

Nota Técnica nº 0044/2010-SRD/ANEEL

Em 17 de setembro de 2010.

Processo: 48500.005714/2009-46

Assunto: Instauração de Audiência Pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B.

I. DOS OBJETIVOS

Subsidiar a Diretoria Colegiada da ANEEL na análise da minuta de regulamentação para implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B, apontando os principais destaques da proposta de regulamento.

2. Solicitar instauração do processo de Audiência Pública para recebimento de contribuições sobre a referida proposta.

II. DOS FATOS

3. Já existe aplicação em grande escala da tecnologia de medição inteligente em diversos outros países, com grande utilização de medidores eletrônicos para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão. Os novos sistemas de medição têm sido instalados em maior quantidade nos últimos anos devido ao desenvolvimento de novas tecnologias de informação e meios de comunicação, além das diversas vantagens apresentadas.

4. No Brasil, diante dos benefícios proporcionados pela utilização de sistemas de medição eletrônica, algumas distribuidoras estão aumentando a utilização dessa tecnologia em baixa tensão. É possível constatar que a inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas que este tipo de medidor deve apresentar está fazendo com que as distribuidoras passem a instalar medidores com funções que atendam apenas à solução de problemas localizados, tal como o de perdas não técnicas.

5. Adicionalmente, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos já são menores do que os preços dos eletromecânicos, o que faz com que, em muitos casos, o menor custo da alternativa eletrônica também seja um fator decisivo para sua aquisição.

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

6. Diante desse panorama, a ANEEL iniciou estudos para a regulamentação do tema. Nos dias 24 e 25 de setembro de 2008, a ANEEL promoveu em Brasília o Seminário Internacional Sobre Medição Eletrônica. O principal objetivo do evento foi estimular a discussão sobre a implantação de medição eletrônica em unidades consumidoras de baixa tensão, envolvendo tópicos como abordagem regulatória, funcionalidades agregadas e experiências de implantação.

7. No Seminário, além de representantes nacionais integrantes de empresas e associações do setor elétrico, estiveram presentes palestrantes internacionais da Itália, Espanha e Canadá, os quais apresentaram a experiência que possuem sobre o tema, tendo em vista que estes países já haviam desenvolvido estudos, regulamentação e, em alguns casos, a própria substituição dos equipamentos.

8. A Nota Técnica nº 0227/2008-SRD/ANEEL, de 4 de novembro de 2008, expôs os principais tópicos abordados durante o referido Seminário e recomendou a instauração de Consulta Pública no intuito de envolver a sociedade nos estudos de implantação da medição eletrônica em baixa tensão no país.

9. Em sequência, a Consulta Pública nº 015/2009 foi instaurada, por meio de intercâmbio documental, com período para envio de contribuições compreendido entre 30 de janeiro e 30 de abril de 2009. Com o objetivo de orientar as discussões a respeito de tópicos específicos sobre o tema, a Consulta foi promovida em um formato inovador: optou-se por não disponibilizar uma minuta de regulamento, mas sim um documento (anexo à Nota Técnica nº 0013/2009-SRD/ANEEL, de 28 de janeiro de 2009) em que eram introduzidos e analisados os tópicos de interesse e, adicionalmente, apresentadas perguntas específicas para estimular o debate.

10. A Nota Técnica nº 0107/2009-SRD/ANEEL, de 2 de setembro de 2009, fez um relato das principais contribuições recebidas no âmbito da Consulta.

11. Ainda em abril de 2009, foi realizada uma missão técnica a Portugal, Espanha e Itália por servidores da Agência para conhecer e acompanhar as experiências destes países na implantação em grande escala da medição inteligente. A Nota Técnica nº 0059/2009-SRD/SRC/ANEEL, de 1º de junho de 2009, expôs as principais informações e as conclusões da missão.

12. No dia 16 de setembro de 2009, foi realizada a sessão presencial da Audiência para o Público Interno – API, cujo período de contribuições estendeu-se até o dia 23 do mesmo mês. A Nota Técnica nº 117/2009-SRD/ANEEL, de 1º de dezembro de 2009, analisou as contribuições recebidas.

13. Em setembro de 2009, foi realizada uma missão técnica para os Estados Unidos por servidores da Agência para conhecer e acompanhar as experiências norte-americanas na implantação de medição inteligente. Foram realizadas visitas técnicas a empresas de distribuição, a um laboratório com aplicação de tecnologias de automação e ainda houve a participação em uma conferência sobre redes inteligentes.

14. Maiores detalhes dos fatos enunciados acima podem ser obtidos nas Notas Técnicas supramencionadas, cujos arquivos serão disponibilizados na Audiência Pública.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

15. Em abril de 2010 foi criado Grupo de Trabalho pelo MME, conforme estabelecido pela Portaria MME nº 440, de 15 de abril de 2010. O objetivo do Grupo, que possui prazo de até 180 dias (a contar da publicação da Portaria), é *"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, principalmente, 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. O Grupo de Trabalho é composto por representantes do MME, EPE, CEPEL, ANEEL e ONS.

16. Sobre a possibilidade de aplicação de tarifas diferenciadas em baixa tensão, a ANEEL instaurou, conforme Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL, a Consulta Pública nº: 011/2010. O objetivo da consulta, que possui prazo para recebimento de contribuição de 16 de julho a 31 de agosto de 2010, é obter subsídios e informações adicionais sobre a segunda parte da proposta de alteração da metodologia de definição da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, referente aos temas de estudo III e IV - sinais de preço e tarifação da Baixa Tensão.

