assunto pelos anseios da sociedade e pela estagnação dos indicadores de continuidade, que, em média, pioraram nos últimos anos. Esse cenário pode ser melhorado com a disseminação de redes inteligentes.

97. Um sistema elétrico com chaves automáticas, sensores e medidores interligados por telecomunicação é capaz de detectar faltas mais rapidamente, se adaptar a condições operativas adversas e otimizar o despacho de equipes de reparos. O resultado esperado é a diminuição da quantidade de falhas e de sua duração. Importa ressaltar que essa rede inteligente não é um mero sistema dotado de automação, comum hoje em dia, mas um que pode tomar decisões automaticamente e disponibiliza várias informações ao operador por meio de telecomunicação. Assim, basicamente, as redes podem ser monitoradas em tempo real e há possibilidade de atuação da distribuidora com mais eficácia.

98. Na proposta inicial da AP nº 43/2010, pensou-se em aliar a substituição dos medidores à apuração da qualidade. Nesse sentido, foi sugerido que os medidores deveriam registrar data e hora de início e fim das interrupções. O objetivo principal seria o de que tais informações poderiam passar a ser utilizadas para fazer a apuração dos indicadores de qualidade individuais (DIC, FIC, DMIC), após os devidos expurgos. Dessa forma, poder-se-ia lançar estratégias de redução das interrupções, direcionando ações de melhoria das distribuidoras e de fiscalização do regulador.

99. Por outro lado, apesar de ser indubitável a necessidade de se aprimorar a apuração dos indicadores, isso não resolveria os problemas de confiabilidade por si só. Em termos de ações efetivas, o conceito de redes inteligentes também consegue promover a melhoria da qualidade do serviço prestado na medida em que tal conceito passa por uma mais eficaz automação da rede elétrica. É certo que a questão não deve ser tratada como uma mera funcionalidade adicional dos medidores, mas como um problema mais abrangente a ser enfrentado de forma mais estruturada.

100. Analisando a proposta da AP nº 43/2010, as contribuições possibilitaram uma discussão a respeito da real necessidade de abordar a solução da forma ali sugerida para o aprimoramento da apuração dos indicadores. Inicialmente, os fabricantes de medidores levantaram questionamento que, na verdade, mostra uma fragilidade da proposta. As informações de confiabilidade não são metrologicamente relevantes, e, dessa forma, não são legalmente atestadas pelo INMETRO. Na ausência de um órgão neutro que assegure a exatidão da grandeza, há risco de incertezas na atribuição clara de responsabilidades, principalmente nas situações em que o usuário ou a distribuidora questionassem os resultados advindos da medição.

101. Outra questão destacada na AP foi a necessidade de adaptação das fontes de alimentação elétrica dos medidores em função da necessidade de registro dos indicadores de qualidade. Atualmente, os equipamentos de medição são projetados para funcionar dentro de limites pré-definidos de níveis de tensão, conforme requisitos metrológicos. Na hipótese de terem de apurar interrupções e transgressões de tensão, os medidores não conseguiriam as diferenciar ao operarem em tensões muito baixas. Para contornar isso, os fabricantes seriam obrigados a dotar o equipamento de uma fonte de alimentação diferenciada, que permitiria

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 24 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

o funcionamento do medidor em tensões mais baixas. Isso provocaria um aumento no custo do equipamento, fator não considerado quando da submissão da proposta à AP nº 43/2010.

102. Adicionalmente, entende-se haver outro importante fator a ser considerado na análise atual: há formas economicamente mais eficientes de se obter as informações. Segundo informações obtidas no âmbito do piloto de AIR, desenvolvido pela ANEEL em 2011, o acréscimo das funcionalidades relacionadas à apuração da continuidade traria um custo adicional relevante ao valor total do medidor eletrônico. A dimensão dos custos totais seria significativa ao se considerar a instalação deste equipamento em todas as unidades consumidoras abrangidas pela norma (cerca de 60 milhões).

