

NORMA BRASILEIRA DE CONTABILIDADE – CTG 08, DE 5 DE DEZEMBRO DE 2014

Aprova o Comunicado Técnico CTG 08 que dispõe sobre o reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade.

O CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE, no exercício de suas atribuições legais e regimentais e com fundamento no disposto na alínea “f” do art. 6º do Decreto-Lei n.º 9.295/46, alterado pela Lei n.º 12.249/10, faz saber que foi aprovada em seu Plenário a seguinte Norma Brasileira de Contabilidade (NBC):

CTG 08 – RECONHECIMENTO DE DETERMINADOS ATIVOS E PASSIVOS NOS RELATÓRIOS CONTÁBIL-FINANCEIROS DE PROPÓSITO GERAL DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA EMITIDOS DE ACORDO COM AS NORMAS BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS DE CONTABILIDADE

Sumário	Item
INTRODUÇÃO	IN1 – IN13
OBJETIVO	1
ALCANCE	2 – 4
RECONHECIMENTO CONTÁBIL	5 – 7
RECONHECIMENTO INICIAL	8 – 13
MENSURAÇÃO SUBSEQUENTE	14 – 15

Introdução

IN1. Determinados serviços públicos, no Brasil, são explorados sob concessão da União, Estados ou Municípios (Poder Concedente), conforme estabelecem a Constituição Federal e a legislação infraconstitucional. A atividade de distribuição de energia elétrica, que faz parte do conjunto de serviços explorados sob concessão da União, se caracteriza como o segmento do setor de energia dedicado à entrega de energia elétrica para o usuário final.

- IN2. A prestação dos serviços públicos relacionados ao segmento de energia elétrica é regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia constituída sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia que, entre outras competências, homologa as tarifas de energia elétrica a serem cobradas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição.
- IN3. Conforme estabelecido nos contratos de concessão e permissão assinados entre as concessionárias de distribuição e o Poder Concedente, a definição pela ANEEL das tarifas de energia elétrica deve considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, tal como definido pela legislação. Dessa forma, as tarifas que as concessionárias e permissionárias são autorizadas a cobrar de seus consumidores são revistas pela ANEEL: (i) anualmente, conforme data de aniversário do contrato de concessão, para efeito de reajuste tarifário; e (ii) a cada quatro anos, em média, para efeito de recomposição de parte da Parcela B e ajuste da Parcela A de determinados componentes tarifários como, por exemplo, variação no custo da energia adquirida e retorno sobre a infraestrutura investida.
- IN4. A receita da concessionária de distribuição é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:
- Parcela A (custos não gerenciáveis) - composta pelos custos de aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. Essa parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
 - Parcela B (custos gerenciáveis) - composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte. É importante ressaltar que esses eventos podem gerar “outros componentes financeiros” – compostos por outros custos atrelados à Parcela B recuperáveis ou devolvidos via tarifa. Esses componentes podem já estar homologados pela ANEEL, ou estarem previstos na disciplina regulatória, ou virem a ser normatizados futuramente pela ANEEL, de acordo com a situação.
- IN5. Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Essa diferença é um direito ou uma obrigação, perfeitos e acabados, decorrentes de uma obrigação de performance totalmente completada (energia

efetivamente entregue para os seus clientes), devendo a ANEEL, em observância ao princípio do equilíbrio econômico e financeiro estabelecido pelo contrato de concessão e permissão, tão somente operacionalizar o seu recebimento ou pagamento, conforme o caso. Além disso, há outros componentes financeiros oriundos da atividade de distribuição e que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária.

- IN6. As normas contábeis vigentes no Brasil até 2009 permitiam o reconhecimento de ativos e/ou passivos decorrentes dessa diferença temporal e, dessa forma, permitiam que as concessionárias de distribuição registrassem, no mesmo período de competência, tanto os custos efetivamente incorridos com os itens da Parcela A e outros componentes financeiros, quanto o seu direito ou obrigação de receber/pagar o diferencial ainda não incluído na tarifa e, portanto, demonstrassem que as flutuações entre os valores contemplados nas tarifas e os efetivamente incorridos tinham efeitos temporários.
- IN7. Quando da adoção das normas internacionais de contabilidade – IFRS – no Brasil, a partir de 2010, os relatórios contábil-financeiros de propósito geral dessas concessionárias passaram a não mais contemplar o reconhecimento desses ativos e/ou passivos com base no entendimento de que esses direitos e obrigações não atendem plenamente às definições de ativo e passivo contidas na NBC TG ESTRUTURA CONCEITUAL – Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro. Tal entendimento decorre de que (i) sua realização ou exigibilidade dependeriam de evento futuro não totalmente controlável pela entidade – a entrega futura de energia elétrica; e (ii) não é praticável saber, no momento do surgimento desses direitos ou obrigações, se e quais os efetivos compradores dessa energia no futuro que pagariam essas diferenças ou as teriam devolvidas em suas contas de energia elétrica.
- IN8. Adicionalmente, não havia consenso quanto a se a legislação em vigor garantia, de forma objetiva, o direito ao completo recebimento nos casos em que o mecanismo de tarifa não fosse suficiente para realizar o direito ou, ainda, nos casos em que a concessão cessasse por qualquer motivo. Da mesma forma, não havia consenso quanto à provável saída de recursos econômicos da entidade, nos casos em que o mecanismo de tarifa não fosse capaz de devolver aos consumidores a totalidade dos recursos ou, ainda, nos casos em que a concessão cessasse por qualquer motivo. Tais aspectos davam, no entendimento predominante até então, um caráter contingente a tais direitos e obrigações.
- IN9. Foi com base nesse cenário que, a partir da adoção das IFRS, esses ativos e passivos passaram a ser reconhecidos exclusivamente nas demonstrações contábeis para fins regulatórios exigidos pela ANEEL, e não mais nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral formalmente emitidos e aprovados pelos órgãos de administração, auditados e divulgados a todos os interessados.
- IN10. Para reduzir incertezas relevantes quanto ao reconhecimento e à realização ou liquidação dos ativos e/ou passivos regulatórios e, conseqüentemente, qualificá-los como passíveis de reconhecimento nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras, a ANEEL decidiu, em 25 de novembro de 2014, e

com a plena aceitação posterior de cada empresa concessionária e permissionária que quiser a isso aderir, aditar os contratos de concessão das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras.

IN11. Essa alteração nos referidos contratos, da forma como aprovada pela diretoria da ANEEL na 13ª reunião pública extraordinária realizada em 25 de novembro de 2014, resulta na redução de incerteza relevante quanto à mensuração, realização e o respectivo prazo de recuperação ou liquidação das diferenças temporais decorrentes da definição da tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A e outros componentes financeiros. Ressalte-se, que as alterações aprovadas para os contratos das distribuidoras abrangem não somente os ativos e passivos financeiros relativos aos itens da Parcela A, mas, também, outros componentes financeiros que a ANEEL venha a homologar como direito ou obrigação da empresa distribuidora.

IN12. No mesmo sentido, o aditamento aos contratos de concessão identifica clara e objetivamente o Poder Concedente como a contraparte responsável pela liquidação ou realização financeira dos ativos e/ou passivos decorrentes de diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros, e que os mesmos serão incluídos na base de indenização prevista no caso de extinção, por qualquer motivo, da concessão ou permissão pública. O aditamento dos contratos teria, em resumo, o seguinte princípio:

Em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização pelo Poder Concedente os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados através do(s) ciclo(s) tarifário(s); essa hipótese comentada se aplica para qualquer forma de extinção da concessão, como advento do termo contratual, falência, encampação, caducidade, rescisão ou anulação do contrato. No caso de extinção com o saldo remanescente se constituindo em obrigação de devolução, esse montante será compensado com as indenizações citadas.

IN13. Após analisar essa situação e considerando, principalmente, o advento do aditamento dos contratos de concessão das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras que alteraram os procedimentos de revisão tarifária, e levando em conta que, em decorrência de tal aditamento, as concessionárias que aderirem a essa alteração possuirão direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente definida, este CFC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos decorrentes da metodologia de definição da tarifa de distribuição de energia elétrica nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral dessas entidades. Dessa forma, considerando as características fundamentais da relevância da informação, a necessidade de sua representação fidedigna e todos os atributos da informação contábil previstos na NBC TG ESTRUTURA CONCEITUAL, este CFC deliberou emitir este Comunicado a fim de assegurar nas demonstrações contábeis o registro e a divulgação das informações relevantes que auxiliem os usuários em seus processos de tomada de decisões.

Objetivo

1. O objetivo deste Comunicado é tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidência a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das concessões e permissões públicas de distribuição de energia elétrica brasileiras.

Alcance

2. Este Comunicado deve ser aplicado exclusivamente pelas concessionárias e permissionárias públicas de distribuição de energia elétrica.
3. Este Comunicado orienta a aplicação da NBC TG 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, da NBC TG 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, da NBC TG 30 – Receitas, da NBC TG 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, da NBC TG 39 – Instrumentos Financeiros: Apresentação e da NBC TG 40 – Instrumentos Financeiros: Evidência quando do registro inicial e mensuração posterior dos efeitos do reconhecimento de ativos e/ou passivos decorrentes da definição de tarifas nas demonstrações contábeis de propósito geral das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras.
4. As orientações e conclusões expressas neste Comunicado serão revisadas quando da adoção, no Brasil, da nova norma sobre reconhecimento de receita decorrente de contratos com clientes (IFRS 15), a ser aplicada em 2017. As conclusões aqui expressas poderão ou não ser alteradas.

Reconhecimento contábil

5. Antes do aditamento dos contratos de concessão (ver itens IN10 a IN12), a dependência de evento futuro não plenamente controlável pela entidade qualificava o ativo ou o passivo como ativo ou passivo regulatórios e, portanto, contingentes conforme definição contida no item 10 da NBC TG 25:

“Ativo contingente é um ativo possível que resulta de eventos passados e cuja existência será confirmada apenas pela ocorrência ou não de um ou mais eventos futuros incertos não totalmente sob controle da entidade.