17. Cabe também enfatizar que desde o início dos estudos, a ANEEL vem realizando reuniões com fabricantes de medidores e sua associação, provedores de tecnologia, distribuidoras, INMETRO, entre outros agentes envolvidos no tema. Em tais reuniões, procura-se discutir aspectos relacionados à implantação desta tecnologia no país, tais como as tecnologias utilizadas e a regulamentação metrológica associada.

III. DA ANÁLISE

18. Em diversos documentos desta Superintendência já se discorreu sobre o estado da arte da medição inteligente, tanto no Brasil como no mundo. Em vista disso, esta Nota Técnica ater-se-á principalmente nos motivadores para a determinação de uso da tecnologia que se propõe adotar, com destaque para os principais benefícios esperados para o setor elétrico como um todo. Será abordado também o andamento dos estudos para uma eventual determinação pela substituição do parque de medição no país.

19. Causado por um natural desenvolvimento tecnológico, o uso de equipamentos dotados de inteligência tem sido cada vez mais comum no setor elétrico. Valendo-se das novas possibilidades, alguns governos no mundo vêm determinando o uso obrigatório dessas tecnologias, como forma de atingir metas específicas, quais sejam: a redução das emissões de CO₂, gerar empregos, garantia de fornecimento energético ou fomento da indústria, entre outros. Em alguns casos, os órgãos reguladores determinaram o uso de novas tecnologias com objetivo de buscar eficiência energética, aplicação de tarifas diferenciadas, aprimoramento do mercado de energia elétrica, entre outros itens não considerados como políticas públicas.

20. No Brasil, ainda não há regulamentação específica para o uso de medição inteligente nas redes de distribuição e isto se configura em uma das razões porque a aplicação da tecnologia ainda não é ampla no país. Sem a coordenação da ANEEL, nada impede que as distribuidoras façam uso da medição eletrônica por opção estratégica empresarial, processo este que já está acontecendo em certos casos. Nesta situação, as empresas assumem a iniciativa da implantação, mas o a utilização de todo o potencial disponibilizado pela tecnologia tende a ser limitada, pois a empresa procura solucionar problemas pontuais de

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

sua área de atuação. Conseqüentemente, os consumidores podem usufruir apenas de parte dos benefícios em longo prazo.

21. Como a medição desempenha um papel importante em quase todos os aspectos do setor elétrico (planejamento, operação, tarifas, etc.), é do interesse do órgão regulador criar um quadro ideal para a infra-estrutura de medição. Ou seja, a falta de regulamentação e determinações da ANEEL sobre a matéria pode prejudicar o aperfeiçoamento de processos relativos à tarifação, faturamento, apuração dos indicadores de qualidade e combate a perdas, perdendo-se a oportunidade de evolução coordenada do parque de medição brasileiro em baixa tensão.

22. Assim, como há um grande potencial no uso das redes inteligentes, propõe-se que a ANEEL determine e coordene o uso compulsório de medidores dotados de funcionalidades adicionais para parte das unidades consumidoras do Grupo B. Desta forma, propõe-se que o Plano de Substituição de Medidores – PSM seja regulamentado em duas etapas. Na primeira, tratada nesta Nota Técnica, seriam estabelecidos os requisitos mínimos para os medidores instalados no Brasil. Em seguida, após a conclusão de alguns estudos e processos, seria determinada a substituição do parque de medição nacional, estabelecendo-se os prazos. Cada uma dessas etapas seria objeto de Resolução Normativa específica.

23. A divisão do processo em duas fases agiliza a implantação da medição eletrônica. Enquanto se finalizam as discussões sobre a determinação pela substituição, o modelo do medidor que será utilizado já fica definido, possibilitando o desenvolvimento de novos modelos pelos fabricantes e o adiantamento do processo de aprovação metrológica. Assim, não se trava o desenvolvimento dos modelos em função de indefinições de aspectos regulatórios ligados à substituição, os quais serão detalhados adiante neste documento.

III.1 Motivadores

24. Ao longo dos anos, diversos equipamentos do sistema de distribuição são substituídos, seja por obsolescência ou por fim da sua vida útil. Tal fato ocorre também com os medidores de energia, que são substituídos a uma taxa aproximada de 1,5% ao ano, conforme dados de mercado apresentados pela ABINEE no Seminário Internacional Sobre Medição Eletrônica. Somando-se a isso os medidores que são instalados para o atendimento a novas unidades consumidoras, cerca de 2,4 milhões de novos medidores são instalados no Brasil por ano.

25. Segundo informações dos fabricantes, a maior parte desses novos medidores são eletrônicos, porém são dotados de funcionalidades semelhantes às de um medidor eletromecânico. Uma prova disso é que a quantidade de medidores eletrônicos fabricados no país está crescendo e já é superior à quantidade fabricada de equipamentos convencionais eletromecânicos. Ou seja, nota-se a existência de uma migração da tecnologia convencional, utilizada há diversas décadas, para a eletrônica.

26. Contudo, por falta de regulamentação e incentivos corretos, as distribuidoras vêm optando por medidores não dotados de funcionalidades adicionais, que se tornarão obsoletos em poucos anos e que não incentivam a busca pelo desenvolvimento de uma rede de distribuição efetivamente inteligente, com a agregação de, por exemplo, leitura remota dos consumidores.