103. Não se acredita, portanto, que a opção mais adequada para apuração dos indicadores ocorra através da medição dos indicadores em todas as unidades consumidoras. Alternativamente, no âmbito da Audiência, houve sugestões para que esta apuração fosse realizada em pontos estrategicamente determinados, com relevância estatística para representar a realidade. Essa alternativa traz uma redução significativa dos custos associados, como também dos custos relativos aos processos de armazenamento, leitura e processamento.

104. Ao mesmo tempo, acredita-se que, no modelo sugerido, a melhoria na apuração dos indicadores aconteceria de forma mais rápida, visto que a medição amostral e métodos estatísticos trariam benefícios logo após a instalação dos equipamentos específicos para esta finalidade. Por fim, esse método poderia capturar não somente as interrupções e a conformidade de tensão, mas também outros aspectos relacionados à qualidade do produto.

105. Embora a questão da qualidade não seja o foco específico da Audiência aqui tratada, a ANEEL gerou forte expectativa na sociedade acerca da melhoria na apuração, de modo que não seria adequado postergar a decisão sobre o assunto. Considerando os argumentos elucidados, propõe-se a instauração de processo específico para o aprimoramento da apuração dos indicadores de continuidade do serviço por meio da implantação de um Sistema de Monitoramento da Qualidade – SMQ. Este seria composto por medidores dispersos ao longo do sistema de distribuição de modo a obter uma amostra estatisticamente relevante para aferição dos indicadores de continuidade e outros aspectos relacionados à qualidade com uma margem de segurança confiável. Para atingir tal objetivo, é necessário o desenvolvimento de metodologia que contemple a alocação adequada dos equipamentos medidores ao longo da rede.

III.11 Necessidade de acompanhamento contínuo

106. Conforme reiterado ao longo desta Nota Técnica, a proposta aqui feita é apenas o início da regulamentação sobre medidores eletrônicos. Ao longo do tempo, o tema será acompanhado e sua abordagem poderá ser aprimorada pela Agência de acordo com os dados advindos do processo de implantação, tais como: a evolução dos custos de medidores, o custo dos sistemas de telecomunicações, o percentual de adesão dos consumidores à modalidade tarifária branca, entre outros.

107. Sempre se deve lembrar que a questão da medição eletrônica está inserida em um projeto de longo prazo que visa à disseminação das redes inteligentes no Brasil. A proposta baseou-se em experiências internacionais, projetos pilotos, reuniões técnicas e vários anos de estudos técnicos. Mais do que isso, o regulamento ora proposto considerou a conjuntura atual, que, evidentemente, pode mudar no futuro.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 25 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

Efetivamente se acredita que os benefícios das redes inteligentes, e de uma troca de medidores, vão além do setor elétrico. Dessa forma, incentiva-se a busca por outras fontes de rateio dos custos da implantação, que também podem extrapolar o setor elétrico. Logo, estimula-se que o tema continue a ser alvo da preocupação e acompanhamento por órgãos governamentais no intuito de avaliar a conveniência do estabelecimento de políticas públicas acerca do assunto.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

108. No art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, é disposto que a finalidade da ANEEL é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

109. Complementarmente, nos arts. 3º e 4º do Anexo I ao Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, é disposto que:

“Art. 3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:
(...)

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;
(...)”; e

“Art. 4º À ANEEL compete:
(...)

IV - regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;
(...)

VII - aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;
(...)

IX - incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica;
(...)

XVI - estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;
(...)

XXIII - estimular e participar das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico necessárias ao setor de energia elétrica;
(...)”.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 26 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

V. DA CONCLUSÃO

110. Os estudos relacionados aos medidores eletrônicos foram inicialmente motivados pela disseminação de seu uso pelas distribuidoras no Brasil. Nesse cenário, viu-se a oportunidade de aproveitar este movimento de migração tecnológica como forma de aprimoramento de temas relacionados ao setor elétrico nacional (qualidade do serviço prestado e otimização de custos, por exemplo). Tendo esta perspectiva em mente, a ANEEL passou a avaliar a necessidade de intervenção do regulador sobre o processo, com o principal objetivo de maximizar os ganhos para a sociedade ao mesmo tempo em que se procuraria manter sob controle os custos associados, os quais acabariam sendo alocados ao consumidor.

