

Em 8 de novembro de 2007.

Processo: 48500.002675/2002-14

Assunto: Análise dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, com enfoque nos pontos de destaque, nas inovações propostas e nos impactos regulatórios detectados.

## **I. DOS OBJETIVOS**

Subsidiar a Diretoria Colegiada da ANEEL na análise dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, apontando os principais pontos de destaque, as inovações e os impactos regulatórios do documento.

2. Solicitar instauração do processo de Audiência Pública para recebimento de contribuições e conseqüente aperfeiçoamento das disposições presentes no PRODIST.

## **II. DOS FATOS**

3. A documentação originalmente elaborada pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB para a regulamentação das distribuidoras é simplificada e não existiam documentos consolidados para procedimentos relativos a planejamento e operação das distribuidoras, a exemplo dos documentos existentes no âmbito do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS e do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI. Assim, foi necessário elaborar os Procedimentos de Distribuição em duas etapas.

4. Na primeira etapa foi elaborada uma versão preliminar partindo-se do Anexo H do documento final elaborado pela Coopers&Lybrand, da documentação existente na Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE e de outros documentos pertinentes. Os documentos desta etapa foram consolidados pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL sob a supervisão da ANEEL.

5. Os documentos catalogados pelo CEPEL referem-se à primeira etapa dos Procedimentos de Distribuição e foram estruturados inicialmente em sete Módulos e, no entanto, no decorrer dos trabalhos acrescentou-se Módulo específico para a qualidade de fornecimento de energia elétrica.

\* 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 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007

6. Na segunda etapa, no dia 15 de fevereiro de 2005, foi assinado o Contrato de Prestação de Serviços nº 05/47-1468 entre o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD e o Consórcio PROCEDI5, formado pelas empresas Promon Engenharia Ltda., Promon Tecnologia Ltda., Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – FUPAI, Cooperativa de Serviços e Negócios em Energia – ConEnergia e Advocacia Waltenberg, tendo como beneficiária a ANEEL, no âmbito do Projeto BRA/98/019 – Consolidação da Estrutura Técnica e Administrativa da ANEEL.

7. O objeto do contrato nº. 05/47-1468 foi a contratação de consultoria especializada para elaboração dos PRODIST, composto por oito Módulos, em forma de manual, uma cartilha orientativa, indicações de alteração, revogação e inclusão de portarias e resoluções da ANEEL, organização de um Workshop e reuniões de esclarecimentos com a ANEEL e com agentes envolvidos no processo de distribuição de energia elétrica.

8. Ressalta-se que o edital de licitação, aprovado pela Diretoria Colegiada da ANEEL em 2002, estabeleceu que o PRODIST deveria incorporar os procedimentos contidos em resoluções ou mesmo incorporar artigos de resoluções que deveriam ser revogadas ou modificadas.

9. Os trabalhos previstos no contrato foram iniciados pelo Consórcio PROCEDI5 no dia 1º de março de 2005. Até a versão final entregue, no dia 20 de dezembro de 2005, ocorreram diversos eventos, internos e externos à Agência, para debate das premissas e das primeiras versões de cada um dos Módulos do PRODIST.

10. Os eventos com a participação de colaboradores externos, para discussão do PRODIST, ocorreram em quatro capitais do país e totalizaram dez reuniões, sendo destaque o Workshop Internacional sobre Acesso aos Sistemas de Distribuição, tema do Módulo 3.

11. Já os eventos para o público interno da ANEEL totalizaram treze reuniões com a participação de diversas Superintendências, destacando-se a realização de seis Audiências para o Público Interno – API, organizadas e registradas pela Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA.

12. Destaca-se que 49 profissionais do Consórcio PROCEDI5, além de servidores da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, foram responsáveis pela elaboração dos Módulos deste documento.

13. Após a entrega da versão pelo consórcio, a SRD desenvolveu processo de revisão e encaminhou o documento à Procuradoria Federal que, por meio do Núcleo de Processos Punitivos, sugeriu adequações de forma e conteúdo nos Módulos.

14. Diante disso, com o objetivo de adequar e inserir eventuais ajustes nos Módulos do PRODIST, a SRD propôs à Diretoria Colegiada da Agência, por meio da Nota Técnica nº 0001/2007-SRD/ANEEL, a constituição de comissão de trabalho com participação de empregados de empresas sob regulamentação ou fiscalização da ANEEL.

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

15. Em 30 de janeiro de 2007, na 4ª Reunião de Gestão Administrativa Ordinária, a Diretoria decidiu, por unanimidade, pela edição de portaria de criação da Comissão de Trabalho supracitada. Então, de acordo com deliberação da Diretoria, publicou-se a Portaria ANEEL nº. 507/2007, instituindo-se a Comissão. O prazo fixado para a conclusão dos trabalhos foi de noventa dias e o término do oficial das atividades da Comissão ocorreu dia 29 de maio.

16. Para o desenvolvimento das atividades da Comissão de Trabalho, nas reuniões presenciais foram realizadas leitura e análise dos Módulos técnicos que compõem o PRODIST. Com isso, a apreciação dos documentos foi realizada com êxito, quando ocorreram contribuições relevantes. A participação de empregados de empresas sob regulamentação ou fiscalização da ANEEL ocorreu no sentido de fornecer subsídios aos fins específicos da Comissão de Trabalho, cujos produtos e decisões finais, em especial atos normativos e determinações a agentes setoriais, foram consolidados e redigidos somente por servidores da Agência.

17. Por fim, destaca-se que, durante todo o processo de elaboração do PRODIST, com o objetivo de dar publicidade às atividades relacionadas ao documento, foram disponibilizados no site da ANEEL (link Informações Técnicas - Distribuição de Energia Elétrica – Procedimentos de Distribuição) as premissas, as versões preliminares e as versões finais de cada Módulo. Além disso, para os colaboradores da Agência, no espaço destinado à SRD na Intranet, também foram disponibilizadas informações sobre os Procedimentos.

### **III. DA ANÁLISE**

18. Os Módulos que compõem os PRODIST são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

19. O documento disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição de propriedade das concessionárias/permissionárias de serviço público de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

20. A elaboração do PRODIST baseou-se nos princípios de modicidade tarifária, direitos e deveres equilibrados, função da distribuição de energia, tratamento isonômico para usuários da rede e um sistema de informações sistemáticas e permanentes de modo a auxiliar nos processos de regulação, fiscalização e mediação da ANEEL. Durante a elaboração, considerou-se o disposto em outros regulamentos, destacando-se a interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

21. Posteriormente à entrega da versão pelo Consórcio PROCEDIS, em análise interna, a SRD optou por reestruturar o Módulo 7, que originalmente tratava de metodologia para revisão e atualização do PRODIST. Por considerar que o processo de revisão e atualização de regulamentos já existia dentro da ANEEL, concluiu-se que o conteúdo do Módulo 7 era impróprio. Assim, o Módulo foi totalmente modificado

\* 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 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007

e o tema que anteriormente era abordado pela Seção 8.3 - Perdas Técnicas (presente no Módulo 8) foi transferido para o Módulo 7, agora intitulado "Perdas Técnicas Regulatórias".

22. Diante disso, O PRODIST é composto de seis Módulos técnicos: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso aos Sistemas de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Perdas Técnicas Regulatórias (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8).

23. Ademais, compõem os Procedimentos outros dois Módulos denominados Módulos integradores: Introdução (Módulo 1) e Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6).

24. Com vistas ao objetivo desta Nota Técnica, nesta etapa do texto são apresentados os principais pontos de destaque, as inovações e os impactos regulatórios de cada um dos oito Módulos.

### **III.1 Módulo 1 – Introdução**

25. O Módulo 1 estabelece os objetivos gerais do PRODIST, que são, entre outros, promover o livre acesso às redes de distribuição, sua expansão, a operação e manutenção do sistema de distribuição visando à confiabilidade, segurança e eficiência observando, no que couber, os Procedimentos de Rede.

26. Ainda estão presentes no Módulo 1 os seguintes itens: estrutura do PRODIST (breve descrição de todas as seções de cada um dos Módulos), as responsabilidades e sanções dos agentes, descritos na seção 1.1 e o glossário de termos técnicos presente na seção 1.2, a principal desse Módulo.

27. O glossário apresenta, em ordem alfabética, cerca de 440 termos e expressões resultantes dos oito Módulos, com as suas respectivas definições, necessárias à compreensão do PRODIST. Além de se basear em termos divulgados em documentos oficiais da Agência, o glossário se completa com o vocabulário presentes no site da ANEEL, do MME e, particularmente, com o módulo similar dos Procedimentos de Rede.

28. Considerando-se que Módulo 1 apresenta caráter introdutório, pelo conteúdo e natureza do Módulo não são necessárias alterações em Resoluções.

### **III.2 Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**

29. O Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição estabelece os procedimentos básicos para o planejamento da expansão de médio e longo prazo das distribuidoras. É uma meta do Módulo estabelecer os requisitos de dados necessários para os estudos de planejamento, além de definir critérios básicos para troca dessas informações entre os agentes envolvidos.

30. Entre os destaques do Módulo 2, podem ser citados a metodologia de estudos de planejamento, o Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD, o emprego de base de dados para fins regulatórios e a utilização de curvas de carga para fins tarifários.

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

31. As seções que compõem esse Módulo indicam os quesitos mínimos para execução das atividades de planejamento, como os critérios e estudos de planejamento para os sistemas de distribuição de baixa, média e alta tensão, além do planejamento das subestações de distribuição.

32. O Módulo estabelece as diretrizes para a elaboração e encaminhamento do PDD. O objetivo é padronizar e disciplinar o envio dos dados utilizados pela ANEEL na análise de investimentos realizados, pelas distribuidoras, para o atendimento ao crescimento do mercado.

33. A partir das informações recebidas por meio do PDD, é possível subsidiar o cálculo do componente Xe do Fator X que é utilizado nos processos de regulação econômica, visando compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para um determinado período.

34. O Módulo ainda determina que as distribuidoras devem caracterizar a carga de seus consumidores e do carregamento de seus transformadores de potência, por meio de informações oriundas de campanha de medição. Destaca-se que a caracterização de carga e carregamento é etapa constituinte do cálculo das Tarifas de Referência necessárias para a revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD da distribuidoras em processo de revisão tarifária periódica.

35. Outro destaque desse Módulo é o comando para que as distribuidoras mantenham as informações de todo seu sistema de distribuição e de seus acessantes em sistemas de informação georeferenciada. A minuta de resolução em anexo determina que as distribuidoras terão prazo de até 12 meses, a partir da aprovação do PRODIST, para realizar o plano de implantação do sistema de georeferenciamento.

36. Além da inovação citada no item anterior, o Módulo 2 ainda regula o planejamento conjunto em áreas de atuação adjacente das distribuidoras, bem como disciplina, no planejamento, a agregação dos programas de eficiência energética e de novas tecnologias no planejamento global da empresa.

37. A atual legislação determina que as distribuidoras forneçam informações de seu mercado, abrangendo dados históricos e projeções, para fins do planejamento setorial (art. 3º da Lei nº 10.848/04, art. 17 do Decreto nº 5.163/04). Essas informações, que subsidiam o Ministério de Minas e Energia - MME e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE na definição do planejamento do setor elétrico brasileiro, seguem parâmetros específicos, os quais não são alterados ou afetados pelo Módulo 2.

### **III.2.1 Das alterações na Resolução 166, de 10 de outubro de 2005**

38. Com relação aos impactos regulatórios do Módulo 2, destaca-se a revogação do artigo 34 da Resolução ANEEL nº. 166/2005. Esse artigo estabelece que em até 3 meses antes do mês previsto para a revisão tarifária, a distribuidora deverá disponibilizar, à ANEEL, as tipologias que representem a caracterização de carga. Porém, o PRODIST estabelece 180 dias para envio das informações relativas às tipologias, além de solicitar à distribuidora o envio de novos itens para a ANEEL.

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

### **III.3 Módulo 3 – Acesso ao sistema de Distribuição**

39. O Módulo 3 estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso dos sistemas elétricos de distribuição. Nas oito seções que compõem esse Módulo são definidos os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se tanto aos novos acessantes como aos existentes, quando couber.

40. Assim, em seção introdutória, é estabelecida a abrangência do Módulo, abordando critérios gerais e responsabilidades das partes no processo de conexão aos sistemas de distribuição.

41. Posteriormente, o Módulo define e descreve as fases necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição, estabelecendo quatro etapas a serem observadas tanto pelo acessante quanto pela acessada: Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso.

42. Essas etapas disciplinam a relação entre o acessante e a distribuidora acessada, estabelecendo os prazos a serem observados, as informações que devem ser disponibilizadas pelas partes e os requisitos que devem ser atendidos para a viabilização do acesso.

43. Os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso aos sistemas de distribuição são estabelecidos em seção própria. Nesse sentido destacam-se os critérios para definição da tensão de conexão e critérios para estabelecimento do ponto de conexão, tanto para unidades consumidoras quando produtoras.

44. Também são contemplados os aspectos relacionados à implementação, comissionamento e recepção de novas conexões, compreendendo a sua instalação, acompanhamento e aprovação, além dos requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão.

45. Os contratos estabelecem as condições gerais e especiais dos serviços a serem prestados pelas distribuidoras aos acessantes de seus sistemas de distribuição, compreendendo condições técnicas e comerciais que devem ser obrigatoriamente observadas pelas partes. Assim, são apresentadas as diretrizes para elaboração dos Contratos de Conexão aos Sistemas de Distribuição - CCD, Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD, Contrato de Adesão, Contrato de Fornecimento e Contrato de Prestação de Serviço de Energia Elétrica para Iluminação Pública – CSIP.

46. Destaca-se que, para o acesso às Demais Instalações de Transmissão – DIT, o Módulo 3 determina que os acessantes deverão assinar o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD com a distribuidora titular da área de concessão, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações. Os acessantes deverão ainda firmar o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT com a concessionária de transmissão proprietária da DIT acessada, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão.

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

47. A determinação de assinatura de CCT e CUSD para o acesso a uma DIT é embasada no Parecer nº 251/2006 emitido pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, que conclui que *“não há ilegalidade no fato do pagamento das tarifas de uso serem destinadas a outros agentes diferentemente daqueles proprietários da rede no ponto de conexão, desde que reste sempre demonstrada a prestação do serviço público de transporte de energia elétrica nas redes.”* Esta proposta foi concluída em comum acordo com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT.

48. Em anexo ao Módulo 3, existem modelos para os contratos CCD e CUSD. Os modelos contemplam cláusulas particulares, devidamente destacadas, para atender às especificidades de alguns acessos (temporários ou com contratação de reserva de capacidade) e do tipo de acessante (produtor de energia, consumidor de energia ou outros). Destaca-se que as partes, acessante e acessada, podem negociar condições especiais, desde que incorporadas as cláusulas correspondentes aos respectivos contratos de prestação de serviços.

49. A “Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição”, tratada como uma seção do Módulo 3, apresenta os conceitos básicos relativos ao processo de acesso aos sistemas de distribuição componentes do sistema elétrico nacional, consolidados no PRODIST.

50. A Cartilha está estruturada na forma de perguntas e respostas, e, de uma forma geral, abrange as principais questões levantadas pelos acessantes, orientando para os procedimentos a serem adotados para a consolidação do acesso aos sistemas de distribuição. Na parte final da Cartilha encontra-se um breve glossário com os termos mais utilizados no documento, sendo que um glossário mais abrangente é disponibilizado no Módulo 1, conforme já comentado.

51. Como inovação, o Módulo 3 estabelece que as distribuidoras, de comum acordo com os produtores de energia e o ONS, quando couber, podem estabelecer a operação ilhada de parte do sistema de distribuição, observando simultaneamente o estabelecido no Módulo 4 – Procedimentos Operativos. A decisão pela operação ilhada deve ser precedida de estudos que avaliem a viabilidade técnica e qualidade da energia na rede associada e as condições devem ser estabelecidas no acordo operativo realizado entre os agentes envolvidos.

52. Em outra inovação, o documento apresenta a possibilidade de “dupla contratação”, quando o agente produtor exporte energia elétrica em um determinado período do ano e consuma energia elétrica em outro período.

53. Nesse caso, poderá ser realizada a contratação de uso do sistema de distribuição na condição de produtor e de consumidor simultaneamente através de uma mesma conexão e, independentemente de inversão sazonal do fluxo de energia, devem ser celebrados apenas um CCD e um CUSD por ponto de conexão.

54. Pela proposta, nos casos de “dupla contratação”, para a cobrança do encargo mensal será utilizado o maior valor entre o encargo mensal pelo uso do sistema como consumidor e o encargo mensal pelo uso do sistema como produtor de energia. O objetivo da cobrança como o maior valor entre os

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

encargos objetiva refletir o maior impacto imposto ao sistema de distribuição e com isso evitar o pagamento duplo pela utilização dos ativos físicos presentes em um mesmo ponto de conexão.

55. Em outro ponto do texto, o Módulo apresenta item que trata dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, visando esclarecer a aplicação desses encargos. Com isso, destaca-se que, os encargos referidos contemplam o ressarcimento dos custos das restrições de operação aos agentes de geração termelétrica (despacho ou exclusão independentemente da ordem de mérito) com instalações conectadas aos sistemas de transmissão e distribuição, desde que despachados centralizadamente pelo ONS.

56. O Módulo esclarece ainda que não há aplicação de ESS em decorrência de eventuais restrições que ocorram em redes de distribuição ou em redes de transmissão não pertencentes à Rede Básica. Para tais restrições, a cobertura dos custos incorridos deve ser prevista no Contrato de Conexão, quando do estabelecimento dos índices de qualidade relativos às instalações de conexão e das penalidades pelo não atendimento desses índices.

57. A versão final do Módulo, diferentemente das versões anteriores, apresenta disposições sobre acesso em instalações de uso exclusivo ou de uso compartilhado de unidades geradoras. É estabelecido que, em caso de acesso de unidade consumidora às instalações de conexão de uso exclusivo ou de uso compartilhado com tensão inferior a 230 kV, estas deverão ser incorporadas pela distribuidora.

58. A incorporação referida no item anterior será realizada até o ponto de conexão da nova unidade consumidora, gerando direito de ressarcimento à unidade geradora proprietária das instalações acessadas. A incorporação é justificada pelo fato de que a distribuidora é a detentora da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, não cabendo à unidade geradora realizar essa função de distribuição.

59. Para o cálculo do valor do ressarcimento supracitado, devido pela distribuidora ao proprietário das instalações, somente são considerados os ativos a serem incorporados. Para isso, deve-se utilizar a fórmula seguinte, presente no Módulo 3:

$$VR = VI \times \left( \frac{20 - t}{20} \right)$$

Onde:

VR = Valor, em Reais, do Ressarcimento ao proprietário das instalações de conexão de uso exclusivo ou de uso compartilhado;

VI = Valor, em Reais, de todos os ativos a serem incorporados pela distribuidora, considerando o orçamento da obra à época de sua construção, atualizado ao valor presente por meio do IPCA ou outro índice que vier a substituí-lo, desconsiderando a depreciação, ou, na impossibilidade de se obter esse valor, a distribuidora deverá utilizar o custo de reposição reconhecido pela ANEEL nos processos de revisão tarifária.

t = Idade das instalações elétricas a serem incorporadas, em anos, contados a partir da energização.

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

60. A participação financeira do consumidor será a diferença positiva entre o Valor do Ressarcimento - VR (acrescido do custo de eventuais adequações) e o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora, denominado ERD, determinado conforme a Resolução Normativa nº 250, de 13 de fevereiro de 2007.

61. O Módulo também estabelece que, em caso de posterior acesso de unidade geradora às instalações de conexão de uso compartilhado ou de uso exclusivo com tensão inferior a 230 kV, estas deverão ser compartilhadas mediante acordo entre as partes, não ocorrendo a incorporação pela distribuidora.

62. Já se o acesso ocorrer em instalações de conexão de uso compartilhado ou de uso exclusivo de centrais geradoras participantes do PROINFA, a conexão deverá ser realizada observando-se os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 56, de 6 de abril de 2004.

63. Tal Resolução estabelece que no acesso de consumidor às instalações de conexão de uso compartilhado deverá ocorrer a incorporação pela distribuidora, na modalidade não onerosa, não gerando direito à indenização aos proprietários das instalações, diferentemente da regra proposta no PRODIST. A diferença de comandos regulatórios explica-se pelo fato de que as centrais geradoras participantes do PROINFA são agentes incentivados e, por isso, a incorporação pela distribuidora ocorre de maneira não onerosa. Assim, para os agentes que não possuem os incentivos desse Programa, entende-se que devem receber ressarcimento relativo à incorporação.

64. Em outra inovação, o Módulo 3 determina que não haverá cobrança de encargos de conexão para as atividades de operação e manutenção das instalações do ponto de conexão.

65. Conforme já regulamentado, o projeto e execução das instalações do ponto de conexão são de responsabilidade financeira dos acessantes. As instalações de conexão poderão ter seu projeto e execução contratado com empresa de livre escolha do acessante, inclusive a própria distribuidora. Tal posicionamento está embasado nos Pareceres nº 129/1998 e nº 007 1999 emitidos pela Procuradoria Federal junto à ANEEL e publicados por despacho do então Diretor-Geral da ANEEL no Diário Oficial da União.

66. Assim, pela proposta presente no Módulo, quando o acessante contratar a própria distribuidora para realizar o projeto e execução das instalações de conexão, o pagamento por este serviço será realizado via encargos de conexão, que serão livremente negociados entre as partes e deverão cobrir os custos com projeto, construção, equipamentos e medição.

67. Já se o acessante contratar terceiro legalmente habilitado para realização do projeto e execução das instalações de conexão, não haverá cobrança de encargos de conexão.

68. A proposta determina que, concluída a construção, as instalações do ponto de conexão deverão, obrigatoriamente, ser incorporadas pela distribuidora, não ensejando qualquer indenização ao acessante. A incorporação deve se registrada contabilmente como "Obrigações Especiais".

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

69. Quando a unidade consumidora pertencente ao mercado cativo optar por adquirir energia no mercado livre ou incentivado, eventuais alterações no ponto de conexão deverão ser pagas pelo acessante, via encargos de conexão, e discriminados no CCD. Se a opção do consumidor não resultar em nenhuma alteração no ponto de conexão, o CCD deverá ser firmado com valor zero e não haverá cobrança de encargos de conexão.

70. Logo, somente haverá cobrança de encargo de conexão quando o acessante contratar a própria distribuidora para realizar o projeto e execução ou alteração das instalações de conexão e não haverá cobrança desses encargos para as atividades de operação e manutenção. Diante disso, é necessário que se altere a redação do artigo 18 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999.

71. Em mais um tópico abordado pelo Módulo, o texto traz um compêndio sobre as regras de contratação de reserva de capacidade. O tema, que é regulamentado pela Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, é atualmente objeto da Audiência Pública 001/2007. Assim, o Módulo apenas descreve os aspectos gerais sobre reserva de capacidade e remete o detalhamento do assunto à regulamentação específica (a própria Resolução nº 371/1999).

72. O mesmo procedimento foi adotado para os aspectos relacionados à modalidade de acesso temporário: o Módulo remete, à Resolução nº 715, de 28 de dezembro de 2001, as regras para a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

73. Outra proposição inicial e que foi descartada na atual proposta é a revogação de diversos artigos da Resolução 456, de 29 de novembro de 2000. Com isso, é oportuno destacar que os temas de caráter comercial (itens que não tratam de matérias técnicas) presentes no Módulo 3 e que são contemplados pela Resolução 456/2000, foram, em sua maioria, excluídos do texto do PRODIST.

74. Mesmo com a exclusão de diversos pontos, alguns itens permaneceram, no intuito de não prejudicar a coesão textual e o encadeamento dos assuntos tratados no Módulo.

75. Os temas mantidos estão em consonância com a redação vigente da Resolução 456/2000 e, por isso, não é apresentada proposta de revogação ou alteração de artigos dessa Resolução. Entre os assuntos mantidos no Módulo 3 estão os tópicos relativos às seções “Do Ponto de Entrega” e “Da Unidade Consumidora”, presentes nos artigos 9º a 16 da Resolução 456/2000, além das disposições sobre contrato de fornecimento.

76. Por fim, é conveniente informar que não consta no Módulo 3 a definição da modalidade de conexão de unidades produtoras aos sistemas de distribuição. A regulamentação por modalidade de conexão rasa, conexão profunda ou variantes dessas modalidades, será objeto de resolução específica da ANEEL (atualmente em fase de elaboração por esta SRD).

### **III.3.1 Das alterações na Resolução nº 395, de 04 de dezembro de 1998**

77. A Resolução nº 395/1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências.

78. O Módulo 3 define e descreve as fases necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição, estabelecendo quatro etapas a serem observadas tanto pelo acessante quanto pela acessada: Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso. Estas etapas devem ser observadas pelos agentes que necessitam da obtenção de Registro ou Autorização.

79. Assim, pela proposta de inclusão do art. 27-A na Resolução nº 395/1998, é determinada a observância ao disposto nos Procedimentos de Distribuição para obtenção do acesso aos sistemas de distribuição.

### **III.3.2 Das alterações na Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999**

80. A Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999, estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

81. Conforme comentado, o Módulo 3 define e descreve as fases necessárias à obtenção do acesso aos sistemas de distribuição, estabelecendo quatro etapas a serem observadas, inclusive pelos agentes que necessitam da obtenção de Registro ou Autorização. Assim, a alteração proposta para a Resolução nº 112/1999 segue o mesmo procedimento adotado para a modificação da Resolução nº 395/1998.

82. Assim, na proposta para alteração do § 1º do art. 14 da Resolução nº 112/1999, a Autorizada deverá submeter-se aos Procedimentos de Rede ou aos Procedimentos de Distribuição, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e responsabilidades relacionadas ao sistema de transmissão ou distribuição.

### **III.3.3 Das alterações na Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999**

83. O § 1º do art. 18 da Resolução nº 281/1999 determina que os encargos de conexão deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão.

84. Pela proposta presente no Módulo 3, conforme comentado nos itens 64 a 70 desta Nota Técnica, não haverá cobrança de encargos de conexão para cobrir as atividades de operação e manutenção do ponto de conexão. Assim, a alteração proposta para § 1º do art. 18 da Resolução nº 281/1999 elimina este tipo de cobrança por parte das distribuidoras.

#### **III.4 Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição**

85. O Módulo 4 disciplina os itens relacionados à operação dos sistemas de distribuição, com abrangência sobre as distribuidoras e sobre os agentes de transmissão detentores das Demais Instalações de Transmissão - DIT cujas instalações não pertencem à rede de operação do Sistema interligado Nacional.

86. Assim, são apresentados os procedimentos a serem seguidos pelos agentes quando da formulação de planos e programas operacionais, incluindo previsão de carga, programação de intervenções em instalações, controle da carga em contingências e controle da qualidade do suprimento de energia elétrica.

87. O Módulo ainda estabelece a uniformidade de procedimentos para o relacionamento operacional entre os centros de operação das distribuidoras, das transmissoras, dos centros de despacho de geração distribuída e demais órgãos de operação das instalações dos acessantes.

88. Os requisitos mínimos de recursos de comunicação de voz e de dados entre os órgãos de operação dos agentes envolvidos também são definidos neste Módulo.

89. Destaca-se também o aspecto da compatibilidade dos dados de projeção de demanda e seus respectivos horizontes envolvidos, assim como os aspectos considerados na determinação de planos de contingência de restrições no suprimento ao sistema de distribuição com as necessidades requeridas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

90. Além das reuniões internas com técnicos da ANEEL, na elaboração desse Módulo foram realizadas visitas técnicas a concessionárias de distribuição e também ao ONS, que participou da preparação desse Módulo. Destaca-se então a sua compatibilidade com os Procedimentos de Rede.

91. Como o conteúdo do Módulo 4 disciplina assunto ainda não presente em resoluções no âmbito da distribuição de energia elétrica, não são propostas revogações ou alterações de atos regulamentares da Agência.

#### **III.5 Módulo 5 – Sistemas de medição**

92. O Módulo 5 estabelece os requisitos técnicos mínimos para especificação dos sistemas de medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição.

93. Apresenta as condições básicas para a especificação dos materiais, equipamentos, projeto, montagem, inspeção, instalação, operação e manutenção dos sistemas de medição. Também são apresentadas as responsabilidades de cada um dos agentes em cada uma dessas etapas.

94. Com o objetivo de atender a contribuições de outras áreas da Agência, as propostas de mudança na responsabilidade financeira pela instalação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF, presentes em versões anteriores do Módulo 5 (conforme foi disponibilizado na internet), foram eliminadas na versão final do Módulo.

95. Assim, a regulamentação vigente é mantida e os consumidores livres e especiais existentes que assinaram os Contratos de Uso e de Conexão em data anterior à publicação da Resolução nº. 208/2001 ou em data posterior à publicação da Resolução nº. 067/2004, deverão arcar com custos de compra e eventuais adequações no SMF. Já os Consumidores livres e especiais que assinaram os contratos citados em data posterior à publicação da Resolução nº. 208/2001, e anterior à publicação da Resolução nº. 067/2004, deverão ter as adequações do SMF realizadas e custeadas pela distribuidora à qual se conectam.

96. Ressalta-se que, ainda que os consumidores livres e especiais tenham arcado com os custos da compra, *“os equipamentos de medição serão de propriedade do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade do consumidor livre será conectada”*, conforme estabelecido no artigo 8º da Resolução 264/1998.

97. Conforme recomendação da Nota Técnica nº 0065/2007-SRD/SRT/ANEEL, incorpora-se no Módulo 5 a determinação de que, para pontos de medição de responsabilidade financeira dos consumidores livres e especiais, mas com os custos da implantação do medidor principal e dos transformadores de instrumentos realizados pela distribuidora, os equipamentos já adequados deverão ser ressarcidos à concessionária.

98. Nesses casos de ressarcimento, a distribuidora solicita anuência prévia da ANEEL para desvinculação dos equipamentos. Assim a ANEEL autoriza a distribuidora utilizar a Resolução nº. 20/1999, para desvincular os equipamentos do Ativo Imobilizado em Serviço e para que os consumidores realizem os respectivos ressarcimentos. Quanto ao tratamento na base de remuneração da distribuidora, deve-se observar o que dispõe o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e a Resolução nº. 234/2006, para contabilização, inclusive das Obrigações Especiais.

99. Outra recomendação da Nota Técnica nº 065/2007-SRD-SRT/ANEEL incorporada no Módulo 5 é determinação de que a substituição de equipamentos com vida útil esgotada, a substituição decorrente de avarias e a substituição por motivos que comprometam a segurança de instalações ou de pessoas devem ser arcadas e realizadas pela distribuidora acessada.

100. Então no Módulo 5, para as situações de substituição supracitadas, determina-se que a distribuidora acessada possui a responsabilidade financeira pela troca dos equipamentos, excetuando-se o sistema de comunicação. Assim, uma vez que o consumidor livre ou especial já pagou pelo equipamento, a responsabilidade de sua substituição pelos motivos citados no item anterior deverá ocorrer por conta da distribuidora, detentora da propriedade do equipamento. Com isso, os consumidores são responsáveis financeiramente apenas quando migram para o ACL. Após a entrada em operação comercial no mercado

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

livre, os consumidores não devem arcar com custos de eventual substituição dos medidores, transformadores de potencial - TP e transformadores de corrente – TC.

101. Outra inovação eliminada da atual versão do Módulo 5 é flexibilização, pra novas instalações, dos padrões técnicos dos equipamentos constituintes do SMF de consumidores dos subgrupos tarifários A4 e A3a. Em versões preliminares, o Módulo 5 propunha determinada flexibilização, de modo a adotar classe de precisão menos rigorosa e medição em apenas dois quadrantes para medidores eletrônicos e classe de precisão menos rigorosa para TP e TC.