Passivo contingente é:

- (a) *uma obrigação possível que resulta de eventos passados e cuja existência será confirmada apenas pela ocorrência ou não de um ou mais eventos futuros incertos não totalmente sob controle da entidade; ou*
- (b) *uma obrigação presente que resulta de eventos passados, mas que não é reconhecida porque:*
 - (i) *não é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos seja exigida para liquidar a obrigação; ou*
 - (ii) *o valor da obrigação não pode ser mensurado com suficiente confiabilidade.”*

6. Ativos e passivos contingentes não são reconhecidos nas demonstrações contábeis da entidade elaboradas à luz das normas internacionais e brasileiras, pois se tratam de resultados que podem jamais ser realizados. Entretanto, eles devem ser avaliados constantemente quanto à probabilidade da entrada ou saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, conforme apregoados nos itens 30 e 35 da NBC TG 25:

“30. Os passivos contingentes podem desenvolver-se de maneira não inicialmente esperada. Por isso, são periodicamente avaliados para determinar se uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos se tornou provável. Se for provável que uma saída de benefícios econômicos futuros serão exigidos para um item previamente tratado como passivo contingente, a provisão deve ser reconhecida nas demonstrações contábeis do período no qual ocorre a mudança na estimativa da probabilidade (exceto em circunstâncias extremamente raras em que nenhuma estimativa suficientemente confiável possa ser feita).

35. Os ativos contingentes são avaliados periodicamente para garantir que os desenvolvimentos sejam apropriadamente refletidos nas demonstrações contábeis. Se for praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos, o ativo e o correspondente ganho são reconhecidos nas demonstrações contábeis do período em que ocorrer a mudança de estimativa. Se a entrada de benefícios econômicos se tornar provável, a entidade divulga o ativo contingente (ver item 89).”

7. Para as concessionárias e permissionárias que aderirem à alteração contratual, da forma como aprovada pela diretoria da ANEEL na 13ª reunião pública extraordinária realizada em 25 de novembro de 2014, mencionada nos itens IN10 a IN12 deste Comunicado, elimina-se, a partir do aditamento dos contratos de concessão e permissão e consequente alteração nos procedimentos de revisão tarifária, a natureza contingente até então presente, permitindo a tais entidades o reconhecimento do ativo ou do passivo como instrumentos financeiros, ou seja, como valores efetivamente a receber ou a pagar. Esse é um evento novo que altera a avaliação quanto à probabilidade de entrada ou saída de recursos que incorporem benefícios econômicos para a entidade, qualificando-se esses ativos ou passivos para o reconhecimento nas demonstrações contábeis. É, a partir de sua ocorrência, que é assegurado ao concessionário o reconhecimento dos saldos remanescentes apurados relativos às diferenças na Parcela A e outros componentes financeiros que ainda não tenham sido recuperados ou devolvidos.

Reconhecimento inicial

8. O referido evento (aditamento dos contratos de concessão e permissão e concordância formal pelo concessionário ou permissionário por meio de assinatura desse instrumento) demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados. A data do reconhecimento desse ativo ou passivo deve ser aquela quando todos os quesitos necessários para o reconhecimento do ativo ou passivo estejam atendidos.

9. Políticas contábeis, conforme definido na NBC TG 23, “são os princípios, as bases, as convenções, as regras e as práticas específicas aplicadas pela entidade na elaboração e na apresentação de demonstrações contábeis”.
10. A NBC TG 23 define, em seu item 16, os casos em que a adoção de nova prática ou o reconhecimento do efeito contábil de determinado evento novo não constitui mudanças nas políticas contábeis.

“16. Não constituem mudanças nas políticas contábeis:

 - (a) *a adoção de política contábil para transações, outros eventos ou condições que difiram em essência daqueles que ocorriam anteriormente; e*
 - (b) *a adoção de nova política contábil para transações, outros eventos ou condições que não ocorriam anteriormente ou eram imateriais.*
11. O aditamento dos contratos de concessão e permissão, nos termos tratados neste Comunicado, representa um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.
12. Os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação e, conseqüentemente, sua aplicação deve ser prospectiva.
13. Considerando que o dispositivo aditado aos contratos de concessão e de permissão trata de saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A e outros componentes financeiros que ainda não tenham sido recuperados e, portanto, demanda a implementação dessa prática contábil de aplicação prospectiva, o ajuste a ser efetuado deve ser reconhecido em contas de ativo ou passivo financeiro, conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício (receita de venda de bens e serviços) em que ocorrer a modificação contratual.

Mensuração subsequente

14. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do período.
15. Esse registro deve considerar a melhor estimativa da entidade quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no período, considerando, ainda, todos os fatos e circunstâncias existentes que deem suporte à transação. Esse julgamento deve ser documentado para servir de evidência objetiva da política contábil adotada, sendo base de divulgação nas notas explicativas

integrantes dos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das empresas de distribuição de energia elétrica.

Este Comunicado entra em vigor na data de sua publicação, aplicando-se aos exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2014.

Brasília, 5 de dezembro de 2014.

Contador José Martonio Alves Coelho
Presidente