

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

CONCESSÕES DO SETOR ELÉTRICO: ALTERNATIVAS DE POLÍTICAS PÚBLICAS

A provisão da maior parte dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil é realizada sob o regime de concessões. Este regime possibilita ao Estado definir as linhas mestras do setor sem ter que arcar com os investimentos bilionários requeridos e com a administração dos pormenores da gestão.

Uma parcela significativa dos contratos de concessão de geração e distribuição e a maior parte dos contratos de concessão de transmissão vencerá nos próximos anos. No entanto, até a data de publicação deste White Paper, o governo ainda não havia exposto como abordar esta questão tão relevante. Afinal, a política de concessões pode acarretar mudanças significativas sobre o nível das tarifas, sobre a concorrência no setor e sobre o futuro dos atuais concessionários.

E embora o debate público predominante tenha caracterizado a questão como uma escolha binária entre duas formas – a prorrogação ou a licitação de concessões –, a problemática envolve múltiplas dimensões, para as quais é possível conceber uma multiplicidade de alternativas.

Como será exposto neste White Paper, a análise da política de concessões requer a incorporação de elementos históricos, econômicos e contratuais. É uma análise técnica.

Além de técnica, a política de concessões precisa ser baseada no conceito de coerência. A forma de renovação das concessões é importante, mas também é essencial que

sejam consideradas a adequação à atividade prestada pelo concessionário e a compatibilidade com o modelo institucional-regulatório. Assim, a política de renovação de concessões não se resume à mera definição da forma de escolha do concessionário e de definição das tarifas ou das taxas de uso de bem público.

Os contratos de concessão são importantes instrumentos de políticas públicas, cujos termos e condições definem os contornos da regulamentação setorial das próximas décadas. É por isso que a política de renovação das concessões requer uma reflexão abrangente sobre os rumos do marco institucional-regulatório.

Este *White Paper* busca prover uma contextualização da questão a fim de possibilitar uma melhor compreensão da problemática e estabelecer um arcabouço que possibilite uma discussão mais aprofundada sobre o tema.

Se a política de renovação de concessões for coerente, ela contribuirá para o fortalecimento do setor em prol do interesse público, mas se for incoerente – mesmo que seus efeitos sejam populares num primeiro momento – tudo o que se construiu no setor ao longo de décadas será gradualmente corroído.

“Harmony makes small things grow. Lack of it makes great things decay.”
“A harmonia faz pequenas coisas crescerem. A falta de harmonia faz grandes coisas decaírem.” (Gaius Sallustius Crispus, Historiador Romano, 86 – 35 AC)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	2	4. CARACTERÍSTICAS DE CADA SEGMENTO DO SETOR ELÉTRICO	27
2. CONCEITOS MICROECONÔMICOS	3	4.1 Descrição.....	27
2.1 Razões para a intervenção do Estado no setor elétrico	3	4.2 Análise comparativa.....	31
2.2 Meios para atingir os objetivos	6	5. ALTERNATIVAS PARA A RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES.	33
3. EVOLUÇÃO DO ARCABOUÇO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO.....	11	5.1 Considerações iniciais	33
3.1 Primórdios da política de concessões elétricas	11	5.2 Mapeamento das alternativas.....	35
3.2 Código das Águas	11	6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
3.3 Regulamentação dos serviços de energia elétrica.....	13	ANEXOS.....	42
3.4 Nova Constituição Federal	16	REFERÊNCIAS.....	55
3.5 Reformas do marco institucional-regulatório	20		
3.6 Visão histórica consolidada	23		

1. INTRODUÇÃO

Uma parcela significativa dos contratos de concessão da geração e distribuição de energia elétrica, e a maior parte dos contratos de concessão de transmissão vencerá nos próximos anos. O governo ainda não expôs detalhes de como pretende promover a renovação dessas concessões, seja pela licitação, seja pela prorrogação dos contratos.

Para se compreender a problemática envolvida na definição da política de renovação de concessões é preciso ter uma visão ampla que considere o seu impacto sobre o setor como um todo. Não basta avaliar se as condições de contratação são satisfatórias para o novo concessionário e para o poder concedente. É preciso levar em conta os seus efeitos sobre os vários agentes, dentro e fora do setor elétrico: a União e os contribuintes brasileiros; os consumidores livres e regulados; os demais concessionários do setor em todos os elos da cadeia de valor (Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica). É também preciso considerar o efeito sobre a concorrência e sobre a estrutura de incentivos proporcionada aos agentes e seus efeitos distributivos.

Essa visão abrangente do setor requer uma noção do arranjo institucional e da regulamentação do setor. Também é indispensável ter em mente a dinâmica comercial e as condicionantes econômico-financeiras defrontadas pelos concessionários no exercício das diversas atividades realizadas no setor.

É importante salientar que neste texto o termo '**renovação**' é empregado de forma ampla para se referir ao processo de repactuação dos contratos de concessão, seja por prorrogação dos contratos de concessão vigentes (com ou sem alterações nas condições contratuais), seja por licitação pública.

Este *White Paper* busca proporcionar um entendimento desse contexto por meio de uma revisão dos elementos básicos que precisam ser levados em conta na definição da política de concessões. O *White Paper* não propõe uma política de renovação de concessões específica; em vez disso, o estudo busca mapear alternativas e apontar suas respectivas vantagens e desafios. Além disso, o estudo tem o objetivo de proporcionar ao leitor um entendimento da lógica por trás do arranjo institucional do setor, de sua regulação e do regime de concessões empregado.

Este *White Paper* é composto de seis seções. Esta primeira seção explicita o seu objetivo e a abordagem adotada para atingi-lo.

Na segunda seção são apresentados alguns conceitos microeconômicos para elucidar as razões pelas quais se adotou o regime de concessões, os principais objetivos da política de concessões e uma breve descrição dos meios apontados na literatura para atingir esses objetivos.

Na terceira seção é feita uma revisão histórica do regime de concessões do setor elétrico e das mudanças institucionais e regulatórias do setor. Essa revisão é importante para que se entenda como chegamos à situação atual e para a concepção de uma política de concessões condizente com o marco institucional-regulatório.

Na quarta seção são examinadas algumas das características básicas das três atividades exploradas sob o regime de concessão do setor elétrico: geração, transmissão e distribuição. Um conhecimento das características econômico-financeiras e comerciais de cada segmento é crucial para a definição de política de concessões adequada.

Na quinta seção são mapeadas as políticas alternativas para a renovação de concessões vencedoras do setor elétrico e avaliam-se os prós e contras de cada alternativa. Finaliza-se com algumas recomendações e considerações relevantes para a definição da política de renovação das concessões.

A sexta seção apresenta algumas considerações finais sobre o tema.

2. CONCEITOS MICROECONÔMICOS

Para se desenhar uma política de renovação de concessões é útil ter em mente alguns conceitos microeconômicos. A teoria econômica proporciona um arcabouço analítico útil para entender as razões que justificam a utilização do regime de concessões e de formas de estruturá-lo para atingir os objetivos desejados.

2.1 RAZÕES PARA A INTERVENÇÃO DO ESTADO NO SETOR ELÉTRICO

Para entendermos porque o setor elétrico é regido por meio de concessões é necessário primeiramente conhecer as razões econômicas que justificam a intervenção do Estado nesse setor. Embora possa haver outros fatores para a intervenção do Estado no setor elétrico, neste texto nos restringimos a análise dos fatores econômicos.

Sob a perspectiva econômica a maioria das justificativas para a intervenção do Estado deriva de dois fatores: falhas de mercado e questões distributivas.

2.1.1 FALHAS DE MERCADO

O suprimento da maioria dos bens e serviços comercializados na economia é adequadamente coordenado por meio de transações espontâneas entre compradores e vendedores. Existem alguns produtos, no entanto, que apresentam características que fazem com que transações de mercado resultem numa situação indesejável. Economistas se referem a essas situações como “falhas de mercado”.

Falhas de mercado derivam de características intrínsecas de certos produtos que tornam a coordenação da oferta e demanda pelo sistema de preços ineficiente e, conseqüentemente, prejudicial ao bem-estar social.

No setor elétrico, há duas falhas de mercado:

- externalidades que levam à escolha de tecnologias e de níveis de produção indesejáveis, do ponto de vista do bem-estar social; e
- monopólios naturais que surgem devido às desejáveis e benéficas economias de escala e escopo, mas que podem dar origem a problemas de concorrência insuficiente para disciplinar os preços.

Externalidades são os efeitos colaterais da produção de bens ou serviços sobre outras pessoas que não estão diretamente envolvidas com a atividade. A livre negociação de bens e serviços que resulta na imposição involuntária de custos ou benefícios sobre terceiros, não envolvidos na transação, leva a um resultado indesejável, porque uma dimensão relevante da atividade não é considerada pelos agentes que tomam as decisões.

No setor elétrico, a principal fonte de externalidades decorre dos impactos ambientais das instalações elétricas, sobretudo nas usinas geradoras de energia elétrica. Outra grande fonte de externalidades surge do aproveitamento energético dos cursos de água. Um mesmo curso de água pode ser utilizado por muitos agentes. O uso do curso de água por um agente pode afetar o seu uso por outro agente em outra localidade que utiliza o mesmo curso de água. Essa característica faz com que a definição dos direitos com base na delimitação territorial não proporcione um tratamento adequado da questão. Além disto, os cursos de água são aproveitados para múltiplos fins, o que complica a questão ainda mais. Essas são as questões que levaram à criação do Código das Águas (Decreto 24.643, de 1934), apresentada na Seção 3, que estabeleceu um arcabouço diferenciado para a definição dos direitos de propriedade sobre o uso de recursos hídricos.

A segunda fonte de falha de mercado do setor elétrico decorre da formação de monopólios naturais. **Monopólios naturais** surgem quando produtos apresentam custos subaditivos, isto é, quando o custo de produção de uma determinada quantidade de produtos – ou de produ-

ção de um conjunto de produtos diferentes – por uma única empresa é inferior ao custo de produção por múltiplas empresas. Custos subaditivos surgem quando economias de escala ou economias de escopo são predominantes. Nestes casos, o mercado tende a ser dominado por grandes empresas e a pressão da concorrência torna-se insuficiente para disciplinar os preços dos produtos.

No setor elétrico, as atividades de transmissão e distribuição apresentam características de monopólios naturais, o que torna a concorrência ineficaz para disciplinar os preços nestas atividades.

Dadas as características da eletricidade, as diversas atividades envolvidas na produção e transporte de energia requerem um alto grau de coordenação. Nos primórdios do desenvolvimento do setor elétrico essa coordenação era alcançada por meio de empresas verticalmente integradas nos três segmentos – geração, transmissão e distribuição. Assim, a produção e transporte de energia elétrica eram caracterizados por um conjunto de monopólios naturais, cada qual atendendo a uma determinada demanda ou região.

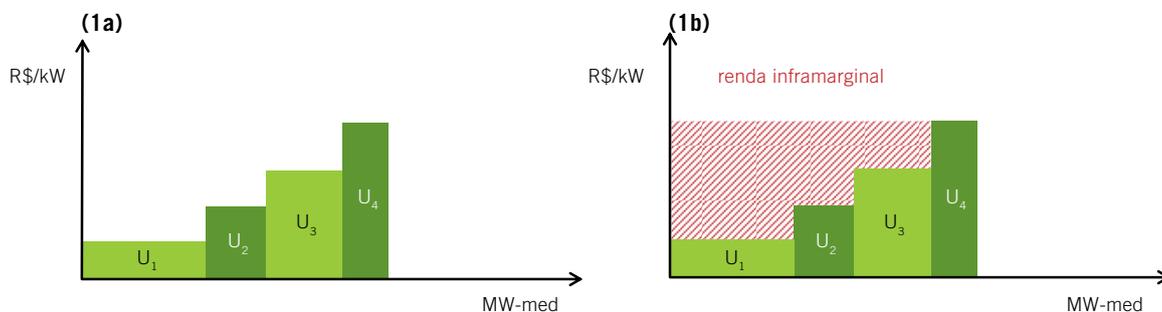
À medida que a eletrificação foi se universalizando e os sistemas elétricos foram sendo interligados, tornou-se possível adquirir o suprimento de geradores de outras empresas em outras regiões e houve o surgimento de empresas não integradas verticalmente. Eventualmente, foram desenvolvidos arranjos institucionais que possibilitaram a coordenação das três atividades de forma que se tornou possível promover a concorrência na geração de energia. A transmissão e distribuição, no entanto, permanecem como monopólios naturais regulados porque estes segmentos proporcionam custo inferior quando regidos por monopólios.

2.1.2 QUESTÕES DISTRIBUTIVAS

A segunda justificativa para a intervenção do Estado no setor elétrico surge de questões distributivas que decorrem da exploração de certas fontes energéticas. Parte da geração de energia elétrica advém da exploração de recursos naturais não homogêneos. Embora o produto resultante da exploração de diferentes recursos naturais seja homogêneo (a eletricidade), os custos incorridos para produzi-los podem ser muito díspares, dependendo das características do recurso natural explorado. Este é o caso dos potenciais hidrelétricos.

Considere o exemplo ilustrado na Figura 1, no qual os suprimentos de energia de um sistema elétrico provêm de quatro usinas hidrelétricas – U_1 , U_2 , U_3 e U_4 – cada usina sendo um pouco mais cara do que a anterior.

Figura 1: Origem das rendas inframarginais



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

Se a energia for vendida a um único preço, num patamar apenas o suficiente para cobrir os custos da usina “marginal”, isto é o custo da usina mais cara (a usina U_4), as usinas “inframarginais” (usinas U_1 , U_2 e U_3) obterão receitas superiores à necessária para cobrir os seus custos, representadas pelos retângulos rateados na Figura 1b.

Economistas denominam a diferença entre o maior custo de produção e o custo de produção

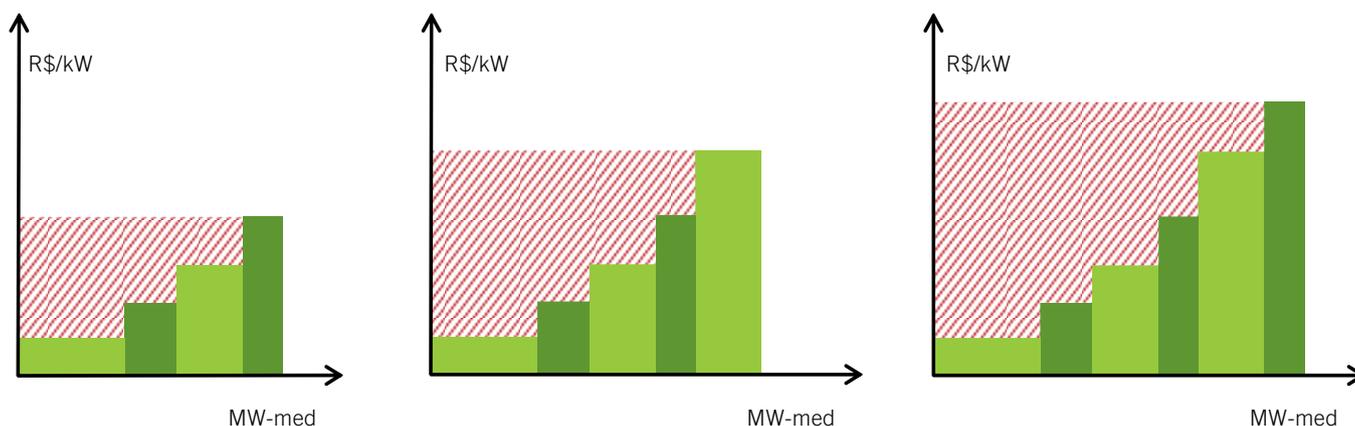
de um determinado recurso de **renda inframarginal**. Trata-se de uma renda derivada do domínio sobre um recurso natural mais vantajoso.

No setor elétrico, a exploração de recursos hidrelétricos pode dar origem a rendas inframarginais significativas, pois o custo de geração hidrelétrica depende das condições topográficas e hidrológicas particulares de cada aproveitamento hidráulico.

Como a renda inframarginal, neste caso, é uma dádiva da natureza que independe dos esforços despendidos ou do capital investido pelos agentes, faz sentido que – à medida que as rendas inframarginais se tornem mais substanciais – o Estado busque formas de extrair essas rendas e distribuí-las de forma equânime à população.

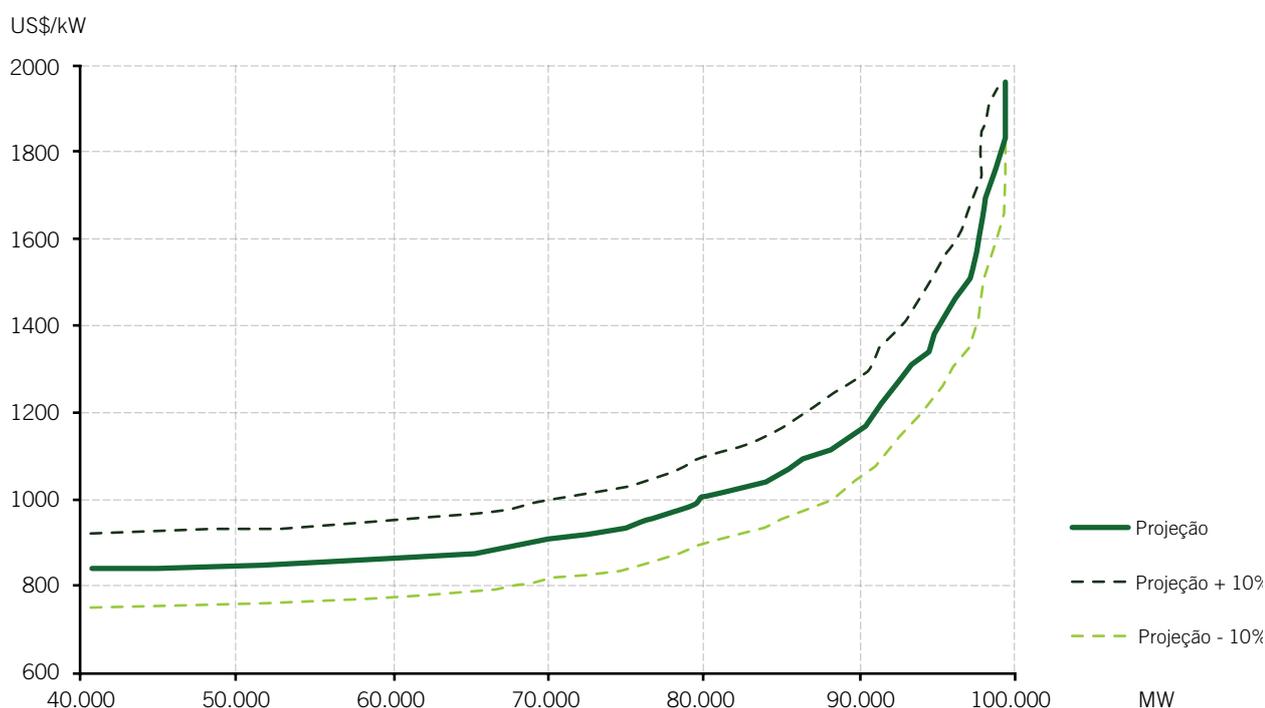
Outra propriedade importante das rendas inframarginais é que elas variam em função da oferta e demanda agregada: à medida que a demanda pelo produto aumenta, requerendo o uso de recursos cada vez mais custosos, a renda inframarginal da exploração dos recursos naturais mais econômicos aumenta, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2: Dinâmica das rendas inframarginais



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

A Figura 3 apresenta o custo de investimento de usinas hidrelétricas no Brasil, segundo levantamento da Empresa de Planejamento Energético (EPE). Note que a variação no custo de investimento das usinas hidrelétricas mais econômicas é relativamente baixa – a linha aproxima-se a uma linha horizontal para os primeiros 70.000 MW. Mas, à medida que se expande a produção de energia hidrelétrica, o diferencial do custo do investimento se eleva, aproximando-se de uma linha vertical ao expandir a produção hidrelétrica para 100.000 MW, resultando em rendas inframarginais maiores.

Figura 3: Custo de investimento de usinas hidrelétricas

Fonte: EPE (2007). *Plano Nacional de Energia 2030* – vol. 3, p. 34.

Isso explica porque a questão da renda inframarginal só tornou-se mais relevante em anos recentes, à medida que a disparidade de custos de novos potenciais hidrelétricos foi aumentando.

2.2 MEIOS PARA ATINGIR OS OBJETIVOS

Identificadas as motivações principais para a intervenção do Estado no setor elétrico, passa-se para a análise dos meios para sanar os problemas levantados. A literatura acadêmica especializada aponta uma série de aspectos a serem considerados para identificar a melhor forma de atuação do Estado. Nesta seção, delineiam-se as dimensões mais relevantes para a definição do regime de concessões.

A concessão é uma espécie de contrato administrativo por meio do qual se delega a gestão e execução de obra pública, prestação de serviço público ou exploração de bem público a terceiros, sejam eles empresas estatais ou privadas.

Por meio do regime de concessões o Estado mantém controle estratégico sobre a forma de condução de diferentes atividades, sem ter que se envolver com todos os pormenores de sua execução e gestão. Nos contratos de concessão, o poder concedente estabelece as linhas mestras de como os concessionários podem atuar. Durante a vigência do contrato de concessão, o poder concedente fiscaliza e regulamenta o concessionário para assegurar o cumprimento das condições pactuadas no contrato. E, ao final do período de concessão, os bens são revertidos ao poder concedente para redefinição de como deseja empregar os bens da concessão.

Além disso, o regime de concessões permite atribuir a gestão dessas atividades a empresas especializadas que detêm o conhecimento específico (*know how*), permitindo uma gestão mais competente e eficiente.

Outro fator que torna o regime de concessões atraente é que, ao conceder a terceiros a responsabilidade de realizar os investimentos requeridos, liberam-se recursos do Estado para outras atividades prioritárias que não atraem recursos da iniciativa privada.

Portanto, o regime de concessões é uma forma muito prática para o Estado controlar atividades que requerem alguma intervenção, sem onerar a administração pública direta (burocracia governamental) com as minúcias da gestão diária do negócio.

2.2.1 ESTRUTURA DE INCENTIVOS

Embora a delegação de atividades por meio do regime de concessões seja benéfica, a delegação envolve alguns riscos que não devem ser negligenciados. A delegação de uma atividade a outro agente requer confiança, pois no processo se estabelece uma relação de mútua dependência entre as partes. Ambas as partes ficam vulneráveis e podem sofrer danos significativos se a outra parte não cumprir o acordado.

A literatura econômica se refere a esta problemática como o **Problema Principal-Agente**. No caso das concessões, o poder concedente é o “Principal” e o concessionário é o “Agente”. O “Problema Principal-Agente” surge da assimetria de informações entre as duas partes. Ao delegar uma atividade, o Principal deixa de ter pleno conhecimento das atividades geridas pelo Agente. Isso implica que o resultado passa a depender da escolha e do esforço despendido pelo Agente ao qual se delegou a gestão. Nesse contexto, o Principal fica exposto a dois riscos:

- Seleção Adversa; e
- Risco Moral.

O risco de **Seleção Adversa** refere-se ao risco de uma má escolha no processo de seleção do concessionário. O problema de Seleção Adversa é bem expresso pelo dito popular: “o barato que sai caro”. Para que uma concessão seja bem sucedida é essencial que se escolha um concessionário que esteja apto a prover o bem ou serviço de forma adequada e eficiente.

O regime de concessões precisa ser cuidadosamente concebido para atrair o “tipo” de empresa desejado. Frequentemente uma determinada atividade pode ser realizada utilizando-se diferentes tecnologias, cada qual mais ou menos apropriada para determinada circunstância. É importante que o regime de concessão seja arquitetado de forma a selecionar o concessionário que detém a tecnologia mais apropriada ou, alternativamente, de forma a induzir o concessionário a adotar a tecnologia mais adequada. Caso contrário, será incorrido um custo maior do que o necessário ou um nível de qualidade inferior ao desejado.

Para assegurar a seleção do “tipo” mais apropriado, é absolutamente crucial que os critérios de habilitação do concessionário contemplem todos os atributos relevantes, ponderados pela sua importância relativa; e que os termos e as condições do contrato de concessão criem um ambiente de negócios capaz de atrair o “tipo” de concessionário desejado.

O **Risco Moral** refere-se ao risco de falta de empenho por parte do concessionário. A eficiência operacional do concessionário depende do empenho do gestor. Pode-se monitorar os custos incorridos pelo concessionário com relativa facilidade por meio de fiscalização e auditoria, mas é mais difícil avaliar se o nível de custos incorridos é adequado, dadas as circunstâncias vigentes e dadas as opções disponíveis.

O empenho da gestão da concessionária envolve muitas dimensões. Não se trata meramente do número de horas trabalhadas ou intensidade de trabalho dos gestores. A falta de esforço pode tomar muitas formas: emprego de pessoal desnecessário; aquisições caras por falta de empenho na tomada de preços ou na negociação; gestão ineficiente de estoques; postergação de tomada de decisões difíceis, mas necessárias, como demissões em períodos de baixa atividade, fechamento ou intervenção de unidades ineficientes; e direcionamento de recursos para atividades de autopromoção dos gestores, mas que contribuem pouco para o concessionário ou consumidores.

A chave para lidar com ambos os problemas é estruturar o regime de concessão que proporcione incentivos ao concessionário para agir de forma eficiente, tanto nas suas escolhas como

no seu esforço despendido. Geralmente, estes incentivos são proporcionados por meio do compartilhamento das economias advindas da gestão eficiente.¹

As ineficiências oriundas do desalinhamento entre a estrutura de incentivos do Principal e do Agente eram negligenciadas no Brasil até a década de 1990, quando se implantou o regime de “regulação pelo preço”, o regime de licitações de concessões de transmissão e de aproveitamentos hidrelétricos, e, já na década seguinte, o sistema de leilões de compra de energia (conforme descrito na Seção 3).

2.2.2 LONGEVIDADE E GOVERNANÇA DE CONTRATOS

O instrumento chave pelo qual se rege o processo de delegação de uma atividade a terceiros é o contrato de concessão. Nele são definidos os direitos e deveres de cada parte e as diretrizes que regerão a interação entre as partes durante toda a concessão.

Para que os contratos de concessão sejam eficazes é importante tomar alguns cuidados na sua confecção tendo em vista a sua longevidade. Afinal, o sucesso do regime de concessões depende da manutenção e cumprimento desses contratos.

Processo de concepção dos contratos de concessão

Um importante passo para assegurar a longevidade dos contratos de concessão é a adoção de um processo que assegure o zelo pelo interesse público na concepção dos contratos de concessão.

A forma mais simples e rápida de se conceber um contrato de concessão é mediante negociação direta com o potencial concessionário. Desta forma, tanto o poder concedente, quanto o concessionário, asseguram-se de que os termos e condições estipulados no contrato são exequíveis.

Embora este processo de negociação bilateral entre o poder concedente e o futuro concessionário seja muito prático, ele apresenta uma série de fragilidades que o tornam indesejável. Negociações bilaterais são conduzidas num processo insular que é mais vulnerável a desvios do interesse público. Como aponta Miranda (2007):

“O processo insular [*de elaboração de contratos de concessão*] aumenta as oportunidades de corrupção maligna, de priorização do curto-prazo às custas de benefícios de longo prazo, e de estabelecimento de tarifas não-ótimas.”²

Mesmo que o contrato de concessão tenha sido concebido de forma idônea, buscando o interesse público, a opacidade na concepção dos contratos de concessão mina a sua estabilidade e sucesso porque alimenta a desconfiança de opositores ao contrato de concessão.

Contratos de concessão invariavelmente sofrem oposição de vários grupos: políticos e empresas que aufeririam ganhos do fracasso do contrato de concessão; cidadãos que se opõem a concessão por razões ideológicas; e de funcionários, empresas e pessoas que se beneficiavam do prestador do serviço no regime anterior. Portanto, contratos de concessão elaborados a portas fechadas sempre serão colocados sob suspeitas ligadas à idoneidade das suas condições e serão mais suscetíveis a revogações ou renegociações futuras.

Um conceito essencial é que contratos de concessões são instrumentos de políticas públicas.

Ao definir as tarifas, a taxa de uso de bem público – ou forma de comercialização –, e os termos e condições da prestação do serviço, os contratos de concessão acabam por balizar as políticas setoriais por décadas (tipicamente por 20 a 35 anos). Embora a regulamentação do setor possa ser modificada, ela precisa respeitar os termos pactuados nos contratos de concessão. De certa forma, os contratos de concessão são instrumentos mais restritivos do que as leis porque as últimas podem ser alteradas e revogadas a qualquer momento, mas os contratos

1 Vide, por exemplo, a discussão feita na Seção 3.3.5 do *White Paper* nº 3 do Instituto Acende Brasil “Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos”, disponível em www.acendebrasil.com.br > Estudos.

2 Tradução livre de Miranda (2007), p. 521: “The insular process provides an increased opportunity for malignant corruption, short-term prioritization that undermines long-term gain, and nonoptimal levels of tariff creation.”

de concessão precisam ser respeitados por todo o prazo contratual, sob pena de pagamento de indenização ao concessionário.

Tratando-se de instrumentos de políticas públicas, os contratos de concessão deveriam ser concebidos com o mesmo cuidado exigido das instituições que concebem as políticas públicas: um processo aberto e transparente, que possibilite o debate público. Este processo é que proporciona a legitimidade aos contratos de concessão. De acordo com Miranda (2007):

“A conceituação do contrato de concessão como política pública proporciona um novo arcabouço para as partes interessadas persuadirem oficiais do poder executivo e concessionários a aumentar a abertura, a deliberação e o processo de consultas públicas na confecção dos contratos de concessão. Este processo aumenta a eficácia e a estabilidade dos contratos, na medida que estabelece um regime procedural neutro que evita as resistências que emergem da estratégia atual baseada em direitos adquiridos.”³

Governança de contratos de concessão

É importante reconhecer, entretanto, que é custoso elaborar, monitorar e fazer-se cumprir contratos. Na literatura especializada esses custos são denominados **custos de transação**.

Devido a estes custos, as atividades tendem a ser regidas por **contratos incompletos**, isto é, contratos que não contêm previsões para todas as contingências que possam vir a ocorrer.

Neste contexto, a estrutura de governança desempenha um papel muito importante pois, na ocorrência de uma situação imprevista pelo contrato, será esta estrutura que balizará a renegociação do contrato. A **estrutura de governança** refere-se às instituições, ao marco legal-regulatório e à atribuição de direitos de propriedade que, conjuntamente, regem a solução de controvérsias decorrentes de contingências imprevistas no contrato de concessão.

O rompimento dos contratos de concessão diminui a sua eficácia pois, além de implicar conflitos entre as partes, em última instância pode alterar as condições previamente pactuadas para aquela concessão. Além disto – e ainda mais importante –, o rompimento de contratos de concessão afeta futuras concessões porque abala a relação de confiança requerida entre o poder concedente e futuros concessionários, com impacto nos investimentos.

Os principais determinantes da quebra dos contratos de concessão são: a instabilidade macroeconômica; a vulnerabilidade à captura dos órgãos do governo por grupos de interesse; a qualidade das instituições; e as regras de arbitragem previstas nos contratos.⁴

A América Latina foi por muito tempo uma das regiões com maior incidência de renegociação de contratos de concessão. Uma das razões principais para isto era a instabilidade macroeconômica que prevaleceu no continente por tantos anos.⁵

Para balizar a renegociação dos contratos incitada pela ocorrência de situações imprevistas no contrato, é importante que o contrato de concessão estabeleça os princípios básicos que regem a relação entre as partes.

Um bom exemplo de um princípio adotado no Brasil é o conceito de **equilíbrio econômico-financeiro**, cujo objetivo é resguardar o concessionário de eventuais perdas decorrentes de mudanças promovidas de forma unilateral pelo poder concedente, ou de ambas as partes, no caso de ocorrência de situações extraordinárias. Este conceito incorpora tanto a manutenção do equilíbrio econômico (isto é, a rentabilidade do empreendimento em função da variação

3 Tradução livre de Miranda (2007), p. 545: “Thus conceptualizing concession agreements as traditional matters of public policy provides a new framework for interested parties to persuade executive governments officials and concessionaries to enhance openness, deliberation and local consultation in the creation of the agreement. This predicates the argument on enhancing the effectiveness and stability of the agreements while maintaining a procedural, outcome-neutral approach, avoiding barriers to acceptance that plague current rights-based strategies.”

4 Vide Guasch, Laffont e Straub (2006).

5 Vide Guasch, Laffont e Straub (2003).

de custos e receitas) quanto o equilíbrio financeiro (isto é, a rentabilidade em função da distribuição temporal das entradas/ingressos e saídas/desembolsos financeiros). Este conceito contribui decisivamente para o fortalecimento da credibilidade do poder concedente durante períodos de grande turbulência macroeconômica.

Tão importante quanto o contrato em si, é o estabelecimento de instituições robustas e imparciais que possam fazer valer os compromissos estabelecidos nos contratos. Destaca-se como desejável um Poder Judiciário que seja forte, autônomo e ágil.

2.2.3 EXTRAÇÃO DA RENDA

Como discutido na Seção 2.1, um dos principais problemas que fazem a intervenção do Estado no setor elétrico desejável é a necessidade de coibir ou extrair rendas monopolísticas oriundas da exploração de monopólios naturais ou da exploração de recursos naturais mais vantajosos. Historicamente, governos ao redor do mundo têm recorrido a dois mecanismos básicos para coibir ou extrair rendas de empresas:

- a regulação tarifária; ou
- licitações pelo direito de exploração.

A **regulação tarifária** consiste na fixação ou delimitação de preços (tarifas) pelos quais o concessionário pode comercializar os seus produtos. A regulação muitas vezes é mais abrangente, regulando não só as tarifas, mas também as condições pelas quais os produtos são comercializados e o controle da qualidade dos produtos.

A regulação tarifária proporciona bastante controle ao Estado, permitindo-o intervir de forma muito precisa na condução da atividade. A “desvantagem” deste mecanismo é que a regulação requer o estabelecimento de um aparato elaborado: a constituição de um órgão regulador. A efetividade da regulação depende da qualidade do corpo técnico, da disponibilidade de tempo para análise e recursos para realização das tarefas requeridas do órgão regulador.

Caso se opte pela regulação tarifária como mecanismo para coibir ou extrair a renda, é preciso realizar uma análise do custo-benefício do grau de ingerência da regulação tarifária. Os benefícios de um controle mais apurado e detalhado devem ser contrapostos aos custos incorridos pelo órgão regulador para se efetuar esse controle mais preciso.

Outro mecanismo utilizado para extração da renda é a **licitação pelo direito de exploração**. Na literatura internacional refere-se a esse mecanismo como *franchise bidding*. Este mecanismo permite a extração da renda esperada da exploração de um determinado bem ou serviço, por um determinado prazo, sem incorrer no custoso aparato requerido para a regulação tarifária.⁶

Cada mecanismo apresenta suas vantagens comparativas. A licitação pelo direito de exploração é mais adequada em situações em que os custos ou receitas são relativamente previsíveis ou em que há algum grau de concorrência (ou contestação por produtos semelhantes).

A regulação de tarifas é mais indicada para serviços de prestação contínua, de caráter essencial, em que o concessionário precisa adequar as instalações e a prestação do serviço continuamente para atender à evolução da demanda, e em que a qualidade não é prontamente auferida pelo consumidor ao adquirir o produto.

Após a revisão do arcabouço institucional-regulatório feita na Seção 3, a Seção 4 examinará as características dos três segmentos do setor elétrico – geração, transmissão e distribuição – para identificar qual é o mecanismo mais adequado para extrair ou coibir rendas dos respectivos segmentos.

⁶ O regime de licitação pelo direito de exploração é defendido por Demsetz (1968), Stigler (1968) e Posner (1972), por exemplo.

3. EVOLUÇÃO DO ARCABOUÇO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO

Esta seção visa a proporcionar uma visão panorâmica da evolução institucional e regulatória do Setor Elétrico Brasileiro por meio de uma revisão histórica das mudanças na legislação promovidas desde o início do século XX. Essa revisão é importante para entender o contexto em que os contratos de concessão vencedores foram concebidos e para entender as modificações que agora se fazem necessárias para harmonizar os novos contratos de concessão ao novo ambiente.

3.1 PRIMÓRDIOS DA POLÍTICA DE CONCESSÕES ELÉTRICAS

Os primeiros contratos de concessão no setor de energia elétrica surgiram na virada do século XIX ao XX. Ainda não havia uma legislação ordenando a matéria, de forma que cada empreendimento era regulamentado de forma diferente com base no contrato firmado entre o governo – seja federal, estadual ou municipal – e o empreendedor.

A maioria dos empreendimentos de energia desenvolvidos nessa época visava a suprir energia para fins específicos ligados às comunidades locais, os casos mais notórios sendo os do suprimento de energia para os bondes elétricos em São Paulo e no Rio de Janeiro.

Outra característica foi o desenvolvimento conjugado da regulamentação dos recursos hídricos e da energia elétrica.

Os primeiros contratos de concessão de energia, no âmbito federal, foram estabelecidos com base no **Decreto nº 5.407**, de 1904, que, com base no Art. 23 da Lei 1.145, de 1903, autorizava o Governo:

“a promover, administrativamente ou por concessão, o aproveitamento da força hydraulica para transformação em energia electrica applicada a serviços federaes”.

Este Decreto já delineava alguns dos princípios básicos que fariam parte de todas as concessões de energia subsequentes, tais como a noção que os ativos da concessão deveriam ser revertidos à União ao final do período de concessão, sujeitos à indenização por eventuais investimentos ainda não amortizados (“preço do resgate”, expressão equivalente ao nosso atual “valor de reversão”):

“Art. 3.º - O prazo da concessão será fixado para cada caso, não podendo exceder 90 annos. Findo esse prazo, ficarão pertencendo á União, sem indemnização alguma, todas as obras, bemfeitorias, machinas, installações, transmissões, terrenos e materiaes do concessionario.

[...]

Art. 11 - Ao Governo fica reservado o direito de resgatar as propriedades da companhia em qualquer tempo, depois dos primeiros 20 annos contados da data do contracto.

O preço do resgate será fixado de modo que reduzido a apolice da divida publica produza uma renda equivalente a 7% do capital fixado pelo Governo, deduzida a amortização correspondente ao numero de annos completos que já houverem decorrido da data da inauguração do primeiro fornecimento de energia eletrica.”

Note-se que na contabilização da amortização dos investimentos a legislação previa a necessidade de levar em conta a remuneração do custo do capital imobilizado no empreendimento.

3.2 CÓDIGO DAS ÁGUAS

A Constituição de 1891 não endereçava a questão da exploração dos recursos hídricos. Para preencher esta lacuna foi elaborado um anteprojeto já em 1909, mas a avaliação da proposta pelo Congresso foi postergada por várias décadas. Somente em 1934 foi regulamentada a exploração dos recursos hídricos por meio do Decreto nº 24.643: o **Código das Águas**.

O Código das Águas estabeleceu o marco institucional-regulatório que balizou o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro pela maior parte do século XX. Uma das inovações do Código

foi a separação dos direitos de propriedade sobre as terras e sobre os recursos hídricos. Ao definir “águas públicas de uso comum” (art. 2º), o Código atribuiu os direitos de propriedade sobre os cursos de água às três esferas do governo – União, Estados e Municípios (art. 29-31).

Logo seria possível notar, entretanto, que essa alocação também não sanava o problema, pois a atribuição dos direitos de propriedade daria origem a conflitos entre os diversos governos. Para mitigar os conflitos, o **Decreto-Lei nº 852**, de 1938, atribuiu à União os direitos de propriedade sobre os cursos de água: que sirvam de limites a Estados, que percorram mais de que um Estado, que se dirijam ou provenham de países estrangeiros, ou que estejam próximos às fronteiras do país.

Além da atribuição dos direitos de propriedade, o Código das Águas (art. 164) previa a possibilidade de outorga de concessão para aproveitamentos hidrelétricos de duas formas:

- outorgas para aproveitamentos específicos, a serem desenvolvidos imediatamente; ou
- para trechos de determinado(s) curso(s) de água para “aproveitamento progressivo” dos potenciais hidrelétricos nele(s) contido(s).

Dessa forma era assegurada a exploração ótima do potencial energético dos cursos d’água e eram proporcionados meios para os concessionários expandirem a capacidade de geração hidrelétrica para atendimento do crescimento da demanda em suas respectivas áreas de concessão.

Ao conceder o direito de desenvolvimento progressivo de potenciais hidrelétricos a um único agente, eram evitados conflitos decorrentes da alocação fragmentada dos direitos de propriedade (problema das externalidades, levantado na seção 2.1.1) e ineficiências decorrentes da instalação de hidrelétricas concebidas sem considerar o seu efeito sobre outros aproveitamentos hidrelétricos, a montante e a jusante da usina. Essa prática também facilitava a coordenação da expansão do parque gerador para atender ao crescimento da demanda dos respectivos concessionários.

Essa prática explica a grande quantidade de outorgas de aproveitamentos hidrelétricos não explorados quando foi promulgada a Constituição Federal de 1988, marco que impôs a exigência de outorga por meio de licitação.

O prazo “normal” de concessões definido no Código era de 30 anos, admitindo-se concessões com prazo superiores – de até 50 anos – “se as obras e instalações, pelo seu vulto, não comportarem amortização do capital no prazo estipulado neste artigo” (art. 157).

O Código das Águas estabeleceu o “tríplice objetivo” na regulamentação e fiscalização do “serviço de produção, transmissão, transformação e distribuição da energia hydro electrica”:

- assegurar serviço adequado;
- fixar tarifas razoáveis; e
- garantir a estabilidade financeira das empresas (art. 178).

O Código previa reajustes trienais sob a forma do “serviço pelo custo” considerando todas as despesas operacionais e reservas para depreciação e remuneração do capital da empresa (art. 180).

O Código também exigia que as tarifas fossem definidas “em moeda corrente no país” (art. 163). Com isto abolia-se a possibilidade da adoção da “cláusula ouro”, utilizada em muitos contratos de concessão anteriores, pelo qual a tarifa era indexada ao preço do ouro.

Em 1939, o **Decreto-Lei nº 1.285** criou o Conselho Nacional de Águas e Energia para, entre outras atribuições, promover a “utilização racional da energia hidráulica e dos recursos hidráulicos” e para “examinar as questões pertinentes à exploração e utilização da energia elétrica no país”.⁷

⁷ O Conselho Nacional de Águas e Energia seria modificado logo em seguida pelo Decreto-Lei nº 1.699, de 1939, inclusive com mudança de nome para Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). E suas atribuições seriam modificadas novamente em 1941 pelo Decreto-Lei nº 3.763.

Com a crescente eletrificação e a proliferação de usos de energia elétrica, a energia elétrica passou a desempenhar um papel cada vez mais importante para a população. Logo se tornou evidente a importância do acesso e da continuidade do fornecimento de energia elétrica para a sociedade, como pode ser constatado pelo preâmbulo do **Decreto-Lei nº 1.345**, de 1939:

“Considerando que o bem estar público, a melhoria do padrão de vida e o progresso da Nação estão intimamente ligados à racional exploração da energia elétrica”.

Para aprimorar o controle sobre o fornecimento de energia elétrica, esse Decreto-Lei atribuiu ao Governo Federal o poder de ordenar a interligação entre empresas de energia elétrica, a determinação das “reservas d’água” (montantes de água ou de energia elétrica a serem entregues ao Poder Público), assim como o seu ponto de entrega; e proibiu concessionários de energia de interromper o fornecimento de energia elétrica sem prévia autorização do Governo Federal.

À medida que os usos da energia elétrica foram se diversificando, viu-se a necessidade de melhor organizar e regular a atividade. Para isto, em 1941, promulgou-se o **Decreto-Lei nº 3.763** que atribuiu ao governo federal a responsabilidade pela concessão ou autorização de redes de distribuição e comércio de energia elétrica.

Com o crescimento do número de concessionários tornava-se cada vez mais oneroso o exame dos livros contábeis de cada concessionário. Para aperfeiçoar a fiscalização, o governo criou a “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica”, por meio do **Decreto nº 28.545**, de 1950, que estabeleceu um padrão contábil especializado e uniformizado para o setor.

3.3 REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A energia tornava-se um insumo cada vez mais relevante para a economia. Manifestação de sua crescente importância foi o envolvimento direto dos governos em empreendimentos de energia: a CEEE – Comissão Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul em 1943; a Chesf – Companhia Hidroelétrica do São Francisco em 1945; a Cemig – Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. em 1952; as Centrais Elétricas de Furnas em 1957; e a Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A em 1961. E a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960 (Lei nº 3.782).

Com a interligação de sistemas elétricos e o surgimento de geradores termelétricos, tornava-se possível a prestação de serviços de energia elétrica de forma não verticalizada. Assim, as atividades do setor de energia elétrica já não podiam ser caracterizadas como mera extensão da exploração do potencial energético de cursos de água, regido pelo Código das Águas. Tornava-se necessária a consolidação de uma regulamentação específica para o setor elétrico.

Para atender a essa necessidade promulgou-se o **Decreto nº 41.019**, em 1957. O Decreto proporcionou uma regulamentação específica para os serviços de energia elétrica, prevendo concessões não só para aproveitamentos hidrelétricos, mas também para a transmissão e distribuição de energia elétrica (art. 76). As concessões de distribuição eram concedidas, em caráter exclusivo, “em zona determinada”, mas condicionadas à obrigatoriedade de atender à demanda dos consumidores permanentes localizados nas suas respectivas zonas:

“Art 136. Os concessionários dos serviços de energia elétrica são obrigados, salvo determinações expressas em contrário no contrato de concessão, a fornecer energia nos pontos de entrega pelas tarifas aprovadas, nas condições estipuladas neste Capítulo, aos consumidores de caráter permanente, localizados dentro dos limites das zonas concedidas respectivas”.

O Decreto foi visionário ao prever a possibilidade de realização de concorrências públicas para a outorga de concessões, conceito que tornar-se-ia mandatório para toda concessão a partir da Constituição Federal de 1988:

“Art 71. O Governo Federal poderá realizar concorrências públicas para o estabelecimento e exploração de serviços de energia elétrica, referentes a um sistema conjunto ou a uma de suas partes,

nas zonas não compreendidas nas regiões de centralização, quando não houver requerente idôneo da concessão, e nos casos:

- I - de haver mercado sem suprimento de energia elétrica;
- II - de caducidade, reversão ou encampação da concessão, ou restrição de zona concedida;”.

Embora o Decreto fora concebido para atender a limitações do Código das Águas, – cuja regulamentação se restringia à regulamentação das atividades do setor elétrico que emanavam da exploração dos recursos hídricos – o Decreto mantinha, em linhas gerais, a mesma filosofia estabelecida pelo Código das Águas. E, de fato, o Decreto foi caracterizado como uma regulamentação do Código.

O Decreto mantinha a regulação tarifária baseada no “regime do serviço pelo custo” estabelecido no Código das Águas, apenas complementando-a com a introdução da “Conta de Resultados a Compensar” para compensar variações entre a remuneração definida na regulamentação e a efetivamente incorrida (art. 162). Com isto, a regulação passou a garantir uma determinada taxa de retorno aos concessionários.

Outra inovação do Decreto nº 41.019, de 1957, foi o estabelecimento de um sistema de auto-financiamento para o setor, implementado por meio do acréscimo de mais um item na tarifa de energia elétrica:

- a “quota de amortização”; ou
- a “quota de reversão” (art. 165).

Essas quotas eram componentes cruciais de dois mecanismos alternativos para gerar recursos para a amortização dos ativos remanescentes ao final da concessão, quando os ativos deveriam ser revertidos ao poder concedente.

A quota de amortização era aplicada aos contratos de concessão que não previam indenização por reversão ao final da concessão. Seu objetivo era de obter os fundos requeridos para amortizar os investimentos realizados pelo concessionário que não seriam depreciados no prazo da concessão (art. 92). A quota de amortização podia ser proposta pelo concessionário, não podendo superar 3% do montante acumulado de investimentos realizados (art. 169). Os recursos coletados eram mantidos pelo concessionário e contabilizados separadamente na Reserva para Amortização⁸, sendo excluídos do “investimento remunerável” do concessionário (art. 33).

A quota de reversão era aplicada aos contratos de concessão com previsão de indenização por reversão ao final da concessão (art. 91). A quota de reversão era computada em função do prazo de concessão e destinava-se à Reserva para Reversão para indenização do concessionário pela reversão dos bens e instalações do serviço ao fim da concessão. Os recursos da Reserva para Reversão eram mantidos em conta especial do Banco do Brasil ou do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e só poderiam ser movimentados para aplicação na sua finalidade (pagamento da indenização ao final da concessão) ou, na forma de empréstimos, à taxa de 6% ao ano, para financiar obras e instalações destinadas à expansão dos serviços a cargo do concessionário, previamente aprovadas pelo órgão regulador (art. 170).

Essas Reservas logo se tornaram uma importante fonte de recursos para o financiamento da expansão do sistema elétrico e se somavam ao Imposto Único sobre energia elétrica, criado em 1954, por meio da **Lei nº 2.308**.

⁸ A Reserva para Amortização não deve ser confundida com a Reserva para Depreciação. A Reserva para Amortização é constituída de recursos dos consumidores para restituir o concessionário por investimentos que não serão depreciados no prazo da concessão. A Reserva para Depreciação, por outro lado, é constituída de recursos pagos pelos consumidores para compensar as perdas de valor dos ativos investidos pelo concessionário pelos “desgastes, desastres, insuficiência ou obsolescência dos materiais, instalações, equipamentos, estruturas e edifícios” incorridos na prestação do serviço.

O Imposto Único era arrecadado na conta de energia elétrica (art. 4º), sendo 40% do montante arrecadado destinado à União e 60% para os Estados, Distrito Federal e Municípios para prover recursos “para serem aplicados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica” (art.5º). Os recursos destinados à União eram aplicados por meio do Fundo Federal de Eletrificação, cuja finalidade era de “a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o desenvolvimento da indústria de material elétrico” (art 1º). O imposto foi importante fonte de receita para o setor por alguns anos e desempenhou papel relevante na formação das estatais do setor.

Além destas fontes de recursos, em 1962, introduziu-se, por meio da **Lei nº 4.156**, o empréstimo compulsório dos consumidores de energia. O empréstimo era contraído por meio de um adicional na conta de energia elétrica. O valor do empréstimo inicialmente previsto era de 15% da conta de energia elétrica no primeiro ano e 20% nos próximos quatro anos, mas o montante a ser “emprestado” de cada consumidor foi modificado no ano seguinte (Lei nº 4.676, de 1965) para o mesmo valor do “imposto único sobre energia elétrica”, cujas alíquotas eram de 10%, 35% ou 40%, dependendo da classe do consumidor. Os empréstimos compulsórios destinavam-se a financiar operações da Eletrobras (art. 4º). Os empréstimos que deveriam ser pagos em dez anos, mediante apresentação das contas quitadas dos consumidores, foram subsequentemente convertidos em ações preferenciais da Eletrobras, sem direito a voto, a critério da estatal, conforme estabelecido no Decreto-Lei nº 644, de 1969.

Apesar de todas as iniciativas legislativas para gerar recursos, o setor continuava a apresentar dificuldades para expandir os serviços de energia elétrica no ritmo necessário para atender ao crescimento da demanda. Um dos principais problemas era o fato de que a regulamentação estabelecia uma taxa de retorno nominal para o investimento, que no ambiente de inflação mais elevada não os remunerava adequadamente. Para corrigir o problema, o **Decreto nº 54.938**, de 1964, introduziu a noção de correção monetária e o repasse anual de variações de custos derivados de alterações no custo de aquisição de energia elétrica, de combustíveis, de salários ou de obrigações contratuais contraídas em moeda estrangeira.

Um passo adicional para resguardar a capacidade de sustentação financeira dos concessionários foi dado em 1971, por meio da **Lei nº 5.655**, que elevou a taxa de remuneração para o patamar de 10% a 12%. Além disto, a Lei consolidou os recursos da Reserva de Reversão de todos os concessionários no “Fundo Global de Reversão”, a ser administrado pela Eletrobras (art. 4º).

Três anos mais tarde a Lei seria modificada pelo **Decreto-Lei nº 1.383**, de 1974, para incorporar outra inovação: a Reserva Global de Garantia (RGG). A finalidade da RGG era prover “recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões” a ser “movimentada pela Eletrobras, sob expressa determinação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica” (art. 1º). Esse mecanismo foi utilizado para promover a “equalização tarifária” entre concessionários, via transferência de recursos de concessionários “superavitários” para concessionários “deficitários”:

“Art. 4º A garantia de equilíbrio econômico e financeiro das concessões será considerada sob os seguintes aspectos:

[...]

d) progressiva equalização tarifária em todo o território nacional.”

Com isto as tarifas iniciaram um gradual afastamento do conceito de “tarifa pelo custo do serviço”, reduzindo a transparência dos reajustes tarifários.

A partir de 1979, a implementação da regulação tarifária foi comprometida pelo **Decreto nº 83.940** que submeteu o regime de reajustes tarifários à Comissão Interministerial de Preços, a ser presidida pela Secretaria do Planejamento:

“O ato de fixação ou reajustamento de qualquer preço ou tarifa por órgãos ou entidades da Administração Federal, Direta ou Indireta, mesmo nos casos em que o poder para tal fixação seja decorrente de lei, dependerá, para sua publicação e efetiva aplicação, de prévia aprovação do ministro de Estado, chefe da Secretaria de Planejamento.” (Art. 3º)

O efeito desta medida foi uma gradual distorção dos critérios de reajuste tarifário, que passaram a ser balizados por outros objetivos, dentre os quais se destaca o combate à inflação. Nos próximos anos a capacidade de crescimento autossustentado do setor foi comprometida porque tarifas insustentáveis foram gradualmente minando a capacidade financeira dos concessionários.

Em 1988, por meio do **Decreto-Lei nº 2.432**, buscou-se reconstituir o sistema de remuneração garantida que sustentava a equalização das tarifas por meio da instituição da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor), dada a insuficiência de recursos da Conta de Resultados a Compensar e da Reserva Global de Garantia para assegurar a remuneração mínima dos concessionários.

O Decreto-Lei também autorizava a União “a subscrever ações da ELETROBRÁS mediante utilização de recursos da Reserva Global de Reversão existentes em 31 de dezembro de 1987” (art. 6º).

3.4 NOVA CONSTITUIÇÃO FEDERAL

3.4.1 CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988

A Constituição Federal de 1988 reafirmou a competência da União sobre a regulação do setor elétrico e do aproveitamento energético dos cursos d’água, mantendo a distinção entre os direitos de propriedade sobre o solo e os potenciais de energia elétrica:

“Art. 21. Compete à União:

[...]

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

[...]

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos

[...]

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.”

Uma novidade introduzida pela Constituição Federal de 1988, que teve forte impacto sobre o setor elétrico, foi a exigência de que todas as concessões para prestação de serviços públicos fossem outorgadas mediante licitação:

“Art. 175 Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.”

A exigência de licitação não se limitava às concessões, mas se estendia à maioria das contratações públicas:

“XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.” (art. 37).

A nova exigência demonstrava o reconhecimento da eficácia do regime concorrencial para seleção de concessionários e para definição de parâmetros para o provimento de serviços públicos.

A **Lei nº 8.666**, de 1993, conhecida como a “Lei Geral de Licitações”, que regulamentou o regime de licitações e de contratação da Administração Pública, preconizada na Constituição, demonstra claramente o intento de promover um processo de seleção transparente e meritocrático:

“Art. 3º A licitação destina-se a garantir a observância do princípio constitucional da isonomia e a selecionar a proposta mais vantajosa para a Administração e será processada e julgada em estrita conformidade com os princípios básicos da legalidade, da impessoalidade, da moralidade, da igualdade, da publicidade, da probidade administrativa, da vinculação ao instrumento convocatório, do julgamento objetivo e dos que lhes são correlatos.”

A licitação também é um mecanismo eficiente para estabelecer o valor da contratação de bens ou serviços ou, no caso do setor elétrico, o direito de uso de bem público. A Lei nº 8.666, de 1993, previa diversas modalidades de licitação (art. 22), o que possibilitava o emprego de mecanismos que facilitam a identificação do valor do uso de bem público ou do custo estimado de prestação de um serviço público.

3.4.2 POLÍTICA DE RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES

A exigência de outorga mediante licitação introduzida pela Constituição Federal forçou uma mudança fundamental no regime de concessões do setor elétrico. Devido à prática de outorgar concessões de trechos de cursos de água a serem desenvolvidos progressivamente, havia um grande número de potenciais hidrelétricos concedidos, sem licitação, mas ainda não implantados. Também havia concessões com prazo indeterminado ou prazo vencido.

Para harmonizar as concessões do setor elétrico às exigências da Constituição Federal de 1988, foi elaborada a **Lei nº 8.987**, de 1995. A Lei decretou a extinção das concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição Federal de 1988. Também decretou a extinção de concessões outorgadas sem licitação antes da Constituição Federal de 1988 cujas obras não tivessem sido iniciadas ou cujas obras estivessem paralisadas (art. 43). Para as concessões outorgadas sem licitação antes da Constituição Federal que ainda não estivessem em operação devido a atraso de obras, a Lei exigia apresentação de “plano efetivo de conclusão de obras”. Caso não fossem comprovadas condições efetivas para o término do empreendimento, o Poder Concedente poderia declarar extinta a concessão (art. 44).

Essa Lei também determinou que, ao término do prazo das concessões de energia de usinas em operação outorgadas sem licitação antes da Constituição Federal de 1988, as mesmas deveriam ser licitadas. Caso os contratos de concessão não tivessem previsão de prazo de vencimento – ou caso o prazo estivesse já vencido –, a Lei previa prorrogação da concessão pelo prazo necessário para preparação da licitação da concessão (art. 42). A Lei previa ainda que a indenização por obras e serviços realizados pelos concessionários de concessões extintas seria paga após realização de licitação da concessão do respectivo empreendimento.

Essa Lei sofreu uma série de modificações e adições nos anos subsequentes para facilitar a sua implementação, amenizar seu impacto ou contemplar condições específicas.

A **Lei nº 9.074**, de 1995, determinou que os prazos para novas concessões de geração seriam iguais ao “prazo necessário à amortização dos investimentos, respeitado o limite máximo de trinta e cinco anos”, e previa a possibilidade de “prorrogação da concessão por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato”. Os mesmos critérios aplicavam-se às concessões de transmissão e distribuição, com uma única diferença: o prazo máximo para tais concessões seria de 30 anos (art.4º).

A Lei estabeleceu a possibilidade de outorga de nova concessão simultaneamente à realização de processo licitatório de privatização de concessionários estatais. Neste caso o prazo da nova concessão seria “o mesmo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos” (art. 27).

A Lei também promoveu alguns adendos à política de renovação de concessões estabelecida pela Lei 8.987. A Lei permitiu a prorrogação de concessões de geração outorgadas sem licitação por 20 anos “visando [a] garantir a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados” (art. 19). A Lei também permitia a prorrogação de concessões de distribuição pelo prazo mínimo de 20 anos (20 anos ou maior prazo remanescente das concessões reagrupadas, prevalecendo o maior prazo).

Nos casos de concessões de geração outorgadas sem licitação, que ainda não entraram em operação, por atraso ou por paralisação de obras, a Lei permitiu prorrogação pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitado a 35 anos, desde que tenham “plano de conclusão aprovado pelo poder concedente” e “compromisso de participação superior a um terço de investimentos privados nos recursos necessários à conclusão da obra” (art. 20).

Os detalhes dos procedimentos para prorrogação estabelecidos na Lei foram especificados no **Decreto nº 1.717**, de 1995.

A **Lei nº 9.427**, de 1996, reduziu a ambiguidade quanto à possibilidade de prorrogação de contratos de concessão ao determinar que os novos contratos de concessão e contratos de concessão prorrogados conforme previsto nos artigos 4 e 19 da Lei no 9.074, de 1995, seriam prorrogados “enquanto os serviços estiverem sendo prestados nas condições estabelecidas no contrato e na legislação do setor, atendam aos interesses dos consumidores e o concessionário o requeira.” (art. 27).

Mas, em 2004, o artigo 32 da **Lei nº 10.848** revogou o artigo da lei que previa a possibilidade de prorrogações, desde que o serviço estivesse sendo prestado de forma adequada (art. 27 da Lei no 9.427). A Lei estabeleceu o prazo máximo para novos contratos de concessão de geração em 35 anos, sem previsão para prorrogação; e para os contratos de geração estabelecidos antes da publicação da Lei, estabeleceu o limite de uma única prorrogação pelo prazo máximo de 20 anos (art. 8º). Contudo, permaneceram válidos os contratos de concessão assinados anteriormente à promulgação da Lei no 10.848 e que preveem a possibilidade de prorrogação.

A Lei também estendia a condição de “novo empreendimento” para concessões de geração hidrelétrica que tivessem entrado em operação comercial a partir de 2000 para participar dos “Leilões de Energia Nova” realizados entre 2005 a 2007 (art. 17). As usinas que se enquadravam nesta situação ficaram conhecidas como usinas “botox”. Para possibilitar a participação dessas usinas nos Leilões de Energia Nova, o **Decreto nº 5.911**, de 2006, permitiu a prorrogação das concessões destas usinas pelo prazo correspondente aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) a serem celebrados com os proponentes vencedores destes leilões.

Em 2007, a **Lei nº 11.445** alterou o artigo 42 da Lei no 8.987 de forma a permitir a transferência de concessão de serviço público, sem licitação, para outro agente para prestação de serviço público sob novo contrato:

“Art. 58. O art. 42 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 42. ...

§ 1º Vencido o prazo mencionado no contrato ou ato de outorga, o serviço poderá ser prestado por órgão ou entidade do poder concedente, ou delegado a terceiros, mediante novo contrato.”

Na renovação de um determinado contrato de concessão é necessário observar não só a legislação vigente, mas também as condições pactuadas no contrato de concessão. Contratos de concessão assinados durante a vigência do artigo 27 da Lei nº 9.427, por exemplo, conferiam direito à prorrogação da concessão desde que respeitadas determinadas condições estabelecidas pelo poder concedente.

Um resumo da legislação relativa à política de prorrogação de concessões promulgada após a Constituição Federal de 1988 é apresentada na Tabela 1.

3.5 REFORMAS DO MARCO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO

No início do século XX quando os primeiros contratos de concessão foram firmados, a principal preocupação era a de viabilizar a exploração de potenciais hidrelétricos. Na época, os potenciais hidrelétricos geralmente eram explorados por empresas verticalmente integradas para atender a demandas locais. Neste contexto, o principal objetivo do contrato de concessão era firmar compromissos que proporcionassem segurança ao investidor em relação ao retorno pelo seu investimento.

Com a crescente eletrificação do país, o sistema elétrico se expandiu, tornando-se crescentemente integrado. Hoje já dispomos de uma rede de transmissão interligada em âmbito nacional, o que permite o escoamento de energia de virtualmente qualquer usina geradora para qualquer consumidor ligado à rede. Essa realidade ampliou as opções de suprimento de energia elétrica aos consumidores, possibilitando uma concorrência entre geradores de energia para atender à demanda consolidada.

Outro aspecto que se tornou relevante com o aumento do consumo de energia foi a crescente discrepância de custos entre usinas de geração. O aumento da demanda por energia elétrica requereu o uso de fontes energéticas mais onerosas, o que tornou as rendas inframarginais mais relevantes.

3.5.1 REGIME DE TARIFAS PELO PREÇO

Os primeiros passos para as reformas que iriam modificar todo o arcabouço institucional-regulatório do setor elétrico nos próximos anos foram dados por meio da **Lei nº 8.631**, de 1993. Primeiramente, determinou-se que as tarifas de energia elétrica fossem estabelecidas com base no custo do serviço de cada concessionário (art. 1). Isso implicava o fim da “equalização tarifária”, promovido pela Conta de Resultados a Compensar (CRC) e pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor), medida importante para recuperar a “realidade tarifária” que fora perdida após anos de reajustes segundo critérios alheios ao custo do serviço (art. 7). A Lei nº 8.631 também promoveu um importante “encontro de contas” a fim de acabar com a inadimplência que já se generalizava no setor, ao custo de 26 bilhões de dólares para o Tesouro Nacional.

A **Lei nº 8.987**, de 1995, introduziu uma mudança crucial na política tarifária: o regime de regulação pelo preço do serviço. Esse novo regime previa a definição do preço com base na proposta vencedora da licitação de outorga da concessão. Outro importante conceito estabelecido na Lei foi a noção de equilíbrio econômico-financeiro, conceito já introduzido no art. 65 da Lei nº 8.666, de 1993:

“Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

[...]

§2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

[...]

§4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.”

A **Lei nº 9.427**, de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), órgão autônomo responsável pela regulação e fiscalização do setor, cuja estrutura regimental foi estabelecida pelo **Decreto nº 2.335**, de 1997.

3.5.2 REGIME CONCORRENCIAL NA GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A **Lei nº 9.074**, de 1995, esboçou aspectos centrais do novo marco institucional-regulatório ao prever a possibilidade de geração no regime de Produtor Independente de Energia e no regime de Autoprodutor.

No regime de Produtor Independente de Energia (PIE), a empresa ou consórcio recebe a concessão ou autorização de geração para “produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco” (art. 11).

A Lei também determinou que a outorga de aproveitamento hidráulico para exploração por Produtor Independente de Energia seria mediante “concessão de uso de bem público” (art. 13).

A Lei estabeleceu ainda os critérios dos “consumidores elegíveis a optar por outro fornecedor de energia elétrica”, – que passariam a ser conhecidos como “consumidores livres” (art. 15 e 16). Em suma, consumidores livres poderiam adquirir sua energia diretamente de geradores – e/ou comercializadores – pagando somente pelo serviço de transporte de distribuidoras e transmissoras.

O **Decreto nº 2.003**, de 1996, estabeleceu aspectos centrais do marco institucional-regulatório para exploração no novo regime de Produtor Independente de Energia ou de Autoprodução, este último definido como empresa ou consórcio que recebe a concessão ou autorização para “produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo” (art. 2).

Para possibilitar a livre comercialização de energia, o Decreto assegurou aos Produtores Independentes e Autoprodutores livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido a ser definido pelo órgão fiscalizador do poder concedente (art. 13).

O Decreto estabeleceu, ainda, que os contratos de concessão de geração a partir de hidrelétricas seriam a título oneroso:

“Art. 9º As concessões relativas aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos serão outorgados a título oneroso.

[...]

Art. 11 A concessão para aproveitamento de potencial hidráulico será formalizada mediante Contrato de Concessão de Uso de Bem Público.”

A fim de não comprometer a otimização da operação energética das centrais geradoras concedidas no regime de Produtor Independente e Autoprodução, o Decreto previu a imposição da exigência de “operação integrada” da usina, pela qual a operação seria determinada com base em “regras operativas que buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros”. Mais precisamente:

“Art. 14

[...]

§2º Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com critérios e as regras de otimização do sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.

[...]

§4º Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

[...]

Art. 15 Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante da energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comerciali-

zados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.”

Desta forma os concessionários de geração passavam a poder comercializar a maior parte da energia a ser gerada por suas usinas por meio de contratos de longo prazo com base no “lastro físico” atribuído a sua usina de geração (o que passaria a ser conhecida como Energia Assegurada), aspecto decisivo para facilitar a comercialização de energia.

Assim como no regime de concessões anterior, o Decreto determinava a reversão dos bens e instalações dos concessionários ao final do prazo da concessão:

“Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.

§ 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.”

A **Lei nº 9.648**, de 1998, previu a criação do Mercado Atacadista de Energia e do Operador Nacional do Sistema.

O **Decreto nº 2.655**, de 1998, estabeleceu as seguintes condições para a livre comercialização de energia:

“Art. 9º Depende de autorização da ANEEL o exercício das atividades de comercialização, inclusive a importação e exportação de energia elétrica.

Parágrafo único. Para obtenção da autorização a que se refere este artigo, a empresa, ou consórcio de empresas, deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira.

[...]

Art 12. As transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia - MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º A ANEEL definirá as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção dos interesses dos consumidores.”

Estabeleceu também que a “coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados” seriam deixados a cargo do Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade de direito privado que atuaria mediante autorização da Aneel (art. 25).

Em 2002, a **Lei nº 10.438** criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para promover a universalização do serviço público de energia elétrica. Investimentos realizados com recursos da CDE foram custeados pela tarifa e, portanto, não precisam ser amortizados.

3.5.3 ESTRUTURAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA POR MEIO DE LEILÕES PÚBLICOS

A **Lei nº 10.848**, de 2004, introduziu uma nova regulamentação para a comercialização de energia e para a expansão do parque gerador.

A aquisição de energia dos concessionários de serviço público de distribuição de energia elétrica passou a ser realizada mediante leilões públicos de compra de energia promovidos pelo Governo Federal, no que passou a ser denominado o “Ambiente de Contratação Regulado”. O crescimento da demanda passou a ser atendido por meio de leilões de compra de energia proveniente exclusivamente de novos empreendimentos de energia (“Leilões de Energia Nova”) e o remanescente em leilões de energia proveniente de empreendimentos de energia existente (“Leilões de Energia Existente ou Velha”) (art. 2º e 9º).

Foi preservado o direito à contratação livre de energia entre Produtores Independentes de Energia e Consumidores Livres, o que passou a ser denominado “Ambiente de Contratação Livre” (§9º do art. 8º).

A Lei estabeleceu também uma nova modalidade de contratação de energia para constituir uma “reserva de capacidade de geração” (art. 3º).

Os detalhes do novo arranjo institucional-regulatório da comercialização de energia foram estabelecidos no **Decreto nº 5.163**, de 2004.

A Lei também promoveu outras mudanças institucionais:

- substituiu o recém-criado Mercado Atacadista de Energia (Lei nº 10.433, de 2002) pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (art. 4º e 5º);
- criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança do suprimento eletroenergético” (art. 14); e
- impôs a “desverticalização” de empresas de distribuição das demais atividades do setor (geração, transmissão e comercialização) (§5º, §7º e §8º do art.8º).

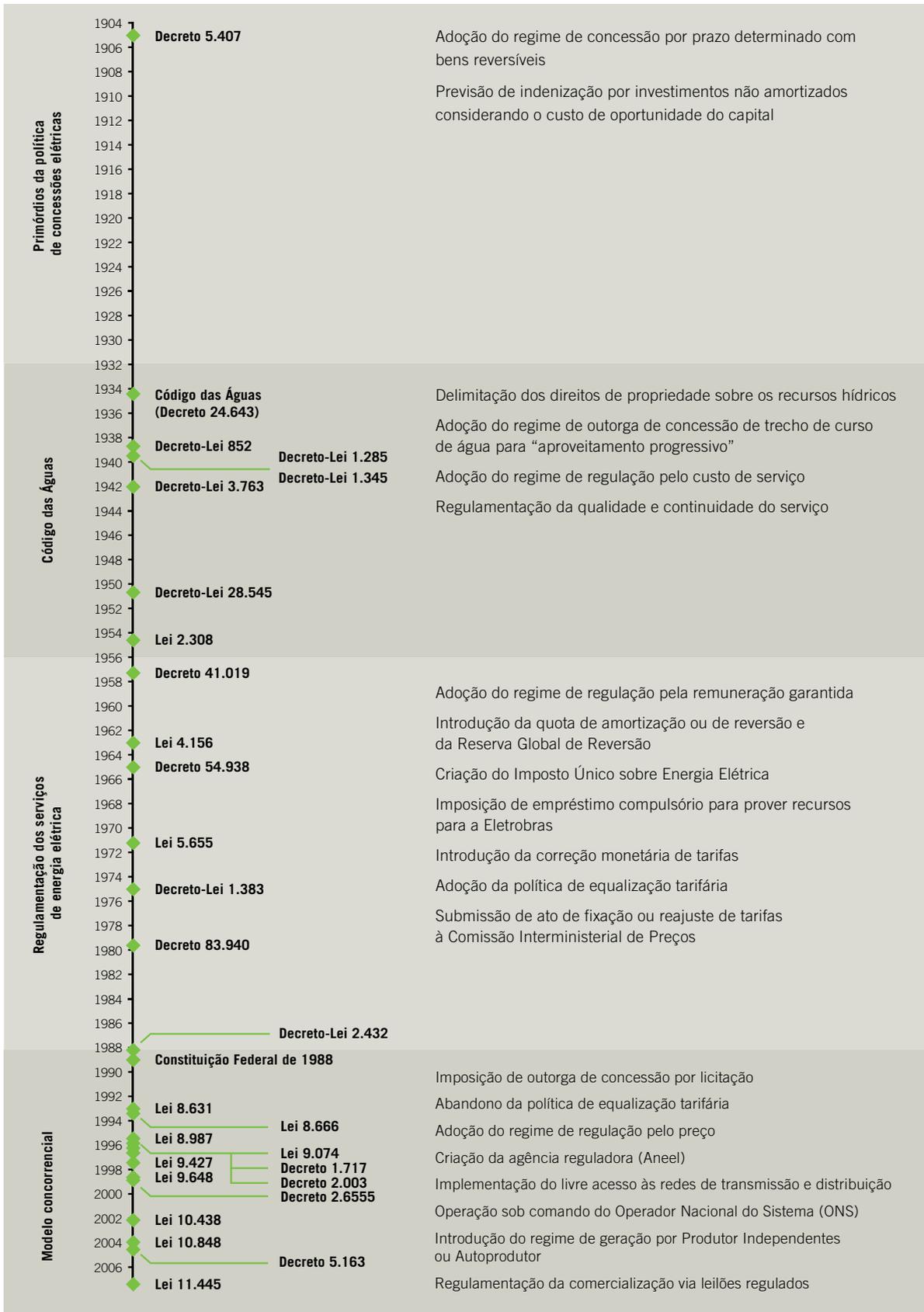
Soma-se a essa lista a criação da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), concebida para “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético”, por meio da **Lei nº 10.847**, de 2004.

Nesta ocasião também se regulamentou o papel de cada instituição por meio de decretos. O ONS foi regulamentado pelo **Decreto nº 5.081**, de 2004; o CMSE pelo **Decreto nº 5.175**, de 2004; a CCEE pelo **Decreto nº 5.177**, de 2004; e a EPE pelo **Decreto nº 5.184**, de 2004.

3.6 VISÃO HISTÓRICA CONSOLIDADA

As instituições que regem o setor elétrico e suas respectivas regulamentações passaram por mudanças substanciais no último século. A Figura 4 apresenta um resumo das principais mudanças promovidas ao longo do tempo.

Figura 4: Evolução do marco institucional-regulatório



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

Cabem aqui alguns comentários sobre as mudanças promovidas neste processo.

3.6.1 REFORMAS INCOMPLETAS

As mudanças na forma de comercialização de energia introduzidas a partir dos anos 1990 representaram uma alteração fundamental no setor. Enquanto no passado toda a energia elétrica era comercializada a tarifas reguladas, baseadas no custo de cada empreendimento de geração, no novo modelo a energia elétrica passava a ser livremente comercializada a preços de mercado, que passariam a convergir para o preço da “usina marginal”.

Neste contexto, as rendas inframarginais tornavam-se ainda mais relevantes, tornando imprescindível o estabelecimento de um mecanismo para capturar estas rendas em favor da sociedade. O mecanismo escolhido foi a instituição da outorga de concessão a título oneroso pelo “uso de bem público”. A extração da renda de novos empreendimentos hidrelétricos foi implementada por meio de licitação pela maior taxa de uso de bem público e, no caso das privatizações de concessões de geração, pela licitação por maior ágio (além de pagamento pelo uso de bem público no valor fixado em edital).

A lisura do processo de outorga de concessões foi reforçada pela exigência constitucional de que todas as concessões fossem outorgadas por meio de licitação, assegurando um processo aberto, transparente e meritocrático.

Este mecanismo de extração de renda inframarginal foi aplicado aos novos empreendimentos hidrelétricos e na privatização de empresas estatais de geração, que passaram a ser exploradas no regime de concessão pelo uso de bem público.

Mas as reformas não foram plenamente implementadas. Adotou-se o regime de livre comercialização, mas abortou-se o processo de privatizações das empresas estatais de geração, processo em que se previa a extração da renda inframarginal por meio das licitações.

Apesar de os concessionários de geração estatais não terem migrado para o regime de produtor independente, mediante concessão pelo uso de bem público, permitiu-se que estes concessionários passassem a comercializar a sua energia em leilões a preços determinados pelas condições de oferta e demanda do mercado. A mudança possibilitou que estes concessionários estatais passassem a capturar rendas inframarginais, à medida que a energia de suas usinas passou a ser comercializada a preço superior ao seu custo de serviço, como previsto no regime de serviço público.

A ausência de um mecanismo de extração da renda inframarginal de alguns concessionários de geração também prejudica a isonomia concorrencial, o que acaba minando a eficácia do regime concorrencial.

3.6.2 REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Lei nº 10.848, de 2004, alterou parcialmente a lógica da comercialização. Ao segmentar a comercialização da energia por meio de leilões separados para empreendimentos existentes e novos, e para diferentes tipos de empreendimentos, – como os leilões de “usinas estruturantes” e de “fontes alternativas” – voltou-se a conviver com disparidades significativas de preço da energia.

Os leilões pela menor tarifa são eficazes para coibir a captura de rendas inframarginais pelos concessionários de geração, mas não resolvem o problema distributivo de como repartir a energia “cara” e “barata” entre os consumidores. Os montantes direcionados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) têm sido definidos *ad hoc*, isto é, sem regras gerais pré-estabelecidas pelo poder concedente. Essa é mais uma importante dimensão que precisa ser levada em conta ao definir-se a política de renovação de concessões.

3.6.3 O GRAU DE AMORTIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Outro tema que surge na discussão da renovação das concessões é o grau de amortização dos investimentos das concessões. Nas discussões sobre a renovação das concessões muitos defendem a ideia de que ao final do prazo de concessões prorrogadas, os investimentos já estariam – ou deveriam estar – totalmente amortizados, o que implicaria a possibilidade de renovação das concessões ao seu custo operacional, mais encargos e tributos.

Infelizmente não é possível dar uma resposta única e geral a esta questão. É preciso avaliar cada concessão individualmente e fugir do conveniente caminho da simplificação midiática.

Existem vários fatores que corroboram para que ainda haja investimentos não amortizados:

1. O fato é que existem concessões que, apesar de muito antigas, tiveram grandes investimentos realizados em período recente, para os quais ainda não houve tempo suficiente para sua amortização total.
2. No caso da geração e transmissão, existem aproveitamentos hidrelétricos, e suas respectivas instalações de transmissão, que foram concedidas há muitas décadas, inclusive já tendo sido prorrogadas, mas que foram construídos há poucos anos. Isto se deve ao regime de concessões para “aproveitamento progressivo”, previsto no Código das Águas (Decreto nº 24.643, de 1934), em que diversos potenciais hidrelétricos de trechos de cursos de água foram concedidos conjuntamente para aproveitamento gradual no tempo. Essa foi a forma adotada no passado para assegurar o aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico de bacias hidrográficas e para facilitar a expansão do parque gerador para atender ao crescimento gradual da demanda.
3. Nestes casos, o prazo da concessão não está diretamente relacionado ao tempo de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos específicos, podendo haver instalações de geração e de transmissão cujo tempo de exploração foi relativamente curto apesar de constarem de concessões antigas e, conseqüentemente, que ainda detêm uma parcela grande do investimento a ser amortizado.
4. Isto é ainda mais proeminente para concessionários de distribuição, cujas concessões não são definidas com base em aproveitamentos energéticos ou instalações específicas, mas em base numa área de serviço pela qual o concessionário é responsável. Neste contexto, o concessionário realiza novos investimentos continuamente para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica e aumento de padrões de qualidade na sua área de serviço.
5. Outro aspecto que impactou o plano de amortização dos investimentos dos concessionários foi a relegação da política tarifária a outros critérios a partir da promulgação do Decreto nº 83.940, de 1979. A partir de então, todas as revisões e reajustes tarifários passaram a depender de aprovação da Comissão Interministerial de Preços, sob a liderança do Ministério do Planejamento, que julgava a conveniência de alteração das tarifas com base em outros critérios, tais como seu efeito sobre a inflação. Esta interferência prejudicou a lógica de regulação de tarifas por mais de uma década, até ser revogado em 1991 (Decreto s/n de 25 de abril de 1991). Essa interferência na lógica tarifária acabou afetando o cronograma de amortização dos investimentos dos concessionários.
6. Por fim, é importante destacar que todos empreendimentos requerem, em alguma medida, novos investimentos para contrapor o efeito da depreciação. Os ativos não têm vida útil infinita e, portanto, investimentos adicionais são necessários para manter os ativos produtivos.

Por outro lado, existem fatores que corroboram para a expectativa de redução do custo do serviço dos concessionários estatais, sob o regime de serviço público. Esta expectativa decorre de que parte dos investimentos foi arcado pelos consumidores e, portanto, não requereriam amortização. As principais fontes de geração de recursos para investimentos, obtidas dos consumidores por meio das tarifas, foram:

1. o Imposto Único sobre Energia Elétrica, instituído pela Lei nº 2.308, de 1954;
2. as quotas de amortização ou de reversão, regulamentadas pelo Decreto nº 41.019, de 1957;
3. os empréstimos compulsórios destinados a financiar a Eletrobras, instituídos pela Lei nº 4.156, de 1962; e
4. os investimentos realizados com recursos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético).

Estes mecanismos de geração de recursos, seja via tarifa ou via imposto embutido na tarifa, implicaram a redução dos aportes necessários dos concessionários que, conseqüentemente, implicaram um montante menor a ser amortizado.

Diante de todas essas considerações, não é possível dar uma resposta universal sobre o grau de amortização dos investimentos de todas as concessões já prorrogadas. É necessária a aferição individualizada dos montantes ainda a serem amortizados de cada concessão. Este processo, trabalhoso e estritamente técnico, seria melhor realizado pelo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica.

4. CARACTERÍSTICAS DE CADA SEGMENTO DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico é composto de três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Cada segmento apresenta características muito diferentes, para o qual se requer um tratamento regulatório diferenciado.

4.1 DESCRIÇÃO

4.1.1 GERAÇÃO

A atividade de geração no Brasil é uma atividade concorrencial que se manifesta em três instâncias:

1. empreendedores competem entre si pelo direito de exploração de potenciais hidrelétricos em licitações promovidas pelo poder concedente;
2. empreendedores de diversas fontes de geração competem entre si por contratos de suprimento futuro de energia elétrica nos “Leilões de Energia Nova” promovidos pelo governo federal para atender à demanda futura dos consumidores regulados;
3. empresas de geração competem na comercialização de energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada, por meio dos “Leilões de Energia Existente” e “Leilões de Ajuste”, quanto por meio de livre negociação com comercializadoras e consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre.

As concessões de geração são outorgadas para a exploração de instalações elétricas específicas. O concessionário é responsável pela operação e manutenção da usina e, no caso de empreendimento novo, pela construção do empreendimento.

Embora haja vários tipos de empreendimentos de geração (hidrelétrica, termelétrica, eólica, entre outros), a maioria dos empreendimentos é explorada no regime de autorização. Somente as grandes hidrelétricas são regimentadas exclusivamente pelo regime de concessões (vide a Tabela 2), razão pela qual este estudo dedica a maior parte da análise a este tipo de empreendimento.

Tabela 2: Regimes de exploração de empreendimentos de geração

TIPO	POTÊNCIA INSTALADA	REGIMES DE EXPLORAÇÃO		
		SERVIÇO PÚBLICO	PRODUTOR INDEPENDENTE	AUTOPRODUTOR
TERMELÉTRICA	≤ 5 MW		Comunicação	
	> 5 MW	Concessão	Autor. / conc.	Autorização
HIDRELÉTRICA	≤ 1 MW	Concessão	Comunicação	
	1 MW < x ≤ 30 MW	Concessão	Autorização	Autorização
	> 30 MW	Concessão	Concessão	Concessão
IMPORTAÇÃO			Autorização	Autorização

Fonte: Lei nº 9.074 (art. 5º-8º) e Lei nº 9.648 (art. 4º).

A operação das usinas de “despacho centralizado” é subjugada ao Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade que determina o acionamento de usinas de forma a otimizar a operação eletro-energética do sistema. Essa otimização consiste no acionamento das usinas pela ordem de menor custo operacional (com exceção do mecanismo de “despacho fora da ordem de mérito”⁹) seguindo preceitos técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede e em programas computacionais homologados pela ANEEL.

A maior parte da energia é comercializada por meio de contratos de longo prazo com base no “lastro físico” atribuído à cada usina. Este lastro é definido pelo poder concedente com base na potência instalada, na taxa de disponibilidade da usina e, no caso de hidrelétricas, no regime hidrológico do curso de água em que se localiza a usina.

Existem duas modalidades de contratos de concessão de geração de energia elétrica:

- concessão de serviço público; e
- concessão pelo uso de bem público.

Na **concessão de serviço público**, o concessionário assume a responsabilidade de prestar um determinado serviço público com o direito de cobrar pelo serviço tarifas reguladas pelo poder concedente.

Na **concessão de uso de bem público**, o concessionário adquire o direito de explorar um potencial hidrelétrico a título oneroso. Este tipo de concessão é utilizado para as outorgas destinadas à exploração no regime de produtor independente ou de autoprodutor. No regime de produtor independente, o concessionário produz e comercializa energia, à sua conta e risco, conforme critérios gerais fixados pelo poder concedente. O regime de autoprodutor destina-se ao concessionário que deseja produzir energia para consumo próprio.

A extração da renda inframarginal na concessão de serviço público é realizada por meio da regulação de tarifas. No caso da concessão de uso de bem público – empregado nas concessões para exploração no regime de produtor independente de energia ou de autoprodução – a extração da renda inframarginal é realizada por meio de licitações para o uso do direito de exploração da concessão (*franchise bidding*).

A maior parte dos custos de uma usina hidrelétrica é incorrida pelo concessionário antes do início da operação da usina: são as despesas de construção e instalação da usina. Os custos incorridos durante a operação da usina são comparativamente pequenos.

A vida útil econômica estimada dos bens integrantes da infraestrutura de uma hidrelétrica é muito longa. O que significa que a amortização dos investimentos pode ser alongada por muitos anos.

⁹ O despacho térmico fora da ordem de mérito econômico e suas consequências sobre as tarifas são detalhadamente explicados nas edições nº 6 e 7 do Programa Energia Transparente, disponível em www.acendebrasil.com.br > Estudos.

Apesar de no conjunto as instalações apresentarem uma longa vida útil, a concessão também é composta de um grande número de equipamentos cuja vida útil é inferior ao prazo da concessão. Isto significa que, em alguma medida, novos investimentos precisam ser realizados continuamente para preservar a capacidade produtiva do ativo.

Os concessionários de geração estão expostos a duas fontes de risco principais:

- o **risco de execução do projeto**, decorrente de variações de custos na construção e operação da usina, ou da incapacidade de gerar o montante de energia comprometido, que, no caso de usinas hidrelétricas, inclui o risco hidrológico; e
- o **risco de mercado**, decorrente de variações nos preços ou da ocorrência de sobras de energia em reflexo das condições de oferta e demanda do mercado.

Embora o risco de execução do projeto possa ser elevado, trata-se de um risco que depende basicamente do empreendedor e da concepção e implantação do empreendimento.

O risco de mercado é um risco ao qual o empreendedor fica continuamente exposto – e que depende de fatores fora de seu controle – por estar vinculado ao comportamento da demanda por energia elétrica e da oferta de energia pelos demais geradores de energia elétrica.

Além da complexidade acima, o equilíbrio da oferta e demanda no setor elétrico é mais difícil do que na maioria dos setores porque não existe uma forma economicamente viável de armazenar grandes montantes de energia elétrica. Isto significa que é necessário ajustar a geração de energia elétrica continuamente para produzir exatamente a quantidade demandada naquele instante.

Além disto, a expansão da oferta é demorada. O tempo requerido para construção de uma nova usina de geração e de suas respectivas instalações de transmissão geralmente requer cerca de três a cinco anos (excluindo o tempo de licenciamento ambiental). Isto implica que o planejamento da oferta precisa ser feito com base em projeções de demanda.

Dada o grande intervalo de tempo entre a decisão de investimento na expansão e a materialização da demanda, não é incomum a ocorrência de frustração da demanda projetada, o que pode resultar em sobras ou falta de energia.

Para o empreendedor de geração de energia isto redundava em risco de mercado. No marco regulatório atual, a exposição ao risco de mercado concentra-se sobre os empreendedores existentes, que são restritos à comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre, que responde por cerca de 30% do consumo total, ou no Ambiente de Contratação Regulada por meio dos “Leilões de Energia Existente” ou “Leilões de Ajuste”. Como estes leilões são realizados após os “Leilões de Energia Nova” e com prazos contratuais menores, o risco de mercado fica concentrado sobre os empreendimentos de geração existente.

4.1.2 TRANSMISSÃO

A atividade de transmissão caracteriza um monopólio natural, situação definida microeconomicamente pela não viabilidade de concorrência entre empresas na prestação do serviço¹⁰.

A concessão de transmissão é delimitada com base nas instalações de transmissão. A responsabilidade do concessionário é de manter as instalações de modo a garantir a sua disponibilidade para a operação dentro dos padrões estipulados nos Procedimentos de Rede emanados do ONS e homologados pela ANEEL. Tratando-se de novas instalações, o concessionário também é responsável pela implementação do projeto de construção das instalações dentro dos prazos e requisitos mínimos estabelecidos.

A maior parte dos custos de transmissão é incorrida no planejamento e execução da constru-

¹⁰ Não confundir a concorrência na prestação do serviço com a concorrência entre empreendedores para obtenção da concessão, que hoje é implementada via leilões regulados onde vence o empreendedor que ofertar a menor tarifa (ou Receita Anual Permitida – RAP).

ção das instalações de transmissão. Os custos incorridos ao longo da operação da linha estão relacionados à manutenção das instalações.

A maior parte do risco defrontado pelo concessionário de transmissão está relacionado à execução do projeto e à responsabilidade por manter as instalações disponíveis.

A vida útil econômica estimada dos bens integrantes da infraestrutura de transmissão é longa. O que significa que a amortização dos investimentos pode ser alongada por muitos anos.

Os concessionários de transmissão são remunerados por meio de tarifas reguladas, definidas de forma a proporcionar a Receita Anual Permitida (RAP) estabelecida para cada concessionário. O concessionário recebe o pagamento da RAP pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão. O pagamento independe do fluxo de energia que passa por suas instalações, mas pode vir a ser reduzido em decorrência de penalidades por indisponibilidade.

Existem três modalidades de revisão e reajuste da RAP em vigor atualmente:

1. as concessões outorgadas antes de 2000 passam por uma revisão tarifária a cada cinco anos de todos os componentes tarifários: a base de remuneração¹¹, o custo de capital, e o custo de administração, operação e manutenção;
2. as concessões outorgadas entre 2000 e 2006 não preveem revisão tarifária: a RAP tem um valor fixo equivalente ao do lance vencedor do leilão pelos primeiros 16 anos da concessão e metade desse valor pelos demais anos da concessão; além disto, a RAP é reajustada anualmente por índice de inflação estabelecido no contrato;
3. as concessões outorgadas a partir de 2006 preveem uma RAP fixa, equivalente ao lance vencedor do leilão, sendo reajustado anualmente por índice de inflação; e preveem revisão tarifária, a cada cinco anos, do custo do capital de terceiros e do custo de operação e manutenção.

A primeira modalidade consiste no regime de regulação tarifária. A segunda modalidade corresponde à licitação pelo direito de exploração (*franchise bidding*). A terceira modalidade é um modelo híbrido em que o regime de regulação tarifária é empregado para periodicamente revisar o custo de capital de terceiros e os custos de operação e manutenção e a licitação pelo direito de exploração baliza a base de remuneração e o custo de capital próprio.

A Receita Anual Permitida de um concessionário de transmissão é paga pelos usuários do sistema (geradoras, distribuidoras, consumidores livres e importadores e exportadores) por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Anualmente o Operador Nacional do Sistema (ONS), juntamente com a ANEEL, EPE e agentes, elabora um *Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica* a partir do qual novos investimentos podem vir a ser solicitados ao concessionário – na forma de reforços ou ampliações de suas instalações, ou ainda de novas conexões. A execução das ampliações é monitorada e fiscalizada pelo ONS e pela ANEEL. Os custos das ampliações e reforços são remunerados por meio de um adicional à RAP.

4.1.3 DISTRIBUIÇÃO

Diferentemente da geração e transmissão, cuja concessão é definida com base nas instalações sob responsabilidade do concessionário, a concessão de distribuição é delimitada com base na área geográfica de atendimento e classe de consumidores aos quais os serviços de distribuição devem ser prestados. Neste contexto, as instalações sob responsabilidade do concessionário podem sofrer mudanças significativas ao longo do prazo de concessão, pois a extensão e a configuração da rede de distribuição precisa ser ajustada continuamente para atender à evolução da demanda.

11 No segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão, a base de remuneração foi “blindada” (mantida inalterada), sendo avaliados apenas os ativos adicionados ao longo do último ciclo tarifário.

Assim como a transmissão, as redes de distribuição apresentam características de monopólio natural: não é economicamente viável haver competição para a prestação de serviço ao mesmo mercado consumidor em função dos altos investimentos iniciais para a implantação da rede e dos baixos custos incrementais para a conexão de novos consumidores.

As concessões de distribuição são invariavelmente submetidas à regulação tarifária: as tarifas das concessionárias são revisadas com periodicidade fixada no contrato de concessão – entre três e cinco anos, com predominância de quatro anos – e reajustadas anualmente pela inflação e por um fator de ajuste pré-especificado para efetuar o compartilhamento de ganhos de produtividade com o consumidor¹².

A revisão tarifária dos custos do concessionário de distribuição é efetuada com base em fórmula paramétrica composta dos seguintes componentes: base de remuneração, custo de capital, taxa de depreciação e custos operacionais.

Os demais componentes da tarifa (a chamada “Parcela A”) são repassados para o consumidor: o custo de aquisição da energia, o custo de transmissão e encargos. Os custos referentes à atividade de distribuição, por sua vez, são chamados de “Parcela B”. Quando se incorporam os impostos federais, estaduais e municipais às duas parcelas – A e B – é possível determinar que a Parcela B responde por cerca de 25% da tarifa final cobrada do consumidor, sendo que tributos e encargos respondem por 45,1% da conta de luz¹³.

Cerca de metade dos custos de distribuição são relacionados aos investimentos nas instalações elétricas e a outra metade é incorrida na operação e manutenção da rede¹⁴. As instalações de distribuição se caracterizam pela sua grande capilaridade e intensa interação com consumidores.

A vida útil dos ativos de distribuição também é longa. No entanto, os investimentos de um concessionário de distribuição tendem a ser mais distribuídos ao longo do tempo porque os mesmos são realizados de forma gradual para atender à demanda da área de concessão e para repor os ativos depreciados.

Em adição aos riscos de projeto, o concessionário de distribuição está exposto ao risco de mercado, uma vez que é responsável pela aquisição de energia, o dimensionamento de suas instalações e de suas equipes para atender à sua base de consumidores.

4.2 ANÁLISE COMPARATIVA

Esta breve descrição de alguns aspectos básicos de cada segmento demonstra, portanto, que há diferenças muito significativas entre cada um dos três segmentos.

Percebe-se a diferença na forma de delimitação da concessão. Enquanto os contratos de concessão de geração e transmissão são delimitados com base em instalações específicas, a concessão de distribuição é delimitada com base na responsabilidade de fornecer energia elétrica a certas classes de consumidores numa determinada região.

Da perspectiva econômico-financeira, uma das características mais relevantes para definição da forma de atuação regulatória é a composição das despesas de capital e de operação. As **despesas de capital** – categoria internacionalmente conhecida como *Capital Expenditures (CAPEX)* – consistem do montante de dinheiro despendido na aquisição de bens de capital, isto é, obras, equipamentos e instalações. Os bens de capital são bens duráveis que podem ser empregados na produção por vários anos. Já os **custos de operação** – *Operational Expenditures (OPEX)* – são os dispêndios incorridos na operação do empreendimento. Tratam-se de custos

12 Vide Seção 3.3 do *White Paper nº 3* do Instituto Acende Brasil “Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos”, disponível em www.acendebrasil.com.br > Estudos.

13 Vide Seção 4 do *White Paper nº 2* do Instituto Acende Brasil “Tributos e Encargos na Conta de Luz”, disponível em www.acendebrasil.com.br > Estudos.

14 Fato estilizado. Vide referências da Audiência Pública nº 40 da Aneel.

que variam em função do nível de produção, tais como insumos de produção e mão-de-obra. Nas concessões de hidrelétricas e de transmissão verifica-se a predominância de despesas de capital, enquanto na distribuição há certo equilíbrio entre as despesas de capital e de operação.

Tabela 3: Quadro comparativo

	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO
DELIMITAÇÃO DA CONCESSÃO	Por instalações específicas	Por instalações específicas	Por área de serviço
PROJETO DO EMPREENDIMENTO	Definido pelo empreendedor	Definido pelo empreendedor, com eventuais reforços ou ampliações de suas instalações definidos posteriormente pelo ONS e ANEEL	Reativa: expansão e configuração da rede definida ao longo do tempo em função da evolução da demanda
CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DA ATIVIDADE	Concorrencial	Monopólio natural	Monopólio natural
ORIGEM DE RISCOS E INCERTEZAS	Risco associado ao desenvolvimento e operação do empreendimento, risco hidrológico (hidrelétricas) e de suprimento de combustível (termelétricas) e risco de mercado	Risco associado ao desenvolvimento e operação do empreendimento	Risco associado ao desenvolvimento e operação do empreendimento e risco de mercado
ESTRUTURA DE CUSTOS	Predominância de CAPEX	Predominância de CAPEX	Equilíbrio entre CAPEX e OPEX
ATIVIDADES PRINCIPAIS E FORMA DE ATUAÇÃO	Construção e manutenção das instalações / operação subjugada ao ONS / atividades comerciais no ACL e nos leilões de energia do ACR	Construção e manutenção das instalações	Construção e manutenção de instalações / atividades comerciais no ACR / relacionamento com cliente

Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

Enquanto os custos de geração e transmissão podem ser planejados e previstos com certa precisão para todo o prazo de concessão, o planejamento e previsão dos custos futuros de distribuição são limitados pela necessidade de se ajustar à evolução da demanda em sua área de atuação.

Essas características sugerem que o regime de licitação pelo direito de exploração pode ser empregado para extrair a renda inframarginal na geração e transmissão, mas não para a distribuição, para o qual o regime de regulação tarifária é o mais indicado.

5. ALTERNATIVAS PARA A RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

5.1.1 LICITAÇÃO OU PRORROGAÇÃO

Uma das escolhas mais importantes na definição da política de renovação de concessões é a opção entre:

- a prorrogação (nas modalidades onerosa ou não-onerosa) dos contratos de concessão aos concessionários atuais; e
- a licitação, após a devolução (reversão) do ativo à União, para selecionar o novo concessionário e definir a remuneração da concessão. Se o concessionário atual (chamado de “incumbente”) decidir competir pela concessão e fizer o lance vencedor no leilão, não há, obviamente, o ato de devolução.

Os próximos parágrafos discutirão as duas alternativas acima *vis-à-vis* suas vantagens e desvantagens conceituais (teóricas) e de implementação (práticas).

A licitação – tanto da perspectiva teórica como prática – é reconhecida como um dos melhores mecanismos para selecionar concessionários e para estabelecer o valor de bens ou serviços por ser um processo aberto e transparente e que possibilita a contestação concorrencial. Os ativos detidos e as atividades desempenhadas por concessionários são únicos, fato que torna muito difícil para o poder concedente, ou ao órgão regulador, avaliar a eficiência da gestão e a adequação do custo de serviço do concessionário.

O artigo 175 da Constituição Federal prevê preferencialmente a prestação de serviço público sob concessão “sempre através de licitação”, mas não descarta a possibilidade de prorrogação das concessões, que está prevista em seu parágrafo único, inciso I. Como coloca o Ministro Relator do Tribunal de Contas da União, no Acórdão 865/2007, a licitação deve ser a forma preferencial de contratação:

“É de se destacar, inicialmente, que o alcance que pode ser dado às hipóteses de dispensa de licitação deve ser o mais restrito possível, haja vista que o próprio texto constitucional estatuiu a realização de certame licitatório como regra.”

Por outro lado, a transferência de uma concessão de uma empresa a outra não é trivial. Tais mudanças acarretam grandes custos de transação. A empresa que assume a concessão incorre em significativos custos de aprendizado à medida que vem a conhecer as peculiaridades daquela concessão. E a empresa que entrega a concessão se defronta com o desafio de se reinventar e definir sua nova forma de atuação.

Para mitigar os custos de transação na modalidade de licitação, sugere-se que o direito de preferência seja implementado na forma de uma segunda fase de uma licitação, em que o vencedor da primeira fase compete com o atual concessionário via leilão. Essa seria uma forma de mitigar os custos de transação do processo licitatório: pelo direito de preferência ao incumbente (concessionário atual) o operador atual é preferido caso esteja disposto a ofertar o serviço em condições iguais ao de outro proponente na licitação. Tal cláusula tem o efeito de evitar a transferência da concessão caso o concessionário atual seja capaz de oferecer o serviço em condições iguais ou melhores que seus concorrentes.

Mesmo com o direito de preferência, entretanto, a mera possibilidade de perda da concessão pode prejudicar a gestão de uma concessão. A concessionária pode ter dificuldades para contrair novos financiamentos ou elevação do custo da dívida diante da perspectiva de possível perda dos ativos reversíveis. E, o que é pior, se a concessionária não tiver a perspectiva de manter a concessão, ela tenderá a subinvestir na concessão, o que pode prejudicar a qualidade do serviço e gerar custos futuros maiores.

Portanto, a decisão sobre o regime de renovação de concessões pode tomar dois caminhos:

1. na alternativa da licitação, as vantagens do processo de contestação pública precisam ser contrapostas aos custos de transação da eventual troca de concessionários. A análise custo-benefício, inclusive, pode produzir resultados diferentes para os diversos elos da cadeia do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição de eletricidade).
2. Simetricamente, caso se opte pela prorrogação de concessões, é de suma importância que o poder concedente implemente a renovação de forma aberta e transparente, mediante deliberação pública, para assegurar a legitimidade do processo. Neste sentido, o Tribunal de Contas da União apresenta um bom conselho:

“Prorroque contratos de prestação de serviços de forma continuada, com base no art. 57, inciso II, da Lei no 8.666/1993, somente após demonstração nos correspondentes processos da devida motivação e comprovação, com base em pesquisa de mercado, da obtenção de preços e condições mais vantajosas para a unidade, anexando aos mesmos os extratos de publicação dos termos de aditamento.” (Tribunal de Contas da União, 2010, p. 774).

5.1.2 VALOR DE REVERSÃO

Tão importante quanto a decisão sobre qual modalidade de renovação deve ser adotada (licitar ou prorrogar) é o cálculo do valor de reversão. Este valor se refere ao montante devido ao concessionário pelos investimentos realizados e que ainda não foram amortizados até o final do prazo da concessão. O cômputo deste valor não é uma questão inteiramente pacificada.

Como apontado na seção 3.6.3, a amortização dos investimentos realizados pelos concessionários foi afetada por uma série de fatores ao longo dos anos.

Portanto, o cômputo do valor de reversão precisa ser feito de forma sistemática e criteriosa. Para isto, caberia à ANEEL computar estes valores com base em metodologia previamente submetida a Audiência Pública.

Um segundo aspecto relativo ao valor de reversão que pode vir a preocupar o poder concedente é o ônus financeiro que o pagamento das indenizações do valor de reversão poderia acarretar para o Estado. O Fundo de Reserva Global de Reversão (RGR), concebido para este fim, teria recursos insuficientes para arcar com todas as indenizações que seriam requeridas, caso todas as concessões vincendas nos próximos anos fossem revertidas à União.

Embora essa questão seja relevante, ela não é determinante. Em primeiro lugar, porque o direito de preferência, caso adotado, evitaria a transferência da concessão nos casos em que o concessionário atual oferece o serviço em condições tão boas quanto o seu concorrente, dispensando a necessidade de pagamento da indenização. Em segundo lugar, o edital da licitação pode prever o pagamento de parte do valor da reversão pelo proponente vencedor do leilão de forma a complementar o montante a ser pago com recursos do Fundo RGR.

5.1.3 INVESTIMENTOS FUTUROS

As definições das condições de nova concessão não envolvem apenas a avaliação dos investimentos passados a serem amortizados. É preciso também levar em conta os investimentos a serem realizados durante o próximo prazo de concessão. À medida que os ativos atingem o fim de sua vida útil, eles precisam ser repostos. A tarifa não deve arcar com o investimento diretamente (isto é responsabilidade do concessionário), mas precisa ser suficiente para remunerar o investimento a ser realizado pelo concessionário e para amortizar o investimento à medida que é depreciado.

Os concessionários de geração, transmissão e distribuição não são meros mantenedores de ativos. A prestação dos serviços de geração, transmissão e distribuição envolve um conjunto de atividades complexas e altamente especializadas. Para assegurar a excelência na prestação

destes serviços é necessário investir numa série de programas, tais como treinamento, tecnologia, desenvolvimento sustentável, inovação e responsabilidade social corporativa. Embora estes programas não proporcionem retornos imediatos facilmente quantificáveis – seja para o concessionário ou para o consumidor –, eles são muito importantes no longo prazo. Assim, uma parcela dos investimentos dos concessionários pode envolver ativos que, embora intangíveis, constituem-se em componentes intrínsecos da concessão.

Outro aspecto relevante a ser considerado na definição de tarifas e do prazo de renovação da concessão envolve os custos para o eventual descomissionamento do(s) empreendimento(s).

Se estes aspectos não forem considerados, a sustentabilidade econômico-financeira da concessão será comprometida, inviabilizando a bancabilidade (*bankability*) dos programas de investimentos e, no longo prazo, podem gerar a deterioração dos ativos e da qualidade do serviço.

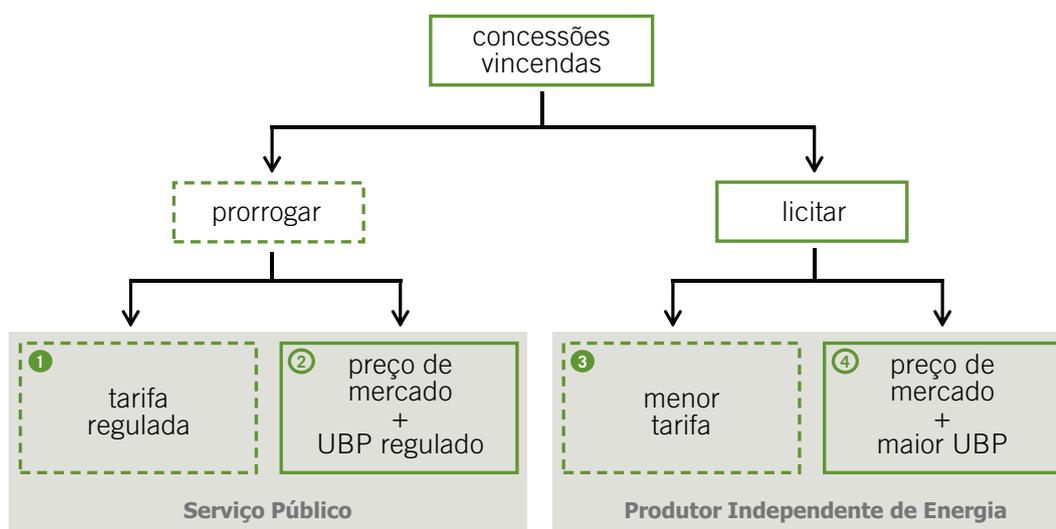
5.2 MAPEAMENTO DAS ALTERNATIVAS

A seguir são mapeadas, para cada elo da cadeia de valor do setor, algumas formas alternativas que o regime de renovação de concessões poderia tomar, apontando as vantagens e desafios de cada uma.

5.2.1 GERAÇÃO

Um dos componentes mais importantes do regime de renovação de concessões da geração é o mecanismo para extração das rendas inframarginais derivadas da exploração de potenciais hidrelétricos diferenciados. O marco regulatório em vigor dispõe de um mecanismo de extração de renda dos novos empreendimentos de geração: as licitações dos potenciais hidrelétricos. Não há, porém, qualquer mecanismo de extração da renda inframarginal de concessionários de geração sob o regime de serviço público. Para sanar esta discrepância é essencial introduzir algum mecanismo para extrair a renda inframarginal destas usinas.

Figura 5: Alternativas de renovação para o segmento de geração



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

Renovação por prorrogação

A alternativa de prorrogação de concessões vincendas é apresentada numa caixa tracejada na Figura 5 porque essa alternativa exigiria uma modificação no marco institucional regulatório-vigente. Como visto na seção 3.4, a legislação vigente não prevê a possibilidade de prorrogação de concessões previamente prorrogadas, apesar de os contratos de concessão atuais, que

tem força de lei entre os concessionários e o Poder Concedente, preverem essa possibilidade e terem sido assinados quando a legislação então vigente admitia a prorrogação. Ademais, conforme mencionado, a Constituição Federal, em seu artigo 175, que estabelece as licitações como a regra, admite a prorrogação das concessões no parágrafo único, inciso I, do mesmo artigo. Portanto, para maior segurança jurídica e redução das contestações que venham a surgir se licitadas ou prorrogadas as concessões, a opção da prorrogação requereria uma mudança na legislação vigente e a intervenção direta do Congresso Nacional.

No entanto, caso o governo opte pela prorrogação dos contratos de concessão de geração, seria essencial restabelecer a regulação tarifária destes concessionários¹⁵.

Opção 1: Prorrogação com comercialização de energia por tarifa regulada

Uma opção seria prorrogar as concessões, estipulando a tarifa pela qual a energia proveniente do concessionário seria comercializada. Esta opção apresenta uma série de desafios, apesar de não ser inviável.

Em primeiro lugar, a regulação de tarifas acarreta custos. Embora a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) seja capacitada, trata-se de mais uma tarefa que seria agregada à Agência e para a qual teria que dedicar seus recursos. Como apontado na seção 2.2.1, a regulação tarifária deve ser concebida de forma a proporcionar uma estrutura de incentivos que coíba ineficiências decorrentes do risco de Seleção Adversa ou do Risco Moral. Embora haja consenso que esta estrutura de incentivos possa ser estabelecida com tarifas definidas por modelos de *benchmarking*, a sua implementação requer a concepção de modelos que representem adequadamente todas as dimensões relevantes e considerem as peculiaridades de cada concessionária, o que representa uma tarefa árdua e demandante.

Alguns indivíduos argumentam que uma das vantagens da prorrogação seria que ela não requer a definição do valor de reversão, já que a prorrogação elimina a necessidade de indenização do atual concessionário. Isto não procede. Apesar de a prorrogação prescindir a indenização do atual concessionário, é preciso definir a base de remuneração para determinar a remuneração adequada do concessionário, o que implica a determinação do montante de investimentos que precisam ser remunerados e repostos. Ou seja: é necessário calcular o valor da reversão. Portanto, a prorrogação requer tanta informação quanto uma licitação.

Em segundo lugar, esta alternativa requer uma revisão da regulamentação da comercialização de energia, razão pela qual essa opção é apresentada numa caixa tracejada na Figura 5. Atualmente a energia existente é comercializada no Ambiente de Contratação Regulada em leilões com um ano de antecedência (“Leilões A-1”, leia-se: leilões ‘A’ menos um), cujos prazos variam de três a quinze anos; ou comercializada nos “Leilões de Ajuste”, cuja antecedência máxima é de quatro meses e duração máxima de dois anos. Como os demais leilões de energia são realizados com antecedência e prazo maiores, todo o ajuste de eventuais desequilíbrios entre a oferta e demanda são compensados nestes leilões. Se os concessionários de geração com concessões prorrogadas passarem a operar com tarifas reguladas eles não terão como participar destes leilões, pois os proponentes vendedores de energia participam dos leilões por meio de lances de preço.

Portanto, a contratação da energia destes empreendimentos teria que ser feita de outra forma, a ser regulamentada, o que teria o efeito de concentrar todo risco de desequilíbrio da oferta e demanda sobre os demais empreendimentos de geração existente, minando a isonomia competitiva entre os concessionários de geração existente.

15 Com base nas melhores práticas regulatórias, seria de se esperar a adoção de um regime de regulação pelo preço, fixado por períodos pré-definidos (algo entre quatro ou cinco anos), de forma análoga ao que já se faz na atividade de distribuição e em algumas concessões de transmissão. Tal regime deveria levar em conta a “base de remuneração”, o custo do capital, a taxa de depreciação e os custos operacionais definidos com base em modelos de *benchmarking* (modelos estatísticos que definem o custo eficiente de cada concessionário levando em conta as características-chaves de seus respectivos empreendimentos). O *benchmarking* como ferramenta para extração de renda inframarginal de hidrelétricas foi adotado na Suíça, por exemplo (Banfi & Filippini, 2010).

Em terceiro lugar, se a tarifa destes concessionários for definida pelo custo do serviço, sua energia seria comercializada a valores inferiores ao de outras usinas demandadas pelo sistema, devido ao fato de envolverem potenciais hidrelétricos mais vantajosos. Isto ocasionaria um problema distributivo: como promover uma distribuição equitativa desta energia mais barata entre os consumidores? Ter-se-ia que regulamentar a distribuição da energia entre os consumidores dos mercados livre (ACL) e regulado (ACR), o que exigiria intensa negociação e, ao final do dia, certo grau de arbitrariedade do formulador de políticas públicas.

Apesar de ser conceitualmente simples, o rateio da energia é complexo, pois a comercialização de energia é regida por centenas de contratos. Cada consumidor é atendido por um conjunto de contratos assinados com diferentes empresas, diferentes prazos e diferentes datas de vencimento. O rateio da energia destes empreendimentos resultaria em subcontratação para alguns consumidores e sobrecontratação para outros. Seria necessário criar um mercado secundário em que os consumidores sobrecontratados pudessem vender seu excedente para os consumidores subcontratados.

Opção 2: Prorrogação com comercialização livre e pagamento de taxa de uso de bem público

Para contornar o problema distributivo na comercialização da energia a tarifas reguladas, poder-se-ia conceber um regime regulatório em que permitir-se-ia que os concessionários de geração comercializassem a sua energia livremente, a preços de mercado, sujeitos ao pagamento de uma taxa de uso de bem público (UBP) para extrair a renda inframarginal. A taxa de UBP seria estabelecida pela ANEEL considerando a sua base de remuneração, o custo do capital, a taxa de depreciação e custos operacionais e a expectativa de preço marginal de energia no ciclo tarifário, podendo ser revista com periodicidade pré-estabelecida.

Para promover a modicidade tarifária, os recursos arrecadados pela taxa de UBP poderiam ser destinados aos consumidores de energia elétrica por meio de rateio na proporção do seu consumo da energia assegurada. A vantagem deste mecanismo é que se trata de um rateio financeiro que independe da contratação de energia entre as partes. Neste contexto, talvez uma nomenclatura mais apropriada para a taxa de UBP fosse “Contribuição para a Modicidade Tarifária”.

Embora este regime evite o problema distributivo, ainda seria necessário prever o aparato regulatório para definir e revisar a taxa de UBP.

Renovação por licitação

Alternativamente poder-se-ia extrair a renda inframarginal por meio de licitação da concessão. A licitação é um processo que permite que qualquer agente com condições de atender aos requisitos necessários para prover o serviço tenha a oportunidade de concorrer pela concessão.

A licitação da concessão poderia tomar diferentes formas: pela menor tarifa ou pelo maior pagamento pelo direito de uso do bem público. Segue-se uma breve análise das duas alternativas.

Opção 3: Licitação pela menor tarifa

A vantagem da licitação pelo menor tarifa é que ela já promove o repasse da renda inframarginal de cada empreendimento diretamente para o consumidor, o que mitiga o risco de desvio de recursos, proporciona maior transparência e simplicidade.

Mas esta opção requer alterações no regime de comercialização do marco regulatório vigente, razão pela qual essa opção é apresentada numa caixa tracejada na Figura 5. Ao fixar a tarifa, o concessionário de geração fica impedido de participar dos leilões de energia, cuja concorrência se faz por meio de lances de preço. Além disto, esta opção apresenta o mesmo problema distributivo discutido na opção 1. Ao se comercializar a energia ao preço de custo de cada concessionário, torna-se necessário estabelecer um mecanismo para promover a distribuição equânime da energia proveniente dos empreendimentos mais baratos.

Opção 4: Licitação pela maior taxa de uso de bem público com comercialização livre

Esta quarta alternativa é a mais alinhada ao marco regulatório existente. Nesta alternativa o concessionário comercializaria a sua energia livremente, seja por meio de contratos negociados diretamente com consumidores livres ou comercializadores no Ambiente de Contratação Livre, ou por meio dos leilões públicos do Ambiente de Contratação Regulada.

A renda inframarginal seria extraída por meio da contestação por outras empresas aptas a prover o serviço nas licitações pela maior taxa de UBP.

5.2.2 TRANSMISSÃO

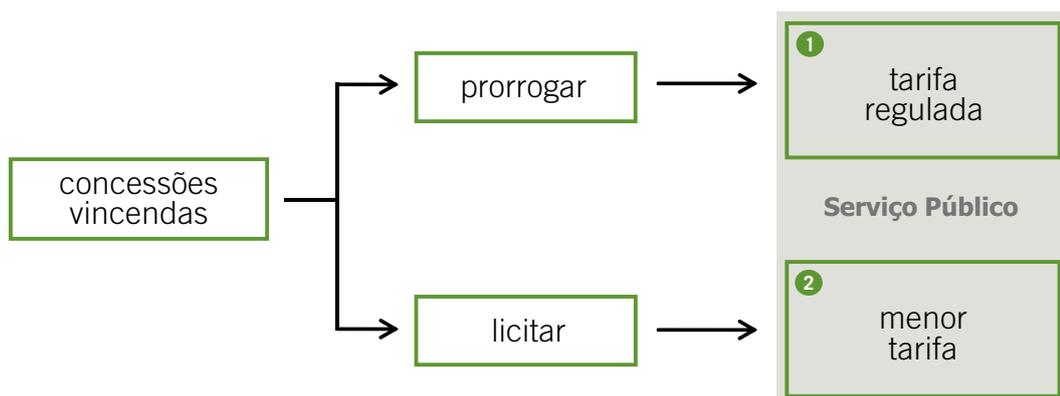
Por se tratar de uma atividade com características de monopólio natural, a transmissão é explorada somente no regime de serviço público. Atualmente, todas as novas concessões são outorgadas por meio de licitação, embora a necessidade de eventuais ampliações ou reforços possa vir a agregar instalações de transmissão adicionais sem licitação.

Como visto na seção 4.2 as concessões de transmissão são regidas sob vários regimes:

- Regime 1: parte das concessões de transmissão está sujeita a tarifas fixas até o final do prazo da concessão (*franchise bidding*);
- Regime 2: parte está sujeita a revisões tarifárias periódicas de alguns componentes da tarifa; e
- Regime 3: parte está sujeita a revisões periódicas de todos componentes da tarifa.

Dito isto, é razoável que a melhor política de renovação de concessões de transmissão seja diferente dependendo de cada um dos três regimes regulatórios acima listados. Nos casos em que a tarifa é fixa por todo o período de contrato, o momento de renovação do contrato é o momento em que as tarifas são ajustadas para refletir o seu custo, para o qual a licitação é muito indicada. Por outro lado, as concessões de transmissão sujeitas a revisões periódicas prescindem de um mecanismo de extração de renda na renovação, situação na qual a prorrogação poderia ser uma alternativa a ser considerada pelo formulador de políticas públicas.

Figura 6: Alternativas de renovação para o segmento de transmissão



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

Considerando as características do segmento apontadas na seção 4, o regime de licitação pelo direito de exploração seria um meio adequado para regular as atividades do setor. Reconhece-se, entretanto, que grande parte das concessões de transmissão atualmente é submetida a regulação tarifária. Portanto, a adoção do regime de regulação tarifária também seria congruente com o marco-institucional regulatório. As questões a serem ponderadas pelo formulador de políticas públicas são:

- Os benefícios da continuidade superam os benefícios da contestação pública via licitação?

- O maior controle proporcionado pela regulação tarifária compensa o seu custo regulatório?

5.2.3 DISTRIBUIÇÃO

A distribuição, assim como a transmissão, é uma atividade com características de monopólio natural, razão pela qual é explorada sob o regime de serviço público com tarifas reguladas.

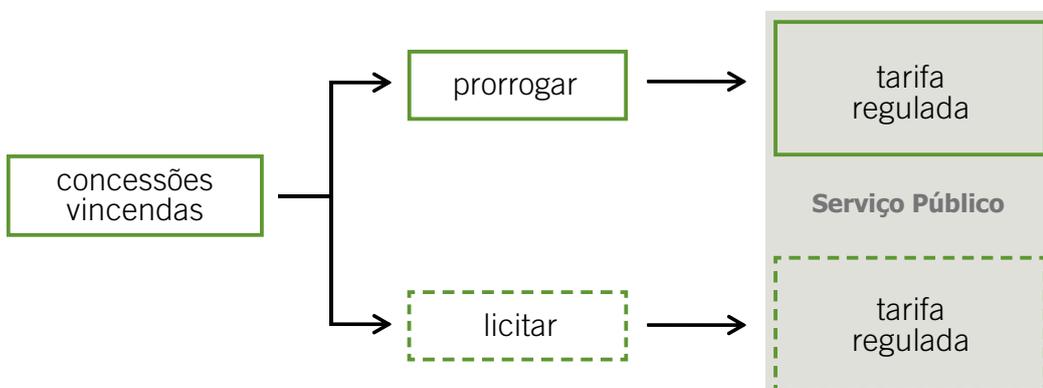
Na distribuição, diferentemente da geração e da transmissão (quando submetidas ao regime de *franchise bidding*) o momento de celebração do contrato de concessão não é utilizado para extrair ou coibir rendas, pois isto é realizado a cada quatro anos, em média, nas Revisões Tarifárias Periódicas realizadas pela ANEEL. Portanto, a contestação pública promovida pelo regime de licitação não é tão relevante para este segmento quanto poderia ser para as concessões dos outros dois segmentos.

A distribuição também difere dos outros dois segmentos pela sua estrutura de custos. Enquanto na geração (hidrelétrica) e na transmissão (no regime de *franchise bidding*), a maior parte dos custos são despesas de capital (*CAPEX*), na distribuição, os custos operacionais (*OPEX*) representam cerca de metade dos custos totais. Neste contexto, o monitoramento do desempenho da gestão diária do concessionário é muito mais relevante.

Outro aspecto importante que deve ser levado em conta na definição da forma de renovação de concessões de distribuição é sua natureza adaptativa: o concessionário precisa continuamente ajustar a configuração de sua rede para o padrão de consumo na sua área de serviço. Esta característica torna o regime de licitação pelo direito de exploração da concessão (*franchise bidding*) menos eficaz porque não é possível planejar com muita precisão como será o conjunto de instalações da concessão décadas à frente.

Finalmente, destaca-se que a atividade de distribuição envolve muito mais interação com os consumidores de sua área de serviço. Alguns dos principais desafios defrontados pelos concessionários de distribuição são as perdas comerciais decorrentes de furto e fraudes; demandas advindas dos governos estaduais e municipais; e demandas de consumidores. As últimas demandas, inclusive, são muitas vezes conflitantes, com alguns pleiteando por maior qualidade do serviço, enquanto outros pleiteiam por simplificação do serviço a fim de minimizar o custo. O entendimento dos anseios destes constituintes e das peculiaridades da área de concessão requer significativo investimento de tempo e recursos do concessionário. A transferência da concessão de um concessionário a outro pode implicar a perda deste aprendizado acumulado ao longo de todo prazo da concessão.

Figura 7: Alternativas de renovação para o segmento de distribuição



Fonte: Análise do Instituto Acende Brasil (2011).

A conjugação destes fatores implica que os benefícios da licitação no segmento de distribuição não são tão grandes quanto seriam para os segmentos de geração e transmissão no

regime de *franchise bidding*. Além disto, o regime de licitação conflita com a regulação de tarifas, o que significa que o marco institucional-regulatório vigente teria que ser adaptado para comportar a licitação.

Se o regime de licitação pela menor tarifa fosse adotado, teria que se lançar mão da regulação tarifária, ou, alternativamente, ter-se-ia que definir quais componentes da tarifa seriam definidos por meio de licitação e quais seriam definidas por meio de regulação tarifária.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A concessão é uma espécie de contrato por meio do qual o Estado delega a gestão e execução de obra pública, prestação de serviço público ou exploração de bem público a terceiros, sejam eles empresas estatais ou privadas. No Setor Elétrico Brasileiro, como um grande número de contratos de concessão vencerá no curto prazo, a política de renovação das concessões pode acarretar mudanças significativas sobre o nível das tarifas, sobre a concorrência no setor e sobre o futuro dos atuais concessionários.

O conceito principal a ser considerado na definição da política de concessões é o da coerência. Portanto, para balizar sua escolha o formulador de políticas públicas deve atentar para quatro aspectos:

1. O regime de concessões deve endereçar as questões que motivam a intervenção do Estado no setor elétrico: (a) disciplinar os preços (ou tarifas) das atividades que apresentam características de monopólio natural; (b) extrair a renda derivada da exploração de recursos naturais específicos; e (c) internalizar os impactos indesejados da atividade sobre terceiros – as externalidades – por meio de compromissos estabelecidos no contrato.
2. O regime de concessões deve propiciar um processo aberto e transparente que: (a) confira legitimidade ao contrato de concessão; (b) proporcione uma estrutura de incentivos que evite – ou ao menos mitigue – os problemas de Seleção Adversa e de Risco Moral; e (c) estabeleça um conjunto de princípios para balizar a governança de conflitos que possam emergir da ocorrência de situações não previstas no contrato concessão.
3. O regime de concessões deve ser coerente com o marco institucional-regulatório, jurídico e contratual. Em outras palavras, tal regime deve: (a) ser congruente tanto com a regulamentação atual quanto com as mudanças regulatórias previstas; (b) respeitar os compromissos contratuais firmados no passado; e (c) ser compatível com as formas de comercialização de energia previstas na legislação.
4. O regime de concessões deve ser coerente com as características das atividades exercidas pelos concessionários. O setor elétrico é formado por três segmentos, cada qual com características distintas. Dadas essas diferenças, é importante conceber regimes de renovação de concessões considerando as especificidades de cada segmento.

Para cada um dos segmentos, a decisão pode tomar dois caminhos, sabendo-se que:

- na alternativa da licitação, as vantagens do processo de contestação pública precisam ser contrapostas aos custos de transação da eventual troca de concessionários.
- na alternativa da prorrogação, é de suma importância que o poder concedente implemente a renovação de forma aberta e transparente, mediante deliberação pública, para assegurar a legitimidade do processo.

Qualquer que seja a alternativa adotada, é essencial que o cálculo do valor de reversão seja previamente estabelecido pela ANEEL com ampla participação da sociedade via mecanismos de consulta ou audiência pública.

No entanto, as alternativas acima só podem ser avaliadas a partir de critérios que sejam compatíveis com o complexo marco regulatório do setor. Assim, não podem ser ignorados temas essenciais como o regime tarifário, forma de comercialização e a extração da renda inframarginal. Também é crucial que se preserve a isonomia entre agentes do setor. Seja qual for a política adotada é necessário que ela seja aplicada de forma isonômica para todos os concessionários.

A política de renovação de concessões deve harmonizar todos os elementos acima em prol do interesse público e com lentes de longo prazo. Assim, as decisões precisam ser técnicas e blindadas de pressões de segmentos pouco comprometidos com a sustentabilidade de um setor essencial para a sociedade, sustentabilidade essa que vem sendo construída ao longo de décadas.

ANEXO I: CONCESSÕES DE GERAÇÃO

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
EMAE	002/2004 - ANEEL	UHE Isabel	2,64	30/11/2012
EMAE	002/2004 - ANEEL	UHE Rasgão	22,00	30/11/2012
EMAE	002/2004 - ANEEL	UHE Henry Borden	889,00	30/11/2012
EMAE	002/2004 - ANEEL	UHE Edgar de Souza	11,00	30/11/2012
EMAE	002/2004 - ANEEL	UHE Porto Goés	24,80	30/11/2012
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Jaguará	424,00	28/08/2013
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Rio dos Patos	1,72	14/02/2014
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Corumbá I	375,00	29/11/2014
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE São Simão	1.710,00	11/01/2015
Baixada Santista Energia S.A.	001/2008 - ANEEL	UTE Piratininga	472,00	07/07/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	UHE Canastra	44,80	07/07/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	UHE Bugres	11,70	07/07/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Toca	1,00	07/07/2015
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Garcia	8,92	07/07/2015
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Ivo Silveira	2,60	07/07/2015
Centrais Elétricas de Goiás S.A.	062/2000 - ANEEL	UHE Rochedo	4,00	07/07/2015
Cesp	003/2004 - ANEEL	UHE Ilha Solteira	3.444,00	07/07/2015
Cesp	003/2004 - ANEEL	UHE Jupia (Engº Souza Dias)	1.551,20	07/07/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Funil	30,00	07/07/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Pedra	20,01	07/07/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	PCH Araras	4,00	07/07/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	PCH Piloto	2,00	07/07/2015
Cia de Eletricidade de Nova Friburgo S.A.	041/1999 - ANEEL	UHE Xavier	6,00	07/07/2015
Cia. de Eletricidade de Nova Friburgo S.A.	041/1999 - ANEEL	UHE Catete	2,41	07/07/2015
Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica	067/2000 - ANEEL	UTE Pres. Médici (Fases A e B)	446,00	07/07/2015
Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica	067/2000 - ANEEL	UTE Nutepa	24,00	07/07/2015
Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica	067/2000 - ANEEL	UTE São Jerônimo	20,00	07/07/2015
Cia. Energética de Brasília	065/1999 - ANEEL	UTE Brasília	10,00	07/07/2015
Cia. Jaguarí de Energia	009/1999 - ANEEL	UHE Macaco Branco	2,63	07/07/2015
Cia. Luz e Força Santa Cruz	011/1999 - ANEEL	UHE Paranapanema	31,50	07/07/2015
Cia. Luz e Força Santa Cruz	011/1999 - ANEEL	UHE Rio Novo	1,28	07/07/2015
Cia. Paulista de Energia Elétrica	010/1999 - ANEEL	UHE Rio do Peixe	18,06	07/07/2015
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Gov. P. Viriato Parigot de Souza	260,00	07/07/2015
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Mourão	8,20	07/07/2015
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Chopim I	1,98	07/07/2015
Dep. Mun.de Eletricidade de Poços de Caldas	048/1999 - ANEEL	UHE Antas I	8,78	07/07/2015
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Estreito (Luís Carlos B. de Carvalho)	1.050,00	07/07/2015
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Funil	216,00	07/07/2015
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Furnas	1.216,00	07/07/2015
Furnas	004/2004 - ANEEL	UTE Santa Cruz	600,00	07/07/2015
Quatiara Energia S.A.	008/1999 - ANEEL	UHE Pari	1,34	07/07/2015
Quatiara Energia S.A.	007/1999 - ANEEL	UHE Quatiara	2,60	07/07/2015
Zona da Mata Geração S.A.	039/1999 - ANEEL	UHE Coronel Domiciano	5,04	07/07/2015

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
Zona da Mata Geração S.A.	039/1999 - ANEEL	UHE Maurício	1,28	07/07/2015
Zona da Mata Geração S.A.	039/1999 - ANEEL	UHE Ervália	6,97	07/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Anil	2,08	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Cajuru	7,20	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Camargos	46,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Gafanhoto	14,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Itutinga	52,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Joasal	10,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Marmelos	4,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Martins	7,70	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Paciência	4,08	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Peti	9,40	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Piau	18,01	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Poquim	1,41	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Salto Grande	102,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Santa Marta	1,48	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Sumidouro	2,12	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Três Marias	396,00	08/07/2015
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Tronqueiras	8,50	08/07/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Paulo Afonso I	180,00	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Paulo Afonso II	443,00	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Paulo Afonso III	794,20	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Paulo Afonso IV	2.462,40	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Xingó	3.162,00	02/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	03/10/2015
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	10/10/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	UHE Jacuí	180,00	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	UHE Passo Real	158,00	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Ernestina	4,96	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Capigui	4,47	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Guarita	1,76	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Herval	1,52	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Santa Rosa	1,53	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Passo do Inferno	1,49	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Forquilha	1,12	16/11/2015
CEEE	025/2000 - ANEEL	PCH Ijuzinho	1,12	16/11/2015
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	001/2010 - ANEEL	UTE Tabatinga	15,02	30/04/2016
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	001/2010 - ANEEL	UTE Belém dos Simões	0,36	30/04/2016
Departamento Municipal de Energia de Ijuí	107/2000 - ANEEL	Central Geradora Passo Ajuricaba	6,20	11/05/2016
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE França	29,50	28/06/2016
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE Fumaça	36,40	28/06/2016
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE Barra	40,40	28/06/2016
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE Porto Raso	28,40	28/06/2016
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE Alecrim	72,00	28/06/2016

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
CBA	304/1998 - ANEEL	UHE Serraria	24,00	28/06/2016
CELESC	055/1999 - ANEEL	UHE Palmeiras	24,60	07/11/2016
CELESC	055/1999 - ANEEL	UHE Bracinho	15,00	07/11/2016
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Cedros	8,40	07/11/2016
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Salto	6,28	07/11/2016
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Pirai	0,78	07/11/2016
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Miranda	408,00	23/12/2016
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Volta Grande	380,00	23/02/2017
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Marimbondo	1.440,00	07/03/2017
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Porto Colômbia	320,00	16/03/2017
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Pery	4,40	09/07/2017
Socibe Energia S.A.	003/2006 - ANEEL	UHE Agro-Trafo	14,04	12/07/2017
Jarí Energética e ECE Participações S.A.	004/2002 - ANEEL	UHE Santo Antônio do Jarí	300,00	21/12/2017
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Caveiras	3,83	10/07/2018
COPEL	045/1999 - ANEEL	UTE Figueira	20,00	26/03/2019
Companhia Energética de Brasília	065/1999 - ANEEL	UHE Paranoá	30,00	29/10/2019
Alvorada Energia S.A.	004/2006 - ANEEL	PCH Lajes	2,07	30/01/2020
Alvorada Energia S.A.	004/2006 - ANEEL	PCH Taguatinga	1,75	30/01/2020
Alvorada Energia S.A.	004/2006 - ANEEL	PCH Lageado	1,78	30/01/2020
Isamu Ikeda Energia S.A.	002/2006 - ANEEL	UHE Isamu Ikeda	29,06	30/01/2020
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Itumbiara	2.082,00	26/02/2020
Cesp	003/2004 - ANEEL	UHE Jaguari	27,60	20/05/2020
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Salto Morais	2,39	01/07/2020
Cesp	003/2004 - ANEEL	UHE Paraibuna (Paraibuna/Paraitinga)	85,00	09/03/2021
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Pandeiros	4,20	22/09/2021
CBA	005/2002 - ANEEL	UHE Salto do Iporanga	36,87	04/11/2021
CELESC	055/1999 - ANEEL	PCH Celso Ramos	5,40	23/11/2021
CEEE	025/2000 - ANEEL	UHE Itaúba	512,40	30/12/2021
CHESF	006/2004 - ANEEL	UHE Sobradinho	1.050,30	09/02/2022
Centrais Elétricas de Carazinho S.A.	108/2000 - ANEEL	Central Geradora Colorado	1,12	17/01/2023
Centrais Elétricas de Carazinho S.A.	108/2000 - ANEEL	Central Geradora Mata Cobra	2,88	17/01/2023
Global Energia Elétrica S.A.	001/1993 - DNAEE	UHE Baruíto	18,00	12/03/2023
Eletricidade de Rondônia S.A.	002/1993 - DNAEE	PCH Alta Floresta do Oeste	5,00	22/03/2023
Malacco Amarante Energética S.A.	004/1993 - DNAEE	UHE Ribeirão Galheiro	2,61	26/04/2023
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Gov. B. M. Rocha Neto (Foz da Areia)	1.676,00	23/05/2023
Enercoop S.A.	005/1993 - DNAEE	UHE Salto Belo	4,00	27/05/2023
Eletrogoes S.A.	006/1993 - DNAEE	UHE Rondon II	73,50	14/06/2023
JFG Energia S.A.	007/1993 - DNAEE	UHE Cachoeira	11,12	14/06/2023
Siderúrgica Barra Mansa S.A.	201/1998 - ANEEL	Aproveitamento Hidrelétrico Sobragi	60,00	05/07/2023
Furnas	004/2004 - ANEEL	UHE Mascarenhas de Moraes	476,00	31/10/2023
Consórcio Jauru	061/2000 - ANEEL	Central Geradora Jauru	121,50	12/01/2024
CBA	008/2004 - ANEEL	UHE Itupararanga	55,00	19/02/2024
Eletronorte	007/2004 - ANEEL	UHE Tucuruí	8.370,00	11/07/2024
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UTE Igarapé	131,00	13/08/2024

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Rio de Pedras	9,28	19/09/2024
CHESF	006/2004 - ANEEL	PCH Curemas	3,52	25/11/2024
CEMIG	001/2004 - ANEEL	UHE Sá Carvalho	78,00	01/12/2024
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE São Jorge	2,30	03/12/2024
Itiquira Energética S.A.	213/1998 - ANEEL	Casa de Força I - Itiquira I	60,80	15/12/2024
Itiquira Energética S.A.	213/1998 - ANEEL	Casa de Força II - Itiquira II	95,20	15/12/2024
Consórcio UHE Guilman-Amorim	161/1998 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Guilman-Amorim	140,00	25/01/2025
Consórcio Guaporé	015/2000 - ANEEL	UHE Guaporé	120,00	07/07/2025
Samarco Mineração S.A.	035/1999 - ANEEL	UHE Muniz Freire	25,00	07/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Alegre	2,06	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Fruteiras	8,74	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Jucu	4,84	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Rio Bonito	22,50	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Aparecida	0,36	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Iúna	0,20	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Rio Preto	0,43	16/07/2025
Castelo Energética S.A.	002/2007 - ANEEL	UHE Fumaça	8,00	16/07/2025
ENERGEST S.A.	003/2007 - ANEEL	UHE Mascarenhas	198,00	16/07/2025
ENERGEST S.A.	003/2007 - ANEEL	UHE Suíça	33,90	16/07/2025
Castelo Energia S.A. e Energest S.A.	001/1995 - DNAEE	PCH Usina Alegre	2,06	17/07/2025
Castelo Energia S.A. e Energest S.A.	001/1995 - DNAEE	UHE Suíça		17/07/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Emborcação	1.192,00	23/07/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Nova Ponte	510,00	23/07/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Luiz Dias	1,62	19/08/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Poço Fundo	9,16	19/08/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE São Bernardo	6,82	19/08/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Xicão	1,81	19/08/2025
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Apucarantina	10,00	12/10/2025
Companhia Industrial Aliança Bondespachense	002/2009 - ANEEL	PCH João de Deus	1,57	24/12/2025
CEMIG	007/1997 - DNAEE	UHE Santa Luzia	0,70	25/02/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Vigário		04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Santa Cecília		04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Pereira Passos	100,00	04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Nilo Peçanha	380,00	04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Fontes (Nova)	132,00	04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Lajes (Fonte Velha)		04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Ilha dos Pombos	187,20	04/06/2026
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	UHE Santa Branca	56,00	04/06/2026
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Guaricana	36,00	16/08/2026
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Chaminé	18,00	16/08/2026
Cia. de Eletricidade do Est. do Rio de Janeiro	005/1996 - DNAEE	UHE Comendador Venâncio	3,82	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Areal	18,00	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Piabanha	9,00	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Fagundes	4,80	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Chave do Vaz	0,68	09/12/2026

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Euclidelândia	1,40	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Tombos	2,88	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Franca Amaral	4,50	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Glicério	4,80	09/12/2026
Quanta Geração S.A.	001/2009 - ANEEL	UHE Macabu	21,00	09/12/2026
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	001/2010 - ANEEL	UHE Balbina	249,75	01/03/2027
COELBA	002/2010 - ANEEL	Alto Fêmeas I	10,65	08/08/2027
COELBA	002/2010 - ANEEL	Presidente Goulart	8,00	08/08/2027
Cachoeira Dourada S.A.	011/1997 - DNAEE	UHE Cachoeira Dourada	658,00	12/09/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UTE Carioba	36,16	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Americana	30,00	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Eloy Chaves	19,00	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Jaguari	11,80	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Dourados	10,80	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Capão Preto	4,30	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Cariobinha	1,30	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Chibarro	2,60	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Esmeril	5,04	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Gavião Peixoto	4,80	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Lençóis	1,68	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Pinhal	6,80	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Salto Grande	4,55	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Santana	4,32	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE São Joaquim	8,05	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Salto Pinhal	0,58	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Socorro	1,00	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Buritis	0,80	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Três Saltos	0,64	20/11/2027
CPFL	015/1997 - DNAEE	UHE Monjolinho	0,60	20/11/2027
CPFL	014/1997 - ANEEL	UHE Salto Pinhal	0,58	20/11/2027
CPFL	014/1997 - ANEEL	UHE Socorro	1,00	20/11/2027
CPFL	014/1997 - ANEEL	UHE Buritis	0,80	20/11/2027
CPFL	014/1997 - ANEEL	UHE Três Saltos	0,64	20/11/2027
CPFL	014/1997 - ANEEL	UHE Monjolinho	0,60	20/11/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	001/1997 - ANEEL	UHE Vitor A de Brito	0,40	04/12/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	001/1997 - ANEEL	UHE Cassilândia	0,50	04/12/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	001/1997 - ANEEL	UHE São João I	0,60	04/12/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul	001/1997 - ANEEL	UHE São João II	0,66	04/12/2027
Pantanal Energética Ltda.	002/1997 - ANEEL	UHE Assis Chateaubriand - Mimoso	29,50	04/12/2027
Apiacas Energia S.A.	005/2006 - ANEEL	PCH Casca II	3,52	10/12/2027
Apiacas Energia S.A.	005/2006 - ANEEL	UHE Casca III	12,42	10/12/2027
Braço Norte Energia S.A.	009/2006 - ANEEL	PCH Braço Norte	5,18	10/12/2027
Cuiabá Energia S.A.	008/2006 - ANEEL	PCH Alto Paraguai	1,34	10/12/2027
Jurena Energia S.A.	010/2006 - ANEEL	PCH Aripuanã	0,80	10/12/2027
Jurena Energia S.A.	010/2006 - ANEEL	PCH Juína	5,30	10/12/2027

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
Primavera Energia S.A.	007/2006 - ANEEL	PCH Primavera	8,12	10/12/2027
VP Energia S.A.	006/2006 - ANEEL	PCH Alto Araguaia	0,80	10/12/2027
VP Energia S.A.	006/2006 - ANEEL	PCH Culuene	1,79	10/12/2027
VP Energia S.A.	006/2006 - ANEEL	PCH Poxoréu	1,20	10/12/2027
VP Energia S.A.	006/2006 - ANEEL	PCH São Domingos (Torixoréu)	2,40	10/12/2027
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	004/1997 - ANEEL	PCH Alto Garças	0,36	11/12/2027
Cesp	003/2004 - ANEEL	UHE Porto Primavera (Engº Sérgio Motta)	1.540,00	19/05/2028
Eletronorte	007/2004 - ANEEL	UHE Curuá-Una	30,30	27/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Anajás	0,60	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Aveiro	0,20	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Bagre	0,40	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Banach	0,40	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Barreira do Campo	0,30	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Chaves	0,48	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Cumaru do Norte	0,96	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Jacareacanga	0,72	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Melgaço	0,50	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Nova Esperança do Piria	0,72	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Novo Progresso	0,72	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Santa Cruz do Arari	0,72	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Santana do Araguaia	2,10	28/07/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	181/1998 - ANEEL	UTE Santa Maria das Barreiras	0,41	28/07/2028
Elektro	001/2006 - ANEEL	UHE Emas Nova	3,36	26/08/2028
Elektro	001/2006 - ANEEL	UHE Lobo	2,00	26/08/2028
Tractebel Energia S.A.	192/1998 - ANEEL	UHE Passo Fundo	220,00	28/09/2028
Tractebel Energia S.A.	192/1998 - ANEEL	UHE Salto Osório	1.078,00	28/09/2028
Tractebel Energia S.A.	192/1998 - ANEEL	UHE Salto Santiago	1.420,00	28/09/2028
Consórcio Igarapava	002/1995 - DNAEE	UHE Igarapava	210,00	30/12/2028
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Jurumirim (A. A. Laydner)	100,96	22/09/2029
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Chavantes	414,00	22/09/2029
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Salto Grande (Lucas N. Garcez)	73,80	22/09/2029
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Capivara (Esc. de Eng. Mackenzie)	619,00	22/09/2029
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Taquaruçu (Escola Politécnica)	525,00	22/09/2029
Duke Energy Internacional	076/1999 - ANEEL	UHE Rosana	354,00	22/09/2029
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Gov. N. A. de Barros Braga (Segredo)	1.260,00	15/11/2029
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Derivação do Rio Jordão	6,50	15/11/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Barra Bonita	140,76	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Bariri (Álvaro de Souza Lima)	143,10	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Ibitinga	131,49	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Promissão (Mário Lopes Leão)	264,00	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Nova Avanhandava	347,40	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Água Vermelha (J. E. de Moraes)	1.396,20	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Caconde	80,40	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Euclides da Cunha	108,80	20/12/2029

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Limoeiro (A. de Salles Oliveira)	32,00	20/12/2029
Cia. de Geração de Energia Elétrica Tietê	092/1999 - ANEEL	UHE Mogi-Guaçu	7,20	20/12/2029
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,00	04/05/2030
Consórcio Usina Hidrelétrica Itá	003/1995 - DNAEE	UHE Itá	1.450,00	16/10/2030
COPEL	045/1999 - ANEEL	UHE Cavernoso	1,30	07/01/2031
Zona da Mata Geração S.A.	002/1996 - DNAEE	AHE João Camilo Penna	21,60	04/07/2031
Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.	004/1996 - DNAEE	UHE Cubatão	45,00	10/10/2031
Rosal Energia S.A.	001/1997 - DNAEE	UHE Rosal	55,00	08/05/2032
Consórcio Porto Estrela	008/1997 - DNAEE	Aprov. Hidrelétrico Porto Estrela	112,00	10/07/2032
Consórcio Machadinho	009/1997 - DNAEE	UHE Machadinho	1.140,00	15/07/2032
Consórcio Lajeado	005/1997 - ANEEL	UHE Luís Eduardo Magalhães	902,50	16/11/2032
Consórcio CEMIG/CEB	006/1997 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Queimado	105,00	18/12/2032
Consórcio Canoas	183/1998 - ANEEL	UHE Canoas I	82,50	30/07/2033
Consórcio Canoas	183/1998 - ANEEL	UHE Canoas II	72,00	30/07/2033
Tractebel Energia S.A.	185/1998 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Cana Brava	450,00	07/08/2033
Consórcio Dona Francisca	188/1998 - ANEEL	UHE Dona Francisca	125,00	28/08/2033
Companhia Energética Santa Clara	190/1998 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Santa Clara	60,00	09/09/2033
CBA	303/1998 - ANEEL	UHE Pirajú	70,00	14/12/2033
Itapebi Geração de Energia S.A.	037/1999 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Itapebi	450,00	28/05/2034
Ponte de Pedra Energética S.A.	077/1999 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Ponto de Pedra	176,10	01/10/2034
Consórcio APM Manso	010/2000 - ANEEL	Aproveitamento Múltiplo de Manso	210,00	10/02/2035
CEMIG	014/2000 - ANEEL	UHE Irapé	360,00	28/02/2035
Novelis do Brasil Ltda. e Cia. Vale do Rio Doce	042/2000 - ANEEL	UHE Risoleta Neves	140,00	25/05/2035
Campos Novos Energia S.A.	043/2000 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Campos Novos	880,00	29/05/2035
CBA	051/2000 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Ourinhos	44,00	17/07/2035
Companhia Energética Itumirim	053/2000 - ANEEL	Aprov. Hidrelétrico Itumirim	50,00	26/07/2035
Corumbá Concessões S.A.	093/2000 - ANEEL	Central Geradora Corumbá IV	127,00	08/12/2035
Companhia Energética Chapecó	094/2000 - ANEEL	Central Geradora Quebra Queixo	120,00	11/12/2035
CEMIG e Companhia Vale do Rio Doce	102/2000 - ANEEL	UHE Funil	180,00	20/12/2035
CEMIG e Companhia Vale do Rio Doce	101/2000 - ANEEL	UHE Aimorés	330,00	20/12/2035
Barra do Braúna Energética S.A.	011/2001 - ANEEL	Central Geradora Barra do Braúna	39,00	15/03/2036
Companhia Energética Rio das Antas	008/2001 - ANEEL	Central Geradora 14 de Julho	100,00	15/03/2036
Companhia Energética Rio das Antas	008/2001 - ANEEL	Central Geradora Castro Alves	130,00	15/03/2036
Companhia Energética Rio das Antas	008/2001 - ANEEL	Central Geradora Monte Claro	130,00	15/03/2036
Espora Energética S.A.	013/2001 - ANEEL	Central Geradora Espora	32,00	15/03/2036
Light Sinergia S.A.	012/2001 - ANEEL	Central Geradora Itaocara	195,00	15/03/2036
Murta Energética S.A.	010/2001 - ANEEL	Central Geradora Murta	120,00	15/03/2036
Votorantim Metais e Zinco S.A.	009/2001 - ANEEL	Central Geradora Picada	50,00	15/03/2036
Baesa - Energética Barra Grande S.A.	036/2001 - ANEEL	Central Geradora Barra Grande	690,00	14/05/2036
Consórcio Capim Branco	090/2001 - ANEEL	UHE Capim Branco I	240,00	29/08/2036
Consórcio Capim Branco	090/2001 - ANEEL	UHE Capim Branco II	210,00	29/08/2036
Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	125/2001 - ANEEL	UHE Fundação	119,00	25/10/2036
Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	125/2001 - ANEEL	UHE Santa Clara	119,00	25/10/2036
Brascan Energética S.A.	127/2001 - ANEEL	UHE Baú I	110,00	07/11/2036
Consórcio Empreendedor Corumbá III	126/2001 - ANEEL	UHE Corumbá III	93,60	07/11/2036

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	USINAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	PRAZO
Consórcio Energético Foz do Chapecó	128/2001 - ANEEL	UHE Foz do Chapecó	855,00	07/11/2036
Enerpeixe S.A.	130/2001 - ANEEL	UHE Peixe Angical	452,00	07/11/2036
Serra do Facão Energia S.A.	129/2001 - ANEEL	UHE Serra do Facão	210,00	07/11/2036
Chopim Energia S.A.	016/2002 - ANEEL	UHE São João	60,00	23/04/2037
Chopim Energia S.A.	016/2002 - ANEEL	UHE Cachoeirinha	45,00	23/04/2037
Companhia Energética São Salvador	017/2002 - ANEEL	UHE São Salvador	243,20	23/04/2037
Consórcio Empresarial Pai Querê	020/2002 - ANEEL	UHE Pai Querê	292,00	23/04/2037
Consórcio Empresarial Santo Pilão	015/2002 - ANEEL	UHE Salto Pilão	182,30	23/04/2037
Consórcio Ener-Rede Couto Magalhães	021/2002 - ANEEL	UHE Couto Magalhães	150,00	23/04/2037
Consórcio Gesai	022/2002 - ANEEL	UHE Santa Isabel	1.087,00	23/04/2037
MONEL Monjolinho Energética Ltda.	018/2002 - ANEEL	UHE Monjolinho	74,00	23/04/2037
Votorantim Cimentos N/NE S.A.	019/2002 - ANEEL	UHE Pedra do Cavalo	160,00	23/04/2037
Gerdau Aços Longos S.A.	089/2002 - ANEEL	UHE Caçu	65,00	11/12/2037
Gerdau Aços Longos S.A.	089/2002 - ANEEL	UHE Barra dos Coqueiros	90,00	11/12/2037
J. Malucelli Construtora de Obras Ltda.	093/2002 - ANEEL	UHE Olho d'Água	33,00	11/12/2037
Master São Domingos Energia S.A.	092/2002 - ANEEL	UHE São Domingos	48,00	11/12/2037
Rio Verde Energia S.A.	090/2002 - ANEEL	UHE Salto	116,00	11/12/2037
Rio Verdinho Energia S.A.	091/2002 - ANEEL	UHE Salto do Rio Verdinho	93,00	11/12/2037
Consórcio Estreito Energia	094/2002 - ANEEL	UHE Estreito	1.087,00	27/12/2037
Consórcio UHE Baguari	001/2006 - MME	UHE Baguari	140,00	15/08/2041
Eletrosul S.A.	004/2006 - MME	UHE Passo São João	77,00	15/08/2041
Foz do Rio Claro Energia S.A.	005/2006 - MME	UHE Foz do Rio Claro	68,40	15/08/2041
Furnas	003/2006 - MME	UHE Simplício - Casa de Força I	305,70	15/08/2041
Furnas	003/2006 - MME	UHE Simplício - Casa de Força Anta	28,00	15/08/2041
Furnas	002/2006 - MME	UHE Batalha	52,50	15/08/2041
Ijuí Energia S.A.	006/2006 - MME	UHE São José	51,00	15/08/2041
Retiro Baixo Energética S.A.	007/2006 - MME	UHE Retiro Baixo	82,00	15/08/2041
Santo Antônio Energia S.A.	001/2008 - MME	UHE Santo Antônio	3.150,40	13/06/2043
Energia Sustentável do Brasil S.A.	002/2008 - MME	UHE Jirau	3.300,00	13/08/2043
Norte Energia S.A.	001/2010 - MME	UHE Belo Monte - Casa de Força Principal	11.000,00	26/08/2045
Norte Energia S.A.	001/2010 - MME	UHE Belo Monte - Casa de Força Comp.	233,10	26/08/2045
Ferreira Gomes Energia S.A.	002/2010 - MME	UHE Ferreira Gomes	252,00	09/11/2045
Rio Canoas Energia S.A.	003/2010 - MME	UHE Garibaldi	177,90	14/12/2045
COPEL	001/2011 - MME	UHE Colíder	300,00	17/01/2046
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	002/2011 - MME	UHE Teles Pires	1.819,80	07/06/2046
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	001/2007 - MME	UHE Mauá	361,00	2042
CEMAT	001/1992 - DNAEE	UHE Braço do Norte II	9,60	2022
Energia Águas de Pedra S.A.	002/2007 - MME	UHE Dardanelos	261,00	2042

ANEXO II: CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
CHESF	061/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	059/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Energética de Goiás	063/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Estadual de Energia Elétrica	055/2001 - ANEEL	07/07/2015
COPEL	060/2001 - ANEEL	07/07/2015
Eletronorte	058/2001 - ANEEL	07/07/2015
Eletrosul	057/2001 - ANEEL	07/07/2015
Furnas	062/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Energética de Minas Gerais	006/1997 - ANEEL	08/07/2015
Evrecy Participações Ltda.	020/2008 - ANEEL	17/07/2025
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	001/2010 - ANEEL	08/08/2027
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.	040/2000 - ANEEL	12/05/2030
CEMIG Geração e Transmissão	079/2000 - ANEEL	04/10/2030
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	088/2000 - ANEEL	01/11/2030
Expansion - Transmissão de Energia Elétrica Ltda.	096/2000 - ANEEL	20/12/2030
Novatrans Energia S.A.	095/2000 - ANEEL	20/12/2030
Transmissora Sudeste Nordeste	097/2000 - ANEEL	20/12/2030
Furnas	034/2001 - ANEEL	09/05/2031
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	042/2001 - ANEEL	12/06/2031
Empresa Paranaense de Transmissão de Energia	043/2001 - ANEEL	12/06/2031
COPEL Geração e Transmissão S.A.	075/2001 - ANEEL	17/08/2031
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	143/2001 - ANEEL	21/12/2031
Nordeste Transmissora de Energia S.A.	002/2002 - ANEEL	21/01/2032
Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	001/2002 - ANEEL	21/01/2032
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	085/2002 - ANEEL	11/12/2032
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	083/2002 - ANEEL	11/12/2032
TSN Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	087/2002 - ANEEL	11/12/2032
CEEE	080/2002 - ANEEL	18/12/2032
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.	082/2002 - ANEEL	18/12/2032
STE - Sul Transmissora de Energia Ltda	081/2002 - ANEEL	19/12/2032
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia Ltda.	084/2002 - ANEEL	20/12/2032
Expansion - Transmissão Itumbiara Marimbondo Ltda.	086/2002 - ANEEL	20/12/2032
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	008/2004 - ANEEL	18/02/2034
Artemis Transmissora de Energia S.A.	004/2004 - ANEEL	18/02/2034
ATE Transmissora de Energia S.A.	003/2004 - ANEEL	18/02/2034
Lumitrans - Companhia Transmissora de Energia Elétrica	007/2004 - ANEEL	18/02/2034
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	005/2004 - ANEEL	18/02/2034

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
Transleste de Transmissão	009/2004 - ANEEL	18/02/2034
TSN Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	006/2004 - ANEEL	18/02/2034
CHESF	008/2005 - ANEEL	04/03/2035
CHESF	007/2005 - ANEEL	04/03/2035
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	004/2005 - ANEEL	04/03/2035
Companhia Transudeste de Transmissão	005/2005 - ANEEL	04/03/2035
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	010/2005 - ANEEL	04/03/2035
Furnas Centrais Elétricas S.A.	006/2005 - ANEEL	04/03/2035
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.	001/2005 - ANEEL	04/03/2035
Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.	009/2005 - ANEEL	04/03/2035
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	002/2005 - ANEEL	04/03/2035
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.	003/2005 - ANEEL	04/03/2035
ATE II Transmissora de Energia S.A.	011/2005 - ANEEL	15/03/2035
Companhia Transirapé de Transmissão	012/2005 - ANEEL	15/03/2035
ATE III Transmissora de Energia S.A.	001/2006 - ANEEL	27/04/2036
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.	005/2006 - ANEEL	27/04/2036
Furnas Centrais Elétricas S.A.	007/2006 - ANEEL	27/04/2036
Integração Transmissora de Energia S.A.	002/2006 - ANEEL	27/04/2036
LT Triângulo S.A.	004/2006 - ANEEL	27/04/2036
Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.	003/2006 - ANEEL	27/04/2036
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.	006/2006 - ANEEL	27/04/2036
CHESF	005/2007 - ANEEL	20/04/2037
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	006/2007 - ANEEL	20/04/2037
Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A.	004/2007 - ANEEL	20/04/2037
Jauru Transmissora de Energia Ltda.	001/2007 - ANEEL	20/04/2037
Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.	002/2007 - ANEEL	20/04/2037
Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.	003/2007 - ANEEL	20/04/2037
Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	011/2007 - ANEEL	11/06/2037
Londrina Transmissora de Energia S.A.	009/2007 - ANEEL	11/06/2037
Londrina Transmissora de Energia S.A.	009/2007 - ANEEL	11/06/2037
São Mateus Transmissora de Energia S.A.	008/2007 - ANEEL	11/06/2037
Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.	007/2007 - ANEEL	11/06/2037
CHESF	012/2007 - ANEEL	14/06/2037
CHESF	010/2007 - ANEEL	14/06/2037
ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.	013/2007 - ANEEL	09/10/2037
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	007/2008 - ANEEL	17/03/2038
CHESF	005/2008 - ANEEL	17/03/2038
Copel Geração e Transmissão S.A.	006/2008 - ANEEL	17/03/2038

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	004/2008 - ANEEL	17/03/2038
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.	001/2008 - ANEEL	17/03/2038
Iracema Transmissora de Energia S.A.	002/2008 - ANEEL	17/03/2038
Jauru Transmissora de Energia S.A.	003/2008 - ANEEL	17/03/2038
CHESF	014/2008 - ANEEL	16/10/2038
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.	019/2008 - ANEEL	16/10/2038
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	011/2008 - ANEEL	16/10/2038
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	018/2008 - ANEEL	16/10/2038
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	015/2008 - ANEEL	16/10/2038
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	012/2008 - ANEEL	16/10/2038
Interligação Elétrica Sul S.A.	016/2008 - ANEEL	16/10/2038
Interligação Elétrica Sul S.A.	013/2008 - ANEEL	16/10/2038
Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.	009/2008 - ANEEL	16/10/2038
Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.	008/2008 - ANEEL	16/10/2038
Manaus Transmissora de Energia S.A.	010/2008 - ANEEL	16/10/2038
Pedras Transmissora de Energia Ltda.	017/2008 - ANEEL	16/10/2038
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	002/2009 - ANEEL	28/01/2039
CHESF	006/2009 - ANEEL	28/01/2039
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	005/2009 - ANEEL	28/01/2039
Furnas	003/2009 - ANEEL	28/01/2039
SE Narendiba S.A.	004/2009 - ANEEL	28/01/2039
Araraquara Transmissora de Energia S.A.	014/2009 - ANEEL	26/02/2039
Catxerê Transmissora de Energia S.A.	011/2009 - ANEEL	26/02/2039
Estação Transmissora de Energia S.A.	012/2009 - ANEEL	26/02/2039
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	015/2009 - ANEEL	26/02/2039
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	013/2009 - ANEEL	26/02/2039
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	016/2009 - ANEEL	26/02/2039
Porto Velho Transmissora de Energia S.A.	010/2009 - ANEEL	26/02/2039
Linhas de Transmissão do Itatim Ltda	007/2009 - ANEEL	23/04/2039
Transenergia Renovável S.A.	009/2009 - ANEEL	23/04/2039
Brilhante Transmissora de Energia Ltda.	008/2009 - ANEEL	27/04/2039
CHESF	018/2009 - ANEEL	03/08/2039
COPEL Geração e Transmissão S.A.	027/2009 - ANEEL	19/11/2039
Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	025/2009 - ANEEL	19/11/2039
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.	026/2009 - ANEEL	19/11/2039
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	021/2009 - ANEEL	19/11/2039
Rio Branco Transmissora de Energia S.A.	022/2009 - ANEEL	19/11/2039
Transenergia Goiás S.A.	028/2009 - ANEEL	19/11/2039

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
Transenergia São Paulo S.A.	024/2009 - ANEEL	19/11/2039
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	023/2009 - ANEEL	19/11/2039
Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.	019/2009 - ANEEL	19/11/2039
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	009/2010 - ANEEL	12/07/2040
CHESF	007/2010 - ANEEL	12/07/2040
Empresa de Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	005/2010 - ANEEL	12/07/2040
FURNAS	006/2010 - ANEEL	12/07/2040
Goiás Transmissão S.A.	002/2010 - ANEEL	12/07/2040
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.	003/2010 - ANEEL	12/07/2040
MGE Transmissão S.A.	008/2010 - ANEEL	12/07/2040
Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	004/2010 - ANEEL	12/07/2040
CHESF	014/2010 - ANEEL	06/10/2040
CHESF	013/2010 - ANEEL	06/10/2040
COPEL Geração e Transmissão S.A.	015/2010 - ANEEL	06/10/2040
COPEL Geração e Transmissão S.A.	010/2010 - ANEEL	06/10/2040
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.	012/2010 - ANEEL	06/10/2040
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.	011/2010 - ANEEL	06/10/2040
CHESF	021/2010 - ANEEL	23/11/2040
CHESF	020/2010 - ANEEL	23/11/2040
CHESF	019/2010 - ANEEL	23/11/2040
Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda.	017/2010 - ANEEL	13/12/2040
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil Ltda.	016/2010 - ANEEL	22/12/2040
Empresa de Transmissão de Várzea Grande	018/2010 - ANEEL	23/12/2040
ATE VIII Transmissora de Energia S.A.	007/2011 - ANEEL	16/06/2041
Caldas Novas Transmissão S.A.	003/2011 - ANEEL	16/06/2041
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.	002/2011 - ANEEL	16/06/2041
Linha de Transmissão Corumbá Ltda.	005/2011 - ANEEL	16/06/2041
Sete Lagoas Transmissora de Energia Ltda.	006/2011 - ANEEL	16/06/2041
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	004/2011 - ANEEL	28/06/2041
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.	001/2011 - ANEEL	27/07/2041

ANEXO III: CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
Hidroelétrica Panambi S.A.	086/2000 - ANEEL	23/04/2014
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	020/2001 - ANEEL	07/07/2015
Boa Vista Energia S.A.	021/2001 - ANEEL	07/07/2015
Caiuá - Distribuição de Energia S.A.	013/1999 - ANEEL	07/07/2015
CEB Distribuição S.A.	066/1999 - ANEEL	07/07/2015
CELESC Distribuição S.A.	056/1999 - ANEEL	07/07/2015
CELG Distribuição S.A.	063/2000 - ANEEL	07/07/2015
Centrais Elétricas de Carazinho S.A.	084/2000 - ANEEL	07/07/2015
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	005/2001 - ANEEL	07/07/2015
CHESP	044/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Campolarguense de Energia	027/1998 - ANEEL	07/07/2015
Companhia de Eletricidade do Acre	006/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Energética de Alagoas	007/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Energética do Piauí	004/2001 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	081/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Jaguari de Energia	015/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Leste Paulista de Energia	018/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Luz e Força de Mococa	017/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Luz e Força Santa Cruz	021/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Nacional de Energia Elétrica	016/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Sul Paulista de Energia	019/1999 - ANEEL	07/07/2015
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	091/1999 - ANEEL	07/07/2015
COOPERALIANÇA	145/2002 - ANEEL	07/07/2015
COPEL Distribuição S.A.	046/1999 - ANEEL	07/07/2015
DME Distribuição S.A.	049/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	014/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	012/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda	025/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa Força e Luz do Oeste	022/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	026/1999 - ANEEL	07/07/2015
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	020/1999 - ANEEL	07/07/2015
Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	040/1999 - ANEEL	07/07/2015
Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	042/1999 - ANEEL	07/07/2015
Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	069/1999 - ANEEL	07/07/2015
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	050/1999 - ANEEL	07/07/2015
Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	107/2001 - ANEEL	07/07/2015
CEMIG Distribuição S.A.	005/1997 - DNAEE	18/02/2016
CEMIG Distribuição S.A.	004/1997 - DNAEE	18/02/2016
CEMIG Distribuição S.A.	003/1997 - DNAEE	18/02/2016
CEMIG Distribuição S.A.	002/1997 - DNAEE	18/02/2016
Departamento Municipal de Energia de Ijuí	085/2000 - ANEEL	08/05/2016
Muxfeldt, Marin & CIA Ltda.	087/2000 - ANEEL	20/04/2017
CELTINS	052/1999 - ANEEL	30/01/2020
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	001/1995 - DNAEE	17/07/2025
Light Serviços de Eletricidade S.A.	001/1996 - DNAEE	04/06/2026
AMPLA Energia e Serviços S.A.	005/1996 - DNAEE	09/12/2026

EMPRESA	Nº DO CONTRATO	PRAZO
COELBA	010/1997 - ANEEL	08/08/2027
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	012/1997 - ANEEL	06/11/2027
Rio Grande Energia S.A.	013/1997 - ANEEL	06/11/2027
Companhia Paulista de Força e Luz	014/1997 - ANEEL	20/11/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	001/1997 - ANEEL	04/12/2027
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	001/1997 - ANEEL	04/12/2027
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.	003/1997 - ANEEL	11/12/2027
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	007/1997 - ANEEL	23/12/2027
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	008/1997 - ANEEL	31/12/2027
Companhia Energética do Ceará	001/1998 - ANEEL	13/05/2028
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	162/1998 - ANEEL	15/06/2028
Centrais Elétricas do Pará S.A.	182/1998 - ANEEL	28/07/2028
ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A.	187/1998 - ANEEL	27/08/2028
Bandeirante Energia S.A.	202/1998 - ANEEL	23/10/2028
CPFL	009/2002 - ANEEL	23/10/2028
Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	008/2000 - ANEEL	04/02/2030
Companhia Energética de Pernambuco	026/2000 - ANEEL	30/03/2030
Companhia Energética do Maranhão	060/2000 - ANEEL	11/08/2030
Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	019/2001 - ANEEL	21/03/2031

REFERÊNCIAS

- Alencar, D. (2010). “Marco legal referente às prorrogações do setor de energia elétrica” em Castro, M. e L. Loureiro (orgs.). *Direito da Energia Elétrica no Brasil: Aspectos Institucionais, Regulatórios e Socioambientais*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Universidade de Brasília – UnB.
- Amundsen, E. e S. Tjøtta (1993). Hydroelectric rent and precipitation variability: the case of Norway. *Energy Economics* 15(2): 81-91.
- Banfi, S.; M. Filippini; e A. Mueller (2005). An estimation of the Swiss hydropower rent. *Energy Policy* 33: 927-37.
- Banfi, S.; e M. Filippini (2010). Resource rent taxation and benchmarking – A new perspective for the Swiss hydropower sector. *Energy Policy* 38: 2302-8.
- Barcellos, L. (2008). *Renewing or Rebidding Concessions: Issues and Perspectives in the New Brazilian Model*. Washington: Minerva Program / George Washington University.
- Batista, R. (2010). “Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos para reflexão” em Castro, M. e L. Loureiro (orgs.). *Direito da Energia Elétrica no Brasil: Aspectos Institucionais, Regulatórios e Socioambientais*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Universidade de Brasília – UnB.
- Bonini, M. (2009). Setor Elétrico Brasileiro: O Problema do Prazo das Concessões. *Nota Técnica 1* (novembro de 2009). São Paulo: Fundap.
- Comitê de Pronunciamentos Contábeis (2010). *Orientação OCPC 05 – Contratos de Concessão*. Brasília: Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
- Demsetz, H. (1968). Why regulate utilities? *Journal of Law and Economics* 11: 55-66.
- Empresa de Pesquisa Energética (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.

- Guasch, J.; J. Laffont; e S. Straub (2003). Renegotiation of Concession Contracts in Latin America. *World Bank Policy Research Working Paper* 3011. Washington: World Bank.
- Guasch, J.; J. Laffont; e S. Straub (2006). Renegotiation of Concession Contracts: A Theoretical Approach. *Review of Industrial Organization* 29: 55-73.
- Laffont, J. e J. Tirole (1994). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge: The MIT Press.
- Miranda, N. (2007). Concession Agreements: From Private Contract to Public Policy. *The Yale Law Journal* 117: 510-49.
- Posner, R. (1972). The appropriate scope of regulation in the cable television industry. *Bell Journal of Economics* 3: 98-129.
- Sant'Anna, R. (2010). "A ausência de critérios objetivos para a prorrogação de concessões de geração hidráulica de energia elétrica" em Castro, M. e L. Loureiro (orgs.). *Direito da Energia Elétrica no Brasil: Aspectos Institucionais, Regulatórios e Socioambientais*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Universidade de Brasília – UnB.
- Stigler, G. (1968). *The Organization of Industry*. Homewood, IL: Richard D. Irwin.
- Tavares, W. (2010). Aspectos Legais e Constitucionais Acerca das Concessões de Energia Elétrica a Vencer em 2015. Consultoria Legislativa. Brasília: Câmara dos Deputados.
- Tribunal de Contas da União (2010). *Licitações & Contratos: Orientações e Jurisprudência do TCU*. Brasília: TCU, Secretaria-Geral da Presidência: Senado Federal, Secretaria Especial de Editoração e Publicações.
- Williamson, O. (1976). Franchise bidding for natural monopolies – in general and with respect to CATV. *Bell Journal of Economics* 7: 73-104.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2011). *Concessões do Setor Elétrico: Alternativa de Políticas Públicas*. White Paper 5, São Paulo, 56 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig
Análise Política: Cibele Perillo
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Secretária Executiva: Melissa Oliveira

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



SÃO PAULO

Rua Joaquim Floriano, 466
 Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
 CEP 04534-004 • São Paulo • SP
 Telefone: +55 (11) 3704-7733

BRASÍLIA

SCN Quadra 5 • Bloco A • sala 1210
 Brasília Shopping and Towers
 CEP 70715-900 • Brasília • DF • Brasil
 Telefone: +55 (61) 3963-6007

contato@acendebrasil.com.br
 www.acendebrasil.com.br

Projeto gráfico e diagramação: Amapola Rios