102. A proposta de flexibilização supracitada já foi adotada na revisão do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e, portanto, deixou de existir no PRODIST. Com isso, para os requisitos técnicos mínimos dos equipamentos de medição de todos os acessantes do Grupo A, deve-se observar o disposto nos Procedimentos de Rede.

103. O Módulo estabelece exigência, para novas instalações, de adoção de sistemas de medição com as mesmas características técnicas e mesmas instalações associadas, tanto para os consumidores livres quanto para os consumidores cativos, de acordo com o subgrupo tarifário que a unidade consumidora está classificada.

104. Com a adoção da flexibilização citadas nos itens 101 e 102, o padrão de medição para os consumidores dos subgrupos tarifários A4 e A3a eleva, para as novas instalações, os requisitos técnicos utilizados nos sistemas de medição de consumidores cativos aos níveis antes empregados por algumas distribuidoras do país. Já para o caso dos consumidores livres desses mesmos subgrupos, a adoção do padrão proposto implicou em uma simplificação do padrão de medição antes adotado.

105. O objetivo desta inovação (exigência, para novas instalações, de sistemas de medição com as mesmas características técnicas e mesmas instalações associadas para os consumidores livres e cativos) é evitar que a distribuidora crie impedimentos para um consumidor cativo que opte por migrar para o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Constatou-se que algumas distribuidoras estariam apresentando exigências variadas em relação aos equipamentos de medição e sua instalação. Em alguns dos casos as exigências constituem barreiras de entrada ao mercado livre, impedindo a escolha do consumidor, especialmente aqueles de menor porte que se propõem a comprar energia oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes incentivadas.

106. O Módulo apresenta o elenco de regras para leitura, registro, compartilhamento e disponibilização de informações de medição. O objetivo é estabelecer procedimentos fundamentais para que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários aos processos de contabilização de energia elétrica, de uso no âmbito das distribuidoras e de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

107. Pelas disposições presentes no Módulo 5, não são necessárias alterações em regulamentos vigentes. Porém, a Resolução responsável pela aprovação do PRODSIT possui artigos específicos sobre o tema de medição, contemplando os pontos mencionados nesta análise.

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

### **III.6 Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações**

108. A troca das informações nos Procedimentos de Distribuição é função da reconhecida importância de um vasto e organizado intercâmbio de dados entre os agentes e entre esses e as entidades setoriais. Tal intercâmbio é condição essencial para que os sistemas de distribuição sejam controlados e operados de forma transparente e regular.

109. Assim, os objetivos desse Módulo são definir, especificar e detalhar como as informações referentes às ações técnicas desenvolvidas nos sistemas elétricos de distribuição serão intercambiadas entre os agentes de distribuição e entre esses e as entidades do setor elétrico, incluindo o envio de informações à ANEEL. O Módulo estabelece as obrigações dos agentes para atender os procedimentos, critérios e requisitos definidos nos seis Módulos técnicos.

110. Para facilitar o entendimento do envio das informações, o Módulo apresenta fluxogramas das informações requeridas, que foram elaborados para cada um dos Módulos técnicos, de forma a apresentar uma macro-visão dos principais intercâmbios de informações entre os agentes de distribuição e entre esses e as entidades setoriais.

111. Além dos fluxogramas, o Módulo 6 é composto por diversas tabelas que especificam as informações relativas a cada Módulo técnico. As tabelas são compostas pelas seguintes colunas: “Informação”; “Especificação”; “Unidade”; “Periodicidade”; e “Observação”.

112. É importante ressaltar que a sistemática para envio de dados para a ANEEL é objeto de trabalho conjunto entre a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD e a Superintendência de Gestão Técnica da Informação - SGI.

113. Por apenas disciplinar a troca de informações entre os agentes de distribuição do setor elétrico e a ANEEL, o Módulo 6 não gera impactos na regulamentação em vigor.

### **III.7 Módulo 7 – Perdas Técnicas regulatórias**

114. Conforme já citado, a Seção 8.3 - Perdas Técnicas foi retirada do Módulo 8 após mudanças realizadas pela SRD e, assim, o Módulo 7 passou a tratar do tema.

115. Considera-se complexa a avaliação das perdas técnicas em um sistema de distribuição, essencialmente pela quantidade de elementos que constituem cada segmento. Outra dificuldade está no comportamento aleatório das cargas e no contínuo processo de expansão, características intrínsecas à atividade de distribuição de energia elétrica.

116. Na prática, as perdas técnicas dos sistemas de distribuição não podem ser medidas diretamente. Uma metodologia de cálculo consistente deve pressupor o uso de variadas técnicas, que interajam entre si, para se obter um resultado que possa ser validado e considerado para diversos fins regulatórios, entre eles o da regulação econômica.

\* 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 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007

117. A metodologia proposta no Módulo 7 emprega, na avaliação indireta das perdas, conceitos e dados do balanço energético, cálculos que utilizam modelos matemáticos adequados e estimativa de parâmetros de equipamentos, com base em dados históricos e técnicas reconhecidas.

118. Assim, o objetivo do Módulo é apresentar a metodologia de cálculo e disciplinar os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

119. Para isso, o documento define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros de referência relativos às perdas técnicas de energia e às perdas técnicas de demanda. O Módulo ainda define indicadores para avaliação das perdas nos diferentes segmentos e níveis de tensão das redes de distribuição.

120. Por meio da metodologia proposta são apuradas e avaliadas a cada revisão tarifária, ou quando requeridas especificamente pela ANEEL, as perdas técnicas decorrentes da energia elétrica entregue às unidades consumidoras (incluídos os consumidores livres), às outras distribuidoras e ao consumo próprio. São consideradas somente as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as demais instalações de transmissão – DIT, quando couber.

121. O processo de cálculo de perdas técnicas já é realizado pela SRD, ainda que não disposto em um regulamento específico da Agência. Portanto, considera-se oportuna a inclusão, no PRODIST, de Módulo específico sobre os procedimentos e premissas de cálculo das perdas técnicas.

122. A metodologia proposta atende as necessidades regulatórias da ANEEL e possui compatibilidade com os demais processos de revisão tarifária periódica.

123. Maiores detalhes e fundamentos da análise regulatória das perdas técnicas podem ser obtidos na Nota Técnica nº 0035/2007-SRD/ANEEL, de 22/06/2007 e na Nota Técnica nº 26/2006-SRD/SRC/SRE-ANEEL, de 23/05/2006.

124. Considerando-se que o Módulo 7 trata de tema ainda não regulamentado, a aprovação do Módulo 7 não depende de revogação ou alteração de atos vigentes.

125. A Resolução que aprovará o PRODIST apresenta itens específicos sobre os dados para o cálculo das perdas técnicas. Parte dos dados solicitados é oriunda das campanhas de medição disciplinadas pelo Módulo 2.

### **III.8 Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**

126. O oitavo Módulo estabelece procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras e a qualidade do produto energia elétrica. O Módulo 8 define os conceitos e os parâmetros envolvidos e estabelece mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar valores para os indicadores de qualidade da energia elétrica.

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

127. Com relação à qualidade do produto, o Módulo 8 traz inovações para o segmento de distribuição ao contemplar novos aspectos relativos a perturbações na forma de onda de tensão, tais como distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

128. Para os fenômenos citados no item anterior, o Módulo apresenta disposições que possuem caráter indicativo: não ocorre a fixação de valores limites e não existe a obrigatoriedade, neste momento, de medição e levantamento desses distúrbios. Em momento posterior à aprovação do PRODIST, pretende-se, por meio de regulamentos específicos, estabelecer os procedimentos, as responsabilidades e os prazos para desenvolvimento das campanhas de medições para cada um dos indicadores de qualidade definidos, considerando, por exemplo, definição de metas e prazos a serem observados pelas distribuidoras e implementação de programa de acompanhamento e controle dos novos indicadores de qualidade.

129. Ainda sobre a qualidade do produto, o Módulo trata de assuntos técnicos já consolidados na regulação, a saber: fator de potência e tensão em regime permanente.

130. Para as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, destaca-se a alteração do artigo 20 da Resolução nº 505/2001, conforme comentado em itens posteriores.

131. Já para a qualidade do serviço, o Módulo 8 trata da metodologia para apuração dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, além dos tempos médios de atendimento a ocorrências emergenciais, abordando limites e responsabilidades. Para esses tópicos, em função de algumas inovações, o PRODIST propõe alterações em dois regulamentos: Resolução nº 024/2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica e Resolução nº 520/2002, que estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais.

### **III.8.1 Das alterações na Resolução 024, de 27 de janeiro de 2000**

132. Sugere-se alteração nos artigos 3º, 7º, 8º, 10, 17 e 21 da Resolução nº 024/2000, sendo que a proposta para o art. 3º apenas realiza pequeno ajuste na definição de “Dia Crítico”, além de incluir a definição de “Ocorrência Emergencial”.

133. Com isso, Dia Crítico é definido como aquele *“dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos vinte e quatro meses anteriores ao mês em curso, incluindo os dias críticos já identificados”*.

134. Já o termo Ocorrência Emergencial é definido como o *“evento na rede elétrica que prejudique a segurança e/ou à qualidade do serviço prestado ao consumidor, com conseqüente deslocamento de equipes de atendimento de emergência”*.

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

135. A alteração no art. 7º da Resolução nº 024/2000 inclui novos critérios de expurgo na apuração dos indicadores DEC e FEC. Ou seja, na apuração desses indicadores deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas duas novas exceções: interrupções vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União e interrupções ocorridas em dia crítico.

136. Em dias críticos, o número de ocorrências emergenciais é considerado muito elevado quando comparado aos demais dias. Estatisticamente, a quantidade de ocorrências do dia crítico possui alto grau de dispersão em torno da média da amostra. Assim, o dia crítico pode ser considerado um valor aberrante (*“outlier”*) e não deve ser utilizado para caracterizar a distribuição dos dados de ocorrências emergenciais.

137. O expurgo de interrupções ocorridas em dias críticos permite que a distribuidora dimensione corretamente suas equipes de atendimento de emergência. Caso a distribuidora determinasse suas equipes de atendimento de emergência considerando as ocorrências do dia crítico, certamente aconteceria sobredimensionamento de pessoal, de veículos e de acessórios necessários ao atendimento.

138. A alteração no caput do artigo 17 vincula o processo de determinação dos valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras ao processo de Audiência Pública de Revisão Tarifária Periódica. Assim, anteriormente ao estabelecimento por meio de Resolução específica, os valores das metas anuais dos indicadores serão disponibilizados na referida Audiência Pública.

139. Considerando que o processo de definição de metas ocorrerá simultaneamente à revisão das tarifas, a alteração do § 3º e a revogação dos §§ 1º e 2º do artigo 17 objetivam por fim ao processo de revisão extraordinária das metas anuais de DEC e FEC. Já a alteração no § 2º e a revogação do § 3º do artigo 8º eliminam o processo de revisão extraordinária da configuração de conjuntos de unidades consumidoras.

140. Assim, a distribuidora poderá propor revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras apenas quando do estabelecimento das metas anuais dos indicadores de continuidade. Ou seja, a reconfiguração dos conjuntos é permitida apenas no momento da Revisão Tarifária Periódica.

141. Já a alteração no caput do artigo 10 determina que os atributos físicos elétricos dos conjuntos de unidades consumidoras sejam encaminhados à ANEEL até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração. O objetivo é determinar que os atributos sejam enviados em um período de tempo compatível com o processo de Audiência Pública de Revisão Tarifária Periódica, conciliando com disposto no item 138 desta Nota Técnica.

142. A modificação no artigo 21 da Resolução 024/2000 altera a forma de cálculo da compensação aos consumidores que tiveram violação do padrão de continuidade individual (na fórmula presente no referido artigo, altera-se o parâmetro “CM” e aumenta o valor ponderador “Kei”).

143. Assim, a compensação será calculada baseando-se no valor do encargo de uso do sistema de distribuição e não mais no valor líquido das faturas de energia elétrica dos consumidores, (conforme mudança no parâmetro “CM”).

144. A mudança é justificada pelo fato da distribuidora ser remunerada pelo uso da rede, sendo o valor da energia repassado integralmente aos consumidores finais (mecanismo do “*pass through*”). Assim entende-se que o cálculo da compensação ao consumidor deve ser baseado no “serviço fio” pelo qual a distribuidora é remunerada.

145. Em função da mudança no parâmetro “CM”, o coeficiente de majoração “Kei” é alterado de 10 para 30, funcionando como um ponderador no valor final da compensação.