111. Nesse sentido, observando-se a proposta de minuta de Resolução Normativa encaminhada à apreciação da sociedade no ambiente da AP nº 43/2010, acreditava-se que a padronização do medidor eletrônico seria a melhor forma de promover as redes inteligentes como ferramenta de modernidade e melhoria da prestação do serviço de distribuição. Naquela ocasião, cada funcionalidade proposta havia sido associada a um potencial benefício que se gostaria de ver atingido, seja ao consumidor, à distribuidora, ao setor elétrico em geral, como ao próprio regulador.

112. Todavia, os estudos e as discussões que foram realizados desde o início do processo, combinados com as contribuições provenientes da Audiência Pública nº 43/2010, assim como as informações advindas dos grupos de trabalho e projetos pilotos mencionados nesta Nota Técnica, levaram à necessidade de ponderar a razoabilidade da proposta de padronização única do equipamento medidor para todo o país. Sendo assim, passou-se a considerar a possibilidade de adoção de soluções técnicas diversificadas, em que determinadas funcionalidades passariam a fazer parte do medidor de acordo com as reais necessidades e problemas a serem enfrentados numa alternativa mais flexível às demandas regionalizadas.

113. Esta perspectiva leva à proposta atual de minuta de Resolução, conforme justificativas apresentadas ao longo desta Nota Técnica. Entende-se que o regulador deve utilizar os instrumentos regulatórios para que as distribuidoras promovam a modernização do parque de medição sem, entretanto, eleger uma solução técnica única e padronizá-la em todo o país.

114. Tão essencial quanto as redes inteligentes é a adoção de soluções técnicas específicas para auxiliar em temas particulares de cada região do país. Neste aspecto, as distribuidoras têm papel importante na escolha das ferramentas personalizadas por possuírem conhecimento detalhado de sua área de atuação. Ao regulador, com visão mais ampla, caberia utilizar os instrumentos regulatórios adequados para induzir o operador da rede a melhorar os serviços ao menor custo possível, garantindo a prestação do serviço adequado. De acordo com os motivos expostos nesta Nota Técnica, indica-se que não é o momento do regulador definir uma ferramenta padronizada única para as distribuidoras de todo o país.

115. Sobre a questão da apuração da qualidade e da continuidade do serviço, propõe-se que tal tema deva ser encarado pela Agência de forma mais estruturada e abrangente. Estudos podem analisar formas de verificar a apuração dos indicadores com medição em pontos estratégicos da rede, de maneira amostral. Desta forma, procura-se atingir o mesmo objetivo de uma apuração mais transparente e confiável, sem que seja necessária a medição em todas as unidades consumidoras, que é uma solução mais onerosa e de difícil operacionalização.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 27 da Nota Técnica nº 0098/2012–SRD/ANEEL, de 29/6/2012.

116. Por fim, conforme explicitado em todo o Processo em referência, reafirma-se a importância das redes inteligentes ao desenvolvimento do setor elétrico. Entretanto, como a sua implantação traria benefícios além do setor elétrico, espera-se que o tema seja analisado por órgãos governamentais de modo a somar esforços para alcançar o objetivo comum e para que os custos sejam rateados de forma adequada entre todos os beneficiados.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

117. Tomando como base a avaliação das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 43/2010 e as discussões realizadas em todas as etapas do Processo em referência anteriormente descritas, recomenda-se a submissão da minuta de Resolução Normativa anexa a esta Nota Técnica para avaliação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação – SRD

HUGO LAMIN
Especialista em Regulação/Assessor – SRD

JOÃO MARCELO CAVALCANTE DE ALBUQUERQUE
Especialista em Regulação – SRD

De acordo,

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição