

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: O PROBLEMA DO PRAZO DAS CONCESSÕES

Mario Roque Bonini

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por profundas transformações institucionais ao longo dos últimos quinze anos. Em contraste com o modelo vigente até 1995, em que empresas estatais (de origem federal, estadual e municipal) operavam o setor em regime de monopólio e de forma verticalmente integrada, a atual configuração do SEB envolve forte participação de empresas privadas na operação de uma estrutura desverticalizada, sob um modelo cuja linha mestra é a existência de regimes de concorrência nos segmentos de geração e comercialização e de monopólios na transmissão e distribuição de energia elétrica.

A atual conformação do SEB é fruto de profundas alterações no arcabouço legal e regulatório do setor, num processo em que se distinguem dois momentos regidos por lógicas diversas. No primeiro, entre 1995 e 2002, sob o governo Fernando Henrique Cardoso, o horizonte que orientou as mudanças foi justamente a perspectiva de privatizar o SEB e permitir que sua expansão fosse orientada basicamente pelos sinais de mercado com relação à demanda futura de energia elétrica. No segundo momento, iniciado em 2003, sob o governo Luiz Inácio Lula da Silva, novas mudanças institucionais foram introduzidas, agora sob o norte da retomada do papel do Estado no planejamento da expansão do setor e na organização do mercado de contratação de energia. Criaram-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), e foram instituídos os leilões de comercialização de energia de longo prazo. Por sua vez, as estatais federais concessionárias de energia elétrica ainda remanescentes foram retiradas do Plano de Nacional de Desestatização e o governo passou a favorecer o crescimento dessas empresas.

Contudo, o atual desenho institucional do SEB apresenta elementos originários de ambas as lógicas acima descritas. Em consequência dessa configuração híbrida, as concessões de energia elétrica são



regidas por regulamentação que apresenta elementos contraditórios. Dado que, no início da reestruturação do SEB, um dos principais mecanismos de construção do novo modelo era a privatização, estatais concessionárias de energia elétrica foram adquiridas pelo setor privado com contratos de concessão cujos prazos eram bastante dilatados. A compra de empresas que tinham concessões vigentes por trinta anos, prorrogáveis por igual período, seguramente contribuiu para aumentar a atratividade dos ativos, dada a baixa contestabilidade do negócio, maximizando assim seu valor. Já no segundo momento, ainda que a perspectiva tenha sido o fortalecimento do papel do Estado na estruturação do SEB, não só a lógica de operação desverticalizada do setor não foi alterada, como aparentemente prevaleceu a intenção de intensificar a competição nas suas pontas (geração e comercialização), por meio de normatização que ampliasse a contestabilidade dos contratos de concessão.

Essa forma de organização do setor elétrico inaugurada em 2003 impactou especialmente o futuro das antigas concessionárias estatais das esferas federal, estadual e municipal que não foram privatizadas. Suas concessões haviam sido delegadas por decreto antes da promulgação da Constituição Federal de 1988. Com o início da reestruturação do setor, na segunda metade dos anos 90, as empresas foram levadas a assinar contratos que concederam prorrogação de suas concessões por mais 20 anos, adaptando-se, assim, à base legal do novo modelo. No caso das concessionárias cujo período inicialmente estipulado (de 35 anos) já havia expirado, essas prorrogações seriam contadas a partir de 1995. No caso daquelas cujo período de concessão inicial ainda estivesse por vencer, as prorrogações seriam contadas a partir do vencimento. Dessa forma, à época, os contratos foram firmados prevendo o término das concessões para o ano de 2015 em diante. Naquele momento, a expectativa era de que esses ativos viessem a ser privatizados, o que faria com que passassem a contar com novos termos de concessão, em consonância com o espírito então vigente de maximizar o valor dos ativos, objeto de privatização.

O fracasso do leilão de privatização da Companhia Energética do Estado de São Paulo (Cesp), em junho de 2008, explicitou o problema, já que os investidores desistiram do negócio diante da negativa do governo federal em garantir que, em 2015, termo final das concessões das principais usinas operadas pela empresa, os contratos seriam prorrogados. Tal encaminhamento, compatível com o tratamento dado às concessionárias privatizadas durante a primeira fase da reestruturação do SEB, seria na prática estranho aos princípios do modelo que passou a vigorar a partir de 2003.

Contudo, quanto mais se aproxima a data do término desse conjunto de concessões, mais se torna claro que o desenho institucional do setor elétrico brasileiro ainda não se encontra plenamente consolidado. Caso houvesse um firme propósito de encaminhar o modelo rumo à maior contestabilidade dos contratos de concessão, uma série de processos prévios à licitação já deveria há muito estar em curso, considerando-se a complexidade que caracteriza o setor elétrico e a magnitude das concessões envolvidas.

Esse cenário tem motivado uma intensa discussão a respeito do encaminhamento mais adequado para a questão do término das concessões. O debate tem se dado em torno da seguinte alternativa: um caminho possível seria seguir a legislação em vigor, que determina a reversão dessas concessões à União, juntamente com o ressarcimento aos atuais concessionários dos valores referentes aos investimentos realizados e ainda não amortizados, e a outorga de novas concessões por meio de licitação; o outro caminho seria conceder nova prorrogação aos contratos, opção que, contudo, não pode ser encaminhada sem a introdução de mudanças na atual legislação.

A discussão tem mobilizado diversos agentes do setor elétrico e associações de classe, que têm se manifestado de forma crescente em fóruns especializados e na mídia em geral. Por seu lado, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou um grupo de trabalho com o intuito de apresentar alternativas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para a tomada de decisão sobre o tema.

Isso exposto, os objetivos desta nota técnica são (1) caracterizar o problema vivido pelo conjunto de concessões de energia elétrica, que terão seus contratos terminados a partir de 2015, e (2) verificar os encaminhamentos possíveis à questão.

CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA DOS PRAZOS DAS CONCESSÕES DO SEB

Neste item, busca-se contextualizar o problema dos prazos das concessões do SEB, primeiramente através de um breve relato cronológico acerca dos elementos que marcaram a evolução do arcabouço legal criado após 1995 e, em seguida, explicitando a magnitude das concessões envolvidas, bem como alguns agravantes que tornam urgente a tomada de decisão sobre a questão.

Cronologia dos Aspectos Jurídicos

A Constituição Federal de 1988 estabeleceu que todas as concessões de serviços públicos poderiam ser entregues à exploração de terceiros desde que precedidas de licitação. Esse artigo constitucional foi regulamentado somente em 1995, com a promulgação da Lei n. 8.967 (de 13/2/1995), conhecida como Lei Geral das Concessões.

Regras mais específicas para as concessões de energia elétrica foram criadas pela Lei n. 9.074 (de 7/0/1995), que regulamentou os regimes jurídicos de outorgas e prorrogações de concessões dos serviços do setor. Em complemento, a Lei n. 9.427 (de 26/12/1996), lei de criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), reforçou, em seu artigo 27, a obrigatoriedade de que todos os contratos de concessão de energia elétrica contivessem cláusula específica prevendo sua prorrogação, desde que os serviços estivessem sendo prestados nas condições contratuais estabelecidas e desde que houvesse solicitação por parte do concessionário.

Esse arcabouço legal das concessões de energia elétrica previu regras para três situações distintas:

1. concessões referentes aos três segmentos (geração, transmissão e distribuição de energia elétrica) existentes antes de 1995 e detidas por empresas que viessem a ser privatizadas. A legislação permitiu que, no ato da alienação, os compradores dos ativos assinassem novos contratos de concessão com a União com validade de trinta anos e cláusula de prorrogação por igual período;
2. concessões novas, outorgadas a partir de 1995. No caso do segmento de geração, as usinas hidrelétricas teriam concessão por 35 anos, prorrogável por igual período; já os segmentos da transmissão e distribuição teriam concessões por trinta anos, prorrogáveis por igual período;
3. concessões dos três segmentos existentes antes de 1995, detidas por empresas que eventualmente não viessem a ser privatizadas, ao menos num primeiro momento. Para esses casos, a legislação estabeleceu algo como uma “regra de transição”, que pudesse trazer para os padrões do novo modelo do SEB antigas concessões delegadas por decreto, detidas por empresas que porventura não viessem a ser privatizados a curto ou médio prazo. Foram previstas duas situações:
 - concessões já vencidas: os concessionários assinariam contrato que as prorrogaria por vinte anos, a partir de 7/7/1995, com término, portanto, em 7/7/2015;

- concessões a vencer: os concessionários assinarão contrato que permitiria prorrogação por vinte anos, a partir do vencimento.

A lógica da lei, portanto, foi garantir apenas uma prorrogação de vinte anos para as concessões existentes. Tal prorrogação contaria a partir do vencimento das concessões, tendo sido arbitrado, no caso das concessões já vencidas, o ano de 1995 como o momento inicial de contagem da prorrogação.

Contudo, à medida que foram sendo efetivados os contratos dessas concessionárias, o padrão prevalecente no segmento de geração diferiu daquele adotado para os segmentos de distribuição e transmissão. Enquanto na geração os contratos das concessões foram formalizados com apenas uma prorrogação, a maior parte vencendo no biênio 2015/17, no caso das transmissoras e distribuidoras foram incluídas nos contratos cláusula de nova prorrogação (por mais vinte anos). Ou seja, os contratos desses segmentos previram duas prorrogações ao invés de uma, através de cláusulas redigidas nos seguintes termos: “A critério exclusivo da Aneel, e para assegurar a continuidade e qualidade do serviço público, o prazo da concessão poderá ser prorrogado pelo período de até vinte anos, de acordo com o que dispõe o § 3º do art. 4º da Lei n. 9.074 de 1995, e do art. 27 da Lei n. 9.427 de 1996, mediante requerimento da CONCESSIONÁRIA. A eventual prorrogação do prazo da concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas neste Contrato”.

Cabe ressaltar que essa base legal foi construída tendo o horizonte de que o principal instrumento para a adequação das concessões ao modelo contratual previsto na Lei n. 8.967/95 seria a privatização das concessionárias. Uma vez privatizadas, geradoras, distribuidoras e transmissoras firmariam novos contratos, todos com prazos de concessão dilatados como estava previsto para na reestruturação inicial do setor elétrico. Porém, o processo de desestatização não avançou de forma uniforme entre os segmentos do setor: enquanto houve um avanço significativo da privatização no segmento da distribuição, ele ficou muito aquém das expectativas nos demais segmentos.

Após a crise vivenciada pelo SEB no biênio 2001/2002 e a posse do novo presidente do país em 2003, novas alterações foram introduzidas no desenho institucional do setor, sob o respaldo da Medida Provisória n. 144, de 11/12/2003, convertida posteriormente na Lei n. 10.848, de 24/3/2004.

Esse diploma legal reestruturou o mercado de comercialização de energia elétrica e recolocou o Estado no centro do planejamento da expansão do setor, além de ter retirado do Programa Nacional de Desestatização as geradoras estatais pertencentes ao governo Federal, dado que a privatização deixaria de ser o mote estruturante do modelo. O novo desenho incluiu ainda uma modificação dos dispositivos sobre outorgas e prorrogações de concessões de geração de energia elétrica instituídos pela Lei n. 9.074/1995, aparentemente com o objetivo de aumentar a contestabilidade nesse segmento. Assim, as concessões de geração passaram a ser regidas pelos seguintes princípios:

- concessões outorgadas entre 7/7/1995 e 11/12/2003: foi mantido o prazo de 35 anos para a concessão e reduzido para vinte anos o prazo de prorrogação;
- concessões outorgadas a partir de 11/12/2003: foi mantido o prazo de 35 anos para a concessão e retirado o direito de solicitar prorrogação.

Adicionalmente, essa mesma lei revogou o artigo 27 da Lei n. 9.427/96, eliminando a base legal para a inserção, pela Aneel, de cláusula de prorrogação nos contratos de concessão. A partir dessa revogação, surgiu uma série de questionamentos jurídicos sobre a validade das cláusulas contratuais que admitiram as sucessivas prorrogações das concessões de transmissão e distribuição anteriores a 1995. Os questionamentos apresentam, basicamente, duas linhas de interpretação:

- a primeira defende que as disposições contratuais são válidas e não acatá-las violaria o direito adquirido e os princípios de segurança e da estabilidade da ordem jurídica;
- a segunda afirma que as disposições contratuais são cláusulas regulamentares e, portanto, insubsistentes e tidas como não escritas¹. Não caberia, assim, falar-se em direito adquirido.

Em suma, a legislação produzida em meados dos anos 1990 e as respectivas alterações trazidas pela Lei 10.848/04 abriram espaço para o surgimento de questionamentos com base em interpretações controversas sobre o tratamento a ser dado à questão das renovações das concessões de energia elétrica, e que acabaram por exigir das autoridades definições mais claras, isonômicas e condizentes com o funcionamento do novo modelo setorial.

Dimensão do Problema

A magnitude do problema a ser enfrentado no curto e médio prazo pode ser dimensionada através da constatação de que cerca de 20% da capacidade instalada de geração de energia elétrica terão suas concessões expirando no biênio 2015/2017. Além destas, estarão também extinguindo-se 82% das concessões de linhas de transmissão existentes, que compõem a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e 38 concessionárias de distribuição de energia, que representam 30% do mercado de distribuição (Tabela 1). Este é, portanto, o conjunto das concessões que foram outorgadas por decreto e sem contrato formal, antes da promulgação da CF/88. Como dito anteriormente, todas carentes de amparo legal para serem novamente prorrogadas de forma automática.

TABELA 1: QUANTIDADE DE CONCESSÕES COM TERMO FINAL ENTRE 2015 E 2017

SEGMENTOS	QUANTIDADE DE CONCESSÕES	MONTANTE SOBRE O TOTAL
GERAÇÃO	58 Unidades Geradoras	21,5 GW equivalente a 12,9 Gwmédios (20% da geração de energia elétrica do País)
TRANSMISSÃO	73.000 Km de Linhas de Transmissão	83% da Rede Básica do SIN
DISTRIBUIÇÃO	41 Concessionárias	30% do Mercado de Distribuição

Fonte: Aneel

No caso do segmento de geração, como mostra a Tabela 2, a quase totalidade das usinas cujos contratos de concessão terminam a partir de 2015 pertencem a empresas estatais federais (Chesf e Furnas)² e estaduais (Cesp, Copel, Cemig, CEEE)³ e apenas 2,2% a uma empresa privada. Estão locali-

1 Já há — por decisões anteriores tomadas pela Aneel e pelo Tribunal de Contas da União — o entendimento de que cláusulas que prorrogam contratos de concessão não são válidas, após a promulgação da Lei n. 18.840/04.

2 (a) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf): UHEs Xingo, Paulo Afonso I, II, III e IV, Itaparica, Moxoto, Boa Esperança, Funil e Pedras; PCHs Araras e Piloto. (b) Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas): UHEs Marimondo, Furnas, Estreito Mascarenhas de Moraes, Porto Colômbia e Funil; UTE Santa Cruz.

3 (a) Companhia Energética do Estado de São Paulo (Cesp): UHEs Ilha Solteira, Jupia, Paraibuna e Jaguari. (b) Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig): UHEs Três Marias, Salto Grande, Camargos, Piau, Gafanhoto, Joasal, Itutinga e Volta Grande; PCHS Tronqueiras, Peti, Marmelos, Sumidouro, Anil, Cajuru, Martins, Paciência, Poquim e Santa Marta. (c) Companhia Estadual de Energia

zadas nas regiões Sul, Sudeste e nos estados nordestinos de Sergipe e Bahia, próximas, portanto, dos principais centros de carga do país. Por possuírem, em sua grande maioria, enormes reservatórios, têm papel estratégico no planejamento plurianual da operação do Sistema Interligado Nacional. Além disso, serão agentes de fundamental importância na discussão, cada vez mais presente e necessária, sobre a utilização compartilhada das águas de importantes bacias hidrográficas brasileiras, como, por exemplo, Paraná e São Francisco⁴.

TABELA 2: VOLUME DE ENERGIA ASSEGURADA DAS CONCESSÕES QUE VENCERÃO ENTRE 2015 E 2017 – SEM DIREITO A PRORROGAÇÃO

EMPRESAS	Valores em MW médios				%
	2015	2016	2017	TOTAL	
CHESF	5.868	0	0	5.868	45,4%
FURNAS	1.947	0	911	2.858	22,1%
CESP	2.894	0	0	2.894	22,4%
EMAE	0	0	0	0	0,0%
BAIXADA SANTISTA ENERGIA	345	0	0	345	2,7%
CEMIG	383	0	229	612	4,7%
CEEE	234	0	0	234	1,8%
COPEL	115	0	0	115	0,9%
TOTAL	11.786	0	1.140	12.926	100,0%

Fonte: Aneel: Banco de Informações de Geração (BIG) e contratos de concessão

Quanto às concessões de transmissão de energia elétrica, cujos contratos terminarão em 2015, a maior parcela também pertence a empresas estatais federais (Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul) e estaduais (Cemig, Copel, CEEE, Celg). Contudo, uma parcela significativa, em tamanho e posicionamento estratégico, é detida por uma empresa privada, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP, que adquiriu, em 2006, todas as linhas de Transmissão da Cesp no território paulista. O conjunto dessas linhas corta quase todo o país, compondo a espinha dorsal do sistema interligado nacional.

Por fim, o conjunto das concessionárias de distribuição, com contratos de concessão terminando no biênio 2015/2017, é composto por oito estatais estaduais, das quais se destacam Copel, Cemig, Celesc, Celg, CEB e CEEE, além de seis ex-concessionárias estaduais das Regiões Norte e Nordeste que foram federalizadas, passando ao controle do Grupo Eletrobrás. Há ainda duas pequenas estatais municipais e 22 pequenas concessionárias privadas espalhadas pelos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Goiás, Maranhão e Espírito Santo (Tabela 3).

A quantidade e a especificidade das concessões cujos prazos expirarão a partir de 2015, aliadas à incerteza quanto ao encaminhamento a ser dado quando terminarem seus contratos (licitar ou prorrogar), têm trazido desconforto para os agentes que atuam no SEB (produtores, prestadores de serviços, investidores e consumidores), sejam eles de origem estatal ou privada. A decisão a ser tomada requer uma ampla discussão acerca dos critérios a serem utilizados, bem como das implicações econômicas e jurídicas. O tempo necessário para o amadurecimento de uma solução é longo e, cada vez mais, contrasta com a proximidade do término das concessões.

Elétrica(CEEE): UHEs Jacuí, Passo Real, Canastra e Bugres; PCHs Ernestina, Capigui, Guarita, Herval, Santa Rosa, Passo do Inferno, Forquilha, Ijuizinho e Toca. (d) Companhia Paranaense de Energia (Copel): UHE Parigot de Souza; PCHs Chopim e Mourão.

4 Existem, inclusive, propostas para que as concessões de usinas hidrelétricas passem a ser outorgadas não mais por aproveitamentos e, sim, por bacias hidrográficas.

TABELA 3: DISTRIBUIDORAS COM CONTRATOS VENCENDO ENTRE 2015 E 2017

Concessionárias por Estado	Situação
Rio Grande do Sul	
1 Cia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	Estatual Estadual
2 Muxfeldt, Marin & Cia Ltda - MUXFELDT	Privada
3 Hidroelétrica Panambi S/A - Panambi	Privada
4 Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI	Estatual Municipal
5 Centrais Elétricas Carazinho - ELETROCAR	Privada
6 Usina Hidroelétrica Nova Palma - Nova Palma	Privada
Santa Catarina	
7 Centrais Elétricas Santa Catarina S/A - CELESC	Estatual Estadual
8 Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica - Iguaçu	Privada
9 Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	Privada
10 Empresa Força e Luz João Cesar Ltda - João Cesar	Privada
11 Empresa Força e Luz Urussanga Ltda - Urussanga	Privada
Paraná	
12 Companhia Paranaense de Energia - COPEL	Estatual Estadual
13 Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL	Privada
14 Cia Campolarguense de Energia - COCEL	Privada
São Paulo	
15 Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	Privada
16 Cia Força e Luz Santa Cruz - CFLSC	Privada
17 Cia Sul Paulista de Energia - CSPE	Privada
18 Cia Paulista de Energia Elétrica - CEEE	Privada
19 Cia Luz e Força Mococa - CLFM	Privada
20 Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	Privada
21 Cia Jaguari de Energia - CJE	Privada
22 Empresa de Eletricidade Vale do Paranapanema - EEVP	Privada
23 Caiuá - Serviços de Eletricidade S/A - Caiuá	Privada
Minas Gerais	
24 Cia Energética de Minas Gerais - CEMIG*	Estatual Estadual
25 Departamento Municipal de Eletricidade Poços de Caldas - DMEPC	Estatual Municipal
Espírito Santo	
26 Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	Privada
Goias	
27 Cia Energetica de Goias - CELG	Estatual Estadual
28 Cia Hidreletrica São Patricio - CHESP	Privada
Distrito Federal	
29 Cia Energetica de Brasília - CEB	Estatual Estadual
Amazonas	
30 Amazonas Energia S/A - (Antiga Manaus Energia)	Estatual Federal
Acre	
31 Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	Estatual Federal
Rondonia	
32 Centrais Elétricas de Rondonia - CERON	Estatual Federal
Roraima	
33 Boa Vista Energia S/A - Boa Vista	Estatual Federal
34 Cia Energética de Roraima - CER	Estatual Estadual
Amapá	
35 Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	Estatual Estadual
Piauí	
36 Cia Energetica do Piauí - CEPISA	Estatual Federal
Maranhão	
37 Cia Energetica do Maranhão - CEMAR	Privada
Alagoas	
38 Cia Energetica das Alagoas - CEAL	Estatual Federal

Fonte: Aneel.

Nota: (*) A Cemig assinou quatro contratos de concessão (Cemig Oeste, Leste, Norte e Sul).



Caso a opção seja uma nova prorrogação, será necessário alterar as regras que disciplinam as atuais concessões, por meio da promulgação de uma nova legislação. Esse processo poderá ser feito via encaminhamento de projeto de lei ou de medida provisória ao Congresso Nacional. Um trâmite dessa natureza, entretanto, é demorado, pois mesmo que o projeto de lei ou a medida provisória venham a ser elaborados com base em posições minimamente consensuadas, as negociações políticas, dada a relevância do tema, tenderão a ser cada vez mais lentas e sujeitas a interesses alheios ao setor.

Esse último aspecto tende a ser agravado à medida que se aproxima a eleição presidencial em 2010, a qual conta com forte perspectiva de alternância política no poder. Em função disso, há uma percepção generalizada de que, caso a decisão não ocorra durante o mandato do atual governo, dificilmente virá a ocorrer antes de 2012⁵, já que 2010 é um ano de campanha eleitoral e 2011 será o primeiro ano dos novos mandatos nos poderes Executivo e Legislativo. Contudo, este já seria um momento de difícil encaminhamento das mudanças necessárias à operacionalização de qualquer das decisões. No caso da prorrogação, sua solicitação deve ser encaminhada com a devida documentação pelo concessionário à Aneel 36 meses antes do término de seu contrato, o que, na maior parte dos casos, corresponde a julho de 2012. Para tanto, é necessário conhecer previamente o regramento a ser aplicado no novo contrato, de forma a embasar as análises que devem constar do requerimento da nova prorrogação junto ao Poder Concedente.

No caso da licitação, embora em princípio não seja preciso recorrer a alterações legais e mobilizar o Legislativo, o poder concedente precisará, também, de tempo suficiente para definir os editais de licitação e a metodologia de cálculo dos valores da reversão dos investimentos realizados e ainda não amortizados, a serem pagos aos antigos concessionários.

Outro elemento que vem contribuindo para aumentar o desconforto dos agentes diante dessa indefinição é o fato de que, a partir de 31/12/2012, começam a vencer os contratos de compra e venda de energia elétrica feitos entre empresas geradoras e distribuidoras, realizados a partir de 2004 nos chamados leilões de energia existente. O montante total de energia negociado nesses leilões para atendimento dos mercados cativos das distribuidoras e as respectivas datas de término dos contratos estão demonstrados na Tabela 4.

TABELA 4: MONTANTE DE ENERGIA POR LEILÃO E POR DATA DE VENCIMENTO DOS CONTRATOS

		Valores em Mwmédios					
	Término do Contrato	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	TOTAL
	Data do Leilão						
1º Leilão	7/12/2004	9.054	6.782	1.172	0	0	17.008
2º Leilão	2/4/2005	0	0	0	1.325	0	1.325
3º Leilão	11/10/2005	0	0	0	0	0	0
4º Leilão	11/10/2005	0	0	0	0	1.166	1.166
5º Leilão	14/12/2006	0	0	204	0	0	204
6º Leilão	6/12/2007	0	0	0	0	0	0
7º Leilão	28/11/2008	0	0	0	0	0	0
TOTAL		9.054	6.782	1.376	1.325	1.166	19.703

Fonte: CCEE

Tal como mostra a Tabela 5, os volumes vendidos nesses leilões de energia existentes pertencem, em sua maioria (80%), às empresas que têm parte significativa de seus ativos de geração com conces-

5 Se a decisão não for tomada até final deste ano, dificilmente será em 2010, ano das eleições para presidente da República, governadores, deputados estaduais e federais e para senadores. 2011 será o primeiro ano do novo governo e do novo Congresso nacional e, sendo assim, necessitará de muito esforço político para aprovar uma medida desse porte, ao longo do ano.

são vencendo no biênio 2015/2017⁶. Ou seja, dos 19.703 MW médios negociados nos leilões de energia existentes, e que ficarão descontratados 2012/2016, cerca de 66% (12.928 MW médios) são gerados por usinas pertencentes às empresas citadas na Tabela 2, cujas concessões também vencem nesse mesmo período. Isso faz com que o processo de recontração de parte significativa desse bloco de energia, a partir de dezembro de 2012, passe a depender das decisões que serão tomadas para o futuro das concessões vincendas em 2015. Enquanto houver incertezas quanto aos proprietários futuros das concessões, bem como com relação às regras que definirão as condições de vendas (para o mercado cativo, livre ou ambos) e aos preços da energia a ser comercializada por esses ativos, haverá enorme insegurança quanto à preservação integral, após 2015, dos contratos de compra e venda dessa energia que porventura vierem a ser assinados.

TABELA 5: MONTANTE DE ENERGIA POR GERADORA E POR DATA DE TÉRMINO DOS CONTRATOS

Término do Contrato	Valores em MW médios					TOTAL
	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	
Empresas						
FURNAS	3.076	2.527	150	0	281	6.034
CHESF	2.500	1.054	138	450	80	4.222
CESP	800	1.178	20	170	120	2.288
CEMIG	0	927	0	105	0	1.032
COPEL	980	368	81	80	245	1.754
CEEE	260	152	0	0	9	421
OUTRAS	1438	576	987	520	431	3.952
TOTAL	9.054	6.782	1.376	1325	1.166	19.703

Fonte: CCEE

Término do Contrato	Participação Relativa (%)					TOTAL
	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	
Empresas						
FURNAS	34,0%	37,3%	10,9%	0,0%	24,1%	30,6%
CHESF	27,6%	15,5%	10,0%	34,0%	6,9%	21,4%
CESP	8,8%	17,4%	1,5%	12,8%	10,3%	11,6%
CEMIG	0,0%	13,7%	0,0%	7,9%	0,0%	5,2%
COPEL	10,8%	5,4%	5,9%	6,0%	21,0%	8,9%
CEEE	2,9%	2,2%	0,0%	0,0%	0,8%	2,1%
OUTRAS	15,9%	8,5%	71,7%	39,2%	37,0%	20,1%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: CCEE

Nesse clima de incerteza, muitos dos detentores das concessões produtoras de energia existente já estão negociando com os consumidores livres parte desse volume que será descontratado a partir de 2012. As únicas exceções são as empresas estatais federais, que foram proibidas de negociá-las, justamente pelas consequências que tal movimento pode ter em relação ao abastecimento do mercado de consumidores cativos.

Assim, a indefinição quanto ao futuro dessas concessões remete à incerteza com relação à extensão em que esse bloco de energia existente irá contribuir para a modicidade tarifária, o que afeta diretamente os consumidores. De fato, as mudanças introduzidas pela Lei n. 10.840/04 e pelo Decreto n. 5.163/04 procuraram favorecer a expansão da capacidade instalada do SEB e preservar condições de

6 Do total negociado, 52% pertencem às empresas estatais federais (Furnas e Chesf) e 28% a estatais estaduais (Cesp, Cemig, Copel e CEEE), enquanto somente 20% pertencem às demais empresas geradoras.

modicidade tarifária através de um novo sistema de comercialização de energia destinada ao mercado cativo. A energia foi diferenciada em dois blocos, energia existente (oriunda de usinas existentes antes de 1995) e nova (proveniente de usinas construídas após 1995), e sua comercialização foi segregada em leilões distintos no Ambiente de Contratação Regulada⁷.

Tal medida permitiu a formação de um *mix* de preço favorável ao atendimento do mercado de consumidores cativos das distribuidoras, ao compatibilizar preços módicos das aquisições efetuadas nos leilões de energia existente com preços bem mais elevados das aquisições efetuadas nos leilões de energia nova⁸. Atualmente, o volume contratado de energia existente pelas distribuidoras (19.703 MW médios) representa cerca de 50% da carga total do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizada para atender o mercado de consumidores cativos (em torno de 40.000 MW médios). Essa expressiva participação na formação dos preços da energia comprada pelas distribuidoras contribui para manter uma evolução módica do preço da energia consumida pelo mercado cativo. A preços de agosto de 2009, corrigidos pelo IPCA, o preço médio dos leilões de energia existente atinge R\$ 90,65/Mwh, enquanto o preço médio de todos os leilões de energia nova atinge R\$ 135,83/Mwh (cerca de 59% mais alto), possibilitando um *mix* de preço médio de R\$ 109,69/MWh.

Contudo, cerca de 65% desse montante de energia existente (equivalente a 32,5% da carga endereçada ao mercado cativo) são produzidas por usinas que terão seus prazos de concessão expirando no biênio 2015/17 e as usinas que produzem os 35% restantes terão seus contratos terminando nos anos subsequentes. Assim, caso haja de fato a intenção de que esse bloco de energia continue a contribuir para a modicidade tarifária, as autoridades precisam decidir o mais rápido possível os rumos a serem dados, tanto para o processo de renovação das concessões como para o modo como será comercializado e a que preço esse bloco de energia nos leilões futuros. O fato de que algumas concessionárias já estão fechando contratos que têm como objeto volumes de energia existente constitui séria ameaça à modicidade tarifária.

ENCAMINHAMENTOS POSSÍVEIS E POSICIONAMENTOS DOS AGENTES

Licitação versus Prorrogação: Questões Envolvidas

Quanto aos possíveis encaminhamentos para a questão das concessões que vencem a partir de 2015, percebe-se que, independentemente da opção a ser escolhida — licitar ou prorrogar —, o importante é a busca por uma definição clara, isonômica e duradoura das regras relativas ao tema, que traga maior segurança jurídica ao setor e que seja capaz de conciliar os objetivos de modicidade tarifária, prestação adequada de serviços e expansão segura da oferta de energia.

A conciliação de todos esses objetivos não é uma tarefa simples, dada a complexidade característica do setor elétrico e o curto espaço de tempo disponível para o encaminhamento de qualquer solução. Por um lado, levando em conta tudo o que a solução deveria contemplar não há elementos que permitam evidenciar a superioridade de uma opção sobre a outra, pois quando confrontadas, ambas apresentam prós e contras. Por outro lado, é preciso levar em conta que a decisão entre licitar ou prorrogar não deve ser considerada de forma uniforme para todos os segmentos do setor (geração, transmissão e distribuição), pois eles apresentam características técnicas distintas.

⁷ O Ambiente de Comercialização Regulada é o espaço para compra de energia por parte das distribuidoras para atendimento de seus consumidores cativos.

⁸ Preços que refletem o custo marginal de expansão do setor.

Enquanto nas concessões de geração as rendas excedentes passíveis de serem capturadas em prol da modicidade tarifária surgem à medida que se amortiza o investimento realizado⁹, nas concessões de distribuição rendas excedentes já vêm sendo capturadas, pelo menos em tese, nos processos de revisões tarifárias periódicas realizadas ao longo do período da concessão.

A seguir, apresentaremos alguns prós e contras envolvidos nos dois possíveis encaminhamentos para esta questão: a criação de condições para a licitação das concessões ou alterar a legislação para poder prorrogar os contratos atuais.

Licitação

Em teoria a licitação pelo menor preço para a prestação do serviço tem como principal virtude permitir que se verifique se um terceiro é capaz de formular proposta mais vantajosa para obter uma concessão, atendendo, portanto, ao interesse público. Ou seja, a licitação é um momento em que as condições de prestação do serviço por parte de determinada empresa são questionadas por seus concorrentes. Além disso, apresenta-se como a solução de menor risco jurídico, pois, a princípio, além de garantir a isonomia na disputa pelos interessados no processo, pode, em tese, contribuir para a modicidade tarifária.

Essa vantagem é mais visível no caso do segmento da geração, onde teríamos uma redução mais imediata dos preços da energia comercializada e, conseqüentemente, das tarifas cobradas dos consumidores finais, caso a vencedora da licitação ofereça preço abaixo do atualmente praticado, compartilhando, desta forma, com os consumidores parcela da renda excedente desses empreendimentos já amortizados. Para os segmentos de distribuição e da transmissão, que passam periodicamente por revisões tarifárias, esse procedimento pode não ter a mesma eficácia.

A realização do processo de licitação deve ser precedida da reversão dos ativos com concessões vencidas (geração, transmissão e distribuição) ao poder concedente e do ressarcimento ao antigo concessionário dos valores correspondentes à parcela de investimentos realizados ao longo do período da concessão e não amortizados.

Além das dificuldades para a realização do cálculo desses valores (estruturação da metodologia e efetivação de sua apuração), no caso das concessões de distribuição e transmissão, que realizam constantes investimentos ao longo do prazo de sua concessão para manutenção e ampliação de suas linhas, há o risco de o valor a ser pago pelo Estado se revelar muito elevado, podendo assim, tornar o processo licitatório oneroso para o poder público. No caso do segmento de geração, esse problema é, de certa forma, minimizado pelos fatos de a maior parte dos ativos estar amortizada e de os investimentos adicionais, nesse segmento, tenderem a ser marginais.

Por outro lado, a licitação cria oportunidade de ganho imediato, tanto para empresas já participantes do setor que queiram ampliar seus negócios, como para os novos pretendentes a atuar no setor. Dado que os recursos são finitos e comprar um ativo pronto é muito mais vantajoso que correr riscos jurídicos e ambientais associados à construção de um novo empreendimento, a licitação de ativos existentes ten-

⁹ As usinas hidrelétricas demandam, durante sua construção, volumes enormes de investimentos. Porém, uma vez terminado o prazo necessário para a amortização desses investimentos, seus custos passam a ser significativamente menores, representando apenas dispêndios com a operação e manutenção das usinas mais uma taxa de retorno justa sem a parcela relativa aos juros e a amortização. Assim, nada mais justo que parcela dos ganhos advindos da renda excedente gerada nesse empreendimento sejam capturados em prol da modicidade tarifária e que beneficie todos os consumidores finais. E o momento adequado para que haja essa captura é na renovação da concessão.

derá a desviar recursos que poderiam ser direcionados para novos empreendimentos no setor, podendo comprometer a expansão da capacidade do sistema elétrico brasileiro.

Por fim, a incerteza quanto à manutenção dos ativos das concessionárias em um processo licitatório pode criar dificuldades para os atuais detentores de concessões na captação de recursos no mercado financeiro. Com isso, a realização de investimentos por parte das concessionárias — muitos dos quais necessários à manutenção dos serviços em padrões adequados — pode ser prejudicada pela insegurança quanto ao fluxo de receitas. Além disso, caso os atuais detentores de concessões venham a sofrer perda de ativos importantes no processo licitatório, diferentemente do que ocorreu durante a onda de privatizações, correm o risco de ficar com empresas “ocas”. Ou seja, a empresa poderá ficar sem parcela significativa de sua atividade fim (geradora de caixa), pois serão licitados apenas ativos com concessões vencidas (usinas, linhas de transmissão e de distribuição) e não a empresa como um todo, com seus passivos, seus funcionários, edificações etc.

Prorrogação

Quanto à opção por nova prorrogação das concessões vencidas a partir de 2015, destacamos como positivo o fato de que evitariam alguns aspectos negativos da licitação, já que não haveria a necessidade de a União pagar pela reversão dos ativos, não seria interrompido o fluxo de caixa das empresas existentes e nem estariam sendo desviados recursos passíveis de serem destinados à expansão do SEB.

A despeito disso, é preciso ter claro que a opção pela prorrogação envolve uma série de cuidados. Em primeiro lugar, para evitar questionamentos jurídicos futuros e dar sustentação às novas prorrogações, torna-se necessária a elaboração de um diploma legal que contemple explicitamente essa possibilidade. Os mais conservadores acreditam que, para tanto, seria necessária a promulgação de uma emenda constitucional complementada por uma lei ordinária¹⁰.

Em segundo lugar, as novas prorrogações devem ser feitas de forma condicionada, ou seja, deverá ser imposta uma contrapartida às atuais concessionárias para que seus contratos repactuados sejam onerosos¹¹. Esta medida caberia, principalmente, às concessionárias pertencentes ao segmento de geração e transmissão, onde existem rendas excedentes passíveis de serem capturadas¹². Já em relação às distribuidoras, o tratamento poderá ser diferenciado, por estarem sujeitas, ao longo de seus contratos, a revisões tarifárias periódicas, nas quais, em tese, tais rendas são capturadas em prol do consumidor.

Além de explicitarem a necessidade de onerosidade, as novas regras voltadas à outorga de nova prorrogação terão que definir os critérios do cálculo desses valores e estabelecer que as receitas daí oriundas sejam utilizadas para modicidade tarifária. A questão central é assegurar em lei que os recursos sejam mantidos no setor elétrico e reservados para garantir a modicidade tarifária dos consumidores,

10 De acordo com Ricardo Brandão, Procurador Geral da Aneel, “a emenda constitucional estabelecerá a possibilidade de prorrogação, condicionada a novas exigências, como, por exemplo, prezar pela modicidade tarifária, enquanto a lei ordinária estabelecerá a fora e os requisitos dessa renovação”. Canal Energia, 1/6/2009.

11 A prorrogação onerosa é uma possibilidade prevista no art. 4º, §1º, da Lei n. 9.074, mas não foi utilizada até o momento na prorrogação de concessões existentes antes da promulgação da referida lei.

12 No caso das usinas hidrelétricas cujos contratos de concessão terminarão a partir de 2015, se receberem uma nova prorrogação não onerosa e desvinculada da necessidade de contribuir para a modicidade tarifária, poderão auferir renda muito aquém do necessário para manter a concessão e ter o retorno esperado – e, portanto, sem devolver para a sociedade nenhum centavo pelos benefícios de possuir o direito de explorar um empreendimento já amortizado. No caso da parcela da transmissão (pertencente a várias empresas) que compõe a chamada Rede Básica e que foi até hoje blindada em revisões tarifárias periódicas, em termos de existência de rendas que podem ser capturadas em prol da modicidade tarifária, ela é semelhante às geradoras.

posto que já contribuíram para a amortização desses investimentos. Existem várias propostas para a destinação desses recursos, entre as quais se destacam a redução de encargos recolhidos de consumidores, como por exemplo, abatimento dos ESS (Encargos de Serviços do Sistema) ou redução da TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) e a criação de um fundo para ser utilizado para rebaixar preços mínimos dos leilões.

Posicionamentos dos Agentes do Setor

Esta seção traça um quadro geral do posicionamento dos principais grupos de interesse e instituições integrantes do setor elétrico acerca do que deve ser feito em relação ao término das concessões.

A União, que possui o controle acionário de concessionárias detentoras de grande parte das concessões de geração e transmissão vincendas, tem, a princípio, interesse de mantê-las via nova prorrogação. De fato, ao serem retiradas do Programa Nacional de Desestatização, essas empresas reconquistaram um espaço de expansão de seus negócios e são candidatas à participação ativa em novos empreendimentos. Nesse cenário, o caixa produzido por tais concessões é essencial para bancar novos investimentos por parte dessas empresas.

Também para os Estados interessa a prorrogação, seja porque alguns, a exemplo da União, não têm interesse em privatizar suas empresas e sim expandi-las, seja porque aqueles que desejam privatizá-las necessitam manter as concessões para valorizar seus ativos no caso de venda.

Ademais, a licitação representa para estados e União o risco de que as estatais atualmente concessionárias dos serviços deixem de sê-lo, o que coloca para esses entes a possibilidade de terem que lidar com o problema das chamadas “empresas ocas”, ou seja, empresas elétricas que não detêm concessão e cuja razão de existir desaparece.

Já os investidores privados estão divididos com relação à prorrogação ou licitação das concessões. Naturalmente, há detentores de concessões que desejam mantê-las e defendem suas prorrogações. No entanto, também concessionárias que defendem a licitação por vislumbrarem possibilidades de expansão de seus negócios. Há, ainda, agentes privados que se encontram na categoria de potenciais novos investidores e que, naturalmente, defendem a realização de licitação, o único caminho para adentrar o setor.

Por fim os consumidores finais, representados por associações, tendem a ficar mais neutros com relação à licitação ou prorrogação das concessões, enfatizando que o que deve ser garantido é a segurança no fornecimento de energia com modicidade tarifária.

O Quadro 1 sintetiza o posicionamento das principais associações de classe representantes de concessionárias e autorizadas do SEB em relação a alguns pontos do debate sobre licitação e prorrogação das concessões vincendas a partir de 2015.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Até o momento, o Poder Concedente, representado pelo Ministério de Minas e Energia, não apresentou qualquer decisão sobre o encaminhamento a ser dado em vista do término da concessão de inúmeros ativos do SEB a partir de 2015.

A demora de um posicionamento oficial sobre o tema, dada a relevância das questões econômicas, jurídicas e políticas envolvidas, vem tendo como efeito o aumento da apreensão de concessionários, investidores e representantes de consumidores finais.

QUADRO 1

QUANTO ÀS NORMAS LEGAIS PARA POSSIBILITAR A PRORROGAÇÃO

- A quase totalidade das associações de agentes pertencentes ao segmento de Geração considera suficiente uma mudança na legislação ordinária para viabilizar a prorrogação.
- No caso do segmento de Transmissão e Distribuição, a Abrate e a Abradee interpretam que as cláusulas contratuais que preveem a prorrogação de concessões nesses segmentos são válidas e eficazes mesmo após a revogação do art. 27 da Lei n. 9.427/96.

QUANTO À ADEQUAÇÃO DA EXISTÊNCIA E CLÁUSULAS DE PRORROGAÇÃO AO NOVO MODELO DO SEB

- Transmissoras e Distribuidoras defendem que o fato de estarem sujeitas ao mecanismo da Revisão Tarifária Periódica (RTP) (trata-se de monopólios naturais) justifica a permissão de sucessivas prorrogações “enquanto bem servir”. Ressaltam ser necessário, entretanto, que haja segurança jurídica para tanto e defendem a restauração do art. 27 da Lei n. 9.427/96 para cumprir esse papel.
- No caso da Geração, não há consenso quanto à adequação de regras de prorrogação sucessiva ao espírito do novo modelo.

QUANTO À ONEROSIDADE OU NÃO DAS PRORROGAÇÕES

- Geração: há unanimidade no sentido de atribuir caráter oneroso a uma eventual segunda prorrogação de concessões, em face do princípio da modicidade tarifária que deve comandar o setor e dos possíveis questionamentos que tenderiam a surgir por parte do Ministério Público e do Tribunal de Contas da União, caso seja adotado encaminhamento em contrário.
- Distribuição: é praticamente consensual o entendimento de que a Revisão Tarifária Periódica a que estão submetidas as empresas nesse segmento assegura aos consumidores os benefícios da modicidade tarifária, de forma que, em princípio as prorrogações não necessitariam ser onerosas. Reconhece-se, por outro lado, que o Poder Concedente dispõe da prerrogativa de estabelecer novas obrigações ao concessionário quando da renovação do prazo de concessão.
- Transmissão: apesar de hoje ser um serviço regulado, o mecanismo de sua RTP ainda não tem operado adequadamente no sentido de capturar as rendas em prol da modicidade tarifária. Além disso, há percepções diferenciadas sobre o grau e a extensão de tais rendas. Nesse sentido, em princípio, a prorrogação teria que ser onerosa em adequação ao princípio da modicidade tarifária.

QUANTO À FORMA DE OPERACIONALIZAÇÃO DA ONEROSIDADE COMO FORMA DE ATINGIR A MODICIDADE TARIFÁRIA

- A ABCE propõe um “Encargo para a Modicidade Tarifária”, a ser pago pelo agente titular da concessão prorrogada e deduzido dos preços resultantes de leilões de que participe o respectivo empreendimento.
- A Abiape sugere a criação de um encargo com parcela dos recursos destinada especificamente à classe de consumidores de baixa renda.
- A Apine não especifica um mecanismo, mas considera aceitável a prorrogação onerosa se o valor e natureza do ônus preservar a isonomia setorial e assimetria de mercado.
- A Abraceel defende que os valores arrecadados com a onerosidade da concessão tenham como destino o abatimento dos encargos setoriais (ESS, CCC, Tust etc.) custeados tanto pelos consumidores cativos quanto pelos livres.

Fonte: “Debate sobre uma Segunda Prorrogação de Concessões no SEB: verdades, meias-verdades e pontos para reflexão”, texto de Romário de Oliveira Batista, assessor de Diretoria da Aneel, janeiro de 2009.

Para as empresas concessionárias, a incerteza quanto à renovação ou não de uma concessão em momento próximo ao seu término traz enorme insegurança quanto a continuar ou não no negócio e, portanto, quanto ao volume de recebíveis futuros (fluxo de caixa). Isso torna mais difícil e/ou onerosa a captação de recursos financeiros no mercado, fato esse com potencial de prejudicar a realização de investimentos essenciais de manutenção dos ativos por parte das concessionárias. Além disso, as empresas podem vir a sofrer queda de seu valor de mercado, dada a insegurança quanto à manutenção de seus ativos.

Outro ponto importante diz respeito ao já mencionado processo de recontração do bloco de energia existente a partir de dezembro de 2012, que passa a depender das decisões que serão tomadas sobre o futuro das concessões vincendas em 2015. Enquanto houver incertezas quanto aos proprietários futuros das concessões e, quanto às regras e preços que definirão as condições de venda de energia para os mercados cativo e livre, não há como garantir a efetivação dos contratos de compra e venda dessa energia que porventura vierem ser assinados para entrega após 2015.

Com relação aos consumidores finais de energia elétrica, caso não sejam tomadas medidas que permitam que a renda excedente de determinados ativos, particularmente daqueles pertencentes ao segmento de geração e transmissão, sejam capturadas para contribuir para a modicidade tarifária, o impacto, em termos de aumento do custo de energia, tende a ser grande, especialmente no que se refere ao mercado cativo. No limite, poderemos chegar ao absurdo de termos o KWh produzido por uma hidrelétrica de quase cinquenta anos, localizada nas proximidades dos grandes centros de cargas do país, ser equivalente ou até maior que o preço do KWh negociado pelos novíssimos empreendimentos do Rio Madeira, em construção na região amazônica.

Além disso, é bom lembrar que, dada a escassez de tempo, cada vez mais aumenta a possibilidade de que sejam tomadas medidas casuísticas, que podem resultar numa série de contestações judiciais, prejudicando as relações internas do SEB. Tampouco, se pode descartar o “vazamento” da insegurança jurídica advinda da presente situação para outros setores da infraestrutura (concessões de rodovias, portos etc.), particularmente no que tange à validade das regras contratuais.

Por fim, deve-se destacar que a demora na definição do destino a ser dado as concessões de energia elétrica vincendas a partir de 2015 é reflexo do fato de que o modelo do SEB não se encontra consolidado, já que o término das concessões coloca a necessidade de uma repactuação com relação ao destino das rendas decorrentes dos empreendimentos amortizados e, portanto, já pagos pelos consumidores.