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

27. Ao contrário do sistema de transmissão, onde o uso de sistemas avançados de medição e supervisão da rede é mais comumente encontrado, o conceito de redes inteligentes ainda é pouco utilizado na distribuição. De forma isolada, algumas distribuidoras vêm utilizando a tecnologia em situações específicas, considerando apenas a realidade de sua área de concessão, com objetivos diferenciados (combate ao furto de energia; ou de forma experimental; ou para aprimorar a operação da rede de forma localizada).

28. Como os custos dos sistemas inteligentes ainda são relativamente mais altos, seu uso é limitado, o que acaba reduzindo o usufruto de todos os benefícios por todos os agentes do setor elétrico brasileiro. Assim, o cenário atual indica a necessidade de intervenção do regulador para coordenar esse processo de migração tecnológica. No mínimo, a atuação da ANEEL passaria pela identificação e estabelecimento de funções minimamente necessárias a cada medidor, criando certa padronização necessária a um processo de instalação que se deseja otimizar.

29. Entretanto, ressalta-se que não é objetivo da implantação aqui proposta o uso compulsório das redes inteligentes. O uso massivo de sistemas inteligentes de medição é o primeiro passo na implantação do conceito de *smart grid*. Estabelecendo critérios mínimos necessários aos medidores, a ANEEL estimula as distribuidoras na evolução dos sistemas em direção às redes inteligentes, entendendo que muitas das decisões nesta evolução se configuram em decisão estratégica dos gestores das redes de distribuição.

30. Além do desenvolvimento tecnológico em franco andamento e da constatação da necessidade de coordenação para se obter um usufruto otimizado da nova tecnologia, pode-se também elencar como motivador desta substituição de medidores o aprimoramento do serviço de distribuição prestado ao consumidor. A SRD já analisou em vários documentos citados anteriormente nesta Nota Técnica os benefícios trazidos pelo conceito de redes inteligentes em termos de gerenciamento da rede pela distribuidora, de redução da assimetria de informações entre regulador e agentes regulados, como também em termos de um conseqüente aperfeiçoamento da qualidade do serviço oferecido.

31. Por fim, conforme descrito no item 16 desta Nota Técnica, outro motivador seria a necessidade de aprimoramento da estrutura tarifária, procurando ser possível o estabelecimento de tarifas que reflitam mais adequadamente a variação dos custos de uso do sistema ao longo do dia pelo consumidor. Tal aprimoramento é facilitado quando da adaptação dos sistemas de medição atualmente utilizados em consumidores do Grupo B.

32. Ou seja, a aplicação de tarifas diferenciadas ao longo do dia e o movimento de atualização tecnológica em andamento são dois motivadores que já seriam suficientemente importantes para incentivar o uso de medição inteligente. Não obstante, uma vez que os medidores serão substituídos, pode-se aproveitar esse esforço para adicionar funcionalidades aos novos equipamentos que permitam a gestão do consumo, da qualidade, redução de perdas e aperfeiçoamento da operação da rede.

33. Deste modo, serão criadas condições técnicas para outras ações regulatórias no sentido de incentivar o uso racional da energia elétrica, com reflexos diretos na modicidade tarifária. Em suma, é possível sintetizar os motivadores da substituição dos medidores do Grupo B pela migração tecnológica que já vem acontecendo, pela necessidade de tarifas com mais de um posto horário (com vistas à eficiência

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

energética), pelo combate às perdas e por melhor qualidade do serviço prestado, além da necessidade de preparar a rede distribuição para o futuro.

34. Por outro lado, ainda estão em curso discussões internas e externas à ANEEL quanto o modelo e a formatação de um plano de substituição em massa do parque de medição. Tais aspectos vêm sendo apreciados pela ANEEL, mas precisam de definições de outros estudos para se chegar a uma conclusão.

35. Como os estudos relativos à implantação de um plano de substituição estão em andamento, optou-se por adiantar as discussões relativas à definição do modelo de medidor que será utilizado. Ressalte-se que a definição das funcionalidades mínimas em separado de um plano de substituição representa apenas um adiantamento da primeira fase, e que, até o presente momento, acredita-se que a ANEEL deve determinar uma substituição dos medidores para alcançar os benefícios da tecnologia e dar um primeiro passo na direção da implantação de redes inteligentes.

36. Com esses objetivos, propõe-se o uso dos medidores da maioria das unidades consumidoras do Grupo B por equipamentos dotados de determinadas funcionalidades, as quais são descritas em seqüência.

III.2 Requisitos mínimos necessários

37. Para a definição das funcionalidades mínimas, foram consideradas necessidades da sociedade, particularmente de consumidores, do regulador e da distribuidora, e o custo incremental devido à adição de cada funcionalidade. Convém ressaltar que as funções aqui descritas são as minimamente necessárias ao atendimento do futuro regulamento, o que não impede a adoção de modelos mais completos pelas distribuidoras com vistas a melhor atender suas próprias necessidades.

38. A seguir, encontra-se a descrição das exigências mínimas dos sistemas de medição. Convém destacar que, ao final de cada uma das sub-seções, são também expostos argumentos sobre determinados itens em particular, em geral, justificando o posicionamento tomado nesta Nota Técnica. O objetivo é incentivar o recebimento de contribuições específicas sobre os referidos itens quando da Audiência Pública que está sendo proposta sobre o regulamento.

III.2.1 Grandezas medidas

39. Entende-se que o sistema de medição instalado deve ser capaz de mensurar, de forma direta ou indireta, as seguintes grandezas:

1. **Tensão:** valor eficaz instantâneo;
2. **Energia elétrica ativa:** registro do valor para fins de faturamento do consumo, em cada posto horário;
3. **Energia elétrica reativa indutiva:** registro do valor, em cada posto horário, apenas na frequência nominal da tensão e da corrente (sessenta hertz);

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

40. Pontos para discussão:

- a. A circulação de energia reativa implica em perda de capacidade do sistema, de modo que seu controle deve ocorrer no sentido de diminuir a circulação dessa energia durante o período de carga pesada, em que a **energia reativa indutiva** causa maior impacto negativo. Assim, optou-se por estabelecer como requisito mínimo apenas o registro de energia reativa indutiva (desconsiderando-se a parcela capacitiva), de forma a controlar a circulação desse tipo de energia nos instantes em que a rede é mais solicitada. Nesse sentido, são esperadas manifestações da sociedade no que tange aos benefícios de se medir também a energia reativa capacitiva, levando-se em consideração eventuais incrementos nos custos de medição.
- b. Tendo em vista que unidades consumidoras residenciais e comerciais possuem, em geral, grande quantidade de cargas não-lineares (fontes chaveadas em equipamentos eletrônicos, lâmpadas fluorescentes compactas, etc.), tornou-se necessário estabelecer que a medição de **energia reativa** deve ser apenas na frequência fundamental da rede elétrica (60Hz), de modo que não devam ser consideradas eventuais distorções harmônicas provocadas na rede elétrica por essas cargas não-lineares. Isso porque a energia reativa que leva em consideração todas as distorções (também denominada energia não-ativa) pode ser majorada por tensões com distorções harmônicas, fazendo com que a atribuição da responsabilidade por essa energia adicional que circula na rede não seja trivial. Se por um lado a proposta aqui apresentada não levaria à devida correção de equipamentos de consumidores que estejam causando distorções harmônicas na rede, por outro lado, a medição da energia elétrica reativa apenas na frequência nominal da rede visa a incentivar a melhoria de outros equipamentos com baixo fator de potência, tais como geladeiras, freezers e lavadoras de roupas, que representam grande parte do consumo residencial. Nesse sentido, esperam-se contribuições acerca das vantagens e desvantagens da medição de energia reativa em 60Hz, no que tange ao melhor incentivo à utilização otimizada da rede, compensação reativa, medição, atribuição de responsabilidades e faturamento.
- c. Além dos itens destacados acima, foi analisada a possibilidade de registro de **energia gerada** caso exista microgeração distribuída. Ainda que essa exigência não tenha sido considerada entre os itens enumerados acima, espera-se que na Audiência Pública sejam recebidas manifestações sobre esse tema, de forma a incorporar mensuração de energia gerada entre as grandezas mínimas ou a mantê-las fora da relação exigida. Cabe ressaltar que o objeto desta análise refere-se ao registro da energia gerada de forma independente da consumida, ou seja, não se trata de registro líquido. Assim, são esperadas contribuições, especialmente dos fabricantes de medidores,

sobre o custo incremental da inserção da funcionalidade que permita a apuração dos montantes de energia gerada.

- d. Ainda sobre as grandezas medidas, também foi analisada a possibilidade de exigência de medição de **demanda ativa** e **demanda reativa**, com registro do valor instantâneo da demanda monofásica ou polifásica para fins de consumo, devendo registrar data e hora do instante de ocorrência da demanda máxima durante o ciclo de faturamento. Do mesmo modo como na alínea anterior, espera-se que sejam recebidas manifestações sobre medição de demanda, de forma a incorporar mensuração de demanda ativa e reativa entre as grandezas mínimas ou a mantê-las fora da relação exigida.
- e. Atualmente, não há previsão de faturamento de demanda em consumidores do Grupo B, pois o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, determina que o faturamento para esse Grupo seja monômio. Entretanto, há argumentos de que tais medições proporcionariam à distribuidora importantes informações da rede, as quais são importantes para atividade de planejamento e operação, assim como seriam importantes em campanhas de medição atualmente estabelecidas pela ANEEL. Em contraponto, não haveria necessidade do conhecimento da curva de carga em cada unidade consumidora para a realização de uma campanha de medição adequada.

III.2.2 Funcionalidades complementares

41. Adicionalmente à medição de grandezas físicas, o sistema de medição deve ser capaz de apurar determinadas informações associadas ao serviço prestado, assim como possuir características que permitam a sua interação com o sistema central de gerenciamento da distribuidora. Além disso, espera-se que o sistema de medição instalado possa contemplar funcionalidades voltadas à tarifação e faturamento do serviço. Desta forma, devem ser contempladas as seguintes funções associadas:

1. Apuração de interrupções:

1.1. Frequência das interrupções de longa duração: deve ser apurada a quantidade de interrupções consideradas para efeito de cálculo da Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – FIC;

1.2. Duração das interrupções de longa duração: deve ser apurada a duração total das interrupções consideradas para efeito de cálculo da Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC, assim como aquela correspondente à Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão – DMIC;

1.3. Momento das interrupções de longa e de curta duração: devem ser adicionalmente registradas data e hora de início e fim de cada interrupção;

Fl. 9 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

2. Apuração de duração de transgressão de tensão: devem ser apurados os parâmetros para efeito de cálculo de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC;

3. Postos tarifários: deve haver capacidade de aplicação de tarifas diferenciadas em, no mínimo, 4 (quatro) postos horários, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto.

42. Ressalta-se que a regulamentação dos indicadores FIC, DIC, DMIC, DRC e DRP está contida no Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

43. Cabe advertir que esse é o conjunto mínimo de funcionalidades exigidas, sendo que a distribuidora pode optar por realizar a implantação de outras funcionalidades, observada a razoabilidade, a modicidade tarifária e a prudência dos investimentos. Neste contexto, se insere, por exemplo, a agregação de funcionalidades relativas ao combate às perdas não-técnicas.

44. Pontos para discussão:

- a. O objetivo da exigência de dados sobre a continuidade do serviço é procurar aprimorar a apuração realizada pela distribuidora e o cálculo dos respectivos indicadores. Considerando que determinadas interrupções são expurgadas do cálculo de indicadores de acordo com a regulamentação vigente, a coleta de dados realizada pelo sistema de medição serviria inicialmente como base para o cálculo final. Ou seja, os indicadores de qualidade das unidades consumidoras cujo sistema de medição estiver adequado aos requisitos da Resolução devem ser apurados com base nos valores provenientes do sistema de medição. Portanto serão necessárias alterações no PRODIST e nos procedimentos de apuração atualmente realizados pelas distribuidoras.
- b. Sobre os parâmetros necessários ao cálculo do DRP e DRC, espera-se que na Audiência Pública sejam recebidos comentários sobre a complexidade de implantação e razoabilidade de custos associados à exigência de adição desta funcionalidade que é proposta nesta Nota Técnica.
- c. Conforme mencionado, está sendo proposta que a obrigação de apuração do momento (data e hora de início e fim) das interrupções contemple, além das interrupções de longa duração (maior ou igual a três minutos), aquelas de curta duração (inferior a três minutos). Assim, espera-se receber contribuições na Audiência Pública também a respeito deste item.

III.2.3 Sistema de Comunicação

45. Apesar de não haver a obrigatoriedade de utilização inicial, tendo em consideração a visão de longo prazo da substituição pretendida, deve ser prevista a possibilidade de comunicação remota entre o sistema de medição e o sistema central de gerenciamento da distribuidora, conforme a seguir:

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

1. Meio de comunicação para tráfego de dados: deve haver, no mínimo, um meio de comunicação para tráfego de dados entre o sistema central de gerenciamento de dados e o sistema de medição, escolhido a critério da distribuidora;

1.1 Parametrização e leitura remotas: deve haver capacidade de monitoramento e controle remoto dos parâmetros associados às grandezas medidas e funcionalidades complementares do sistema de medição;

1.2. Atuação remota: deve haver capacidade de suspensão e religação do fornecimento de energia de forma remota;

2. Direção de tráfego de dados: deve haver capacidade de comunicação bidirecional entre o sistema central de gerenciamento de dados e o sistema de medição;

3. Protocolo de comunicação: os protocolos de comunicação devem escolhidos a critério da distribuidora, devendo ser, necessariamente, públicos.

46. Pontos para discussão:

- a. A exigência de comunicação bidirecional não implica na obrigatoriedade de uso dessa funcionalidade. Ou seja, os sistemas de medição devem ser capazes de se comunicar, mas cabe à distribuidora definir que solução tecnológica será adotada para a comunicação do medidor com seu sistema central de gerenciamento de dados, assim como quando efetivamente utilizá-la. Como a visão é de longo prazo, a falta desta capacidade de comunicação poderia levar à necessidade de troca ou adaptação de equipamentos no curto prazo.
- b. Conforme mencionado, a proposta levada a Audiência estabelece que protocolos de comunicação devem ser públicos. Nesse contexto, são incentivadas contribuições a respeito da utilização de protocolos de comunicação e os rebatimentos em aspectos de interoperabilidade e modicidade tarifária. São esperados argumentos sobre a adoção protocolos públicos versus protocolos privados. Também são esperados argumentos sobre a necessidade/viabilidade de determinação, por parte da ANEEL, da adoção de um protocolo único para todo o país.

III.2.4 Disponibilização de Informações ao Consumidor

47. Sabendo que grande parte dos benefícios esperados com a implantação da nova tecnologia depende da participação ativa dos consumidores atingidos, é evidente a importância de se disponibilizar informações referentes ao perfil de consumo do usuário. Entretanto, é imprescindível avaliar se o benefício trazido com a disponibilidade de determinadas informações justificam os custos decorrentes. A seguir, encontra-se listado o conjunto mínimo de critérios que devem ser atendidos:

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

1. **Energia elétrica ativa:** deve estar disponível o valor de energia elétrica ativa acumulado por posto horário até o momento no ciclo de faturamento, assim como o valor total acumulado por posto horário no ciclo anterior;
2. **Energia elétrica reativa:** deve estar disponível o valor de energia elétrica reativa acumulado por posto horário até o momento no ciclo de faturamento, assim como o valor total acumulado por posto horário no ciclo anterior;
3. **Postos tarifários:** deve haver possibilidade de identificação do posto tarifário corrente;
4. **Continuidade do fornecimento:** devem estar disponíveis a quantidade e a duração total das interrupções consideradas para efeito de cálculo dos indicadores FIC, DIC e DMIC, acumuladas para o mês corrente e para os dois meses anteriores.
5. **Visualização das informações:** as informações enumeradas acima devem estar acessíveis por meio de mostrador existente no próprio medidor e, no caso de medição centralizada, ser apresentadas em dispositivo na unidade consumidora.