### III.8.2 Das Alterações na Resolução 505, de 26 de novembro de 2001

146. A atual redação do artigo 20 da Resolução 505/2001 trata da compensação pelo serviço inadequado (violação dos níveis de conformidade de tensão em regime permanente), utilizando-se a fórmula seguinte:

$$\text{Valor} = \left[ \frac{(\text{DRP} - \text{DRP}_M)}{100} \cdot k_1 + \frac{(\text{DRC} - \text{DRC}_M)}{100} \cdot k_2 \right] \cdot k_3.$$

Onde:

DRP - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária, em %;

DRP<sub>M</sub> - Valor Máximo permitido para DRP, em %;

DRC - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica, em %;

DRC<sub>M</sub> - Valor Máximo permitido para DRC, em %.

147. Considerando que os valores de DRP, DRP<sub>M</sub>, DRC e DRC<sub>M</sub> já são expressos em valores percentuais, não é necessária a existência dos denominadores da expressão. Assim, a primeira alteração sugerida para esse artigo elimina o valor “100” dos denominadores da fórmula de compensação.

148. Já a segunda proposta de alteração no artigo 20 é análoga à modificação no artigo 21 da Resolução 024/2000 (comentada nos itens 142 a 145 desta Nota Técnica). Com a mudança, a compensação será calculada baseando-se no valor do encargo de uso do sistema de distribuição e não mais no valor líquido das faturas de energia elétrica dos consumidores, (conforme alteração no parâmetro “k3”). Com isso, novamente determina-se que o cálculo da compensação ao consumidor deve ser baseado no “serviço fio” pelo qual a distribuidora é remunerada.

149. Para realizar uma ponderação no cálculo e manter a magnitude do valor final da compensação, os valores propostos para as constantes k1 e k2 são três vezes maiores que os valores vigentes.

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

### **III.8.3 Das alterações na Resolução 520, de 17 de setembro de 2002**

150. A resolução 520/2002 define o tempo de mobilização de uma equipe de atendimento de emergência como sendo o intervalo de tempo compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência emergencial, a preparação da equipe, o deslocamento e o instante de chegada da equipe ao local da ocorrência. Note que, por essa definição, a Resolução não contempla as atividades de manutenção realizadas pela equipe no local da ocorrência e, assim, não considera o tempo de execução do serviço. Com isso são considerados apenas o Tempo de Preparação – TP e o Tempo de Deslocamento – TD.

151. As alterações sugeridas no PRODIST estabelecem a definição do Tempo de Execução – TE, como sendo o intervalo de tempo compreendido entre o instante de chegada ao local da ocorrência até o restabelecimento, pela equipe de atendimento, de cada ocorrência emergencial.

152. Nesse sentido, a partir dessa mudança, são necessárias alterações em três artigos da Resolução 520/2002: artigos 2º, 6º e 7º, de forma a contemplar todas as etapas do serviço, ou seja, o Tempo Médio de Atendimento a Emergências –TMAE deve ser calculado como a soma do Tempo Médio de Preparação – TMP, Tempo Médio de Deslocamento – TMD e Tempo Médio de Execução – TME, utilizando a seguinte fórmula:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

153. Na fórmula acima, os tempos são expressos em minutos. Cada tempo médio é calculado como a razão entre um determinado tempo e o número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras.

### **IV. DO FUNDAMENTO LEGAL**

154. A Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, responsável por instituir a ANEEL, estabelece, em seu artigo 2º, que a finalidade da Agência é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

155. O artigo 4º, do anexo do Decreto nº. 2.335, de 06 outubro de 1997, estabelece, nos seguintes incisos, 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;”*

Fl. 21 da Nota Técnica nº 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007

*“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;”*

156. É importante ressaltar que diversas Resoluções da ANEEL já citam os Procedimentos de Distribuição em seu texto. Além dos Procedimentos de Rede, são exemplos de regulamentos que trazem citações sobre o PRODIST:

- Resolução nº. 281, de 1º de outubro de 1999;
- Resolução nº. 715, de 28 de dezembro de 2001;
- Resolução nº. 433, de 26 de agosto de 2003;
- Resolução nº. 234, de 31 de outubro de 2006;
- Resolução nº. 247, de 21 de dezembro de 2006; e outras.

## V. DA CONCLUSÃO

157. Os Procedimentos de Distribuição são documentos técnicos que objetivam disciplinar as atividades de distribuição de energia elétrica no país. Neste sentido, o texto deve ser um compêndio que regulamente os diversos aspectos relativos à distribuição. Com isso, entende-se que o documento deve ser escritos de modo a não permitir a cristalização, pura e simples, de todos os conceitos atualmente utilizados na distribuição de energia elétrica. Ao contrário, deve ter não apenas a capacidade de antecipar tendências, mas de induzir o mercado de distribuição de energia elétrica na direção de práticas mais competitivas e eficientes, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede, assegurando tratamento não discriminatório entre os agentes, estabelecendo um fluxo de informações adequadas à ANEEL e buscando modicidade tarifária.

158. O PRODIST, até alcançar a versão atual, foi tema de várias reuniões que proporcionaram a incorporação de contribuições para aperfeiçoamento dos Módulos. Assim, conclui-se que, diante da abertura para o recebimento de contribuições e diante da publicidade adotada, as alterações sugeridas pelo PRODIST já são de conhecimento de grande parte dos agentes externos e funcionários da ANEEL.

159. Apresenta-se um resumo dos impactos regulatórios propostos pelos oito Módulos do PRODIST:

\* 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 0093/2007-SRD/ANEEL, de 08/11/2007

<b>Módulo do PRODIST</b>	<b>Resolução</b>	<b>Proposta</b>
Módulo 2	166/2004	Revogação do artigo 34
Módulo 3	395/1998	Inclusão do artigo 27-A
Módulo 3	112/1999	Alteração do artigo 14
Módulo 3	281/1999	Alteração do artigo 18
Módulo 8	024/2000	Alteração dos artigos 3º, 7º, 8º, 10, 17 e 21
Módulo 8	505/2001	Alteração do artigo 20
Módulo 8	520/2002	Alteração dos artigos 2º, 6º e 7º

160. Destaca-se que, além do indicado na tabela anterior, a minuta de resolução que aprovará o PRODIST possui artigos que tratam de temas específicos dos Módulos e que não necessitam de revogação/alteração em regulamentos vigentes.

#### **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

161. Após devida deliberação da Diretoria Colegiada da Agência, recomenda-se a instalação de processo de Audiência Pública, na modalidade presencial, com período de três meses para recebimento de contribuições.

**CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR**  
Assessor da SRD

**HUGO LAMIN**  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

**JACONIAS DE AGUIAR**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

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