48. Pontos para discussão:

- a. O conjunto mínimo de informações exigido não contempla todas as grandezas medidas e funcionalidades adicionais. Espera-se o recebimento de contribuições acerca da escolha tomada, considerando o fato de que o custo associado à disponibilização dos demais dados provocaria custos maiores e não justificados, tendo em vista, em geral, a ausência do devido conhecimento sobre a informação disponível.
- b. Particularmente, em relação aos registros de interrupções para efeito dos indicadores FIC, DIC e DMIC, haveria o inconveniente de que a percepção pelo consumidor de interrupções no fornecimento nem sempre é equivalente aos valores efetivamente registrados, tendo em consideração os vários casos de expurgo de ocorrências estabelecidos na regulamentação. Ou seja, haveria casos de interrupção de fornecimento que seriam registrados pelo sistema de medição, mas que não fariam parte do cálculo dos indicadores de continuidade, como, por exemplo, nas interrupções associadas à situação de emergência ou dia crítico. Entretanto, como os expurgos seriam exceções, o consumidor teria um bom indicador dos indicadores e a oportunidade de consultar a distribuidora em caso de dúvidas.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

III.2.5 Aspectos gerais

49. Ao longo desta Nota Técnica, assim como da minuta de Resolução, foi adotada a terminologia “sistema de medição” para se referir ao conjunto de equipamentos que devem ser instalados para obtenção dos requisitos mínimos que estão sendo exigidos. Evitou-se utilizar o termo “medidor” ao definir tais requisitos de forma a deixar à escolha da distribuidora a forma de obtenção e tratamento dos dados apurados, seja no próprio equipamento de medição, seja no sistema central de gerenciamento de dados.

50. Neste contexto, também optou-se por não estabelecer critérios para a utilização de memória de massa. Entretanto, são esperadas contribuições a respeito da necessidade de regulamentação de mais este aspecto.

51. Em termos de perdas associadas ao funcionamento do sistema de medição, o que inclui os valores decorrentes do consumo do medidor e do respectivo sistema de comunicação, a proposta levada à Audiência estabelece que devem ser consideradas como perdas técnicas da distribuidora.

52. Com relação à classe de exatidão dos medidores, fica mantida a definição contida no Módulo 5 (Sistemas de Medição) do PRODIST que estabelece classe A para o Grupo B. Apesar da manutenção do critério na proposta submetida, são incentivadas contribuições acerca, principalmente, do custo e da necessidade de estabelecimento de uma melhor classe de exatidão.

53. Sobre o local de instalação do medidor, fica mantida a permissão à distribuidora de instalação em local externo à unidade consumidora, incluindo sistema de medição centralizada, desde que também sejam respeitados os critérios e procedimentos definidos em regulamentação específica (REN nº 414/2010).

54. Sobre o faturamento na modalidade de pré-pagamento, fica facultada à distribuidora a instalação de equipamentos de medição com sistema de pré-pagamento, desde que também sejam respeitados os critérios e procedimentos definidos em regulamentação específica que vier a ser estabelecida pela ANEEL (atualmente existem trabalhos iniciais em andamento na Agência).

III.3 Implantação em consumidores atendidos no Grupo B

55. Na definição dos consumidores do Grupo B que teriam as especificações do medidor modificadas, um dos pontos considerados foi a significância da resposta fornecida pela classe de consumo a sinais econômicos do preço da energia para utilização mais racional do sistema. A Tabela 1 mostra o consumo médio mensal, em kWh, por classe de consumidores em 2009.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

Tabela 1: Consumo médio mensal por subclasse do Grupo B em 2009

Classe	Número de Unidades Consumidoras	Consumo Médio Mensal por unidade consumidora (kWh)
B1 Residencial	35.682.713	183
B1 Residencial Baixa Renda ¹	19.746.528	61
B2 Rural	3.614.802	236
B3 Comercial e Industrial	5.707.187	595

56. Assim, estão contempladas, nesse primeiro momento, apenas as unidades consumidoras classificadas no subgrupo B3 e B1 Residencial, não enquadradas como Baixa Renda. Isso representa um universo de aproximadamente 41,39 milhões de unidades consumidoras. Cabe ressaltar que essa é a abrangência mínima, sendo que a distribuidora pode optar por realizar a implantação também em unidades consumidoras dos outros subgrupos, observada a razoabilidade, a modicidade tarifária e a prudência dos investimentos.

57. Nessa linha, a escolha pela os subgrupos B3 e B1 Residencial (não enquadradas como Baixa Renda) se justifica pela priorização das unidades consumidoras situadas em áreas urbanas, as quais, em geral, estão em locais mais densamente povoados que as de áreas rurais. Além disso, considerou-se também a o nível de consumo, conforme destacado anteriormente.

58. Ponto para discussão:

- Incentiva-se o envio de contribuições acerca da proposta sobre os consumidores abrangidos, particularmente a respeito da efetividade da exclusão dos consumidores residenciais de baixa renda sobre os objetivos do plano.
- A proposta sugerida nesta Nota Técnica e na minuta de Resolução abrange as concessionárias e as permissionárias de distribuição. Nessa linha, incentiva-se também o envio de contribuições acerca deste item.

III.4 Prazo para o início do uso dos medidores

59. É provável que um medidor com os requisitos mínimos indicados não seja produzido em larga escala no mercado atualmente. Assim, será necessário algum tempo para que os fabricantes possam desenvolver modelos e submetê-los à aprovação metrológica antes de disponibilizá-los para venda às distribuidoras.

¹ Referente aos consumidores classificados como Baixa Renda antes da Resolução Normativa nº 407/2010, de 27/07/2010.

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

60. Paralelamente, as distribuidoras necessitam adequar-se para implantar e gerenciar a nova tecnologia e os seus processos decorrentes. Será necessário formar mão-de-obra especializada, além de organizar e adaptar os processos internos.

61. Assim é proposto um prazo de 18 meses para o início do efetivo início do uso do medidor com os requisitos mínimos, contados a partir da publicação da Resolução Normativa específica sugerida nesta Nota Técnica.

III.5 Vida útil regulatória

62. O tratamento regulatório para a vida útil dos bens vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, incluindo os medidores, é expresso por meio das taxas anuais de depreciação reconhecidas pelo órgão regulador. Nessa linha, as taxas anuais de depreciação estão definidas na Tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, anexo à Resolução Normativa nº 367/2009.

63. Atualmente, a regulamentação vigente atribui a um medidor uma taxa anual de depreciação de 4%, o que implica em um tempo de vida útil de 25 anos. Este tempo foi estabelecido com base na tecnologia eletromecânica e não existe na regra vigente a previsão de valor diferenciado para o medidor eletrônico.

64. Durante a Consulta Pública nº 015/2009, a ANEEL apresentou questionamento acerca de quais estudos e dados poderiam embasar a definição da vida útil do medidor eletrônico, do concentrador e do sistema de comunicação de dados.

65. De uma maneira geral, a ANEEL não recebeu argumentações embasadas que permitam uma mudança na vida útil dos medidores eletrônicos. As contribuições recebidas apontaram que ainda estão em curso estudos e testes concretos e sistematizados que possam realizar com segurança a definição da vida útil destes equipamentos.

66. Entretanto, é sabido que o medidor eletrônico possui vida útil diferente quanto comparado ao eletromecânico. Dessa forma, existem pleitos das distribuidoras para que a ANEEL estabeleça uma diferença entre os medidores eletromecânicos e eletrônicos e, assim, defina vida útil distinta para os equipamentos. As distribuidoras apontam que a diminuição na vida útil regulatória do medidor eletrônico seria um incentivo ao uso da tecnologia.

67. Porém, cabe ressaltar que a vida útil dos medidores eletrônicos não será definida neste presente processo. Tal tema será tratado em um âmbito mais abrangente, dentro da revisão da vida útil dos bens e instalações componentes do ativo imobilizado dos agentes outorgados do setor elétrico. Conforme consta no Processo nº 48500.000004/2008-49, essa revisão foi motivo de uma contratação realizada por meio do procedimento licitatório da Concorrência nº 04/2009. Em tal procedimento, foi contratada empresa para prestar serviços de consultoria especializada para suporte técnico à ANEEL, especificamente para tratar da vida útil dos ativos.

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

68. Assim, no âmbito do Processo nº 48500.000004/2008-49 serão definidas taxas de depreciação para medidor eletromecânico, medidor eletrônico, concentrador e comparador/fiscal.

III.6 Impacto regulatório da implantação

69. A associação de sistemas de telecomunicações e de tecnologia da informação com a atividade de distribuição de energia elétrica que vem ocorrendo nos últimos anos provoca significativas mudanças na forma de relacionamento da distribuidora com seus consumidores e, de forma mais abrangente, com seus acessantes, assim como na forma de interação entre o regulador e a distribuidora. Adicionalmente, a maneira como o consumidor lida com o serviço que lhe é prestado também é impactada, de modo que o consumidor passa a ter um comportamento mais ativo junto à distribuidora.

70. Em sentido amplo, espera-se que a regulamentação do uso de medição eletrônica remova barreiras e incentive a evolução do sistema de distribuição para as chamadas redes inteligentes. Apesar da regulamentação ora proposta, por si só, não ser a única necessária para alcançar esse patamar de desenvolvimento tecnológico, espera-se que as distribuidoras, a partir de iniciativa própria, passem a aplicar o conceito das redes inteligentes, já que o regulador sinaliza quais são os requisitos de medição e funcionalidades que credita como de interesse do setor no longo prazo.

71. Adicionalmente, boa parte dos benefícios associados à medição inteligente depende de ações do regulador, que já estão em andamento, tais como aprimoramento da estrutura tarifária, dos padrões de eficiência das distribuidoras e dos padrões de qualidade.

72. Com uma variedade de dados disponíveis em termos de parâmetros operacionais do sistema e de qualidade do serviço prestado, haverá redução na assimetria de informações entre regulador e distribuidora. Com essa determinação aliada ao uso de sistemas de informações geográficas, espera-se que o regulador possa ter ao seu alcance uma quantidade maior de informações, de maior qualidade, o que o auxiliará tanto na realização de atos regulatórios quanto no aprimoramento de sua atividade fiscalizatória.

73. Por fim, espera-se uma mudança nos hábitos dos consumidores que tiverem seus medidores com os novos requisitos. Com mais informações acerca de seu perfil de consumo e tendo uma estrutura tarifária aprimorada a sua disposição, os consumidores serão incentivados a adequar seu consumo ao perfil de carregamento do sistema, o que pode levar, no longo prazo, à postergação de investimentos no sistema e conseqüentes benefícios econômicos ao consumidor.

74. Outra mudança esperada é a conscientização dos consumidores sobre o consumo excessivo de energia reativa. Os equipamentos eletrônicos de medição facilitam a cobrança da energia reativa e, em resposta, espera-se que o consumidor tenha mais informações e possa realizar um melhor gerenciamento.

III.6.1 Os custos e benefícios esperados

75. Em muitos países, a medição eletrônica aparece como uma ferramenta auxiliar de um programa governamental macro de eficiência energética. Visando principalmente a redução da demanda de energia elétrica de pico do sistema ou das emissões de CO₂, alguns governos determinaram a sua implantação.

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

76. Quanto aos benefícios tangíveis, não há como estimá-los sem um considerável grau de incerteza associado, de modo que as vantagens econômicas e os custos de aplicação poderiam apenas ser adequadamente mensurados após uma implantação em escala suficientemente adequada. Por mais que se tente estimar o quanto se conseguiria reduzir de perdas não-técnicas, a demanda em horário de carregamento máximo da rede e o consumo de energias ativa e reativa, ou ainda o quanto a qualidade e a continuidade do fornecimento seriam aprimorados, os valores estariam carregados de um grau de incerteza tal que não conseguiriam fornecer uma conclusão definitiva sobre o tema.

77. Em suma, a análise da implantação da medição inteligente não é um confronto simplesmente de custos e benefícios. A pergunta a ser respondida pelo regulador não deve ser apenas se os benefícios superam os custos, tendo em consideração que muitos dos benefícios esperados são de difícil estimativa econômica, até por envolverem a resposta do consumidor frente às potencialidades da nova tecnologia.

III.7 Recursos provenientes de fundos

78. Considerando a legislação atual, existe a possibilidade de utilização de recursos provenientes de fontes específicas para o desenvolvimento das redes inteligentes, tais como o destinado a programas de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência energética.

79. Desta forma, propõe-se que as distribuidoras avaliem a utilização de parcelas destes recursos já com a visão de implantação de sistemas inteligentes de medição, o que otimizaria economicamente a implantação. Tendo isto em vista, propõe-se que as distribuidoras sejam incentivadas a utilizar recursos de seus programas para auxiliar os estudos necessários à implantação de medição inteligente em sua área de atuação. Para isto, os projetos devem seguir a regulamentação específica deste tipo de atividade, devendo ser caracterizados como projeto de pesquisa e desenvolvimento ou de eficiência energética.

80. Cabe ressaltar que atualmente existem iniciativas para realizar estudos e levantamentos visando à identificação de outras possíveis fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção e implantação de equipamentos relacionados a redes inteligentes. Nesse âmbito, ainda que em estado inicial dos trabalhos, estão o Grupo de Trabalho do MME instituído pela Portaria MME nº 440/2010² e a Comissão Técnica Conjunta instituída pela Portaria Conjunta MCT/ANEEL nº 230/2010³. Posteriormente, as conclusões dessas iniciativas podem possibilitar novas fontes de recursos, mas tal fato não será tratado no presente momento, por ainda se encontrar em fase inicial de discussão e envolver decisões externas à Agência.

² Conforme comentado anteriormente o Grupo de Trabalho do MME tem como objetivo 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".

³ Comissão Técnica Conjunta MCT/ANEEL objetiva viabilizar soluções científico-tecnológicas e inovações para o atendimento das necessidades do País atinentes ao setor de energia elétrica e ao desenvolvimento nacional.

* 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 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

81. 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.

82. Complementarmente, no art. 4º do Anexo I ao Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, é disposto que à ANEEL compete:

“(…)

III - propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;

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;

“(…)”.

V. DA CONCLUSÃO

83. Ao observar as experiências já realizadas sobre o tema, conclui-se que a implantação de medição eletrônica constitui uma oportunidade de modernizar a infra-estrutura de medição em baixa tensão e, de maneira decorrente, de todo o sistema de distribuição. Nesse contexto, verifica-se potenciais benefícios relacionados à melhoria da qualidade do fornecimento de energia, à redução de custos operacionais das distribuidoras, ao combate às perdas e à eficiência energética.

84. Entretanto, entende-se que, para se usufruir de forma otimizada dos benefícios trazidos pela medição eletrônica, há a necessidade de se coordenar este movimento de substituição de medidores. Diante do exposto, conclui-se pela necessidade de edição de Resolução Normativa com o estabelecimento de requisitos mínimos para os medidores.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL, de 17/09/2010

85. A proposta de regulamentação para utilização de novos medidores foi dividida em duas etapas. Na primeira etapa, objeto da presente Nota Técnica, são estabelecidos os requisitos mínimos para os medidores. Em seguida, após a conclusão de alguns estudos e processos, propõe-se que seja determinada a substituição do parque de medição nacional, estabelecendo-se os prazos.

86. A proposta de regulamentação para medição inteligente para o Grupo B, até alcançar a versão atual, foi tema de várias etapas e reuniões que proporcionaram a incorporação de contribuições para aperfeiçoamento do processo. Apesar disso, ainda entende-se como necessário o debate com os agentes envolvidos e interessados no tema, o que leva à necessidade de instauração de Audiência Pública.

87. Por fim, ressalta-se que, além das contribuições para o texto da minuta de Resolução, a ANEEL espera receber contribuições apresentando pontos de vista acerca de determinados temas que ainda são passíveis de consideração, pontos estes destacados ao longo desta Nota Técnica.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

88. Recomenda-se que o processo em referência seja encaminhado para a deliberação da Diretoria Colegiada da Agência com vistas à instauração de processo de Audiência Pública, com intercâmbio documental e realização de sessão ao vivo - presencial.

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação - SRD

HUGO LAMIN
Especialista em Regulação – SRD

JOÃO MARCELO CAVALCANTE DE ALBUQUERQUE
Especialista em Regulação - SRD

De acordo,

PAULO HENRIQUE SILVESTRI LOPES
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição