

Evolução do Setor Elétrico Brasileiro em 2016

E-book

ISBN: 978-85-93305-30-6



Evolução do Setor Elétrico Brasileiro em 2016

Nivalde de Castro

Rubens Rosental

Pedro Vardiero

Victoria Claro

Junho de 2017

Sumário

Glossário de Siglas	6
Introdução.....	11
Capítulo I - Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico	11
Janeiro.....	14
Fevereiro.....	17
Março.....	19
Abril.....	22
Maio.....	25
Junho.....	27
Julho	30
Agosto.....	33
Setembro.....	35
Outubro.....	38
Novembro	41
Dezembro	44
Capítulo II - Leilões.....	48
Janeiro.....	48
Fevereiro.....	50
Março.....	52
Abril.....	54
Maio.....	56
Junho.....	57

Julho	59
Agosto.....	62
Setembro.....	64
Outubro.....	67
Novembro	71
Dezembro	74
Capítulo III - Energias Renováveis e Meio Ambiente	78
Janeiro.....	79
Fevereiro.....	82
Março.....	85
Abril.....	87
Maio.....	90
Junho.....	92
Julho	95
Agosto.....	99
Setembro.....	102
Outubro.....	106
Novembro	107
Dezembro	109
Conclusão	112
Fontes Consultadas.....	114

Glossário de Siglas

ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ABIOGÁS - Associação Brasileira do Biogás e do Biometano

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia

ABRADEE - Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa

ABRAPCH - Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas

ABRATE - Associação Brasileira das Empresas Transmissoras de Energia

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ADFD - Fundo Abu Dhabi para Desenvolvimento

AGU - Advocacia-Geral da União

AIEA - Agência Internacional de Energia Atômica

ALMERA - Laboratórios Analíticos para Medição da Radioatividade Ambiental

AM - Amazonas

ANA - Agência Nacional de Águas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Apex-Brasil - Brazilian Trade and Investment Promotion Agency

BC - Banco Central do Brasil

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BRICs - Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CAB - Cultivando Água Boa

CAE - Comissão de Assuntos Econômicos

CBHSF - Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCG - Contrato de Constituição de Garantias

CCGF - Contrato de Constituição de Garantias Físicas

CCJ - Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CEPEA - Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada

CERNE - Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia

CGH - Central de Geração Hidrelétrica

CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica

CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CMA - Comissão de Meio Ambiente

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CN - Congresso Nacional

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COP - Conferência das Partes

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

CTG - China Three Gorges

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

EGP - Enel Green Power

EIA - Estudo Impacto Ambiental

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FGTS - Fundo de Garantia do Tempo de Serviço

FIP Caixa Milão - Fundo de Investimento em Participações Caixa Milão

FUNAI - Fundação Nacional do Índio

GE - General Electric

GEE - Gases do Efeito Estufa

GESEL/UFRJ - Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEMA - Instituto de Energia e Meio Ambiente

IFE - Informativo Eletrônico das Empresas do Setor Elétrico

II - Imposto de Importação

IMPSA - Indústrias Metalúrgicas Pescarmona

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados

IRENA - Agência Internacional para as Energias Renováveis

LER - Leilão de Energia de Reserva

LMA - Laboratório de Monitoração Ambiental da Eletronuclear

MDL - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MMA - Ministério do Meio Ambiente

MME - Ministério de Minas e Energia

MP - Medida Provisória

MPF - Ministério Público Federal

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

ODS - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

OIT - Organização Internacional do Trabalho

ONG - Organização Não Governamental

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU - Organização das Nações Unidas

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PA – Pará

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PE - Pernambuco

PIB - Produto Interno Bruto

PIS - Programa de Integração Social

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PMBC - Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas

PMO - Programa Mensal de Operação Energética

PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

PRODEEM - Programa para o Desenvolvimento de Energia nos Estados-e Municípios

PROSET - Programa Social para os Expropriados de Tucuruí

RAP - Receita Anual Permitida

REIDI - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura

RJ - Rio de Janeiro

RN - Rio Grande do Norte

RR - Roraima

RS - Rio Grande do Sul

SEEG - Sistema de Estimativa de Emissão de Gases de Efeito Estufa

SIN - Sistema Interligado Nacional

TCU - Tribunal de Contas da União

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

TRF-1 - Tribunal Regional Federal da 1ª Região

TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UHE - Usina Hidrelétrica

UTE - Usina Termoelétrica

UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas

UNSW - Universidade de Nova Gales do Sul

WACC - Weighted Average Capital Cost (Custo Médio Ponderado do Capital)

WWF - World Wildlife Fund

Introdução

Tendo como fonte primária o trabalho de pesquisa que resulta na publicação do IFE, boletim eletrônico diário realizado pelo grupo de pesquisadores do GESEL/UFRJ¹, foi elaborado o presente livro, em formato eletrônico. O objetivo deste trabalho é destacar os principais fatos que ocorreram nas áreas da Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico, Leilões e Energias Renováveis e Meio Ambiente, os quais ordenam este livro em quatro capítulos. Ao fim, e a título de conclusão, é desenvolvida uma análise com as principais expectativas para o ano de 2017.

Capítulo I - Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico

Este capítulo tem por objetivo apresentar os principais acontecimentos relativos às questões regulatórias e reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. O texto aborda, para tanto, diversos aspectos referentes ao tema, como a questão das bandeiras tarifárias, os repasses aos consumidores, a sobrecontratação por parte das concessionárias de distribuição, a evolução do Ambiente de Contratação Livre, as medidas regulatórias, o cenário político, dentre outros.

De forma geral, o ano de 2016 apresentou uma queda no preço da energia elétrica para os consumidores. Como consequência da crise hídrica dos anos recentes, a bandeira tarifária vermelha ficou acionada ao longo de todo o ano de 2015. No entanto, embora 2016 tenha se iniciado ainda nesta situação, a expectativa era de um ano positivo. No mês de fevereiro, novas faixas de acionamento das bandeiras tarifárias entraram em vigor, contendo reduções significativas. Por exemplo, a bandeira vermelha sofreu redução de um terço do valor cobrado em 2015, definida em R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos. Esse desconto foi possível em função das chuvas do início do ano, as quais aumentaram o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Como consequência de um período hídrico mais favorável e da forte redução do consumo de energia derivada da crise política-econômica, além da entrada de novas unidades produtivas hidroelétricas e eólicas, basicamente, teve-se uma conjunção de fatores que permitiram o desligamento de uma série de plantas termoelétricas. Desta

¹ <http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/Ifes>

forma, a bandeira tarifária aplicada ao longo do ano foi majoritariamente verde, ou seja, sem cobrança extra para os consumidores. Os meses de janeiro e fevereiro, ainda como consequência da crise hídrica recente, apresentaram bandeira da cor vermelha. Ademais, apenas o mês de março, período de transição entre as bandeiras vermelha e verde, e o mês de novembro, com condição hidrológica menos favorável, apresentaram a bandeira da cor amarela. Os demais meses foram classificados como verde.

Por outro lado, a expectativa era de que o consumidor brasileiro pagaria cerca de R\$ 20 bilhões em encargos e subsídios do sistema elétrico em 2016, chegando a representar 20% da conta de luz. Estes recursos arrecadados serviriam, principalmente, para financiar ações como o programa Luz para Todos e a Tarifa Social de Energia Elétrica, a qual concede desconto para consumidores residenciais de baixa renda. No entanto, alguns repasses para o consumidor ainda eram projetados para o ano de 2017, representando um fator de preocupação. Esses repasses estão associados a diversas razões, como o financiamento de distribuidoras do Norte e do Nordeste durante seus processos de transferência da Eletrobras para a iniciativa privada, a quitação de dívidas com concessionárias transmissoras, os custos relacionados à CDE, dentre outras indenizações e gastos adicionais.

Um dos principais acontecimentos no que tange à questão regulatória foi a tramitação da Medida Provisória nº 735/2016, que trata de alterações de algumas regras do Setor Elétrico. Esta medida provisória, convertida na Lei nº 13.360/2016, foi sancionada com objetivo de promover a melhor distribuição dos recursos da CDE, a qual recebe recursos pagos pelos consumidores através da conta de luz. Além disso, esta medida provisória traz disposições que favorecem a privatização das distribuidoras de energia elétrica cujas concessões foram devolvidas pela Eletrobras.

Outras ações regulatórias foram ainda examinadas e adotadas pela ANEEL. Por exemplo, foi aprovada a revisão da Resolução Normativa nº 270/2007, através da Resolução Normativa nº 729/2016, que trata da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações. A Agência também aprovou uma nova tarifa para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão, a chamada tarifa branca. Além disso, ainda em 2016, a ANEEL homologou novos limites máximo e mínimo do PLD para 2017, sendo R\$ 533,82/MWh o teto e R\$ 33,68/MWh o piso.

A questão da sobrecontratação das concessionárias de distribuição e o aumento da participação do Ambiente de Contratação Livre foi um tema recorrente em 2016. De acordo com especialistas das consultorias Thymos Energia e GV Energy, o problema da sobrecontratação está diretamente associado à retração da demanda por energia elétrica, tanto pela crise econômica, quanto pela alta no preço da energia experimentada no ano anterior. Esperava-se, como consequência da sobrecontratação das distribuidoras, que ocorresse uma redução do interesse em novos leilões de geração. Neste contexto de sobrecontratação, a ANEEL aprovou algumas medidas para mitigar tal problema, como a aplicação de regras que permitissem a devolução de contratos de energia pelas distribuidoras. Contudo, de acordo com a avaliação da PSR, algumas alterações regulatórias, que tinham como objetivo reduzir a sobra das distribuidoras, acabaram criando efeitos contrários, ou seja, resultaram em mais sobras para o sistema.

Quanto ao Ambiente de Contratação Livre, este se mostrou com boa evolução ao longo do ano e com perspectivas de crescimento para os anos subsequentes. Um fator responsável para esse cenário de aumento da participação do mercado livre foi a queda da atividade econômica, a qual impactou positivamente o custo da energia negociada a longo prazo neste mercado, tornando-a mais barata e atraindo um número maior de empresas interessadas. Segundo a ABRACEEL, pelo menos 700 empresas estariam migrando para o mercado livre na busca por preços mais atrativos, pois, em média, a energia era 17% mais barata do que a adquirida no mercado regulado.

Deve-se ressaltar, no entanto, que o ano de 2016 foi marcado por muitas incertezas regulatórias e um cenário político conturbado. Como consequência dessa instabilidade, algumas negociações envolvendo ativos do Setor Elétrico foram prejudicadas. Além disso, foi possível observar uma piora na qualidade do crédito para o setor e na lucratividade das empresas. A troca presidencial implicou não somente em mudanças na composição ministerial e da EPE, mas também em uma exacerbada preocupação por parte dos agentes, receosos em relação aos impactos dessas mudanças no setor.

Os principais acontecimentos e notícias relacionadas à regulação e à reestruturação do setor para o ano de 2016 são apresentados nos subcapítulos mensais, conforme se segue.

Janeiro

O mês de janeiro iniciou-se mantendo algumas tendências do ano anterior. Por exemplo, a bandeira tarifária se manteve na cor vermelha e a expectativa era de que a energia elétrica permanecesse subindo de preço ao longo do ano. A inadimplência dos consumidores, que já era crescente em 2015, continuava a preocupar o setor. Como resultado desse cenário, esperava-se para 2016 um ano de baixa demanda por energia elétrica, implicando em problemas de sobrecontratação por parte das concessionárias de distribuição e, conseqüentemente, em um baixo interesse em novos leilões de geração. Por outro lado, o governo brasileiro mostrava-se, no início do ano, bastante interessado em promover o desenvolvimento de novas tecnologias, como a geração fotovoltaica. Neste sentido, foram aprovadas medidas de isenção de impostos para equipamentos solares e programas de mínimo conteúdo local.

Após permanecer todo o ano de 2015 em vigência, como mencionado acima, a bandeira tarifária vermelha seguiu acionada em janeiro de 2016. O sistema de bandeiras tarifárias sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica e seu funcionamento é simples, as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica. A ANEEL aprovou as faixas de acionamento das bandeiras tarifárias de 2016 com a criação de um novo e mais barato patamar para a bandeira vermelha. Os novos valores, mais baixos em relação ao ano anterior, passaram a vigorar em fevereiro. O diretor da ANEEL e relator do processo, André Pepitone, manteve a proposta da área técnica com a criação de dois patamares de cobrança adicional no caso da bandeira vermelha, mas propôs um desconto ainda maior do que o previsto anteriormente. O patamar 1, antes estimado pelo corpo técnico do órgão em R\$ 4,00 para cada 100 kWh, passou a ser de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Segundo avaliação do BC, a expectativa era de que o preço da energia elétrica continuasse subindo ao longo do ano de 2016, com reajuste previsto de 3,7%. Devido a esse e outros fatores, especialistas de consultorias, como a Thymos Energia e GV Energy, previram que as distribuidoras de energia conviveriam com mais um ano de retração na demanda, ao mesmo tempo em que as tarifas cobradas iriam continuar em alta, pressionando seus resultados financeiros. A inadimplência, que havia crescido já no terceiro trimestre do ano anterior, continuaria em alta, sendo um fator adicional de preocupação para o setor. Para os especialistas, esse cenário de baixa no consumo iria

resultar na sobrecontratação das distribuidoras e na redução do interesse das mesmas em novos leilões de geração. O professor Nivalde de Castro, coordenador do GESEL/UFRJ, concordou com a ideia, afirmando que "*[a distribuição] é um setor defensivo, em relação ao cenário econômico e político*", apontou.

Ao mesmo tempo em que enfrentavam um cenário adverso, as distribuidoras precisariam cumprir exigências feitas pela ANEEL para a renovação das concessões, o que resultaria indiretamente em um movimento de consolidação do setor, que ganharia força com a privatização das distribuidoras da Eletrobras. Por isso, a perspectiva era de um ano mais fraco para os leilões, refletindo a menor demanda das empresas, como apontado pelo professor Nivalde de Castro. Os resultados dos últimos leilões de transmissão realizados no período, com baixo interesse do setor e vários lotes sem receber proposta, fizeram com que o MME estudasse alternativas, repensando as cobranças de indenizações. O governo chegou a cogitar incluir as indenizações na conta de luz do consumidor, a partir de 2020, quando acabaria o prazo de pagamento dos empréstimos de R\$ 21 bilhões feitos às distribuidoras.

Ao final de primeira quinzena de janeiro, a então Presidente da República, Dilma Rousseff, fixou o orçamento fiscal e de seguridade social do MME em R\$ 3,1 bilhões para o ano de 2016. Para este mesmo ano, as despesas foram 28,8% menores do que as verificadas no ano anterior, quando ficaram no patamar de R\$ 4,4 bilhões. A Presidente também sancionou o Plano Plurianual da União 2016-2019, com vetos para o Setor Elétrico. Entre as medidas vetadas estavam a promoção do uso de sistemas e tecnologias para a inserção de geração de fontes renováveis na matriz e a meta de adicionar novos 13.100 MW de capacidade instalada a partir dessas fontes.

Na Câmara dos Deputados, fora aprovada a medida para isentar impostos de equipamentos e componentes voltados à geração fotovoltaica. A proposta incluía a desoneração dos impostos IPI e II, além do PIS/PASEP e COFINS. Por outro lado, o governo estabeleceu, para financiamentos do BNDES a usinas solares que contratarem energia nos leilões regulados, a exigência de comprovação de atendimento a limites mínimos de conteúdo local, como forma de estimular a produção nacional de tais componentes. Aprovada pela Comissão de Minas e Energia da Casa, em dezembro de 2015, a medida vale apenas para importados sem similar nacional. Tramitava também,

no Senado Federal, uma proposta que tornava obrigatória, antes da instalação de usinas nucleares, a aprovação dos estados diretamente afetados pelo empreendimento.

Em meados de janeiro, o Conselho de Administração da CCEE determinou a recontabilização de operações referentes à apuração da matriz de comercialização de energia incentivada que constam do Processo de Recontabilização CCEE nº 2776. Ao final de novembro, a CCEE havia iniciado uma investigação na qual identificou que os percentuais de desconto na TUSD/TUST originais relativos à geração incentivada foram alterados "*em percentuais que representaram incremento de energia incentivada sem a respectiva identificação integral de origem em geradores de fonte incentivada com desconto de 100%.*" Para a CCEE, essas operações geraram benefícios indevidos aos comercializadores e a Câmara informou, em nota à imprensa, que o processo em curso de forma alguma gerou qualquer prejuízo aos consumidores cativos. A CCEE explicou que, na prática, a recontabilização ajustaria as operações, de forma a restabelecer seu perfil de desconto original, garantindo a correção de dados e a aplicação das Regras de Comercialização aos casos concretos, sem juízo de valor quanto à conduta dos agentes.

Em relação ao mercado livre, a queda na atividade econômica impactou positivamente o custo da energia negociada a longo prazo, tornando-a mais barata e atraindo um número maior de empresas interessadas em adquirir energia neste mercado. Segundo o presidente da ABRACEEL, Reginaldo Medeiros, pelo menos 700 empresas estariam migrando para o mercado livre na busca por preços mais atrativos para a energia a ser adquirida. Apesar de poder apresentar uma pequena alta no ano de 2016, em virtude de aumentos tarifários contratados, Medeiros afirmou que a energia no mercado livre é 17% mais barata do que a adquirida no mercado regulado.

Estava em voga também a regulação dos investimentos em redes subterrâneas de distribuição. A ANEEL abriu uma audiência pública, na reunião do dia 26 de janeiro, e buscava tornar mais clara a responsabilidade pelo custeio das obras de enterramento. O objetivo era "*eliminar situações em que projetos sejam inviabilizados por falta de normas técnicas*", como ressaltou o diretor relator, José Jurhosa. A proposta da Agência era que fossem realizados ajustes na Resolução Normativa nº 414/2010, nos artigos que tratam da responsabilidade nos investimentos das obras. O tema entrou nas prioridades do órgão após uma série de demandas às distribuidoras de enterramento e expansão de nova rede já dentro do padrão subterrâneo.

Fevereiro

O mês de fevereiro apresentou alguns aspectos positivos no que diz respeito ao consumidor. Além de apresentar uma redução dos valores das bandeiras tarifárias, a expectativa era de uma redução ainda mais significativa da conta de luz para os próximos meses, em decorrência de cenários hidrológicos mais favoráveis e do novo orçamento anual. Contudo, o Setor Elétrico mostrou-se turbulento em outros aspectos, como a exposição a riscos no segmento de transmissão e as incertezas referentes à recontabilização das operações da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada.

Conforme expectativas de janeiro, no dia 1º de fevereiro de 2016 houve a primeira redução na tarifa de energia elétrica desde os aumentos que aconteceram em 2015. O novo valor da bandeira vermelha para cada 100 kWh consumidos passou de R\$ 4,50, valor de agosto de 2015, para R\$ 3,00. A redução se deu em função das chuvas do início do ano, as quais aumentaram o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Um dia após a redução na tarifa de energia elétrica, a ANEEL aprovou o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético para 2016. Segundo a Agência, *“o corte nas despesas, da ordem de R\$ 5.973 bilhões em relação ao orçamento de 2015, permitiria uma redução média das contas de luz de 4%”*. Além disso, ainda de acordo com a ANEEL, considerando-se este orçamento, a arrecadação das distribuidoras nas contas de luz seria de R\$ 12.947 bilhões, representando uma variação negativa de 31,5% em relação ao ano anterior.

Para o mês de março, por sua vez, o governo esperava uma redução em torno de 7% do valor da conta de luz, através da adoção da bandeira amarela. Segundo Eduardo Braga, Ministro do MME, após decisão em reunião extraordinária do CMSE, a partir de abril, as contas de luz passariam para a bandeira verde, o que seria possível em função do desligamento previsto de mais oito térmicas para o mês de março, além da expectativa do aumento nos níveis dos reservatórios neste mesmo mês. Para Romeu Rufino, diretor-geral da ANEEL, esperava-se que a adoção da bandeira verde permitiria uma redução entre 6% e 6,5% na conta de luz do consumidor.

No que tange aos leilões de linha de transmissão, havia uma preocupação com a capacidade de escoamento de energia, em função da baixa demanda, conforme análise do TCU. Caso o quadro para leilões não melhorasse, o Tribunal acreditava que haveria

riscos de gargalos no Setor Elétrico. Estes riscos estavam associados a problemas na distribuição de energia gerada pela usina hidrelétrica de Teles Pires, havendo a possibilidade de falha na transmissão entre a usina e os grandes centros consumidores. Ainda de acordo com o TCU, o mesmo poderia acontecer com a usina hidrelétrica de Belo Monte, devido à *“insuficiência de redes secundárias para levar essa energia para algumas regiões consumidoras”*. Dessa forma, entendia-se que havia um grande risco de desperdício de energia disponível e barata.

Em termos de acordos comerciais, o Brasil renovou o contrato de compra e venda do gás boliviano a partir de 2019. O acordo foi feito por meio de um Memorando de Entendimento, assinado pelos Ministros de Minas e Energia do Brasil e Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia. Ficou definido que *“Bolívia e Brasil acordaram a continuidade do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, além da provisão de GNL e GLP bolivianos, ao mercado da República Federativa do Brasil”*. Cabe destacar, no entanto, que os compromissos de volume de venda seriam discutidos em função das reservas provadas e prováveis, conforme salientou o Presidente boliviano Evo Morales.

No que se refere à Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada², em janeiro, o Conselho de Administração da CCEE havia determinado a recontabilização das operações referentes à sua apuração que constam no Processo de Recontabilização CCEE nº 2776. Isso ocorreu tendo em vista que foram identificadas operações anormais em relação aos percentuais de desconto na TUSD/TUST originais. As empresas envolvidas entraram com pedidos contestando a decisão da CCEE, que, por sua vez, rejeitou-os. Contudo, em fevereiro, as empresas decidiram levar a discussão à ANEEL, a qual foi avaliada pela sua diretoria colegiada. Segundo a CCEE, a decisão de rejeitar os pedidos deveria ser mantida, porque *“os argumentos apresentados pelos agentes não justificavam a reconsideração da decisão tomada pelo Conselho de Administração”*. A CCEE entendia que os pedidos envolviam a acumulação de descontos de TUSD e TUST no que tange à operação de compra e venda de energia, gerando benefícios indevidos aos comercializadores, e isso não poderia acontecer. Contudo, a ANEEL decidiu suspender temporariamente a recontabilização da matriz incentivada no âmbito das operações de compra e venda de energia elétrica, realizada

² O objetivo da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada era determinar o percentual de desconto final a ser aplicado à TUSD ou TUST dos agentes participantes da comercialização desta energia.

pela CCEE, atendendo ao pedido de impugnação realizado pelas empresas envolvidas. Ressalta-se, no entanto, que o tema ainda seria analisado e debatido pela diretoria da ANEEL para verificar eventuais operações anormais.

Em relação à micro e minigeração distribuída, a Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado aprovou o Projeto de Lei do Senado nº 371/2015, que permite o uso do FGTS para a aquisição e a instalação de equipamentos de geração elétrica em casas. A mesma Comissão aprovou também o Projeto de Lei do Senado nº 154/2015, que modifica o custeio e as finalidades da Conta de Desenvolvimento Energético e autoriza o uso do FGTS para ser empregado na geração de energia a partir de fontes hidráulica, solar, eólica e biomassa. No entanto, a proposta seguiria para análise da Comissão de Assuntos Sociais. Deste modo, o benefício poderia ser sacado apenas para este fim e o interessado deveria comprovar três anos, no mínimo, de carteira assinada. De acordo com o Senado, o objetivo era “*estimular a eficiência energética por meio de fontes renováveis*”.

Março

Durante o mês de março, as incertezas regulatórias e a forte interferência política foram um ponto negativo nas negociações envolvendo ativos do Setor Elétrico. Alguns investidores internacionais chegaram a desistir de fechar negócios por causa da instabilidade nas regras do setor. As incertezas tinham efeito direto na qualidade de crédito para o setor e na lucratividade das empresas, os quais vinham caindo. Ocorria um “*boom*” da migração de consumidores de energia para o mercado livre, em busca de custos mais baixos, ao mesmo tempo em que entravam em vigor novas regras que, segundo o governo federal, incentivariam e facilitariam a instalação de micro e minigeração distribuída em residências, comércios e fábricas no Brasil.

No início do mês, ocorreu o desligamento das 21 usinas termelétricas com preço de geração superior a R\$ 250,00 por MWh. Com isso, as contas de luz passaram a adotar a bandeira amarela, reduzindo o custo extra para R\$1,50 a cada 100 kWh consumido. As expectativas, nesse período, eram de que essa taxa deixaria de ser cobrada a partir de abril, quando seria adotada a bandeira verde. O BC, por sua vez, fez uma estimativa de que a energia elétrica teria uma queda de 3,5% no ano. Até então, a previsão do BC era de uma alta de 3,7%, em 2016. De acordo com a autoridade monetária, a revisão de sua estimativa para a energia elétrica neste ano deveu-se às “*alterações anunciadas*”

relativamente a bandeiras tarifárias". A ANEEL estimou que a troca da bandeira para amarela geraria uma redução média de 3% no valor da tarifa de luz. Esse barateamento poderia chegar a 6%, em abril, quando a bandeira então passaria para a verde e a cobrança extra seria suspensa.

Um estudo da consultoria Roland Berger indicava que, devido à crise, o crescimento da demanda de energia seria muito menor do que o visto nos últimos anos. Já considerando os empreendimentos em construção, a consultoria calculou que as sobras de energia no sistema seriam um problema com duração de até 10 anos. Na avaliação da consultoria PSR, o problema da redução da demanda no mercado regulado era sistêmico. O avanço das sobras das distribuidoras com a perspectiva de demanda em baixa, associado às transformações pelas quais o mercado passava com o aumento da migração do mercado regulado para o livre, à perspectiva de crescimento dos sistemas de micro e minigeração geração distribuída e à eventual redução dos limites para consumidor livre ou especial, levavam à necessidade de uma mudança mais estrutural no sistema, buscando dar às concessionárias a possibilidade de lidar com a redução súbita da demanda e com as sobras contratuais decorrentes.

Na tentativa de minimizar parte dos prejuízos que a recessão acarretou ao setor, a ANEEL tomou algumas ações e uma delas foi flexibilizar a negociação de contratos bilaterais entre geradores e distribuidoras. A proposta, apresentada pelo órgão regulador, era que as empresas pudessem modificar, em comum acordo, termos como a quantidade e o prazo de entrega estabelecidos em contrato, desde que não houvesse aumento na tarifa do consumidor final. A solução para o destravamento do mercado de curto prazo também era uma pauta da ANEEL e estava na reta final, segundo o diretor-geral da Agência, Romeu Rufino. Apura-se que, a princípio, a ANEEL pretendia abrir uma audiência pública para discutir os pleitos de parcelamento, mas decidiu encaminhar a discussão à CCEE para conseguir uma solução mais rápida. O papel da CCEE seria de mediar as conversas entre devedor e credor para que pudessem chegar a uma condição "equilibrada" para o parcelamento, disse Rufino.

A ANEEL também alterou o procedimento administrativo referente às aprovações do volume de cada distribuidora na garantia física de hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783/2013, oriunda da Medida Provisória nº 579/2012. A nova regra substituiu a homologação do volume alocado pela participação percentual das empresas na cota.

Segundo a Agência, os percentuais de cada concessionária por ano seriam fixos. No mesmo mês, o órgão também aprovou o regulamento que previa a definição em percentual, e não em quantidade, dos montantes de garantia física das hidrelétricas com concessões renovadas em 2013, que passaram a integrar o regime de cotas. Com a mudança, a CCEE ficou responsável por converter a participação de cada empresa em quantidade de energia, a partir do volume total de garantia física disponível para alocação.

Ainda em março, tramitou na Câmara dos Deputados um projeto de lei que traria mudanças profundas no mercado de energia elétrica. O Projeto de Lei nº 1.917/2015 previa, entre outros temas, que, a partir de 2022, todos os consumidores pudessem escolher seu fornecedor de energia, ou seja, todos os consumidores seriam potencialmente livres. Para que isso ocorresse, diversos parâmetros utilizados precisariam ser revistos. As expectativas eram de que o projeto de lei contribuísse para aumentar o mercado livre no país.

Além disso, comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aprovou um projeto de lei que impedia as distribuidoras de repassar os custos da compra de energia de reserva para consumidores de estados exportadores de energia. O texto aprovado, que combinava a proposta original com a de outro projeto de lei sobre o tema (Projeto de Lei nº 1.524/2015), limitava a dispensa da cobrança aos estados cujo consumo de energia fosse superior à metade de sua produção energética. Já o plenário do Senado aprovou, no dia 15 de março, o substitutivo do senador Tasso Jereissati (PSDB-CE) ao projeto da Lei Geral das Estatais. Este projeto de lei previa uma série de normas para regular a gestão das empresas públicas, incluindo questões relacionadas à governança corporativa, como licitações e compras, até a indicação de diretores e presidentes. A medida afetou diretamente a empresas federais, como a Eletrobras, e estaduais, como a Cemig e a Copel, e aconteceu no momento em que o governo pretendia vender fatias ou participações integrais em companhias. O governo federal, por sua vez, discutia a possibilidade de alteração no modelo de acionamento das termelétricas, com o objetivo de reduzir o custo de energia para os consumidores do país.

O MME definiu a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração do SIN. De acordo com a Portaria nº 101, os empreendimentos de geração em operação no prazo, cujos valores de suas garantias

físicas de energia não tenham sido publicados ou que tenham sofrido alteração de seu combustível principal, teriam seus montantes estabelecidos de acordo com a nova metodologia. A Portaria nº 102 estabelecia as condições para o cadastramento de empreendimentos em leilões de geração, destacando-se que os projetos de geração, inclusive a ampliação de empreendimentos existentes, deveriam estar registrados perante à ANEEL. Esse registro, de acordo com o MME, tem como finalidade permitir que o agente interessado solicite licenças e autorizações a órgãos públicos federais, estaduais, municipais ou do Distrito Federal, em especial no que diz respeito a licenciamento ambiental de recursos hídricos. A EPE continuaria realizando o cadastramento e a habilitação técnica dos empreendimentos. Foram enquadrados como centrais geradoras hidrelétricas os aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior ou igual a 3 MW.

Abril

Durante o mês de abril, houve mudanças importantes para o Setor Elétrico. Neste mês, deu-se início à adoção da bandeira tarifária verde e projetos importantes foram debatidos e aprovados. O MME teve a nomeação de um novo Ministro, o engenheiro civil Marco Antônio Martins Almeida, o qual exercia o cargo de secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, além de ser um funcionário de carreira da Petrobrás.

Após a adoção da bandeira verde, a expectativa do governo era de uma redução de 7% na conta de luz deste mês. De acordo com a ANEEL, a transição para a bandeira verde se deu em função de um aumento das chuvas em março, o que elevou os níveis dos reservatórios hídricos e da redução no consumo de energia, principalmente pelas indústrias, além da entrada de novas usinas no sistema. Esse cenário possibilitou o desligamento das usinas de maior custo de geração, com a consequente redução dos preços da energia elétrica.

Apesar da recente adoção da bandeira tarifária verde, o que representava uma boa notícia para o consumidor, o governo decidiu que, a partir de 2017, o consumidor passaria a arcar com novos custos em sua conta de luz. Tratava-se de indenizações bilionárias das transmissoras de energia por um período de oito anos, após a União ter utilizado o dinheiro do caixa dos fundos setoriais para outros fins e do Tesouro Nacional se recusar a repassar recursos de R\$ 20 bilhões. As regras foram publicadas

em portaria assinada pelo então Ministro de Minas e Energia Eduardo Braga, antes de deixar o cargo. Contudo, de acordo com o advogado e especialista em direito de energia, Yuri Tisi, a portaria é ilegal, pois cobra por duas vezes o consumidor pela mesma finalidade. Na mesma direção de Tisi, o diretor-presidente da Associação Nacional dos Consumidores de Energia, Carlos Faria, informou que *“irá recorrer aos órgãos responsáveis caso seja identificado alguma duplicidade de pagamentos”*.

Como consequência da recessão econômica pela qual o Brasil estava passando nos últimos anos, as distribuidoras elevaram as projeções de sobras da energia contratada para 2016, o que pode gerar perdas bilionárias a serem divididas entre as concessionárias e os consumidores. De acordo com a ABRADDEE, *“os contratos de compra de energia das empresas representavam 113,3% do consumo previsto para o ano, ante uma projeção de anterior de 107,1%”*. O excedente de energia aconteceu devido à compra antecipada de energia nos leilões sem que fosse considerada a retração da economia e a queda da demanda por energia. Além disso, o aumento das tarifas experimentado em 2015 também corroborou com esse fenômeno, ocasionando em excesso de energia contratada pelas concessionárias frente à carga mais baixa. Com isso, o leilão de energia A-5, o qual aconteceria ainda em abril, poderia não ser mais necessário, dado que as distribuidoras estariam impossibilitadas de firmar mais contratos de compra de energia.

No que tange aos contratos regulados, a ANEEL estabeleceu uma norma que flexibiliza os acordos bilaterais entre distribuidoras e geradoras, a qual se destina à redução de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado. Segundo a ANEEL, esta norma estava dentro do conjunto de ações adotadas pela Agência para conter possíveis prejuízos causados pela sobrecontratação de energia e pelo atraso nas obras de usinas. A expectativa era de que essa ação pudesse preservar a matriz de risco contratada e a estabilidade regulatória.

Neste mês, esteve em pauta um projeto de lei que aumentava a participação das fontes renováveis para 60% na matriz energética brasileira, até 2040, com o objetivo de incentivar o uso de renováveis e acelerar o processo de substituição do petróleo. Também tramitava na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 1.962/2015, que estimula a criação de pequenas centrais hidrelétricas e de geração de energia elétrica a partir da fonte solar e da biomassa. O projeto era voltado às pequenas centrais com

potência entre 100 e 1.000 kW, uma vez que o processo de licenciamento seria simplificado e dispensaria a exigência de Estudo de Impacto Ambiental e de Relatório de Impacto ao Meio Ambiente. Passaria a ser exigido apenas a elaboração de um relatório simplificado, constando informações relativas ao diagnóstico ambiental da região.

Já no Senado Federal, foi aprovado novo projeto de lei que incentiva a reserva de recursos das empresas de energia para promover a eficiência energética. Este projeto de lei não estabelece um limite – o anterior estabelecia reserva de 20% –, mas permitiria que estes recursos chegassem a até 80% para o estímulo da eficiência energética. A Câmara dos Deputados também retirou a obrigatoriedade de que os programas de eficiência energética das empresas priorizem a indústria nacional.

Em publicação feita pelo Diário Oficial da União, foi informado que os Fundos Constitucional e de Desenvolvimento das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste pretendiam ampliar suas linhas de financiamento para o Setor Elétrico. A expectativa do Ministério de Integração Nacional era de que “*a contratação de crédito para projetos de geração, transmissão e distribuição de energia junto aos bancos regionais cresceria R\$ 1,5 bilhão*”. Essa expansão das linhas de financiamento permitiria a criação de cerca de 40 mil postos de trabalho associados à instalação dos novos projetos de geração, transmissão e distribuição, em 2016.

No que se refere ao segmento de transmissão, um importante estudo, conduzido pelo MME, estava sendo concluído em abril. Tratava-se de um trabalho que buscava realizar um profundo diagnóstico acerca dos motivos que vinham causando atrasos na implantação de obras de transmissão e insucessos nas licitações promovidas pela ANEEL. Segundo o Ministério, a análise abrangeu “*tanto as etapas de planejamento e consolidação de obras quanto os leilões de transmissão, licenciamento ambiental, implantação e operação dos empreendimentos*”. O processo indicou que as soluções identificadas poderiam demandar alterações no modelo, na legislação ou na regulação existente, ou seja, uma mudança estrutural poderia ser implementada como decorrência desse estudo. Diante desse cenário, esperava-se que, no início de maio, um plano de ação fosse apresentado ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, com posterior adoção ainda durante o ano de 2016.

Maio

O mês de maio iniciou-se com uma recuperação dos reservatórios do Sudeste e do Centro-Oeste, o que permitiu que três dezenas de usinas térmicas com Custo de Valor Unitário superior a R\$ 150,00 por MWh fossem desligadas e a consequente manutenção da bandeira verde, implicando em um alívio nas contas de luz depois do choque de "realismo tarifário" de 2015. Entretanto, o Setor Elétrico ainda tinha desafios a cumprir, considerando que as distribuidoras viviam incertezas e ilustravam a súbita mudança no setor.

Conforme já sinalizado, a bandeira para o mês de maio foi verde, sem custo extra para os consumidores. O fator principal que contribuiu para a manutenção desta bandeira foi o resultado positivo do período úmido, o que recompôs os reservatórios das hidrelétricas, e o aumento de energia disponível com redução da demanda. Ao mesmo tempo, o BC realizou a revisão da estimativa de queda da energia elétrica com resultado de 3,2%, em 2016, frente à previsão anterior de 3,5%. De acordo com a autoridade monetária, esta revisão se deveu às alterações anunciadas no que diz respeito às bandeiras tarifárias. Entretanto, mesmo com valores menores de queda, o setor ainda teria que lidar com uma inadimplência de R\$ 1,5 bilhão. Os agentes e entidades do setor acreditavam que a Lei nº 13.203/2015, que, entre outros temas, trouxe a regra de repactuação do risco hidrológico, não foi suficiente para resolver o problema do *Generation Scaling Factor*. A questão recaía sobre o montante financeiro de quase R\$ 1,5 bilhão que permanecia em aberto, em decorrência das 65 liminares vigentes e que protegiam uma parte dos agentes. A avaliação era de que, caso o cenário de 2015 se repetisse em 2016, os valores de inadimplência seriam tão elevados quanto os que passaram e os impactos financeiros para os geradores continuariam em níveis elevados.

O cenário político conturbado desse mês acarretava consequências para o setor e os agentes estavam preocupados com o desfecho que uma troca presidencial poderia causar. Enquanto isso, o presidente interino Michel Temer tinha caminho aberto para uma renovação quase total das instituições do setor. Após publicação do Diário Oficial da União de 6 de maio de 2016, a saída de Luiz Eduardo Barata da secretaria-executiva do MME foi homologada e o mesmo foi aprovado para exercer a diretoria-geral do ONS. O presidente escolheu o deputado federal Fernando Coelho Filho (PSB-PE) para o cargo Ministro de Minas e Energia e o engenheiro mecânico Paulo Pedrosa foi escolhido como secretário executivo do Ministério. Já na EPE, o matemático Luiz

Augusto Barroso, sócio-diretor da PSR Consultoria em Energia, foi nomeado diretor. Barroso substituiu Maurício Tolmasquim, sendo bem recebido pelos agentes.

Em 18 de maio, foi aprovada a Medida Provisória nº 706/2016 na Câmara dos Deputados e a votação foi o primeiro embate entre a base do governo Temer e a oposição. O grupo opositor criticava o aumento das contas, enquanto a base defendia que era uma forma de melhorar um pouco as finanças da Eletrobras, que ameaçava o Tesouro Nacional. Parlamentares tiveram opiniões diversas sobre a medida provisória. O líder do PDT, Weverton Rocha (MA), criticou o relatório: “*A MP chegou com um parágrafo e saiu com alteração em seis leis. Isso passa para os consumidores de todo o país os custos da produção de energia na região Norte e todos os prejuízos que essas empresas tiverem*”, disse. O deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA) reconheceu que haveria repasse aos consumidores, mas que foi diminuído e que a alternativa seria a falência da Eletrobras. Já a ANEEL considerou equivocada e inadequada a medida provisória, alegando que “*é equivocado porque interfere na competência da ANEEL, cria um feriado regulatório, é casuístico*”, disse o diretor da agência reguladora, Tiago Correia. Ele também salientou que a medida provisória era “inadequada”, em um momento em que se discutia a autonomia das agências reguladoras.

O novo comando do MME definiu a revisão dos subsídios no Setor Elétrico como uma de suas prioridades iniciais. A avalanche de subvenções que engordavam a Conta de Desenvolvimento Energético passaria por um rigoroso pente fino para verificar o que devia ou não ser mantido. Na avaliação da nova equipe, políticas como a tarifa social para consumidores de baixa renda continuavam sendo importantes, mas outros incentivos perderam significado ou acabaram estimulando ineficiências.

A ANEEL continuou a tomar decisões regulatórias de modo a amenizar o impacto no setor das crises política e econômica que o país sofria. O órgão aprovou uma resolução que estabelecia regras para o agrupamento de áreas de concessão atendidas por concessionárias de distribuição sujeitas a controle societário comum e previa, ainda, o tratamento tarifário desta nova área de concessão agrupada. Também foi aprovado o aprimoramento das Resoluções Normativas nºs 414/2010 e 472/2012, no que diz respeito ao atendimento dos critérios exigidos à concessão e fiscalização da Tarifa Social de Energia Elétrica. Uma resolução que simplificava os procedimentos atinentes ao Sistema de Medição para Faturamento de unidades consumidoras e centrais

geradoras conectadas às distribuidoras também foi aprovada pela Agência. O aperfeiçoamento visava reduzir os atrasos no processo de migração de unidades consumidoras para o ACL. Segundo os especialistas, a mudança para o ACL poderia representar uma economia de 25% no custo da energia.

As sobras contratuais de energia viriam a se intensificar em 2017, segundo o presidente do Conselho de Administração da CCEE, Rui Altieri. Pelos cálculos da entidade, o nível de contratação das distribuidoras pode chegar a 112,6% no ano seguinte, considerando a carga estimada no Plano da Operação Energética 2016/2020 e a reposição obrigatória de 96% dos contratos que venceriam em 2016. Mesmo em um cenário em que esse montante de reposição não acontecesse, o nível de contratação das distribuidoras ficaria em 108,3%. As distribuidoras estavam suportando uma sobrecontratação de 110,9%, reflexo da crise econômica no país e da redução de demanda. Essa sobra de energia vinha pressionando o caixa das concessionárias, as quais precisavam liquidar essa energia extra no mercado de curto prazo a preços inferiores ao dos contratos. O governo brasileiro, como resposta a essas sobras, planejava negociar contratos firmes de fornecimento de energia elétrica para a Argentina, pelo período de dois anos. A ideia era aproveitar o excedente de energia elétrica no sistema brasileiro, estimado em 12.000MW médios, e a necessidade energética do país vizinho.

Junho

O mês de junho foi marcado por algumas relevantes alterações regulatórias implementadas ou ainda em discussão. Também foram abordados tópicos importantes, como as questões de eficiência energética, modernização do setor industrial, portabilidade da conta de energia elétrica, mercado livre, entre outros. Para o consumidor, a boa notícia ficou por conta da bandeira tarifária, que permaneceu com a cor verde, indicando que não houve aumento do preço da energia elétrica.

A adoção da bandeira tarifária verde realizada no início de abril foi mantida para o mês de junho, mesmo após decisão do ONS de despachar uma usina com custo de operação de R\$ 259,43 no início do mês, o que poderia justificar uma transição para a bandeira amarela. A decisão tomada pela ANEEL se baseou no entendimento de que não haveria necessidade da transição, uma vez que a usina térmica mais cara operaria apenas por uma semana, além de haver caixa para suprir estas despesas, caso fosse necessário.

Ainda, de acordo com cálculo da GV Energy, a energia seria reduzida em 1% devido ao corte de R\$ 1.094 bilhão no orçamento deste ano da CDE. O cálculo considerou a tarifa média de energia na atualidade, de cerca de R\$ 350,00/MWh. O corte reduz em 8,45% o orçamento da Conta, equivalente à redução de R\$ 3,00/MWh para tarifas de Sul, Sudeste e Centro-Oeste e de R\$ 0,66/MWh no Norte e Nordeste. Segundo o BC, o preço de energia elétrica teria uma queda de 3,5% no ano.

Uma sessão técnica estava prevista para meados de junho, a ser realizada pela ANEEL, para discutir propostas de substituição de motores elétricos. O objetivo era estimular o uso de motores elétricos mais modernos e mais eficientes na atividade industrial, reduzindo a utilização dos mais antigos, uma medida de eficiência energética, à qual o Brasil se comprometeu a alcançar metas como parte do acordo de Paris (COP 21). Especificamente para o Setor Elétrico, a meta visava alcançar 10% de ganhos de eficiência energética até 2030. Como exemplo concreto de ações nesse sentido, pode-se citar o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), o qual conseguiu economizar 11,6 bilhões de kWh, em 2015. A economia equivale a 2,5% do total de energia gasto em um ano no país ou à energia fornecida no mesmo período por uma usina hidrelétrica com capacidade de geração de 2.800 MW, o que resultou na postergação de investimentos em torno de R\$ 1,6 bilhão.

Na Câmara dos Deputados, estava em trâmite um projeto de lei sobre a portabilidade da conta de energia elétrica. Em pesquisa realizada para a ABRACEEL, 73% dos consumidores gostariam de poder escolher seu fornecedor de energia elétrica, reforçando a necessidade de rever as regras do mercado livre brasileiro e de adotar a portabilidade da conta de luz, já aplicada em vários países do mundo. Segundo a consultoria GV Energy, uma migração em massa de consumidores para o ACL estava acontecendo, o que estava aumentando o preço dos contratos de longo prazo neste ambiente de negócio. De janeiro a junho de 2016, o aumento dos preços no mercado de energia incentivada teve variação de 20,65% a 23,36% e com perspectiva de crescimento contínuo, considerando a migração de mais de mil empresas para o mercado livre ainda este ano, afirmou a consultoria.

Em relação à sobrecontratação de energia entre as distribuidoras, a ABRADDEE estimava que a mesma seria de 13,3%, aproximadamente 6.000 MW médios, em 2016. No que se refere às sobras de energia acumulada, as empresas do setor apresentariam ao Ministro

de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, uma proposta de mudanças no Decreto Presidencial nº 5.163/2004, no qual um dos dispositivos “*exige que pelo menos 96% da energia descontratada anualmente seja vendida pelas geradoras no mercado regulado*”. Na época, havia uma preocupação em relação à regra vigente, pois caso esta permanecesse inalterada, as empresas seriam obrigadas a recontratar mais 2.000 MW médios, mesmo sem demanda, até o fim de 2016. Empresas e investidores do Setor Elétrico estavam criticando a falta de consistência nos preços de energia no mercado livre. A expectativa era de que uma definição adequada dos preços viabilizasse contratos de energia com prazos maiores, além de dar maior sustentabilidade a este segmento.

Neste contexto de sobrecontratação, a ANEEL aprovou regras que permitiam a devolução de contratos de energia pelas distribuidoras, tendo em vista a migração de consumidores com demanda entre 0,5 e 3 MW do mercado regulado para o mercado livre. Além disso, foram aprovados novos mecanismos para tratamento do excedente de energia contratada, no chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova, o qual seria centralizado e coordenado pela CCEE. A Agência também aprovou regras que estabeleciam novos parâmetros para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, a partir de 2017, reconhecendo a necessidade de aperfeiçoar a regulação que trata do tema. Outro fator que motivou estas mudanças foi o crescimento da micro e minigeração distribuída, principalmente com o advento da Resolução Normativa nº 482/2012.

Em relação ao segmento de transmissão, a ANEEL regulamentou o acesso de unidades consumidoras e de autoprodutores de energia elétrica à Rede Básica do SIN, por meio de conexão direta ou conexão a instalações de transmissão de uso exclusivo. Os consumidores deveriam firmar o CUST com o ONS e os que já estavam conectados em instalações em tensão maior ou igual a 230 kV deveriam substituir o atual contrato com a distribuidora pelo CUST. A diretoria da ANEEL também aprovou a revisão da Resolução Normativa nº 270/2007, que trata da qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações. A norma busca integrar as boas práticas de operação e manutenção de sistemas de transmissão e aumentar os incentivos regulatórios à realização de manutenções programadas para reduzir ocorrências de desligamentos intempestivos. A Agência também avançou nos processos de concessão para pequenas centrais

hidrelétricas, após a publicação da Resolução Normativa nº 673/2015. Foram outorgadas 17 usinas e 159 já estavam aptas e aguardavam a emissão de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica e Licença Ambiental. Somadas, as 176 usinas deveriam acrescentar ao sistema uma potência instalada de 2.064,72 MW, movimentando investimentos da ordem de R\$ 16,5 bilhões.

A Medida Provisória nº 735/2016, que trata de alterações nas regras do Setor Elétrico, foi alvo de revisão por parte do então Presidente Michel Temer. A alteração viabilizava a venda de ativos e as privatizações de empresas elétricas. O governo também se comprometeu a rever o gasto com os subsídios e programas sociais bancados pela conta de luz, os quais geraram um aumento nas tarifas do ano passado. Segundo o governo, a partir de 2030, o rateio destes gastos será igual para todas as regiões do país.

Julho

Em julho, a situação dos projetos de transmissão em construção no Brasil era delicada. A parcela de projetos entregues fora do prazo foi de 64% dos 336 empreendimentos em construção no país. A situação era preocupante porque os atrasos significavam que projetos de geração não contariam com escoamento disponível quando prontos. Em paralelo, os desembolsos do BNDES para o segmento de energia elétrica somaram R\$ 4,58 bilhões entre janeiro e junho de 2016, representando uma queda de 56% em comparação ao igual período do ano anterior.

A ANEEL informou que a bandeira tarifária permaneceria na cor verde em julho e as expectativas eram de que essa tendência fosse seguida em agosto. Ao mesmo tempo, esperava-se que a energia da usina de Itaipu concedida ao Paraguai custaria caro. O governo decidiu excluir o Tesouro Nacional dessa despesa e transferi-la integralmente ao consumidor. Cálculos preliminares de fontes do setor indicaram que a tarifa da hidrelétrica subiria 12% e, para a conta de luz, o impacto médio foi de um aumento de 2%.

Em 22 de julho, Luiz Augusto Barroso foi nomeado presidente da EPE, sinalizando ainda mais a renovação do governo Temer no Setor Elétrico. As organizações ligadas ao setor buscavam se sincronizar nesse período. O diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, disse que o planejamento energético e a operação precisavam atuar de forma alinhada, o que não vinha acontecendo, especialmente no campo dos leilões de energia.

O governo também tomou decisões regulatórias consideráveis nesse período. O MME publicou a Portaria nº 351/2016, a qual realizou alterações na metodologia para revisão da garantia física de usinas termelétricas movidas a biomassa e de usinas eólicas. O secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, apresentou à cúpula da Comissão de Monitoramento do Setor Elétrico propostas que visavam dar eficiência aos encargos e ao mercado de energia. O Ministério definiu termos e condições para os novos prestadores do serviço de fornecimento, em regime temporário, nas áreas cuja concessão não tenha sido prorrogada nos termos da Lei nº 12.783/2013. O governo também organizou uma ofensiva para derrubar ações na Justiça de geradores, que travavam o mercado de energia.

A Advocacia Geral da União, a ANEEL e a Consultoria Jurídica do MME entraram com um pedido para suspender uma liminar no Superior Tribunal de Justiça que poderia provocar um efeito dominó no setor. O processo dizia respeito ao risco hidrológico. Dezenas de liminares ainda travavam 40% do volume de contratos comercializados na CCEE, o que somava uma inadimplência em torno de R\$ 1 bilhão por mês.

A ANEEL também tomou decisões regulatórias relevantes no período. Dentre elas, decidiu reconsiderar as receitas estabelecidas para as hidrelétricas alcançadas pela Medida Provisória nº 579/2012, elevando o orçamento total de R\$ 2,21 bilhões para 2,41 bilhões, além de aprovar o cálculo da Receita Anual de Geração para as usinas sob regime de cotas. A receita reajustada foi de R\$ 5,6 bilhões, o que representa R\$ 67,17/MWh com tributos. Algumas discussões também estavam em foco, como a ampliação do alcance do desconto para fontes incentivadas nas TUSD e TUST, chamadas tarifa-fio.

A Agência instaurou, ainda, uma audiência pública que tratava da regulamentação do artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, relativo ao custo pela geração fora da ordem de mérito e à importação de energia elétrica sem garantia física. Outra audiência pública também foi aberta para debater o aprimoramento do P&D regulado pela ANEEL. A proposta em discussão visava obter resultados mais relevantes para o setor, promover a prestação de contas do investimento aplicado e aperfeiçoar a alocação de recursos. Nesse período, o diretor da ANEEL, André Pepitone, criou várias chamadas de projeto de P&D estratégicos, incluindo, por exemplo, temas como a análise de instrumentos regulatórios

sobre o impacto do avanço da geração distribuída no segmento de distribuição e melhorias para o ambiente de contratação.

O problema de sobrecontratação ainda não tinha se resolvido por completo no começo de julho. Estimava-se que os consumidores livres, principalmente as indústrias, dobrariam o volume de venda de energia excedente para geradoras e comercializadoras no resto do ano. A ANEEL aprovou medidas, no dia 21, para mitigar a sobrecontratação no segmento de distribuição. A CCEE iniciou a operação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova, que permitia às distribuidoras sobrecontratadas negociar com as geradoras reduções contratuais para o período de julho a dezembro deste ano, a fim de diminuir os impactos da sobrecontratação. Esse dispositivo também possibilitava a realização de cessões compulsórias para equilibrar as trocas entre as distribuidoras que possuíssem sobras. O presidente da AES Brasil, Julian Nebreda, classificou as medidas como positivas e avaliou que a redução dos contratos de energia existente poderia valer já para 2016 e não apenas para 2017. Com relação ao mercado regulado, onde a sobrecontratação das distribuidoras alcançava uma média de 113%, a ABRACEEL defendia que as empresas deveriam poder vender seus excedentes em leilões públicos.

O ACL continuava a ser estimulado. De acordo com o presidente executivo da ABRACEEL, Reginaldo Medeiros, a entidade buscava retomar reuniões com a nova direção do BNDES, no sentido de se discutir financiamentos para a expansão do mercado livre por meio de fontes renováveis. Medeiros se mostrou otimista com o avanço nessa área, uma vez que outras barreiras foram eliminadas ao longo dos últimos anos, com novos mecanismos regulatórios e, agora, com a operação do comercializador varejista. Segundo ele, com a redução da burocracia, a tendência era de que a adesão de novos consumidores se acelerasse. Após a atualização das normas sobre a comercialização varejista pela ANEEL, foram habilitadas as três primeiras empresas pela CCEE para oferecer essa nova e mais simplificada forma de comercialização. A partir de julho, a norma facilitaria a participação dos consumidores especiais e livres e também de geradores no ACL. Por meio da contratação direta com um comercializador ou gerador varejista habilitado pela CCEE, o consumidor ou o gerador passariam, respectivamente, a adquirir ou vender energia elétrica no ACL, exclusivamente com o varejista, deixando de ter relacionamento com a CCEE e com outros agentes. Essa nova modalidade de comercialização dinamizou as formas de contratação de energia elétrica.

Agosto

Durante o mês de agosto ocorreram algumas alterações significativas no Setor Elétrico, as quais foram importantes tanto para o consumidor, como para as empresas. Para as distribuidoras, por exemplo, a boa notícia foi que o preço de energia no mercado livre subiu. No entanto, ainda assim, o aumento não chegou a prejudicar a migração dos consumidores ao ACL, uma vez que o preço ainda era menor do que no mercado regulado.

Segundo a ANEEL, a bandeira tarifária para este mês seguiu verde, em função da evolução positiva do período úmido de 2016, o qual recompôs os reservatórios das hidrelétricas. Para setembro, as expectativas eram de que houvesse uma transição da bandeira tarifária verde para a bandeira tarifária amarela, dado a possibilidade de o PLD atingir o valor de R\$218,00/MWh, bem como a piora das condições de geração de energia elétrica no Nordeste. Apesar disso, economistas preveem que a bandeira tarifária verde se mantenha até o final do ano de 2016, baseado em projeções da inflação. Acreditava-se que, mesmo havendo um adicional de R\$ 1,50 para cada 100 kWh na conta do consumidor, não haveria grande impacto no IPCA. O diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, também compartilhou a expectativa de que a bandeira tarifária permaneceria na cor verde até o fim do ano, uma vez que se iniciaria o período chuvoso.

No mercado livre, embora a energia incentivada tenha sofrido um aumento significativo no seu preço devido às incertezas políticas e regulatórias e ao aumento da demanda, o diretor-presidente da RP Energia, Fabio Berretta, acreditava que ainda seria vantajoso para alguns consumidores migrar para o ACL, tendo em vista a possibilidade de aferir reduções de 15% a 20% no custo com energia elétrica. No entanto, para o preço no mercado livre, a expectativa era de aumento ao longo do ano, caso a demanda por energia elétrica continuasse aumentando e o período de seca persistisse. Paulo Toledo, sócio-diretor da Ecom Energia, indicou que o preço da energia no mercado livre pode ter aumentado em função das incertezas relativas à sinalização de mudança no modelo do Setor Elétrico nos próximos meses. Outro fator que influenciou este aumento era a falta de liquidez no ambiente de negócios, pois parte do excesso da oferta estava "preso" em contratos firmados entre geradoras e distribuidoras, as quais passaram à condição de sobrecontratadas devido à queda da demanda.

Para as geradoras, o aumento no preço da energia para contratos de longo prazo no mercado livre foi um ótimo sinal, devido à possibilidade de melhores resultados com a venda de seus volumes descontratados para os próximos anos. O diretor da Dcide, Herinque Leme Felizatti, afirmou que, descontando o efeito da inflação, o preço atual ainda estava abaixo da média histórica, o que pode permitir a continuidade da curva de alta, a depender de variáveis como recuperação de carga e hidrologia. A recuperação do preço observada no período deveu-se, em grande medida, à revisão da projeção da carga feita pelo ONS, que passou a considerar “*uma leve recuperação da economia em 2017, seguida de um cenário mais favorável a partir de 2018*”. Com isso, o operador elevou o volume de carga previsto e, agora, espera uma taxa média anual de crescimento de 3,7% entre 2016 e 2020.

O mercado livre foi uma opção atraente para o comércio, que buscava reduzir custos em plena recessão. Foram 947 adesões somente nos primeiros 7 meses do ano. Havia, ainda, 1.509 pedidos de migração em andamento na CCEE. Os consumidores que estavam migrando possuíam um perfil de consumo de energia menor. São os chamados consumidores especiais, com contratos de 500 kW a 3.000 kW e com fatura de R\$ 60 mil a R\$ 300 mil mensais. Neste sentido, o governo federal planejava liberar todas as indústrias, inclusive as que consomem menos de 500 kW. Segundo o MME, isso poderia representar uma redução de custos na aquisição de energia, um dos fatores essenciais ao estímulo à recuperação da atividade industrial.

No que se refere à sobrecontratação de energia das distribuidoras, foram adotadas medidas através do Decreto nº 8.828/2016, as quais ajudaram na sua contenção e na busca de evitar que a situação se repetisse. A principal medida do decreto é a ampliação da flexibilidade das distribuidoras na gestão das sobras de energia, evitando o estímulo à recontração desnecessária de energia, caso haja sobrecontratação. Com isso, os custos de compra de energia para acionistas e consumidores seriam reduzidos. Também foram incluídos mecanismos que trazem maior transparência às contas de luz, permitindo a implantação da tarifa binômica para consumidores de baixa tensão. Desse modo, a ANEEL poderá implantar a separação da cobrança nas contas de luz entre o que é o custo da energia elétrica e o custo pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, o chamado “custo do fio”.

O diretor-geral da ANEEL, Romeu Rufino, informou neste mês que os consumidores podem ter que arcar com parte do financiamento de seis distribuidoras do Norte e do Nordeste durante o processo de transferência de seus controles por parte da estatal Eletrobrás à iniciativa privada. Essas distribuidoras enfrentam problemas financeiros e de gestão que fazem com que a tarifa paga pelos consumidores daqueles estados não seja suficiente para cobrir os custos de operação. Como a Eletrobrás não é mais a concessionária responsável pelos investimentos, os recursos para essa conta extra deverão vir da conta de luz, onerando, conseqüentemente, o consumidor.

No início do mês, o IBAMA negou o licenciamento da usina de São Luiz do Tapajós, devido a inconsistências no projeto e no estudo de impacto ambiental do empreendimento. De acordo com relatório da FUNAI, a construção da usina causaria impactos irreversíveis com a remoção de comunidades indígenas de seus territórios tradicionais. O secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, Eduardo Azevedo, destacou que a alternativa para a impugnação do IBAMA à licença ambiental da hidrelétrica de Tapajós seria utilizar usinas termelétricas por mais tempo para preservar os reservatórios. Segundo Azevedo, seria necessário estudar os impactos que a interrupção do processo de licença da usina pode acarretar para o Plano Decenal de Expansão, o qual envolve, não apenas a substituição da energia que seria produzida por São Luiz, mas também uma série de linhas de transmissão vinculadas ao projeto da usina. De acordo com secretário-executivo Paulo Pedrosa, também do MME, o governo poderia ter encontrado um “ponto de equilíbrio” para viabilizar a hidrelétrica de São Luiz do Tapajós.

Setembro

Em setembro, o presidente da EPE, Luiz Augusto Barroso, se sentia otimista e dizia que o setor energético estava preparado para a retomada do crescimento econômico. Segundo ele, a retração da economia nos anos anteriores, com queda na atividade, permitiu uma sobra de energia que daria certo conforto energético nos anos seguintes. Entretanto, depois de anos enfrentando sucessivas crises e uma deterioração das condições econômicas, as empresas do Setor Elétrico colocaram um imenso volume de ativos à venda e, agora, elas competem pelos poucos compradores capitalizados. A maior parte dos ativos colocados à venda resultava de uma conjuntura de insegurança regulatória que dominou o Setor Elétrico nos anos anteriores. Além disso, estimava-se

que o consumidor brasileiro levaria mais de três anos para superar o custo do impacto da Medida Provisória nº 579/2012 sobre o caixa das distribuidoras e mais oito anos para pagar as indenizações remanescentes do processo de renovação das concessões de geração e transmissão em 2013.

Setembro foi o sexto mês de bandeira tarifária verde e fatores como a evolução positiva do período úmido de 2016, que recompôs os reservatórios das hidrelétricas e o aumento de energia disponível com redução de demanda foram relevantes para esse resultado. Por esses motivos, as expectativas eram de que a bandeira continuasse verde em outubro. Por outro lado, estimava-se que os brasileiros pagariam em 2016 cerca de R\$ 20 bilhões em encargos e subsídios do sistema elétrico, os quais incidiam sobre as contas de luz. Os recursos arrecadados serviriam para financiar ações como o programa Luz para Todos e a Tarifa Social de Energia Elétrica, a qual dava desconto aos consumidores de baixa renda. O presidente da ABRADÉE, Nelson Leite, defendia que fossem excluídos da conta do setor tudo o que não estivesse diretamente relacionado com a cadeia produtiva da energia elétrica.

O diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, esperava que os novos parâmetros de aversão ao risco hidrológico embutidos no PLD entrassem em vigor já em janeiro. As revisões no modelo de cálculo foram iniciadas recentemente pelo governo, com o objetivo de criar uma nova metodologia para acionamento antecipado das termelétricas, em relação ao que era realizado anteriormente. No mesmo período, o governo resolveu retomar a discussão sobre a construção de hidrelétricas que provocam maiores impactos socioambientais por incluírem a formação de grandes reservatórios d'água. O diretor-geral da ANEEL, Romeu Rufino, defendia abertamente os benefícios dos empreendimentos com grandes lagos, assim como o presidente da EPE, Luiz Augusto Barroso, e o secretário de Planejamento Energético do MME, Eduardo Azevedo. O governo também buscava formas de atrair investidores e atender às demandas dos agentes, os quais queriam reduzir o risco de investimento no Setor Elétrico Brasileiro. Alguns desses pensamentos incluíam, por exemplo, estudar a entrada de contratos precificados em dólar nos leilões de energia brasileiros. O MME também estudava a criação de uma nova figura de contratação de energia no país, os acordos interruptíveis para energia eólica, o qual seria aplicada apenas ao mercado livre, com a finalidade de auxiliar na viabilização da expansão da fonte, e serviria para flexibilizar os critérios de escoamento da geração eólica.

Em um momento em que o MME tentava aumentar a transparência nas suas ações para conquistar definitivamente a confiança dos investidores, havia um receio de que a nomeação de Ricardo Brandão para retornar ao cargo de procurador-geral da ANEEL pudesse indicar um regresso da Agência a uma postura fechada, devido ao seu envolvimento com a Medida Provisória nº 579/2012. O fato de a nomeação não ter sido aprovada por todos os diretores da ANEEL agravava as incertezas no mercado. Ao mesmo passo, a ANEEL acreditava que o Setor Elétrico poderia enfrentar grandes dificuldades nos próximos dez anos caso não passasse por uma revisão do modelo regulatório. Neste sentido, a diretoria da ANEEL aprovou alterações nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica relacionadas ao processo de Reconciliação de Contratos de Energia de Reserva de empreendimentos eólicos e instaurou audiência pública para colher subsídios e informações da sociedade sobre os critérios de parcelamento das exposições financeiras no mercado de curto prazo, relacionadas ao risco hidrológico.

A ANEEL também aprovou uma nova tarifa, chamada de tarifa branca, às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, denominadas grupo B (127, 220, 380 ou 440 volts), e às pertencentes ao grupo A (alta tensão) que optavam por tarifas de baixa tensão. Com a tarifa branca, o consumidor passou a ter a possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana em que consome a energia elétrica. Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo no horário de ponta e no intermediário, a tarifa branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Deve-se ressaltar que a regulamentação da tarifa branca foi bem recebida por economistas, dada a possibilidade de trazer alívio à inflação. Porém só a longo prazo, pois a adesão ao novo sistema poderá ocorrer apenas a partir de janeiro de 2018.

O governo iniciou um debate para avaliar a viabilidade de migração maciça dos consumidores de energia elétrica no país para o mercado livre e coube aos integrantes do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico avaliar a proposta. Os agentes demonstraram otimismo com a decisão do governo em colocar em debate, junto à sociedade, os desafios para a expansão do mercado livre de energia elétrica. Para Reginaldo Medeiros, presidente da ABRACE, o governo tomou uma grande decisão em favor do consumidor brasileiro. A CCEE, por sua vez, tinha pela frente um obstáculo criado justamente pelo forte crescimento do mercado livre desde o início do ano, qual

seja, administrar o grande número de consumidores pequenos e evitar de se tornar uma câmara "de varejo". O desafio ganha força devido à expectativa de continuação dessa expansão e eventual aprovação da lei que dará a todos os consumidores a opção de escolher de onde comprar a energia.

A PSR Energy Consulting and Analytics fez uma análise dos impactos do Decreto nº 8.828/2016, que alterou algumas regras de comercialização de energia. Segundo a consultoria, o efeito colateral da não renovação da energia existente foi o aumento da necessidade de energia nova, em um sistema onde foi justamente a sobra de energia que causou a necessidade do decreto. Dessa forma, de acordo com a PSR, a alteração regulatória que tinha como objetivo reduzir a sobra das distribuidoras acabou criando mais sobras para o sistema. Além disso, é de se esperar que o excesso de oferta transferido ao ACL pressione para baixo os preços desse mercado, o que pode levar a um aumento ainda maior da migração de consumidores cativos ao mercado livre e incentivado. Entretanto, a usina de Belo Monte ajudou a minimizar a sobrecontratação ao aderir a um mecanismo criado para cancelar contratos e, com isso, a usina conseguiu, ainda, diminuir problemas causados pelos atrasos no projeto. A usina reduziu em 700 MW médios os contratos de venda de agosto a dezembro na segunda rodada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova, realizada para ajudar a mitigar os problemas de sobrecontratação. O mecanismo foi uma forma de unificar as negociações entre as distribuidoras sobrecontratadas e os geradores com projetos em atraso, sendo que estes, por sua vez, viram a postergação da entrada em operação como uma oportunidade para mitigar as perdas e a exposição ao mercado de curto prazo.

Outubro

Durante o mês de outubro, foram discutidas e aprovadas mudanças no regulamento do Setor Elétrico que impactaram positivamente as empresas distribuidoras de energia elétrica. No que diz respeito ao consumidor, a bandeira tarifária se manteve verde para o mês. No entanto, expectativas futuras quanto à conta de luz e outras mudanças que ocorreram no setor parecem não favorecer o consumidor.

Como dito, a bandeira tarifária permaneceu verde no mês de outubro, como vinha acontecendo desde abril. Contudo, conforme relatório do PMO do ONS, em novembro, a bandeira tarifária pode passar a ser amarela, em função da condição hidrológica

desfavorável. Este cenário conduziria ao acionamento de térmicas com Custo Variável Unitário elevado, impactando o Custo Marginal de Operação em todos os submercados. A partir de 2017 e pelos próximos oito anos ou mais, de acordo com o ex-diretor da ANEEL, Julião Coelho, a conta de luz poderá ficar em até 5% mais cara para o consumidor, uma vez que o governo deve começar a quitar as dívidas com as transmissoras. Como o governo deixou de realizar o aporte necessário no setor e não passou os efeitos imediatamente destas dívidas à tarifa para evitar desgaste político, o custo total da indenização está na ordem de R\$ 30 bilhões.

No contexto legislativo, a Câmara dos Deputados estava analisando o Projeto de Lei nº 5.824/2016, que unifica a tarifa de energia elétrica no país. Mais especificamente, este projeto de lei determina a definição de uma tarifa uniforme, até 15 de dezembro de cada ano, a ser adotada por todas as concessionárias e permissionárias no país para cálculo das respectivas faturas de energia elétrica, a partir de 1º de janeiro do ano seguinte. Para unificar a tarifa, devem ser considerados os encargos setoriais, o tratamento regulatório das perdas comerciais projetadas e verificadas pelas distribuidoras anualmente, os mecanismos que garantam o funcionamento da Conta Tarifa Elétrica Nacional, as multas e as sobras de saldo. O projeto de lei ainda será analisado pelas comissões de Minas e Energia e de Constituição e Justiça e de Cidadania.

Ao mesmo tempo, o Senado aprovou a conversão em lei da Medida Provisória nº 735/2016, que facilita as privatizações no Setor Elétrico. No entanto, a matéria ainda passaria por sanção presidencial. A versão final da Medida Provisória nº 735/2016 trouxe a possibilidade de as distribuidoras venderem seus excedentes de energia, além de ter criado um programa de modernização das redes de distribuição de energia, com o intuito de reduzir a emissão de CO₂. Contudo, esta medida provisória também prevê incentivos às termelétricas, consideradas fontes "sujas", demonstrando sua ambiguidade. Por exemplo, seu artigo 20 incentiva o uso do carvão, fonte altamente poluente. Ressalta-se que essas ações foram propostas mesmo após o Brasil ratificar o Acordo de Paris, em setembro.

Ainda no que se refere à Medida Provisória nº 735/2016, que tem como um de seus objetivos eliminar o conflito de interesse que envolve a administração da Conta de Desenvolvimento Energético, algumas alterações foram propostas através de um relatório. Neste sentido, o governo deverá apresentar, até o final do ano, um plano para

redução de despesas da CDE, o que inclui diminuir seu orçamento, limitar despesas, adotar critérios para priorização da aplicação da receita e a redução dos recursos, bem como a criação de instrumentos para que as despesas da CDE não superem o limite de cada exercício. O relatório estabelece, ainda, o Plano Nacional de Modernização das Redes de Energia Elétrica, chamado de InovaRede, e uma emenda que abre espaço para o Poder Concedente manter os contratos firmados entre a Abengoa e os fornecedores de equipamentos, caso a ANEEL declare caducidade de um conjunto de contratos que somam 22 linhas de transmissão, totalizando 6.155 km de extensão. O InovaRede tem como objetivo aumentar a confiabilidade da rede e incentivar a redução do tempo de reestabelecimento do fornecimento de energia elétrica, com melhoria dos indicadores de qualidade.

Outra emenda à Medida Provisória nº 735/2016 foi introduzida com o objetivo de conter a exclusão compulsória de usinas do Mecanismo de Realocação de Energia, uma vez que, no final de setembro, a ANEEL havia publicado uma lista com 38 usinas hidrelétricas de pequeno porte que seriam excluídas deste mecanismo a partir de janeiro de 2017. A emenda determina que poderão ser excluídos do Mecanismo de Realocação de Energia apenas os agentes que solicitarem a saída ou em caso de perda de outorga. Estabelece-se, ainda, o mínimo de um ano para revisão ordinária da garantia física de pequenas centrais, ressalvados os novos empreendimentos, que serão aferidos após 24 meses de operação. A Medida Provisória nº 735/2016 também inclui, em seu relatório final, a redução gradual dos limites de carga para a participação de consumidores no mercado livre, incluindo os consumidores em tensão inferior a 69 kV e com carga acima de 3 MW, que não podem migrar para o ACL.

Com a conversão da Medida Provisória nº 735/2016 em lei, também será possível prorrogar por 30 anos os contratos de concessão de pequenas centrais hidrelétricas com potencial maior que 5 MW e inferior ou igual a 50 MW, caso não tenham sido prorrogados antes e estejam em vigor quando da publicação da nova lei. Porém, essa prorrogação será onerosa, mediante pagamento pelo Uso do Bem Público e o Poder Concedente deverá informar ao titular da usina, para fins de prorrogação, o valor desse pagamento, que deverá "*atender aos princípios da razoabilidade, viabilidade técnica e econômica, e considerar, inclusive, os riscos e tipos de exploração distintos, tanto autoprodução, como de produção para comercialização a terceiros*" com, no mínimo, dois anos de antecedência.

Outra emenda à medida provisória prevê a venda de sobras contratuais pelas distribuidoras, o que pode gerar uma receita maior e mais estável às concessionárias, reduzindo também o risco de sobrecontratação. A expectativa é de que o governo regulamente a venda por decreto e determine que ela seja aberta à participação dos agentes do ACL.

Em relação ao mercado livre, uma discussão importante foi colocada pelo governo. Basicamente, discute-se sua expansão e uma redução significativa dos encargos cobrados dos consumidores e, para tanto, propõe-se uma alteração na metodologia de cálculo no PLD. O objetivo era torná-lo mais próximo da realidade do sistema, uma vez que há um entendimento de que a modelagem computacional até então utilizada não captura corretamente a real necessidade da matriz energética. Na visão do vice-presidente da Brookfield Energia Renovável, André Flores, as mudanças regulatórias podem ser um impedimento para o financiamento de usinas via mercado livre, dado que podem comprometer o retorno do investimento. Para ele, a discussão sobre uma ampliação do mercado livre de energia no Brasil esbarra, justamente, no desafio de como garantir a expansão da matriz elétrica. Flores, afirma, ainda, que há a necessidade da viabilização de um ambiente regulatório estável, onde seja possível prever com certa segurança os preços de energia.

O diretor técnico da consultoria PSR, Bernardo Bezerra, estima que haja uma redução aproximada de R\$ 24,00/MWh na tarifa do mercado cativo em 2019, uma vez que, a partir deste ano, as dívidas do setor, contraídas entre 2013 e 2015, terminarão de ser amortizadas e impactarão menos o valor das tarifas. Bezerra acredita que esse cenário requer uma cautela futura para os muitos consumidores em migração para o ACL, o qual, no período, estava com *spread* favorável de 30% em relação ao ACR. No curto prazo, as vantagens da migração continuam. Porém, entre 2021 e 2024, o país deve entrar em uma fase de equilíbrio de oferta e demanda, depois de um período de baixa contratação de energia em leilões, implicando em uma maior competitividade do mercado cativo.

Novembro

No mês de novembro, o setor ainda se encontrava abalado pelas mudanças políticas. Alguns temas polêmicos estavam sendo abordados, como a Proposta de Emenda à Constituição nº 241/2016, que buscava diminuir os gastos do governo por anos. A

redução do tamanho dos subsídios do Setor Elétrico também era uma questão difícil e antipática, mas necessária, segundo o secretário executivo do MME, Paulo Pedrosa. Pedrosa também destacou que a migração para um mercado livre não ocorre sem regras de transição, acreditando que o ACL não deixaria de ser um ambiente de negociação de energia elétrica complementar e passaria a ser protagonista no Brasil. Em suas palavras, não se construía um círculo virtuoso dessa forma. Enquanto isso, um acordo binacional com a Bolívia se instaurava.

A Eletrobras e a ENDE, empresa estatal boliviana, firmaram um convênio de cooperação com o Banco de Desenvolvimento da América Latina para estudos de aproveitamento hidrelétrico binacional no Rio Madeira. Este projeto hidrelétrico produziria 3.000 MW, dos quais 50% seriam disponibilizados à Bolívia e 50% ao Brasil.

O problema de sobrecontração ainda continuava sem solução definitiva. A possibilidade da venda de excedentes de energia prevista pela Lei nº 13.360/2016 não era vista pelas distribuidoras com uma solução líquida e certa para reduzir uma parte da sobrecontratação, tendo em vista que havia muita incerteza em relação à forma como a lei viria a ser regulamentada pela ANEEL.

A bandeira tarifária de novembro foi amarela. A mudança aconteceu após o relatório do PMO do ONS apontar que a condição hidrológica estava menos favorável. Entretanto, algumas autoridades do Setor Elétrico avaliavam que as condições meteorológicas e o forte ingresso de novas unidades de geração levariam à retomada do nível verde da bandeira tarifária da conta de luz, em dezembro.

O CMSE informou que a ampliação da capacidade de geração de energia elétrica do país alcançava 8.611 MW, em 2016. O crescimento registrado nos dez primeiros meses deste ano foi superior ao registrado em todo o ano de 2014, marcado pelo recorde de expansão anual. Ao mesmo passo, a quantidade de subsídios na área de energia atingiu um tamanho tão grande que passou a representar 20% da conta de luz paga pelo consumidor. Segundo Romeu Rufino, diretor geral da ANEEL, *“cada subsídio, isoladamente, pode até fazer sentido. O problema é que, empilhados, eles atingiram um patamar insustentável para a tarifa de energia”*. Ao mesmo tempo, um aumento da tarifa de energia elétrica, destinado a indenizar as empresas de transmissão em R\$ 65 bilhões a partir de 2017, era o foco de preocupação da área econômica do governo.

A ANEEL, por sua vez, apresentava uma proposta que previa limites para que as distribuidoras pagassem dividendos ou juros sobre o capital próprio a acionistas, quando as empresas estiverem abaixo das metas de qualidade do serviço estabelecidas pelo regulador. Além disso Agência ainda realizava audiências públicas para discutir a possibilidade do registro retroativo de acordos bilaterais de redução de contratos de energia entre distribuidoras e geradores.

A ANEEL também regulamentou os dispositivos das Leis n°s 13.203/2015 e 13.299/2016, que ampliaram o alcance dos descontos nas TUSD e TUST para empreendimentos de geração de fontes incentivadas. Quanto ao seu posicionamento sobre o cenário político, a Agência levou ao governo suas recomendações de veto presidencial à Medida Provisória n° 735/2016. Duas emendas importantes estavam entre as sugestões de veto encaminhadas pela ANEEL ao MME. Uma delas envolvia o Inova Rede, programa de modernização das redes de distribuição, que era defendido pelas empresas do setor. Outra era a emenda que abria caminho para uma relicitação dos ativos da espanhola Abengoa dentro do processo de recuperação judicial da empresa.

O governo ainda não havia decidido quais pontos seriam vetados na Medida Provisória n° 735/2016. De acordo com uma edição do Energy Report, da PSR, havia pacotes de bondades e de maldades no texto que chegou à Presidência. Os vetos à medida provisória dividiam opiniões. A ABINEE publicou um posicionamento criticando um veto à medida, recomendado pela ANEEL. Para o presidente executivo da associação, Humberto Barbato, tratava-se de uma avaliação “descabida”, que poderia trazer sérios prejuízos ao setor, comprometendo a manutenção de empresas tradicionais no Brasil e gerando uma onda de demissões. Ao mesmo tempo, estimava-se que o programa de modernização das redes de distribuição, previsto no projeto de conversão da medida provisória, aumentaria em R\$ 6 bilhões o investimento anual das empresas do setor, segundo estimativa da ABRADÉE. Por fim, o Presidente Michel Temer sancionou a Lei n° 13.360/2016, vetando as questões apontadas pela ANEEL, com publicação no Diário Oficial da União em 18 de novembro.

A Câmara dos Deputados também analisava mudanças no ICMS que impactavam diretamente o Setor Elétrico. Uma sentença da Justiça do Rio de Janeiro permitiu que uma concessionária do estado excluísse da cobrança do ICMS o acréscimo decorrente das bandeiras tarifárias. O Ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho,

afirmou que a decisão dos governadores de aumentar as alíquotas do ICMS, para resolver a crise financeira dos estados, poderia representar um alívio imediato, mas, a médio e longo prazos, teria um efeito completamente contrário.

O MME publicou, no Diário Oficial da União de 4 de novembro, a Portaria nº 520/2016, com as diretrizes da sistemática para a realização do Leilão de Reserva, os quais seriam realizados em dezembro de 2016. De acordo com a portaria, o detalhamento da sistemática previa que o certame deveria aceitar propostas para dois produtos, eólica e solar. O leilão de reserva vinha sendo encarado pelos agentes do setor como uma espécie de tábua de salvação para as fontes eólica e solar, as quais teriam nele a última oportunidade do ano de contratação para atender a demanda industrial. O sucesso do leilão de privatização da Celg-D foi um “momento histórico” não só para o Setor Elétrico, mas para todo o país, afirmou Paulo Pedrosa, secretário-executivo do MME. Segundo ele, todos os consumidores brasileiros seriam beneficiados com esse investimento e com o crescimento de um “*player* global” como a Enel no segmento de distribuição brasileiro.

Dezembro

O mês de dezembro encerrou o ano de 2016 com grandes preocupações relacionadas às questões das dívidas e indenizações do Setor Elétrico, como foi o caso das cifras bilionárias que, a princípio, seriam repassadas ao consumidor. Em termos regulatórios, não houve grandes projetos aprovados. No entanto, houve bastante discussão em torno das tarifas do setor, da sobrecontratação de energia, de usinas hidrelétricas, dentro outros assuntos. A bandeira tarifaria para este mês voltou a ser verde e o presidente do ONS, Luiz Eduardo Barata, acreditava que a mesma deveria se manter verde até o final do verão, acompanhando o período de chuvas.

De acordo com a ANEEL, os custos de energia elétrica para 2017 teriam um aumento para os consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. O aumento se daria em função de um reajuste de 11,41% no preço da energia elétrica gerada por Itaipu. Essa mudança foi consequência de um acordo firmado entre o ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva e o ex-presidente do Paraguai, Fernando Lugo, em 2009. Além disso, a Agência estimou que os consumidores de todo o país teriam que suportar um custo de 12,8 bilhões em 2017, relacionados à Conta de Desenvolvimento Energético. No

entanto, como o valor arcado pelos consumidores no ano de 2016 foi aproximadamente 20% maior, poderia haver uma redução dos preços da conta de luz em 2017.

No caso das empresas eletro-intensivas do setor industrial, responsáveis por grande parte do consumo de energia elétrica, houve um aumento estimado do preço da energia elétrica no mercado livre, em função de um reajuste da parcela destinada à tarifa de transmissão. Por esta razão, essas empresas analisam acionar a Justiça contra este aumento. O reajuste visou o pagamento de R\$ 65 bilhões em indenizações às donas de linhas de transmissão, por um período de oito anos. O argumento é que este aumento era ilegal, com base na Lei nº 9.648/1998, e o valor que essas empresas pagam pela tarifa de transmissão, no mercado livre, pode subir de R\$ 14,00/MWh para R\$ 40,00/MWh, segundo os cálculos da ABRACE. Para a associação, os impactos desse aumento podem ser devastadores, sobretudo considerando uma economia que ainda tenta se recuperar da crise. Caso nada seja feito, a transmissão passará a representar quase um terço do preço da energia elétrica.

Em relação às distribuidoras, a ANEEL definiu os valores que estas terão que repassar para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para fins de liquidação das operações do mercado de curto prazo, referente a outubro de 2016. Trata-se de um repasse da ordem de R\$ 865.000,00, aproximadamente. Em contrapartida, as distribuidoras receberiam da Conta um valor aproximado de R\$ 880.000,00. A ANEEL também autorizou o repasse de R\$ 82,4 milhões desta Conta para 25 distribuidoras, referente à contabilização financeira de novembro.

Em audiência pública realizada pela ANEEL, foi discutida a incidência de tributos sobre subvenções econômicas e a forma de apresentação nas faturas de energia elétrica. Conforme análise da área técnica da Agência, há dois modelos de apresentação que são utilizados pelas distribuidoras. O modelo “tarifa” não inclui os tributos nos valores unitários dos itens relacionados à energia elétrica, sendo estes apresentados como itens de fatura adicionais. Já o modelo “preço” inclui todos os tributos nos valores unitários dos itens relacionados à energia elétrica. A ANEEL considera que o modelo “preço” é o mais compatível com a natureza híbrida de nota fiscal e fatura da conta de luz, podendo auxiliar na adoção futura do padrão de Nota Fiscal de Consumidor Eletrônica para o consumo final de energia elétrica. Neste sentido, a Agência estudava uma forma

de obrigar as distribuidoras a apresentarem os valores de tributos estaduais e federais cobrados na conta de luz.

No que se refere à sobrecontratação de energia, a princípio, a ANEEL negou os pedidos das distribuidoras para que parte da sobrecontratação sofrida ao longo deste ano fosse considerada "involuntária", o que levaria a um repasse desta parcela dos custos de energia aos consumidores. O argumento da Agência é que os riscos fazem parte do negócio e, neste caso, eventuais ônus ou bônus ficarão a cargo da distribuidora, não devendo ser repassados ao consumidor. Em nota técnica, a ANEEL afirmou que a redução dos contratos de energia existente não era a única ferramenta que as distribuidoras possuíam para gerenciar seus níveis de contratação, podendo utilizar vários outros mecanismos para isso, como a compensação de sobras e déficits de energia nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. No entanto, segundo a EPE, a Agência ainda deve avaliar melhor a questão em janeiro. O Governo também estuda reduzir sobras de energias, descontratando a energia de reserva. De acordo com o presidente da EPE, Luiz Barroso, este estudo visou reduzir o excesso de oferta de energia no sistema. Neste sentido, também foi cancelado o leilão de reserva previsto para ser realizado em 19 de dezembro, uma vez que o sistema já está com sobras de energia.

A ANEEL aprovou mudanças na Resolução Normativa nº 412/2010, com a simplificação, de modo semelhante às regras aplicadas às pequenas centrais hidrelétricas, no âmbito da Resolução Normativa nº 673/2015, do processo de autorização para construção de usinas hidrelétricas com potência instalada entre 5 MW e 50 MW. A ANEEL também homologou os limites máximo e mínimo do PLD para 2017, sendo R\$ 533,82/MWh como teto e R\$ 33,68/MWh como piso. O cálculo máximo considera os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para despacho centralizado, enquanto que o valor mínimo leva em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os custos referentes à compensação financeira.

A equipe da área de energia do governo federal estuda uma estratégia para retomar a construção de usinas hidrelétricas no país. O objetivo é viabilizar, dentro de parâmetros socioambientais, novos empreendimentos do tipo, de médio e grande porte, com ou sem reservatórios, entre eles o projeto da usina de Tapajós. A estratégia baseia-se em dois

pontos principais, quais sejam, melhorar a comunicação com a sociedade e efetuar a revisão de estudos técnicos e ambientais para dar consistência socioambiental aos projetos. Outro ponto abordado foi a possibilidade de que os futuros concessionários tenham direito, durante os primeiros cinco anos de contrato, a repassar às contas de luz duas vezes os investimentos na melhoria do sistema. Pelas regras atuais, as chamadas revisões tarifárias acontecem apenas uma vez a cada cinco anos.

O Brasil, através de empresas como a Eletrobras e a Energia Sustentável, assinou um memorando de entendimento com a Bolívia para a formalização de um futuro acordo de cooperação para o desenvolvimento de estudos do projeto hidrelétrico binacional de Guajará-Mirim. Com 3.000 MW de capacidade instalada e um orçado em R\$ 15 bilhões, o projeto se situa na fronteira dos dois países. Segundo Victor Paranhos, presidente da Energia Sustentável, a instalação da hidrelétrica permitirá a criação de uma malha hidroviária de 4.200 km navegáveis e a estabilização da cota do reservatório da usina de Jirau.

Capítulo II - Leilões

O ano de 2016 foi marcado por diversas mudanças e incertezas no setor de leilões de energia elétrica. A discussão sobre a atratividade dos leilões foi recorrente entre os principais agentes do setor durante todo o ano e, além disso, o cenário político e econômico adverso atravessado pelo Brasil teve impactos importantes sobre a realização dos mesmos.

A expectativa inicial era de leilões de geração mais fracos. Destacou-se, entre os principais acontecimentos, as mudanças na participação dos leilões, que passou a incluir empreendimentos com energia descontratada, empreendimentos novos ou ampliações licitadas, porém inoperantes até a data do leilão.

Nesse ano, os leilões de transmissão sofreram adiamento, sendo o primeiro realizado apenas em abril. Estes tiveram a RAP máxima e a taxa de retorno recalculadas e foram divididos em etapas. No entanto, o licenciamento ambiental prévio exigido pela ANEEL, fator crucial para os empresários, não foi alterado.

Os leilões também sofreram mudanças nas condições de financiamento pelo BNDES para geração e transmissão, de acordo com uma nova política do banco de financiar infraestrutura com estímulo ao mercado de crédito privado por meio de emissão de debêntures incentivadas.

Outro ponto marcante para o setor de leilões foi o processo de venda da Celg-D, o qual se estendeu até o final do ano, mesmo possuindo, em janeiro, diversos interessados. O alto valor exigido pela Eletrobras e, principalmente, as dívidas da empresa foram fatores agravantes para a realização da venda, a qual só ocorreu no final de novembro.

Seguem as principais informações sobre os leilões do ano de 2016.

Janeiro

O início de 2016 foi marcado, principalmente, pela discussão sobre a atratividade dos leilões de transmissão e sobre as mudanças nos de geração. No geral, houve expectativa de leilões mais fracos para o ano de 2016, corroborada por Maurício Tolmasquim, então presidente da EPE, e por especialistas do setor, como o professor Nivalde de Castro, do GESEL/UFRJ. As opiniões sinalizavam uma queda na necessidade de contratação,

devido à pouca demanda das distribuidoras, tanto em razão dos cenários econômico e político adversos, como pelas exigências para renovação das concessões.

Com relação à atratividade dos empreendimentos, depois de quatro leilões de transmissão, em que menos da metade dos lotes oferecidos tiveram interesse dos investidores, gerou-se um debate entre governo e especialistas sobre as medidas a serem tomadas para aumentar os interessados nas próximas disputas, pois uma menor atratividade poderia provocar problemas ao atendimento das necessidades de escoamento de energia do país. Dentre as alternativas, o governo considerou aumentar a taxa de retorno e as receitas propostas. O Ministro interino do MME, Luiz Eduardo Barata³, destacou ainda a possibilidade de se realizar leilões com lotes menores e, assim, melhorar a atratividade dos certames. Esta última proposta se contrapôs à declaração do então Ministro do MME, Eduardo Braga, de que seria realizado, de uma vez, um leilão de transmissão com investimentos estimados em R\$ 14 bilhões em fevereiro de 2016, ou seja, praticamente todo o volume de investimento que os leilões do setor conseguiram captar ao longo de 2015. A mudança nos planos ocorreu também devido ao conturbado cenário econômico.

Sobre os leilões de geração, destacou-se o dispositivo previsto na Lei nº 13.203/2015, resultante da Medida Provisória nº 688/2015, trazendo novas diretrizes na regra dos leilões de geração de energia. Este dispositivo foi resultado de uma emenda à medida provisória, uma dentre uma série de benefícios concedidos ao Setor Elétrico para que o governo conseguisse aprovar uma medida urgente de transferência do risco de faltar água nos reservatórios das hidrelétricas das geradoras para os consumidores. As mudanças permitiram que empreendimentos já existentes vendessem a energia descontratada no leilão A-5, uma vez que previu a participação de empreendimentos novos ou ampliações que já possuíssem outorga de concessão licitada, desde que não tivessem entrado em operação comercial até março de 2015.

Esta emenda beneficiaria a usina de Belo Monte, a qual poderia vender a garantia física descontratada a preços melhores e livre do risco hidrológico e 900 MW médios destinados ao mercado livre poderiam ser direcionados ao leilão A-5, uma novidade para os leilões. Além de beneficiar Belo Monte e outras 53 usinas prontas ou em

³ Luiz Eduardo Barata assumiu a pasta de Minas e Energia durante afastamento do então Ministro Eduardo Braga.

construção, a medida ajudaria a reduzir os preços negociados, uma vez que esses projetos não exigiriam a remuneração dos investimentos. Por outro lado, projetos novos que poderiam garantir a expansão da matriz energética do país poderiam não ser contratados, por terem preços menos competitivos.

Ainda sobre o mês de janeiro, a Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aprovou uma proposta prevista no Projeto de Lei nº 3529/2012, que obriga as distribuidoras a comprar 700 MW de biomassa por ano. A aquisição deverá ser feita durante 10 anos e através de leilão. Segundo o projeto de lei, para participar dos leilões, as empresas de energia vão ter que comprovar primeiramente um índice mínimo de 60% de nacionalização de equipamentos e serviços. A expectativa é de que a geração por meio da biomassa seja complementar à matriz hidrelétrica.

Destacou-se entre os leilões mais esperados o da distribuidora Celg-D. Com sua privatização aprovada em dezembro pelos acionistas da Eletrobras, a distribuidora possuiu já, no começo de janeiro, grandes interessados em seu leilão. O interesse partiu tanto de empresas nacionais, como a Equatorial Energia, quanto de estrangeiras como a chinesa State Grid e a italiana Enel. O Processo de privatização da Celg-D incluía *road shows* e forte análise do TCU. Contudo, no final do mês, uma divergência sobre os critérios de repactuação da dívida contraída pela distribuidora Celg com Itaipu levou a ANEEL a suspender a privatização da empresa.

Em janeiro, também houve a habilitação de 43 empresas vencedoras do 2º LER de 2015, realizado em novembro. Os empreendimentos aprovados somavam 1291,7 MW, sendo 958,7 MW de capacidade apenas de fotovoltaicas e os 333 MW restantes a partir de eólicas.

Fevereiro

O receio sobre os leilões de transmissão continuava latente em fevereiro. Como solução para o problema de atratividade, o TCU determinou o recálculo da RAP máxima e da taxa de retorno válidas para os leilões de transmissão a partir do leilão nº 13. A ANEEL definiu, então, uma nova WACC, que passou de 8,5% para 9,5% ao ano. Com isso, a RAP dos lotes subiu, em média, 11%. Outra medida adotada como solução foi a divisão do leilão em duas etapas. Inicialmente, a oferta era de 26 lotes de linhas e subestações, totalizando 12.911 km, em apenas um “mega” leilão. Após a divisão, a primeira etapa

do leilão passou a ofertar 24 lotes e apenas 6,5 km. Nessa etapa foram priorizadas as linhas de transmissão que já possuíam empreendimentos contratados e também obras de reforço do sistema, devido à urgência e relevância dessas instalações para o sistema.

Em contrapartida, havia grandes expectativas do ACL em leilões que pudessem ocorrer ainda em 2016, com foco nas hidrelétricas. A ideia seria formar uma carteira ACL, em que os compradores da energia pré-habilitados fizessem suas ofertas, colocando os produtos que desejavam e o preço. A ABRACEEL apresentou uma proposta que sugeria o fim das restrições de acesso do segmento industrial ao mercado livre, para que as sobras de energia resultantes da migração de consumidores que estavam no ambiente regulado pudessem ser vendidas livremente à indústria. Dessa forma, as próprias distribuidoras de energia poderiam negociar os excedentes em leilões direcionados ao ACL, em vez de liquidar essa energia ao PLD. A proposta foi encaminhada ao MME, na esperança de que essa participação equacionaria a questão da expansão da oferta para o mercado livre.

Ademais, a diretoria da ANEEL aprovou o edital de leilão para contratação de 309,6 MW de capacidade térmica e 1.169 MWh anuais para sistemas isolados no Norte do país. A licitação foi realizada para atender a 56 localidades dos mercados da Amazonas Energia e Celpa, respectivamente, nos estados do Amazonas e Pará, regiões que se encontravam com o fornecimento de energia em risco. Os projetos do leilão foram desenvolvidos pelas próprias concessionárias, as quais solicitaram à ANEEL a operacionalização das concorrências. Além disso, a ANEEL instaurou audiência pública para discutir o modelo do edital dos leilões de compra de energia para esses sistemas isolados. A proposta da diretoria foi de incluir novas opções e condições de garantias e que as modalidades pudessem ser, de comum acordo entre comprador e vendedor, utilizadas em substituição ao CCG. No entendimento da ANEEL, a medida poderia atenuar os impactos nas receitas das concessionárias da região Norte, as quais enfrentavam elevado custo financeiro e acentuado nível de comprometimento de receitas decorrentes dos CCGs.

Foi instaurada, também, audiência pública para discutir as sobras involuntárias da alocação de CCGF. A proposta da Agência buscava neutralizar os impactos da sobrecontratação gerada pela queda no consumo e pelo regime de contratação compulsória via os CCGFs, a qual reduz a flexibilidade das distribuidoras na gestão dos

montantes contratados. A medida visava também aproveitar os saldos positivos no planejamento da demanda de energia dos leilões A-1. Seria feito o abatimento em um ano específico, transferido como direito a abatimentos de demandas das concorrências de anos subsequentes, caso solicitado pelas concessionárias.

Ainda no mês de fevereiro, a receita gerada pelo leilão de hidrelétricas, realizado em novembro de 2015, possibilitou ao país obter seu primeiro superávit primário em meses. Em janeiro, o governo economizou mais de R\$ 14,8 bilhões, o quarto melhor esforço fiscal registrado para o mês, tendo em vista o pagamento da parcela de R\$ 11 bilhões do último leilão de concessões de usinas hidrelétricas. Além disso, foram habilitadas mais 9 empresas vencedoras do 2º LER de 2015, somando 227,2 MW de capacidade, dos quais, 167,2 MW são eólicos e os 60 MW restantes, fotovoltaicos. Houve a habilitação, também, da última vencedora do leilão A-1, realizado em dezembro. A empresa habilitada foi a USJ Açúcar e Álcool, que negociou a termelétrica São João, com capacidade de 40,7 MW e localizada em São Paulo, com receita fixa de R\$ 3,2 milhões ao ano, ICB de R\$ 166,50/MWh e garantia física de 3,5 MW médios.

Março

Março se inicia com um leilão de sucesso por parte da CTG, marcando sua entrada no mercado livre. A empresa ofertou três produtos, com duração de contratos entre três e doze anos, a partir da geração das usinas Jupuíá e Ilha Solteira, e o leilão liberava a negociação de até 30% da energia no mercado livre. Em contrapartida, as expectativas dos especialistas quanto ao leilão A-5, o qual apesar de ter registrado recorde de projetos inscritos, até março já havia sido adiado três vezes, se demonstravam baixas. Isso é fruto de uma percepção de baixa demanda para o certame, consequência do fraco desempenho da economia brasileira e da sobrecontratação das distribuidoras.

Apesar da fraca demanda no mercado e da sobreoferta das distribuidoras, além dos leilões A-5 e do A-3, a EPE anunciou a realização de pelo menos dois LERs e estudava a possibilidade de um terceiro. O primeiro leilão de reserva foi destinado a usinas solares, com contratos de 20 anos, e PCHs e CGHs, com contratos de 30 anos. Vale ressaltar que este seria o primeiro leilão do governo a permitir a participação das CGHs, que lutavam, desde 2015, pela formalização dos seus direitos de participação nos leilões no ACR. Já o segundo leilão destinou-se a usinas fotovoltaicas e eólicas, com contratos de 20 anos. Além disso, muito se discutiu sobre a possibilidade da realização de uma

segunda fase, na qual seriam ofertados projetos de transmissão para escoar a energia dos parques eólicos negociados na primeira etapa.

A expansão das linhas de transmissão, necessária para conectar os projetos à rede, se apresentava como um grande desafio para a manutenção do crescimento da geração limpa no Brasil. Por isso, buscou-se estimular a geração eólica para atrair investidores para construir as linhas de transmissão e, ao mesmo tempo, evitar que houvesse descasamento entre a construção das usinas e das linhas. Para muitos especialistas e empresários do Setor Elétrico, os LERs foram considerados a esperança para as renováveis. Apesar das melhores condições para os leilões de transmissão neste ano, quando comparado a anteriores, o desafio de conseguir capital no Brasil continuava a existir. Por esse motivo, os especialistas categorizaram como “*momento difícil para o país*”. Assim a ANEEL decidiu dividir o já anunciado leilão de transmissão de R\$ 22 bilhões em duas partes, considerando, também, a crise vivenciada pela Abengoa, responsável por 6.000 km de linhas de transmissão referentes ao escoamento da hidrelétrica de Belo Monte e eólicas.

O mês terminou com novas diretrizes para os leilões, uma vez que a ANEEL definiu uma nova regra para os saldos dos contratos de CGF, o que atinge diretamente os leilões do tipo A-1. Pela nova regra, o eventual saldo positivo decorrente da alocação de contratos de cotas de garantia física, em volume superior aos contratos encerrados ou reduzidos em determinado ano, poderá ser abatido da demanda de Leilões A-1 de anos subsequentes, caso solicitado pelos agentes de distribuição. A revisão foi motivada por solicitação da ABRADDEE, a qual apontou a necessidade de ajustes referentes ao tema das sobras involuntárias e montante de reposição antes da emissão das declarações de cotas para o leilão A-5.

Além dessa mudança, a diretoria do BNDES aprovou novas condições de financiamento para os empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica a serem licitados em 2016 por leilões. Os destaques das condições aprovadas foram: a possibilidade de conversão do sistema de amortização da dívida do BNDES de SAC para PRICE, quando houver emissão de debêntures de infraestrutura pela beneficiária do crédito; a aplicação do índice de cobertura do serviço da dívida do projeto, incluindo as debêntures, de 1,2, calculado com base no fluxo de receitas projetadas para cada ano da fase operacional; e o valor do crédito do BNDES será dimensionado de acordo com o

Sistema SAC e o índice de cobertura mínimo de 1,2. Destaca-se que tais condições deram continuidade à política do BNDES de financiamento à infraestrutura com estímulo ao mercado de crédito privado por meio da emissão das debêntures.

Houve ainda anúncios de mudanças para os leilões de geração. O MME publicou uma portaria estabelecendo as condições para cadastramento de empreendimentos em leilões de geração, estabelecendo que os projetos desse tipo, inclusive a ampliação de empreendimentos existentes, deverão estar registrados na ANEEL. Além disso, serão enquadrados como CGH os aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior ou igual a 3 MW. Outra mudança que se destacou foi que, a partir de 2017, será exigida, no ato do cadastramento, a apresentação de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas, para os projetos eólicos. A altura mínima será de 50 metros e o período das medições não pode ser inferior a 36 meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a 10%.

Abril

Em abril, foi realizado o leilão de energia nova A-5, o qual, devido à baixa demanda já esperada, teve uma contratação de apenas 208 MW médios. As distribuidoras da Eletrobras foram responsáveis por mais da metade da demanda da energia e as contratações ficaram concentradas nas regiões Norte e Sul do país. Esse leilão, o primeiro leilão de energia nova com negociação simultânea de quatro produtos diferentes (eólica, hidrelétrica, termelétrica e gás), com contratos nas modalidades por quantidade e por disponibilidade, perdeu ainda mais atratividade devido ao preço-teto abaixo do desejado. O baixo preço fez com que a usina de Belo Monte, cadastrada para ofertar 900 MW médios de energia descontratada, desistisse do certame. A usina precisava fechar a venda dessa energia a um valor considerado adequado pelo BNDES para que a instituição liberasse a última parcela do financiamento ao empreendimento, de R\$ 2 bilhões.

Por outro lado, esse preço considerado baixo para o leilão ajudou as PCHs que possuíam energia descontratada, cuja participação só foi possível por conta de uma brecha na regra do leilão que permitiu a entrada de energia existente de Belo Monte e dessa fonte de geração. Apesar do preço-teto estabelecido, cujo mais baixo ficou em R\$ 147,85/MWh, ter ajudado as PCHs em questão, que migraram para o ACR devido à

enorme queda dos preços no mercado livre, o valor foi muito abaixo dos R\$ 280/MWh que refletiam o valor real de uma PCH nova. Outra novidade do leilão foi a contratação da primeira térmica a biogás em 10 anos. A usina Biogás Bonfim (20,8 MW), localizada no município de Guariba, em São Paulo, foi vendida para a Raízen, que contratou 11 dos 13,7 MW médios que a usina possuía.

O mês contou também com a realização do primeiro leilão de transmissão do ano, o qual, apesar de apresentar melhores condições do que os anteriores, ainda contava com baixas expectativas. A ANEEL conseguiu contratar 14 dos 24 lotes de concessões ofertados, com deságio médio de 2,96% em relação à RAP máxima. Para o diretor-geral da Agência, Romeu Rufino, apesar de alguns classificarem o resultado do leilão como um insucesso, chamou a atenção para o volume de investimentos dos projetos leiloados, em torno de R\$ 7 bilhões, dos R\$ 12,2 bilhões previstos. O leilão de transmissão, tido como essencial para a garantia da expansão eólica no país, contou com a participação de grandes *players*, como a CTG e vários consórcios. Para especialistas do setor, o leilão, que apesar de não ter tido um resultado satisfatório, teve importantes lotes concedidos, fruto das melhorias das condições do leilão, principalmente no que diz respeito ao financiamento pelo BNDES213, cujo volume financiável passou de 50% para 70% do valor total do investimento, o que permitiu a entrada de novas empresas no setor, principalmente da área de construção.

Uma grande esperança no âmbito da transmissão é uma análise do MME, a fim de solucionar problemas estruturais no setor, a qual, em abril, encontrava-se em fase de conclusão. A análise contou com um profundo diagnóstico sobre os motivos que têm causado atrasos na implantação de obras e insucessos nas licitações promovidas pela ANEEL, além de avaliar todo o processo para verificar quais melhorias poderiam ser implementadas para que os leilões tenham melhores resultados e para que os empreendimentos sejam entregues no prazo estabelecido e dentro da data de necessidade do sistema. Segundo o CMSE, a análise indicou que as soluções identificadas poderiam demandar alterações no modelo, na legislação ou na regulação existente e que, até o final de 2016, os leilões já contariam com essa nova estruturação.

Através de portaria, foi autorizado o pagamento dos valores das indenizações das transmissoras em oito anos, o que “desafogaria” as concessionárias e facilitaria o

retorno dos investidores aos leilões para construção e operação de novas linhas de transmissão.

A privatização da Celg-D mais uma vez entra em cena e é debatida por especialistas. Contudo, dessa vez as expectativas para o leilão não eram das melhores. Diferente de janeiro, quando o certame atraiu o interesse de grandes empresas, o alto valor exigido pela Eletrobras e a incerteza da economia brasileira em abril afetaram o leilão. Alguns especialistas acreditavam na possibilidade de não haver lances para o certame, pois além do alto valor exigido pela estatal, havia também o valor do endividamento da Celg-D de R\$ 2,25 bilhões, tornando o leilão custoso demais para algumas empresas. Entretanto, apesar das avaliações pessimistas, a Eletrobras se mantinha confiante na privatização, pois acreditava no potencial de crescimento do mercado no qual se encontrava a Celg-D, o que seria um grande atrativo.

Maio

O resultado do leilão A-5, realizado no mês anterior, reforçou, em maio, a percepção de que um leilão do tipo A-3 poderia não ocorrer em 2016. A contratação de apenas 201,8 MW, segundo especialistas, refletiu a baixa demanda das distribuidoras, as quais não iriam demonstrar interesse em um leilão A-3 tão cedo, uma vez que havia estimativa de sobreoferta de energia pelos próximos cinco anos. Assim, a expectativa era de que as distribuidoras não tivessem demanda para 2019, alvo dos contratos de um eventual A-3.

Quanto ao leilão de reserva, a EPE credenciou 10.195 MW de potência instalada, referentes a 428 projetos. A maior parte da oferta era de geração fotovoltaica, cujos projetos credenciados somavam 9.210 MW, em 295 usinas. Apesar dessa numerosa participação, a ABEEÓLICA se preocupava com a contratação de energia eólica para o ano de 2016. Segundo a associação, a cadeia industrial estabelecida no Brasil estava estruturada para atender um volume de contratação de 2 GW/ano e a interrupção desse ciclo poderia comprometer a permanência dessa indústria no país.

De 2009 a 2015, o Brasil contratou 15,2 GW em usinas eólicas, uma média de 2,17 GW por ano, segundo ABEEÓLICA. A preocupação se dá pelas condições econômicas, que vinham reduzindo o consumo de energia elétrica no país, o que poderia afetar a contratação dos próximos leilões. Em maio ocorreram, também, as primeiras

habilitações das vencedoras do leilão de transmissão, realizado em abril. Ao todo a ANEEL habilitou 11 empreendedores, entre eles State Grid e Alupar Investimento.

Junho

No mês de junho, as principais notícias foram relacionadas aos adiamentos do leilão de transmissão e leilão de reserva e, ainda, a questão do financiamento da Celg-D através de emissão de debêntures incentivadas, instrumento recém disponibilizado pelo MME ao segmento de distribuição.

Mais uma vez, o leilão de transmissão teve, em sua segunda etapa, a RAP discutida. Previsto inicialmente para julho, houve adiamento do certame para agosto, para que a ANEEL refinasse o cálculo dos preços-teto das instalações que seriam ofertadas no leilão e calculasse a nova receita. Esses novos cálculos fizeram parte de uma discussão técnica que a ANEEL e o TCU realizaram. Segundo a Agência, não seria competência do TCU interferir em questões regulatórias, mas esta reconheceu que as discussões com o tribunal haviam avançado e que a ideia de propor uma receita mais atrativa estava mais alinhada com o que pensavam, pois o que leva à modicidade tarifária é a competição no leilão.

O leilão de reserva também foi adiado e sofreu especulações de cancelamento. Previsto para julho, o certame seria o primeiro do tipo com participação de fonte hidrelétrica desde 2010. Todavia, os maiores interesses estavam relacionados às fontes solar e eólica. No caso da energia solar, que busca se firmar no país, o leilão seria um grande sinalizador de demanda. No caso da energia eólica, a questão era outra, considerando que havia uma grande cadeia de fornecedores, desenvolvedores e investidores, já consolidados no Brasil, e a possibilidade de não contratação no ano causaria grandes problemas à indústria deste setor. O adiamento ocorreu por decisão do governo, que achou oportuno reavaliar a realização do certame por conta das muitas alterações políticas e regulatórias ocorridas nos meses anteriores.

Ainda sobre o adiamento do leilão de reserva, interferiu na decisão a questão da sobrecontratação das distribuidoras, as quais, por conta da baixa demanda, estavam com sobras de energia de 16,5%. Este último argumento não agradou os setores de energia solar e eólica e entidades que representam este último setor contrataram consultorias para mensurar qual seria a real sobra de energia no sistema e mostrar a necessidade de

contratação para dar segurança ao fornecimento. A tese era de que a sobra seria mais contratual do que física e que a negociação de energia para os próximos três anos poderia ser necessária para acompanhar uma retomada do crescimento.

Uma vez descartada a possibilidade de revisão do valor previsto para a Celg-D, de R\$ 2,8 bilhões, o governo decidiu realizar ações para favorecer e estimular investidores a participarem do leilão de privatização. Dentre as iniciativas, estava a possibilidade dos distribuidores de conseguir financiamento com debêntures incentivadas, o que significou uma indicação de que o governo visava a capitalização das concessionárias. Dentre as prerrogativas para facilitar e acelerar esse processo de privatização, foi discutida a possibilidade de trazer ao Setor Elétrico um conceito chamado de inversão de fases do leilão, o que permite que só o vencedor apresente os documentos necessários. Para não ter de alterar o valor da empresa, o MME trabalhou para minimizar a percepção do risco dos investidores e dar clareza em relação às oportunidades. Além disso, estavam confiantes no sucesso do leilão, uma vez que os indicadores técnicos DEC e FEC da Celg-D estavam melhorando, apresentando uma estrutura técnica muito boa e, para o Ministério, muito atrativa. Os índices de duração e frequência de interrupções no acumulado do ano até maio foram, respectivamente, 35% e 27%, melhores em relação a 2015.

Dentre os demais leilões que se destacaram, estão os da Cemig GT, que realizou, no final de junho, um leilão para compra de energia convencional e incentivada, com 50% de desconto na TUSD destinados a agentes da CCEE. A Eletrosul também promoveu um leilão de venda de energia incentivada. Além desses, o Governo de Pernambuco anunciou a realização de um leilão para venda de energia a ser realizado em julho, em que seria comercializado 1 MW médio, das usinas Fontes Solar I e II, da Enel Green Power. Essa energia foi comprada pelo governo no primeiro leilão de energia solar do Brasil, promovido pelo próprio em 2013. O Governo de Pernambuco procurava compradores para energia solar produzida em seu estado, enquanto não concluída a migração de unidades consumidoras da administração pública para o mercado livre. Como este ainda não consome toda a energia produzida pela EGP, fez-se necessária a venda desse excedente. Nos Sistemas Isolados, foi realizado, ainda, um leilão destinado à aquisição de energia elétrica e potência associada, para atendimento dos mercados da concessionária Eletrobras Distribuição Amazonas. O certame teve a negociação de 650 mil MWh/ano de energia e pouco mais de 170 MW de potência instalada.

No âmbito da regulação, foram habilitadas 18 vencedoras do leilão A-5, realizado em abril. Entre os empreendimentos estão 12 PCHs, totalizando 143,5 MW, cinco termelétricas, totalizando 108,5 MW, e uma hidrelétrica, com 62 MW de potência instalada.

Julho

O mês de julho foi marcado por mudanças, principalmente nos leilões de reserva, o que gerou grandes expectativas para os especialistas do setor, e na RAP, com a finalidade de adequar as receitas às novas condições de financiamento do BNDES.

Com relação aos leilões de reserva, julho foi um mês de mudanças e de decisões importantes, que ocorreram em um curto período de tempo. Até o mês em questão, não haviam sido divulgadas informações fundamentais, como data, números e fontes a serem contratadas pelo MME, tornando o período conturbado para o setor.

Enquanto o Ministério não definia as diretrizes do certame, cada segmento avaliava o momento de uma forma diferente, mas em comum estava o fato de que essas disputas seriam importantes para a consolidação, manutenção ou sobrevivência da indústria de cada fonte no país. Para a ABRAPCH, que representa as PCHs e CGHs, era de suma importância a participação dessas fontes no leilão, as quais, segundo a associação, foram as mais prejudicadas nos últimos 11 anos.

Para a ABEEólica, as ações tomadas pelo governo já eram esperadas e a associação viu como positivo o adiamento, pois haveria mais tempo para se ter uma avaliação mais clara do Setor Elétrico, das necessidades do sistema e da cadeia produtiva do segmento. No que diz respeito à ABSOLAR, o presidente executivo, Rodrigo Sauaia, lembrou que a fonte passava por um momento de inserção na matriz e que era fundamental a clareza na sinalização de quais seriam os passos e termos de volumes, para que se tivesse uma efetiva atração de fabricantes para a formação da cadeia local de fornecimento ao segmento. A associação indicou que a nova portaria poderia conter uma mudança significativa, a sinalização de que os novos contratos tivessem validade por 25 ou 30 anos, ou seja, vinculados à vida útil dos equipamentos. Além disso, a portaria permitiria que fossem adotadas melhores condições de financiamento para os empreendedores e ajudaria a estabelecer um preço mais competitivo nos leilões.

Em relação à questão de financiamento, o BNDES afirmou que iria rever todas as premissas gerais de participação nos próximos leilões de transmissão e geração. A presidente do banco, Maria Silvia Bastos Marques, informou que o percentual financiado em projetos desenvolvidos pelos vencedores deveria cair e que o BNDES deveria agir mais como coordenador de investimentos do que como financiador, aportando apoio técnico em vez de assumir para si todo o risco de crédito das operações. Apesar de reduzir sua participação nos financiamentos, que passaria a cobrir somente 50% do valor total do investimento, não mais os 70% previstos anteriormente, o BNDES pretendia intensificar o estímulo à emissão de debêntures de infraestrutura.

No mês de julho, também foi aprovado o edital para a segunda etapa do leilão de linhas de transmissão, previsto para o dia 2 de setembro. O certame, que já contava com a participação de grandes *players*, como a Taesa, ofertaria 22 lotes, somando 6,6 mil km de extensão e um investimento total de R\$ 11,8 bilhões. Quanto à RAP, inicialmente decidiu-se oferecer uma receita máxima de R\$ 2 bilhões, porém esse valor foi discutido pela ANEEL, a qual garantiu que as novas linhas de transmissão de energia elétrica contariam com uma receita maior para que a estrutura dos projetos fosse adequada à nova política de financiamento de concessões do BNDES. Essa mudança seria feita através de uma retificação para incorporar a alteração da estrutura de capital e, por consequência, alterar o valor da RAP. Porém, não havia sido revelado, até então, a proporção do aumento da receita.

Esta segunda etapa do certame de linhas de transmissão trouxe diversas outras mudanças, como a aprovação da ANEEL para uma redução na taxa de retorno dos projetos a serem licitados em setembro, saindo de 9,5% para 8,5%. Além disso, a disputa incluiria os lotes licitados anteriormente e que não tiveram interessados. Estes, porém, foram subdivididos em grupos menores e a ANEEL propôs a introdução de um grau de vinculação entre "lotes condicionantes" e "lotes condicionados". Caso os primeiros não recebessem proposta, a licitação dos "condicionados" ficaria automaticamente descartada.

Foi discutida, ainda, a possibilidade dos próximos leilões de transmissão incorporarem mecanismos para considerar, além da disponibilidade de transmissão, como já ocorria, a distância entre os novos projetos e os pontos de conexão. Tal mudança era um dos pedidos de alguns dos segmentos da geração com projetos próximos aos centros de

carga ou à malha de transmissão. O governo discutiu, também, quanto à possibilidade de realizar três leilões de linhas de transmissão até o final de 2016. Quanto aos leilões de contratação, o MME sinalizou que estes seriam mais “racionais”, levando em consideração a necessidade dos estados e a infraestrutura de transmissão. Ao mesmo tempo em que o Ministério acreditava que os leilões na forma como são realizados seriam a melhor modalidade para a criação de novos empreendimentos de geração de energia, afirmou que, muitas vezes, as propostas contratadas não levam em consideração as diferentes demandas dos estados, pois colocam as fontes para disputar e, muitas vezes, não se passa ao consumidor final a realidade do custo que se está contratando. Além disso, os gargalos da transmissão acabam encarecendo ainda mais a energia que chega na casa dos consumidores. Por isso, a EPE estava formatando os futuros leilões de contratação de energia dentro de um molde que levasse em conta a correção desses problemas e que incentivasse fontes diferentes.

Em relação aos demais leilões, o MME afirmou que, depois do leilão da distribuidora de energia Celg-D, cujas expectativas continuavam positivas, o governo poderia promover a concessão das distribuidoras de Alagoas (Ceal) e do Piauí (Cepisa), as quais considerou “menos complicadas”. O governo teria interesse, também, em conceder à iniciativa privada as distribuidoras que atendem os estados do Acre, Rondônia e Roraima. Essas concessionárias de distribuição são controladas pela estatal Eletrobras, que enfrenta prejuízos bilionários desde 2012.

Destaca-se que foram habilitadas no mês, mais onze vencedoras do leilão A-5, realizado em abril, dentre elas, oito PCHs e três termelétricas. O MME aprovou, também, o enquadramento do projeto do Lote K do leilão nº 01/2015 no REIDI. Além disso, o resultado do leilão realizado pelo governo de Pernambuco, para a compra de 1 MW médio de energia solar excedente, teve como vencedora a Tradener, por um preço de R\$ 165,00/MWh. O resultado do certame foi considerado pela secretaria de energia do estado como estimulante e reforçou o acerto na decisão da criação da comercializadora AD Dipper, responsável pela organização do leilão e primeira comercializadora de um governo de estado no país.

Foi afirmado, ainda, que o governo avaliaria a isenção de IPI e ICMS para alguns dos componentes de sistemas fotovoltaicos. A isonomia tributária era defendida pela

ABSOLAR e fazia parte, inclusive, de um conjunto de propostas aprestadas de estímulo ao desenvolvimento do mercado de energia solar no Brasil. Além disso, a ABSOLAR propôs a contratação anual de, ao menos, 2 GW de fonte solar, por meio de leilões específicos, e a ampliação da duração dos contratos de 20 para 25 a 30 anos.

Agosto

No mês de agosto, as notícias de destaque foram relacionadas às diretrizes e expectativas para os leilões de reservas, a mais um adiamento do leilão de transmissão e ao cancelamento do leilão de privatização da Celg-D por falta de interessados.

O 1º LER de 2016 teve seu edital aprovado e suas diretrizes definidas. A concorrência seria voltada apenas a PCHs, com início de suprimento em março de 2020. O leilão seria composto por etapa uma uniforme e outra discriminatória e, para cada empreendimento negociado, o lastro para venda seria limitado a 90% da garantia física. Seriam negociados Contratos de Energia de Reserva na modalidade por quantidade de energia, com prazo de suprimento de 30 anos. A EPE registrou 133 projetos para o leilão, distribuídos por 15 estados, que somavam uma potência habilitável superior a 39.917 MW. O preço inicial do produto por quantidade para fonte hidrelétrica era de R\$ 248,00/MWh. Contudo, esse valor de preço-teto para os projetos de PCHs e CGHs ficou aquém do esperado por investidores do setor, segundo a ABRAGEL. De acordo com a associação, o preço-teto mais elevado não indica que o preço da energia será mais caro, tornando-se apenas um estímulo à maior participação de empresas e de mais competição para se chegar ao preço ótimo.

Quanto ao 2º LER, marcado para 16 de dezembro, a EPE cadastrou 1.260 projetos de energia solar e eólica, somando 35.147 MW de potência instalada. Destaca-se que este leilão de fontes alternativas consideraria, em seu resultado, a existência ou instalação iminente de linhas de transmissão para escoar a energia elétrica nova, segundo o MME. De acordo com o Ministério, a medida foi tomada “*com o objetivo de reduzir os riscos de atrasos no escoamento da eletricidade por descasamentos entre as obras de geração e transmissão*”, que era o caso de muitas eólicas.

Segundo agentes do mercado de energias renováveis, o governo federal deveria acelerar o ritmo de contratação de projetos solares fotovoltaicos se quisesse estimular o atendimento aos prazos do programa de nacionalização do BNDES, o qual previa a

fabricação de células nacionais para os módulos a serem entregues a partir de janeiro de 2020. Até o momento, havia apenas 1 GW de potência instalada efetivamente contratado, uma vez que ainda havia uma disputa acerca dos projetos que solicitavam a extensão do prazo de entrada em operação. Nas contas da ABSOLAR, seriam necessários, pelo menos, 2 GW de contratos para que os fabricantes pudessem se interessar pelo país, bem como sinalizar a demanda de longo prazo.

A ANEEL sinalizou que quaisquer usinas que participaram de leilões de reserva, de qualquer fonte renovável, e que tiveram problemas de viabilidade, poderiam aderir ao programa de desconstrução de energia. A Agência faria um levantamento de qual o montante de energia que se poderia abrir mão, para, na sequência, realizar uma chamada pública para os empreendedores interessados em participar da rodada. Neste caso, a ANEEL destacou que o critério da desconstrução seria pelo preço, sendo que quanto mais alto era o preço de venda no leilão, mais no início da lista o empreendimento estaria. A proposta era de rever a dosimetria das penalidades, ajustando os valores a serem pagos em relação ao porte dos empreendimentos. No entanto, a adesão à desconstrução seria um compromisso "irretratável", ou seja, quem optasse por cancelar os contratos não poderia inscrever os mesmos empreendimentos em leilões de reserva. As usinas poderiam, todavia, incluir os ativos em leilões de energia existente, já que possuíam outorga e não poderiam ser considerados novos ativos, ou reduzir o porte da geração até à potência que eventualmente se mantivesse contratada.

Ademais, o leilão de transmissão de energia elétrica, previsto para 2 de setembro, foi adiado para depois da conclusão, no Senado, do processo de *impeachment* da Presidente afastada Dilma Rousseff. Ao confirmar o adiamento, a ANEEL reconheceu que o "*ambiente político institucional poderia contaminar*" a qualidade da disputa entre as empresas. Preocupada com o sucesso do leilão, a Agência aumentou a previsão de receita em 10,2% no início do mês, para ajustar o patamar de remuneração às novas condições de financiamento do BNDES. A ANEEL considerou que a razão do adiamento do leilão nada teve a ver com a tentativa frustrada de privatizar a distribuidora Celg-D. O diretor da ANEEL afirmou que, neste caso, o não comparecimento das empresas poderia ser explicado pelo preço mínimo de aquisição ter sido bastante elevado. Para ele, isso não se deveu à falta de atratividade no mercado de distribuição ou à conjuntura econômica. Segundo o professor Nivalde de Castro,

coordenador do GESEL-UFRJ, uma elevação das receitas e taxas de retorno era necessária para atrair os empreendedores para a disputa.

Como mencionado, outro fato que marcou o mês foi o cancelamento do leilão de privatização da Celg-D por falta de interesse de compradores. Com o cancelamento, o MME e o BNDES disseram que iriam reavaliar os parâmetros de formação de preço da distribuidora, considerado muito elevado pelos investidores. Segundo o professor Nivalde de Castro, a ausência de propostas para o leilão não podia ser considerada uma derrota do governo, mas indicava a necessidade de ajustes nos parâmetros da licitação, como o preço do ativo. Em sua avaliação, o preço mínimo estabelecido foi fixado mirando o interesse da State Grid. Mas, com a proposta firme de adquirir todo o controle da CPFL Energia, a chinesa ficou de fora do leilão, deixando o certame sem interessados. De acordo com o MME, o objetivo do governo era de que a privatização da Celg-D acontecesse ainda em 2016 e expectativa era de que a concessão fosse leiloadada até outubro ou novembro, já com os ajustes nos preços que estavam em discussão.

Dentre os demais leilões de destaque estiveram os de venda de energia convencional e energia incentivada realizados tanto pela Eletrosul como pela Norte Energia e o realizado pela Enercons e Migratio para compra de energia para a Novozymes, empresa de origem dinamarquesa da área de biotecnologia. Além disso, neste mês, o governo cancelou o leilão de energia nova A-3, que seria realizado no segundo semestre. A decisão se deu após o governo constatar que não havia demanda suficiente para dar suporte à licitação. A realização dos leilões de expansão realizados é obrigatória a cada ano, mas a situação de baixa atividade econômica causou sobras de energia, as quais poderiam ser maiores com a entrada de mais empreendimentos.

Setembro

No mês de setembro, ocorreu o 1º LER de 2016, o qual, inicialmente, não contava com as melhores expectativas dos especialistas e do mercado. Além disso, outra notícia que ganhou destaque foi a alteração na RAP do leilão de transmissão, com o objetivo de tornar o certame mais atrativo.

A espera de baixa contratação para este LER foi confirmada pelo resultado do mesmo, onde foram contratados 30 projetos, com potência de 180,3 MW e geração efetiva de

95,4 MW médios, dos quais 19 eram PCHs e 11 CGHs. O preço médio da energia foi de R\$ 227,02/MWh e ocorreu um deságio de 8,5% ante o valor inicial. Apesar de admitir que a energia de fato contratada tenha ficado “bem inferior” ao total da oferta habilitada previamente para o processo, a EPE classificou o LER como bem-sucedido e importante, por trazer de volta as PCHs e introduzir as CGHs aos leilões. A entidade classificou, ainda, o momento como uma “transição” para a retomada de investimentos.

Todavia, para a ABRAPCH, o resultado foi "decepcionante", uma vez que o volume ficou muito abaixo do que era necessário para se manter a cadeia produtiva operando no Brasil. Apesar do desapontamento, a associação reconheceu que o governo tem se esforçado para atender aos pleitos do segmento de PCHs e CGHs. A expectativa era que houvesse uma nova oportunidade de participação da fonte em um leilão do tipo A-5, no início de 2017, e que a contratação atingisse os 500 MW anuais pleiteados pelo setor. Já para a ABRAGEL, o preço de R\$ 248/MWh foi o que impediu uma maior participação dos projetos, uma vez que existia a expectativa de um preço teto mais elevado para atrair uma quantidade maior de participantes. A ABRAGEL também acreditava na oportunidade de participar do leilão A-5 no primeiro trimestre de 2017, como forma de dar ao setor "*o fôlego necessário para sobreviver*".

No mês de setembro, a ANEEL realizou um aumento na receita dos projetos de transmissão de energia, previsto para serem leiloados no dia 28 de outubro, com a finalidade de tentar atrair a atenção de mais investidores. O retorno financeiro anual foi ampliado em 13,3% em relação à proposta original. Os 24 empreendimentos que seriam oferecidos à iniciativa privada tinham uma receita anual estimada em R\$ 2,3 bilhões, a qual foi elevada para R\$ 2,62 bilhões. Com 6.800 km de linhas em oferta, o leilão de outubro seria o maior já feito pela Agência na área de transmissão. Desta vez, porém, a oferta não envolvia a concessão de um grande “linhão”. Ao contrário, seriam lotes bem menores, com extensão média entre 200 e 300 km cada, e dentro das ofertas estariam trechos que já haviam sido oferecidos em leilões passados, mas que não atraíram o interesse de investidores. O investimento total estimado pela ANEEL nesses projetos somava R\$ 12,6 bilhões, devendo ser executado entre 42 e 60 meses, a partir do início das obras.

Apesar de ter melhorado as taxas de retorno e de ter alongado o prazo de construção das obras, o qual, até então, era de 36 meses para serem entregues em operação, a Agência

não alterou uma questão crucial desses projetos e que há tempos era cobrada pelos empresários, qual seja, a obtenção de licenciamento ambiental prévio. A ANEEL, porém, estava otimista com o resultado deste leilão de transmissão, adiado para dezembro. Segundo a mesma, o adiamento deveria ser entendido como um tempo adicional para que mais agentes entrassem na disputa.

De acordo com Daniel Maia Vieira, secretário do TCU, havia um descasamento entre a demanda por novas linhas de transmissão e o planejamento dos leilões. Outro desafio pontuado pelo Tribunal era a situação financeira ruim enfrentada pelas estatais, o que era “motivo determinante” para o fraco resultado dos leilões, que vinha acontecendo devido às dificuldades de acesso dessas empresas a créditos e garantias.

A elevação da RAP foi bem recebida por especialistas. Segundo Claudio Sales, presidente do Instituto Acende Brasil, houve o reconhecimento na ANEEL de que a falta de atratividade dos leilões de transmissão decorria do teto baixo estabelecido para a RAP dos projetos. A elevação da receita mostrou um governo com visão mais próxima da "realidade do mercado", avaliou Alexei Vivan, advogado especialista no Setor Elétrico e presidente da ABCE, visão compartilhada pela ABRATE. Essa foi a segunda vez que a ANEEL alterou o edital da disputa. Da primeira vez, havia elevado a taxa de retorno, pois o BNDES reduziu o índice de financiamento de 70% para 50% dos itens. Segundo Sales, ainda que o governo quisesse incentivar o uso de debêntures de infraestrutura no financiamento, essa era uma opção mais cara que as taxas cobradas pelo BNDES.

Quanto aos demais leilões, após o cancelamento do leilão de venda da Celg-D, o governo definiu em R\$ 1,708 bilhão o novo preço mínimo de venda da empresa. O valor é R\$ 1,1 bilhão inferior ao preço fixado inicialmente, considerado pelo mercado como "fora da realidade". O MME acreditava que a revisão para baixo do preço de venda da Celg-D deveria facilitar um desfecho positivo do processo, uma vez que todos os interessados sempre colocavam a questão do preço no certame cancelado. Já para o valor total do empreendimento, a redução foi menor. Considerando as dívidas e obrigações de R\$ 2,656 bilhões que a companhia tinha em junho, o valor de mercado aprovado para a Celg D era de R\$ 4,5 bilhões, 18% inferior aos R\$ 5,5 bilhões da avaliação anterior.

No entanto, ainda não havia um consenso sobre o novo preço da Celg-D e, como forma de incentivo, o superintendente do BNDES destacou que o banco, além do apoio à realização do processo de leilão da Celg-D, também pretendia oferecer um financiamento para o plano de investimentos na companhia pelos futuros compradores.

Após o processo de impeachment da Presidente Dilma Rousseff, finalizado em agosto, o mercado de energia elétrica esperava que Michel Temer iniciasse uma "arrumação" no setor, o qual, até então, tentava se recuperar da forte intervenção estatal, caracterizada principalmente pela Medida Provisória nº 579/2012, referente à renovação das concessões. Com o novo ambiente político, empresários e especialistas esperavam que o governo elevasse a remuneração e buscasse novas alternativas de financiamento para as concessões que seriam leiloadas posteriormente. Para especialistas e agentes do mercado, o novo Ministro do MME, Fernando Coelho Filho, estaria preocupado em criar um ambiente pró-mercado, sanando as empresas públicas e trazendo mais investidores, com a expectativa de os *players* privados assumirem um papel importante. Além disso, para o Instituto Acende Brasil, era preciso aumentar a receita e a taxa de remuneração dos projetos leiloados. Segundo a entidade, em relação ao edital do leilão de transmissão adiado, a relação entre o teto da RAP e o investimento previsto era menor do que a do leilão anterior. Já de acordo com o grupo AES Brasil, outro ponto que deveria ser pensado era a viabilização de um órgão de financiamento de longo prazo que não fosse o BNDES.

Outubro

Neste mês, destacaram-se as mudanças nas condições de financiamento promovidas pelo BNDES, a exclusão de alguns estados da participação no LER de dezembro por falta de escoamento de energia e a realização do leilão de transmissão, o qual obteve resultados positivos. Além disso, foi abordada novamente a questão da privatização da Celg-D e suas condições.

O BNDES, em parceria com o MME e a ANEEL, determinou novas condições de financiamento para os leilões de energia de todas as categorias. Sua nova política de financiamento para o Setor Elétrico deu prioridade a projetos com maior retorno socioambiental. O banco ampliou, de até 70% para até 80%, a participação no financiamento de projetos de energia solar, em TJLP. Por outro lado, foram mantidos os limites de 80% para projetos de eficiência energética e de 70% para empreendimentos

de energia eólica, biomassa cogeração e pequenas centrais hidrelétricas. Já para as grandes hidrelétricas, termelétricas a gás natural e para o setor de distribuição de energia, o banco reduziu a participação, de até 70% para até 50%. O banco também decidiu que não apoiaria mais termelétricas a carvão e óleo combustível. Para o setor de transmissão de energia, o BNDES decidiu participar com até 80% do financiamento, porém a custo de mercado. A avaliação do banco era de que o setor tinha mais condições de atrair investidor privado. Se, por um lado, as mudanças foram bem recebidas e agradaram os agentes das fontes renováveis, por outro gerou desaprovação de outras fontes, como a hidrelétrica. Para a ABRAGE, não havia necessidade de se reduzir o financiamento para as hidrelétricas, uma vez que esta fonte já sofria uma série de restrições no âmbito social, ambiental e eletrogeográfico, e ressaltou, ainda, que as hidrelétricas eram as quais de fato viabilizavam essas fontes não convencionais, já que elas representavam energia firme enquanto as outras eram intermitentes.

Outro fato de destaque foi a exclusão de alguns estados do 2º LER do ano. Os projetos de geração de energia eólica e solar no Rio Grande do Norte, na Bahia e no Rio Grande do Sul, os maiores produtores de energia eólica do país, ficaram de fora do leilão marcado para dezembro, por falta de margem de escoamento, deixando de fora do certame 21.415 MW. A restrição da participação de projetos eólicos e solares para o LER teve a intenção de evitar que o consumidor pagasse por uma energia que não existia, segundo a EPE. Outro problema que agravou a situação foi a Abengoa, a qual paralisou as obras de linhas de transmissão em novembro de 2015. A notícia não foi bem recebida pelos governos estaduais afetados, os quais tentaram reverter a decisão. De acordo com o governo do estado da Bahia, a nota técnica não teria considerado importantes trechos existentes de linhas de transmissão já leiloadas e com previsão de conclusão e operação comercial para os anos de 2018 e 2019. O Rio Grande do Norte estava em situação semelhante, com reforços nas linhas de transmissão que entrariam em operação até setembro de 2017 e se conectariam com ativos da Esperanza Transmissora de Energia que foram impactados pelo atraso nas obras da Abengoa. Para o ONS, essas providências para melhorar a capacidade de escoamento foram tomadas somente após a publicação da nota conjunta com a EPE.

Para enfrentar a questão da falta de estrutura de transmissão nos estados, o que não era novidade para o setor, a ABEEÓLICA encomendou um estudo para propor uma reforma do modelo de transmissão, à consultoria PSR. Além disso, todos os estados

enviaram cartas ao Ministro Fernando Bezerra Coelho Filho, pedindo sua reinclusão na concorrência. Os estados não pediam o adiamento do leilão, mas sim que o ONS refizesse o cálculo, considerando as autorizações da ANEEL que abriam capacidade de transmissão e que foram publicadas dias após a data limite para a análise do operador. O operador disse que não iria rever a situação, mas se comprometeu a aperfeiçoar este processo e os cálculos, contudo somente para os demais certames a partir de 2017. Segundo especialistas, os estados que poderiam participar possuíam projetos menos atrativos e precisariam de uma remuneração maior para serem viabilizados, em comparação com os excluídos. Dessa forma, conforme apurou a Brasil Energia, o preço-teto que deveria ser sugerido para a concorrência ficaria na faixa dos R\$ 270/MWh. Ademais, os especialistas estavam confiantes no sucesso do leilão, apesar da menor oferta.

O mês contou também com a realização do leilão de transmissão, que contava com grandes expectativas de todo o mercado. Todos os 24 lotes ofertados tiveram interessados, inclusive com a possibilidade de disputas de vários investidores para alguns deles. Contudo, o certame não contou com a participação da Eletrobras, a qual havia anunciado previamente a sua não participação. As boas expectativas, segundo especialistas, eram baseadas nas melhores condições do leilão, que o tornará mais atrativo, o que se confirmou com seu resultado. Dos R\$ 12,5 bilhões em linhas de transmissão ofertadas, foram contratados R\$ 11,6 bilhões.

O deságio médio dos lances foi de 12%, ante uma média de 2% dos anteriores, resultando em tarifas menores aos consumidores de energia elétrica. Foram ofertados 24 lotes, com interessados por 21 deles. Dos 6.800 km de linhas de transmissão licitados, foram arrematados lotes que somaram 6.126 km e a RAP contratada somou R\$ 2,124 bilhões. Marcando sua estreia no segmento de transmissão, a Equatorial Energia foi o grande destaque, ao ganhar sozinha as licitações de sete lotes, concentrando um terço dos investimentos totais contratados, na soma de R\$ 3,9 bilhões. Outro destaque foi a volta da CTEEP aos certames, após um hiato de participação. A companhia foi vencedora de três lotes na disputa. O MME esperou que esse resultado servisse de exemplo, por demonstrar o apetite de investidores pelo setor e para que a transmissão não fosse um gargalo para uma expansão futura.

Os demais leilões que ocorreram no mês foram de venda de energia convencional no ACL, realizado pela Cemig GT, e de compra e venda de energia convencional e incentivada, com 50% de desconto na TUSD, realizado pela Electra Energy. Houve também um leilão de compra e venda de energia descontratada da UHE Jirau, promovido pela ESBR no mercado livre. Além disso, foi anunciada a realização do leilão do tipo A-1 para o dia 9 de dezembro.

A nova data para realização da venda da distribuidora Celg D, após seu cancelamento por falta de interessados, foi decidida para o dia 30 de novembro. Nesse sentido, seu preço mínimo de venda foi reduzido e foi prevista a criação de um mecanismo contra risco financeiro, o qual permitiria uma compensação de créditos tributários de ICMS para funcionar como blindagem da concessionária em relação a riscos financeiros do governo goiano, além do já existente fundo estadual para cobrir passivos existentes com a Celg-D. Por outro lado, houve uma redução da tarifa da concessionária, resultado do reajuste anual aprovado pela ANEEL. As tarifas da concessionária ficaram em média de 9,53% mais baratas. Contudo, segundo a Agência, a redução não afastaria os investidores interessados na privatização da empresa, uma vez que estes já tinham claro que o processo tarifário de 2016 levaria a uma redução da tarifa da concessionária. Grandes empresas como Equatorial, Iberdrola, Neoenergia, Enel, CPFL Energia e Energisa demonstram interesse no negócio.

Quanto à sobrecontratação de energia das distribuidoras, comercializadores defendiam, através de emenda à Medida Provisória nº 735/2016, que as sobras dos contratos fossem vendidas em leilões com a participação de todos os agentes, inclusive os do mercado livre. A proposta era de que as distribuidoras pudessem leiloar o montante de energia que ultrapassasse os 105% da necessidade de atendimento a sua área de concessão, cujo risco era assumido pelo acionista. A medida facilitaria a redução da sobrecontratação, mas era um entre outros mecanismos adotados, até então, para mitigar o custo financeiro dos excedentes contratuais das concessionárias. Segundo a ABRACE, a possibilidade de comercialização das sobras permitiria às distribuidoras uma gestão mais ativa da compra de energia. Já a PSR sugeriu que uma solução estrutural para a sobrecontratação das distribuidoras poderia estar na realização de um megaleilão de energia existente em 2017, olhando para o suprimento dos anos de 2018 a 2022. Pelos cálculos da consultoria, havia uma sobra no sistema de 12,7 GW médios, o que representava quase 20% da demanda de 2016.

Novembro

O mês de novembro teve como destaque as notícias referentes à repercussão do tão esperado leilão de transmissão, ao 2º LER, marcado para dezembro, e suas expectativas e, principalmente, à privatização da distribuidora Celg-D. Ademais contou com diversas publicações sobre propostas de projetos para o ano de 2017.

Segundo especialistas, o leilão de transmissão foi o primeiro teste para as novas regras do BNDES. Apesar de contar com custo de mercado a taxas semelhantes ao que se pratica em outras instituições, o prazo ainda fazia com que o banco federal fosse mais competitivo. Outro destaque é que ainda não havia muitas instituições financeiras com operações de repasse do BNDES. Ainda sobre o tema, o MME declarou que houve um acúmulo muito grande de demanda por transmissão no Brasil e isso iria exigir, durante certo período, uma quantidade maior de leilões de novos projetos. Por isso, o Ministério esperava, para o início de 2017, um novo leilão de transmissão.

Além disso, a Abengoa recorreu à Justiça para revisar os contratos de concessão das nove linhas de transmissão ainda estavam em construção, com a finalidade de que pudessem ser leiloadas dentro da recuperação judicial. A ideia era replicar o modelo das licitações realizadas pela ANEEL. Os ativos seriam oferecidos aos investidores em um leilão e venceriam aqueles que oferecerem maior deságio em relação à RAP das linhas de transmissão. A expectativa para tal leilão, no entanto, era de que o mesmo não seria realizado ainda em 2016. Assim, o governo preparou para o primeiro semestre de 2017 a licitação dos ativos em construção da Abengoa e o MME estimou que o certame deveria movimentar R\$ 8 bilhões em investimentos. A expectativa era de que 6.100 km de linhas fossem licitadas.

Ainda neste mês, muito se discutiu sobre o 2º LER, previsto para ser realizado em dezembro. O mês começou com a publicação das diretrizes do certame, o qual ocorreria em duas fases, sendo que a primeira seria para a classificação por preço de lance, considerando a capacidade de escoamento de energia para o SIN. Já na segunda fase, o critério de seleção seria o de menor preço, com produtos distintos para cada fonte. Segundo o MME, esse formato teria como objetivo aumentar a competitividade do leilão. Além disso, o preço-teto estabelecido para este leilão foi de R\$ 320,00/MWh, para empreendimentos de fonte solar, e de R\$ 247,00/MWh, para os projetos eólicos, e o Custo Marginal de Referência foi de R\$ 320,00 MWh. Foi usada como critério de

classificação a margem de escoamento da transmissão definida previamente pelo ONS para cada empreendimento.

Os valores foram bem recebidos pelos agentes, os quais esperavam intensa competição durante o certame, uma vez que a contratação de novas usinas deveria ser limitada em razão da recessão econômica que reduziu o consumo de energia elétrica no país. A ABSOLAR apostou em uma contratação entre 1 GW e 1,5 GW para energia solar, um pouco menos dos 2 GW desejados pela entidade. Embora o preço-teto definido pelo governo tenha ficado abaixo dos valores solicitados pela ABSOLAR e ABEEÓLICA, os empreendedores se mostraram satisfeitos e, segundo especialistas, os preços fixados pelo governo iriam trazer bastante disputa ao leilão.

Sobre a privatização da Celg-D, marcado para o final do mês, a ANEEL decidiu flexibilizar as condições de cobrança das parcelas da dívida de R\$ 854 milhões da empresa, as quais deveriam ser pagas no final de 2016. A medida foi tomada pela diretoria da Agência para que o novo controlador da distribuidora goiana não fosse submetido à pressão por aporte de recursos após a realização do leilão e antes da assinatura dos contratos. Segundo a ANEEL, a decisão tomada afastaria um risco desnecessário que vinha sendo associado ao leilão, o que poderia influenciar na decisão de investidores interessados na privatização da empresa. Ademais, a distribuidora e o governo estavam otimistas sobre o resultado do certame, o qual já tinha como um interessado confirmado um dos maiores *players* de energia e gás no mundo, a Enel.

As boas expectativas foram confirmadas, depois de uma tentativa fracassada de privatização em agosto, a Celg-D foi arrematada pela Enel Brasil S.A. por R\$ 2,187 bilhões, ágio de 28,3% em relação ao valor mínimo de R\$ 1,708 bilhões, estabelecido pelo edital. A venda da Celg-D foi considerada emblemática, uma vez que o governo pretendia privatizar outras seis distribuidoras estaduais que estavam sob controle da Eletrobras e que seriam oferecidas ao mercado em 2017. Segundo o MME, o resultado demonstrou que o país estaria de novo atraindo investidores sólidos e globais para melhorar a qualidade do Setor Elétrico, trazendo investimentos e geração de empregos. Assim, todos os consumidores brasileiros seriam beneficiados com esse investimento e com o crescimento de um *player global*, como a Enel, no segmento de distribuição brasileiro. Para o professor Nivalde de Castro, coordenador do GESEL-UFRJ, o resultado do certame foi positivo para o setor, enfatizando a solidez do marco

regulatório brasileiro, o qual levou a Enel, um tradicional *player global*, a adquirir a Celg-D em um cenário econômico e político desfavorável. "*Essa decisão de investimento só demonstra o potencial que o mercado elétrico brasileiro tem*", afirmou. Além desse grande e importante leilão, houve também a realização de um leilão de venda de energia convencional promovido pela Eletrosul.

O mês também contou com diversos anúncios de leilões futuros, para os anos de 2017 e 2018. Com o objetivo de consolidar o estado como gerador de energia limpa e polo produtor de equipamentos e tecnologia para o Setor Elétrico, o governo de Pernambuco pretendia pôr em prática uma série de iniciativas em 2017. A primeira delas tinha a intenção de incentivar a geração distribuída. Para tanto, Pernambuco estaria promovendo um certame para o ano. A ideia seria ceder uma área para ser explorada por um período entre 15 e 20 anos, em um modelo de comodato não oneroso. Além disso, o estado estudava realizar um leilão de eficiência energética. A proposta estava sendo desenvolvida em parceria com a Abesco. A meta seria reduzir 30% do consumo dos prédios públicos e privados no Estado.

Ademais, a ANEEL mostrou interesse em realizar novos leilões de transmissão em 2017, com a finalidade de contratar cerca de R\$ 26 bilhões em investimentos. A Agência pretendia fazer um novo leilão de transmissão em março, com a contratação de investimentos em volume semelhante ao certame realizado em outubro, da ordem de R\$ 12 bilhões. Outras disputas nesse segmento eram previstas também para o ano seguinte, levando o total dos investimentos para os R\$ 26 bilhões. Somado aos projetos de novas linhas de transmissão previstos para serem leiloados em 2017, o governo já possuía estudos para empreendimentos adicionais, os quais somavam R\$ 16 bilhões, e que deveriam ser ofertados ao mercado em 2018, declarou o MME. Além dos projetos já mencionados, a ANEEL propôs um leilão para a contratação de 6 GW de térmica na base para o Nordeste, devido à seca prolongada, que assolava a região há quase seis anos e que abriu uma discussão importante sobre qual deveria ser a prioridade para o uso da água do rio São Francisco nos próximos anos. A principal solução, apoiada por diversos agentes do setor, era a instalação de usinas térmicas na base, por ser a única fonte que reúne as características necessárias para compensar a geração hidrelétrica e promover a segurança energética da região. Contudo, o MME destacou que qualquer mudança seria previamente discutida com o mercado.

Em novembro, o MME aprovou o enquadramento no REIDI de diversos projetos, quais sejam, o empreendimento relativo ao Lote A do Leilão nº 13/2015, de titularidade da empresa Argo Transmissão de Energia S.A, a UTE Lasa, localizada no município de Linhares, no Espírito Santo, o projeto de reforços na linha de transmissão Utinga, no município de Castanhal, no Pará, o projeto de reforços na linha de transmissão Catu, Camaçari IV, e na subestação Goianinha, que compreendem municípios do Rio Grande do Norte, e o projeto de transmissão relativo ao Lote O do Leilão nº 013//2015.

O MME decidiu, ainda, adiar o leilão A-1 por três dias, o qual estava marcado, anteriormente, para o dia 9 de dezembro, e foi aprovado o seu edital. O preço inicial do certame, destinado à contratação de energia de empreendimentos de geração de qualquer fonte, seria de R\$ 120/MWh. A licitação incorporou a regra que permitia às distribuidoras deduzir sobras de energia de contratos da declaração de necessidade de compra no leilão.

Dezembro

O mês de dezembro teve como destaque mais um leilão cancelado. Dessa vez, o 2º LER, esperado para ocorrer no mês. Ademais, houve uma revisão no modelo de remuneração para os leilões de transmissão e algumas propostas para a realização de demais leilões.

Como mencionado, o MME cancelou o 2º LER, que aconteceria no dia 19 de dezembro. A alegação para a não realização foi a revisão da estimativa de demanda de energia. O cancelamento deste LER trouxe um misto de frustração e surpresa ao setor, já que os agentes eólicos e solares depositavam nele a última esperança de contratação do ano, de modo a prosseguir com as etapas de consolidação das suas cadeias produtivas. Desde meados do ano, as entidades eólicas apontavam o volume de 3 GW de capacidade ao ano como o que o setor precisava para manter a capacidade instalada ocupada e esperavam a contratação de pelo menos 2 GW. Já para a fonte solar, o leilão era visto como uma oportunidade de atrair *players* importantes que ajudariam a consolidar a fonte no país. O certame, que havia habilitado 747 projetos, somando 23.768 MW, após o corte de 32% da capacidade inicialmente cadastrada para a concorrência, em decorrência da falta de escoamento, foi cancelado devido à sobreoferta de energia. O presidente da EPE, Luiz Barroso, explicou que o governo não tinha como justificar a contratação de nova capacidade de geração, uma vez que havia um "excesso de oferta

brutal" no sistema causado pela desaceleração da economia do país e do consumo de energia.

Além da consultoria PSR, os consumidores industriais também apoiaram o cancelamento do LER e a ABRACE parabenizou o governo pelo cancelamento do leilão. Para a associação, que há algum tempo criticava o crescimento do encargo de energia de reserva, a decisão teve caráter técnico, uma vez que estudos apontam para uma sobra no sistema de 12.000 MW médios. Em junho deste ano, a associação enviou uma carta formal ao Ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, pedindo a suspensão de novos leilões de energia de reserva até que fosse discutido com todos os agentes a real necessidade desse tipo de contratação. Outra questão que contribuiu para o cancelamento do certame, segundo a EPE, era a perspectiva de realização de um leilão de “descontratação” da energia de reserva no início de 2017. Estudava-se a possibilidade de utilizar este mecanismo de mercado para descontratar projetos que ainda não entraram em operação comercial, reduzindo o volume de sobreoferta, o que beneficiaria o consumidor. A empresa alegou, naquele momento, haver um grupo de trabalho, no Ministério, estudando a melhor forma para realizar a descontratação de parte dessa energia. Já o planejamento de novos LER, segundo a EPE, dependeria das perspectivas de recuperação da economia e dos seus impactos nas projeções de consumo de energia no país. Acrescentou ainda que, se a retomada econômica fosse mais demorada do que o esperado, traria um significativo desafio para a contratação de todas as fontes.

Outra mudança ocorrida no mês foi referente à revisão do modelo de remuneração para leilões de transmissão pela ANEEL. A proposta da Agência, apresentada em audiência pública, debateu a atratividade financeira necessária para investimentos no setor, fator que motivou a atualização do modelo financeiro para cálculo de preço teto da RAP dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil. Com a aplicação conjunta das modificações propostas na audiência e a manutenção dos demais parâmetros vigentes, a RAP teto aprovada pela ANEEL, para um caso médio, se elevou em 13,13%.

No final do mês, a ANEEL declarou a realização de um novo leilão de transmissão para 2017. O certame contaria com 34 lotes de projetos que previam a instalação de 7.373 km de novas linhas. Havendo a negociação de todos os lotes, este leilão deveria resultar

em investimentos de R\$ 12,7 bilhões e a geração de 27.400 empregos. A minuta de edital previa a oferta de lotes que foram rejeitados em leilões anteriores e de projetos retomados pela Agência pelo fato de ainda não terem saído do papel. Entre as principais mudanças previstas no leilão estavam a redução do valor da garantia de fiel cumprimento, a qual cairia de 10% para 5% sobre o custo estimado para implantar as novas instalações de transmissão, a ampliação do prazo entre a publicação do edital e a realização do leilão, de 30 dias para 60 dias, e a possibilidade de lotes que não recebessem proposta no início da disputa serem relicitados ao final, em uma espécie de repescagem.

Ademais, o mês contou com algumas propostas para realização de leilões no Norte e Nordeste e a EPE publicou uma sugestão de projeto de energia solar em sistema isolado. Esse leilão, que já teve edital publicado pela ANEEL e estava em sua segunda etapa, supriria o mercado do Amazonas. Em atendimento ao Decreto nº 7.246/2010, que estabelecia, dentre outros, a busca pela eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais nos Sistemas Isolados, a Nota Técnica do edital do leilão apresentou a avaliação de uma solução híbrida, utilizando também energia solar fotovoltaica, com ou sem baterias, em relação à baseada exclusivamente em geradores a diesel, prevista no Projeto de Referência para atendimento aos Sistemas Isolados do Grupo B.

Outra proposta para atender aos Sistemas Isolados foi realizada em dezembro, dessa vez pela ANEEL, com a possibilidade de se instalar 6.000MW de térmicas a gás no Nordeste, como forma de reduzir impactos de fatores externos ao sistema elétrico da região, via importação gás natural liquefeito ou com uso do gás do pré-sal. A ideia era próxima da realização de leilões regionais e por fonte de energia. Segundo a EPE, a realização de leilões por fonte já era uma realidade na prática, mas para que a medida fosse oficializada, seriam necessários aperfeiçoamentos. A EPE alegou, também, não ser contra a realização de leilões regionais. A ANEEL disse, ainda, que, com a viabilização das linhas de transmissão, as usinas estariam próximas de centros de carga e ajudariam a desenvolver o mercado de gás. Além disso, o bloco térmico poderia permitir estabilizar a geração eólica e ajudaria na recuperação dos reservatórios da região, com baixa capacidade de armazenamento há vários anos.

Enquanto o LER foi cancelado, o leilão A-1, de energia existente, foi realizado e seu resultado foi como o esperado. A Cemar foi a única a comprar energia neste leilão, em um total de 21 MW médios de garantia física, movimentando R\$ 43,5 milhões. O preço médio de venda foi de R\$ 118,15/MWh, representando um deságio de 1,54% em relação ao preço máximo que havia sido estabelecido pela ANEEL, de R\$ 120,00/MWh. Além do leilão A-1, foi realizado um leilão de energia convencional com ponto de entrega no centro de gravidade do submercado SE/CO, promovido pela Cesp.

Adicionalmente, no mês de dezembro, o resultado do leilão da Celg-D ainda repercutia positivamente. A ABRADDEE avaliou o leilão de privatização da empresa como positivo. Segundo a associação, o ágio de 28% mostrou a atratividade do setor de distribuição brasileira, sinalizando que existem empresas que acreditam no futuro da distribuição de energia elétrica no Brasil.

Capítulo III - Energias Renováveis e Meio Ambiente

De maneira geral, 2016 foi muito promissor para o setor de energias renováveis. Apesar da queda vertiginosa dos preços do petróleo, carvão e gás natural, fator que limita a substituição desses insumos, os investimentos na produção de energia através de fontes renováveis apresentaram recordes e o ano foi marcado por anúncios de linhas de crédito para projetos deste tipo no país. Além disso, a Agência Internacional de Energia apontou que diversos países estavam reduzindo ou acabando com os subsídios aos combustíveis fósseis, o que tornava as tecnologias das renováveis ainda mais competitivas.

O começo do ano foi próspero para a indústria eólica, que passou longe da turbulência financeira na qual o país se encontrava. Muitas empresas corroboraram suas expectativas positivas em relação à economia brasileira no longo prazo, afirmando seu potencial de crescimento e atração de indústrias da cadeia produtiva. Mês a mês, a geração eólica bateu recordes de produção e muitas usinas entraram em operação, responsáveis por grande parte da expansão da nossa matriz. Apesar do cenário promissor, no segundo semestre, a ABEEÓLICA demonstrou preocupação com a contratação da fonte, afirmando que a cadeia industrial aqui estabelecida estava estruturada para atender um volume de contratação de, pelo menos, 2 GW/ano e a interrupção desse ciclo poderia comprometer a permanência da indústria no país. O ritmo de contratação caiu devido à recessão e à baixa demanda de distribuidoras, as quais apresentavam sobra de energia.

O setor de energia solar demonstrou expectativa de expansão do mercado, sobretudo de geração distribuída. Neste ano, ocorreu a construção da maior usina solar do Brasil instalada em telhado, realizada pela Prátil, empresa do Grupo Enel, com 2.000 placas fotovoltaicas e potência total instalada de 0,5 MWp, localizada na sede da empresa de comércio eletrônico Mercado Livre, em São Paulo.

Outro mercado que, apesar das perspectivas negativas da atividade econômica do país, se mostrava confiante, era o de etanol, o qual bateu recorde de produção em abril, com 30 bilhões de litros, além de subir em 31% sua oferta na segunda metade deste mesmo mês.

Já para alguns dos grandes empreendimentos hidrelétricos, 2016 foi um ano conturbado. A usina de Belo Monte recebeu multas, esteve no meio de inúmeras reclamações e contestações, inaugurou sua primeira turbina, teve a licença de operação suspensa e depois liberada. Após muitos debates e contradições, o projeto da usina de São Luiz do Tapajós teve seu licenciamento arquivado pelo IBAMA e, o que se vislumbrava era que, se viesse a se concretizar, seria dentro de parâmetros completamente distintos.

A seguir as notícias de Energias Renováveis e Meio Ambiente selecionadas para o ano de 2016.

Janeiro

No último ano e meio, o preço do petróleo caiu mais de 75% e o impacto que essa queda vertiginosa poderia ter na matriz energética era diferente no Brasil e no mundo. Nos países industrializados, e outros como China e Índia, ela não deveria afetar a expansão da geração de energia elétrica por fontes renováveis, já que estas competem com carvão, não com petróleo. Segundo, José Goldemberg, presidente da FAPESP, seria muito caro mudar toda a infraestrutura para produzir energia elétrica a partir do petróleo. Logo, o que se imaginava era que a China iria migrar do carvão direto para as renováveis, conforme apontado por Suzana Kahn, presidente do PMBC, que ainda completou que *“as renováveis se beneficiam da instabilidade do Oriente Médio; como os países buscam segurança energética, elas têm a vantagem de serem fontes de energia distribuídas e geradas localmente, portanto não estão sujeitas às oscilações mundiais”*.

Entretanto, no Brasil o cenário é diferente, uma vez que o petróleo cada vez mais barato estimularia o uso maior das termelétricas movidas com seus derivados, como o país já vinha fazendo para compensar as perdas com energia hidrelétrica quando os reservatórios estavam baixos. Isso é uma lógica puramente econômica e que não deveria acontecer, de acordo com Goldemberg.

Além disso, essa baixa no preço poderia prejudicar a competitividade dos biocombustíveis. Excluindo o cenário de crise hídrica, no caso brasileiro, o consumo de petróleo ocorreria basicamente no transporte. Conforme salientou André Ferreira, diretor-presidente do IEMA, de São Paulo, se o petróleo se mantivesse baixo,

dificultaria a competitividade do etanol de segunda geração, que vinha sendo pesquisado no Brasil.

Outro ganho para as renováveis foi observado no relatório da Agência Internacional de Energia, de novembro de 2015, o qual apontava que pelo menos 27 países estavam reduzindo ou acabando com os subsídios aos combustíveis fósseis e, na ausência desses subsídios, as tecnologias das renováveis se tornariam ainda mais competitivas.

Em vista à preocupação do governo frente ao crescimento da participação de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira, a UNICAMP, em parceria com a Princeton University (EUA) e outras empresas do Setor Elétrico, apresentou o “Smart Sem”, projeto no âmbito do P&D da ANEEL, com previsão de entrega no prazo de três anos, cujo objetivo era simular os impactos, operacionais e regulatórios, e os custos da penetração dessas fontes no SIN.

A proposta do projeto era desenvolver um modelo computacional de grande porte para coordenar a operação do SIN de geração e transmissão de energia, uma ferramenta que permitiria ao ONS coordenar e planejar ações para evitar sobrecarga no sistema elétrico.

Apesar de a crise econômica ter afetado boa parte das indústrias do país, a ABEEÓLICA afirmou que, de modo geral, o setor de energia eólica passava longe da turbulência financeira. Seguindo esse ritmo, a empresa francesa Voltaria anunciou a pretensão de desenvolvimento de uma série de parques eólicos no Brasil e previu o desenvolvimento de um dos mais importantes *clusters* eólicos do país, com capacidade potencial de 1,2 GW a longo prazo. O projeto, denominado Serra Branca, estava situado no Rio Grande do Norte. Para conectá-lo à Rede Básica, a empresa construiu sua própria linha de distribuição de 52 km.

Outra empresa que priorizou investimentos no país foi a Cubico. Ricardo Díaz, diretor da empresa nas Américas, afirmou que a América Latina e o Brasil continuariam sendo prioridades para a companhia e que seu objetivo era dobrar de tamanho nos cinco anos subsequentes a 2016. Assegurando ainda a confiança na economia do país no longo prazo, afirmou que *“o Brasil é um mercado muito interessante. Apesar das situações econômica e política delicadas, entendemos que investidores com horizonte de longo prazo buscam projetos em tecnologias que estão crescendo, como fontes renováveis e saneamento”*.

Neste mês, a ContourGlobal e a Chesf inauguraram três complexos eólicos que comercializaram energia nos leilões de Reserva e A-3, de 2013, e juntos somavam 436 MW de capacidade instalada, o suficiente para atender ao consumo anual do estado do Piauí, onde se situam. Além disso, a italiana Enel, por meio da subsidiária EGP, iniciou a construção do parque eólico de Delfina, de 180 MW, na Bahia, com estimativa de conclusão e entrada em operação na primeira metade de 2017.

No entanto, apesar dos constantes investimentos, a geração eólica, a qual cumpriu um papel fundamental para o fornecimento de energia durante a crise dos reservatórios hidrelétricos do Nordeste, perdeu fôlego no início de 2016. De acordo com o ONS, na primeira metade de janeiro, a produção média dos parques eólicos conectados ao SIN na região foi 39,4% inferior ao mesmo período do ano anterior. Sem água nos lagos das usinas e com a capacidade de intercâmbio energético entre as regiões no limite, o operador teve que acionar as térmicas a óleo combustível e diesel, elevando o custo da energia para o consumidor. É importante ressaltar que a variação da geração de energia das eólicas é normal e que o período de comparação era muito curto, além do mês de janeiro fazer parte da temporada de menor geração. A questão era que as eólicas ganharam muita importância a partir do segundo semestre de 2015, quando o governo decidiu desligar as termelétricas com custo de operação mais caro, mesmo em cenário de escassez de chuvas no Nordeste e reconhecendo a ocorrência do fenômeno El Niño, que agravou esse quadro climático.

Ainda em janeiro, a EGP deu início à construção da usina solar Ituverava, na Bahia. O projeto receberá US\$ 400 milhões em investimentos e, quando concluído, no final de 2017, terá 245 MW de capacidade instalada, tornando-se a maior usina fotovoltaica construída pela empresa. A usina poderá gerar mais de 550 GWh por ano, volume suficiente para atender a demanda anual de cerca de 268 mil residências brasileiras. Adicionalmente, segundo a companhia, o projeto evitará que 185.000 toneladas de CO2 sejam emitidas por ano na atmosfera.

De acordo com estudo publicado pelo Julius Baer, o aumento da geração de energia solar levou a uma queda de 60% no preço dos equipamentos nos últimos anos, o que fez a tecnologia se tornar economicamente competitiva pela primeira vez na história, tendo papel importante nos mercados emergentes. Com isso, seus custos globais deveriam cair de, em média, US\$ 2,50/W para US\$ 1,50/W em 2020. Norbert Rücker pontuou que,

como seriam projetos com retorno no longo prazo e com geração de fluxo de caixa segura e previsível, haveria atratividade para investidores internacionais. Para os projetos de energia solar, as diferenças de estágio de desenvolvimento da indústria precisavam ser levadas em consideração, além das diferenças nos custos de financiamento e nos subsídios dos governos.

Outro mercado que se mostrava confiante, apesar das perspectivas negativas da atividade econômica do país em 2016, era o de etanol. O CEPEA, da USP, assinalou que o consumo aquecido e os aumentos de preço no acumulado de 2015 poderiam representar o início, ainda que de forma gradativa, de uma retomada da rentabilidade do setor, que há alguns anos sofria com altos custos de produção e prejuízos financeiros.

No mesmo período, a Datagrô estimou uma safra de cana de açúcar para os anos de 2016 e 2017 mais robusta do que a que estava em processo de conclusão. Para a consultoria, o consumo de hidratado, em 2016, acompanharia a estimativa de PIB, caindo 3%, entre janeiro e abril, até chegar a algo em torno de 2,5% no final deste mesmo ano.

Fevereiro

O mês de fevereiro mostrou-se animador no que diz respeito às energias renováveis e ao meio ambiente. A Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas, conhecida como COP-21, realizada no mês de dezembro de 2015, em Paris, evidenciou a tendência para o setor, qual seja, a transição gradual da matriz energética do petróleo às energias renováveis. O cenário brasileiro demonstrou uma expectativa de aumento da relevância das energias eólica e solar, evento justificado pela queda de custos e ganho de competitividade. Na contramão, verificou-se uma desaceleração na produção de biocombustíveis, diante do aumento do preço do açúcar.

Para o setor eólico, o mês apresentou um cenário de produção otimista, destacando o momento de expansão de unidades fabricantes de equipamentos para atendimento da crescente demanda, além da entrada em operação comercial de 150 MW eólicos das companhias Neoenergia e Iberdrola, na cidade de Bodó, no Rio Grande do Norte. Neste período, o país atingiu a marca de 9 GW de capacidade eólica instalada e o número de usinas quadruplicou nos cinco anos antecedentes. Além disso, segundo estimativa do PDE da EPE, a capacidade de geração de energia eólica no Brasil deveria passar dos

8.700MW, no mês de fevereiro, para 24.000 MW até 2024, dados que reproduzem o horizonte promissor esperado.

Neste período, a ABSOLAR solicitou a alteração na Resolução Normativa nº 676/2015, com o intuito de evitar perda de tempo, desperdício de recursos e, principalmente, aumento de custos para os projetos de energia solar fotovoltaica em desenvolvimento. Esta resolução, a qual tinha como finalidade estruturar o procedimento de outorga para geradores de projetos fotovoltaicos, trouxe uma exigência de medição mais complexa, chamada de irradiância global, difusa e direta. Esta medição é utilizada apenas em locais muito específicos, como em desertos. Ademais, os projetos em desenvolvimento no país utilizavam a medição por irradiação global horizontal, mais simples e que era indicada pela EPE para a habilitação de projetos que quisessem participar dos leilões de energia nova da ANEEL. De acordo com a ABSOLAR, essa forma de medição já trazia dados confiáveis sobre o potencial de um determinado projeto e era mais adequada à maioria dos empreendimentos, não somente no Brasil, mas em todo o mundo. Segundo o presidente executivo da entidade, Rodrigo Sauaia, a medição por irradiação global horizontal faria mais sentido quando se procurava medir o potencial de recursos. A irradiância global, difusa e direta é utilizada em sistemas de geração com concentração e precisa de uma série de condições muito específicas, tanto que somente alguns projetos precisam se utilizar desse método.

Ainda, a ABSOLAR e o CERNE firmaram um acordo cujo escopo era o desenvolvimento de ações conjuntas que buscavam impulsionar a expansão da energia solar fotovoltaica no Nordeste setentrional do país, região estratégica detentora de enorme potencial solar. Outra iniciativa, que também buscou impulsionar a expansão da fonte, foi o desenvolvimento, pelo governo baiano, do Atlas Solarimétrico, identificando fronteiras de potencial ainda não exploradas.

Apesar dos esforços verificados, o período foi marcado pelo atraso na entrega de empreendimentos fotovoltaicos negociados em leilões de energia nos anos anteriores a 2016, em virtude de obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado.

A ABIOGÁS destacou o biogás como aposta relevante para a matriz energética brasileira, alegando que esta fonte poderia gerar o equivalente a cerca de um terço de toda a energia produzida na UHE de Itaipu. A associação procurava estimular políticas públicas que viabilizassem a inserção dessa fonte na matriz nacional, a exemplo do

projeto que ocorre no município de Entre Rios do Oeste, no Paraná, cujo objetivo era a geração de energia a partir dos dejetos de porcos.

O MPF do Amazonas pediu na Justiça a anulação da licença prévia das obras do linhão de Tucuruí, que interligaria a cidade de Boa Vista, em Roraima, (RR) a Manaus, no Amazonas. O projeto previa a instalação de centenas de torres dentro da terra indígena Waimiri Atroari e, no processo, não houve consulta prévia à comunidade, o que contraria a Convenção nº 169 da OIT. No dia 19 de fevereiro, a juíza federal Marília Gurgel Rocha de Paiva e Sale decidiu pela paralisação das obras até a consulta à comunidade pela empreendedora, Transnorte Energia.

A UHE Cachoeira Caldeirão também teve sua licença operacional suspensa após o parecer técnico sobre a mortandade de peixes na região. A Norte Energia, responsável por Belo Monte, foi multada em R\$ 8 milhões, pelo IBAMA, pelo mesmo motivo. A concessionária declarou que o incidente estava associado aos efeitos da operação de vertedouros com vazões elevadas.

O mês foi marcado, também, pelo pedido da anulação da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica, concedida pela ANA à UHE São Luiz do Tapajós, por não haver comitê de bacia funcionando nos afluentes da margem direita do Rio Amazonas ou plano de recurso aprovado no Rio Tapajós.

Outro destaque foi o embargo, pelo IBAMA, dos depósitos da CGTEE, empresa de geração térmica da Eletrobras, no complexo Presidente Médici, também conhecido como Candiota, no Rio Grande do Sul, considerados irregulares. No final de janeiro, foram identificados óleos e resíduos na lagoa de decantação do projeto, instalações precárias, armazenamento inadequado e falta de manutenção nos equipamentos de manuseio do óleo combustível. Após vistoria, além do embargo, o IBAMA aplicou uma multa de R\$ 200.000 à companhia e determinou a correção das irregularidades. A subsidiária da Eletrobras possuía uma série de dificuldades relacionadas à disponibilidade da térmica Candiota III, com 350 MW de capacidade, a qual já havia passado por paralisações, em razão de problemas na caldeira, e possuía um prejuízo acumulado de cerca de R\$ 1,5 bilhão nos quatro últimos anos.

Março

Devido à recuperação hídrica nos reservatórios, o Brasil ampliou sua capacidade de geração a partir de fontes renováveis para o ano de 2016. De acordo com a IRENA, duplicar a geração de energia renovável até 2030 poderia economizar US\$ 4,2 trilhões anuais. Para o segmento, o destaque negativo foi a previsão da desaceleração dos incentivos aos investimentos, devido à crise financeira, além da possibilidade de a baixa no preço do barril de petróleo comprometer a competitividade desses projetos.

Apesar da principal fonte de geração de energia elétrica do país ser a hídrica, a eólica ganhou destaque devido às condições climáticas favoráveis e os investimentos realizados. Além disso, contava-se, ainda, com o anúncio de que o BNDES estimava elevar em mais de 30% as aprovações e liberações de financiamento para empreendimentos eólicos no país.

Dentre as novidades, no âmbito da geração solar, a Eletronorte, a Sunlution, a WEG e outras empresas do setor lançaram um projeto pioneiro, realizado com recursos de P&D, de exploração de energia solar em lagos de usinas hidrelétricas através do uso de flutuadores. A primeira usina a ser contemplada foi Balbina, no Amazonas, seguida de Sobradinho, na Bahia. A escolha das duas usinas deveu-se ao fato de estarem em áreas de regimes climáticos diferentes, o que permitiria acompanhar o desempenho dos sistemas nas diversas condições de tempo. Este foi o primeiro estudo sobre usina solar flutuante instalada no lago de hidrelétricas no mundo, permitindo o aproveitamento das subestações e das linhas de transmissão das hidrelétricas e evitando, também, a desapropriação de terras. A pesquisa analisará o grau de eficiência da interação de uma usina solar em conjunto com a operação de uma hidrelétrica, focando em fatores como a radiação solar incidente no local, a geração produção e o transporte de energia, a instalação e a fixação no fundo dos reservatórios a complementariedade da energia gerada e o escoamento desta energia. Os resultados do projeto permitirão avaliar a eficácia da produção média de energia solar nesses locais.

A consultoria Mercon Capital previu que as instalações solares no mundo, em 2016, atingiriam 64,7 GW, representando um crescimento de 13% em relação ao total adicionado em 2015, quando entraram em operação 57,8 GW da fonte. No Brasil, a expectativa de expansão do mercado se confirmava. Rafael Kelman, diretor executivo da PSR, apesar de entusiasmado com a grande expansão do mercado de geração

distribuída, pontuou que *“as distribuidoras têm custos fixos para entregar energia elétrica, por isso é preciso rever questões regulatórias para que os consumidores que não aderirem à geração distribuída não acabem pagando mais caro”*.

Esses impactos da micro e minigeração distribuída na rede de distribuição começaram a ser estudados pela CPFL Energia, que deu início a um projeto de P&D da ANEEL, com a finalidade de estudar, a partir de uma amostra de 200 unidades consumidoras com placas solares instaladas, os impactos técnicos em termos de qualidade da energia na rede. O projeto analisa a proposição de modelos de negócio e mudanças no arcabouço regulatório do ponto de vista das questões técnicas.

Neste mês, o MPF ajuizou uma ação civil pública pedindo a paralisação emergencial das obras da hidrelétrica de Belo Monte, no Xingu, por agravar a poluição do rio e do lençol freático da cidade de Altamira, com esgoto doméstico, hospitalar e comercial. Segundo o MPF, a condicionante de implantação de saneamento básico, prevista desde a licença prévia do empreendimento, e que evitaria esse impacto, ainda não havia sido cumprida. Pelo prazo do licenciamento, a usina deveria ter entregado os sistemas de fornecimento no dia 25 de julho de 2014, o que não ocorreu.

Entre 17 e 18 de março, aproximadamente 10 mil pessoas participaram da 13ª edição do encontro Cultivando Água Boa, em Foz do Iguaçu. Em meio às críticas e problemas envolvendo a continuidade da construção de hidrelétricas no Brasil, o CAB, premiado projeto socioambiental da Itaipu Binacional, mostrou que era possível um empreendimento hidrelétrico explorar economicamente uma bacia hidrográfica e ao mesmo tempo se tornar vetor de desenvolvimento econômico e social regional. O programa atua na proteção e conservação dos solos e águas, recuperação de matas ciliares e fortalecimento da economia local. Segundo Nelton Friedrich, diretor de Coordenação e Meio Ambiente da Itaipu Binacional, era possível fazer empreendimentos de médio e grande porte, mitigando bastante os impactos sociais, ambientais e econômicos e que, ao mesmo tempo, fossem uma alavanca de desenvolvimento sustentável em sua área de influência. Não é uma visão imediatista, setorialista e mecanizada, mas sim uma visão sistêmica que trabalha com sua devida complexidade.

Abril

Em Nova Iorque, representantes brasileiros dos segmentos de energia eólica e solar participaram do fórum The Future of Energy Global Summit, para apresentar as oportunidades de investimentos nesses setores no país. Segundo a Apex-Brasil, o Brasil possui potencial para crescer, atrair indústrias da cadeia produtiva e até exportar. O país já estava na lista de maiores produtores de energia eólica do mundo e a estimativa era de que sua capacidade instalada chegasse a 24.000 MW, em 2024, sendo 21.000 MW apenas na região Nordeste.

Apesar da crise econômica e da taxa de câmbio desfavorável, o cenário mostrou-se promissor ao setor eólico. A Nordex e a Acciona, fabricantes de equipamentos, apostaram no mercado nacional com pretensão de crescimento, visando liderar o setor de turbinas, inclusive com possíveis projetos de exportação. No leilão A-5, o valor de R\$ 223/MWh para os contratos deste tipo de geração foi considerado justo. O governo precisou considerar que as condições de financiamento eram diferentes, menos atrativas do que em 2010, e o *hedge* cambial estava em patamar elevado. Além disso, as linhas eram mais longas e os projetos estavam mais distantes das conexões.

Na esfera da energia solar, as empresas participantes do LER de 2014 pediram a postergação do cronograma de seus empreendimentos, alegando que as condições macroeconômicas estavam desfavoráveis pela elevação da inflação e das taxas de juros, além da forte desvalorização do real frente ao dólar e a ausência de cadeia produtiva nacional voltada ao atendimento do setor fotovoltaico interno, comprometendo as condições de financiamento.

Segundo a ABSOLAR, para cada MW solar fotovoltaico instalado por ano, poderiam ser gerados entre 25 e 30 postos de trabalho, uma das maiores taxas de geração de emprego por MW instalado anual. Contudo, o imposto poderia encarecer o insumo nacional em até 50%, com relação ao preço encontrado no mercado internacional, formando um gargalo para a fabricação de módulos no país. Além disso, o custo do investimento ainda era uma barreira para o uso em massa da energia solar, dado que um investimento de R\$ 30.000 poderia demorar 7 anos para ser recuperado. E, mesmo assim, foi observada uma rápida expansão no número de residências com sistemas de geração distribuída de energia solar. De janeiro de 2015 até fevereiro de 2016, o acumulado de conexões no Brasil saltou de 425 para 2.607. Segundo a DNV GL, até

2025, o preço dos módulos solares deveria cair significativamente devido à eficiência, além de aumento no ciclo de vida e crescimento do mercado produtor. O desenvolvimento tecnológico fará com que os módulos fotovoltaicos sejam cada vez mais potentes, dobrando sua capacidade de geração e diminuindo o custo final em 20%.

A ONU, no relatório “Tendências globais em investimento em energia renovável 2016”, mostrou que, apesar da queda vertiginosa dos preços de petróleo, carvão e gás natural, fator que limita a substituição desses insumos, houve recorde de investimentos na produção de energia renovável no ano passado, representando 53,6% do acréscimo da capacidade de produção de energia, entre todas as tecnologias instaladas, liderando o *ranking* pela primeira vez.

Seguindo o ritmo acelerado de crescimento, o novo banco de desenvolvimento do BRICs anunciou que a instituição criou uma linha de crédito de US\$ 300 milhões para projetos de energia renovável no Brasil.

Para os próximos anos, o desafio brasileiro será destravar e diversificar a matriz de transportes e deslançar um novo ciclo de investimentos no setor sucroalcooleiro, atingido pelo alto endividamento e pela política de controle dos preços dos derivados de petróleo, vigente entre 2009 e 2013. Mais de 60 usinas de açúcar e álcool fecharam as portas nos últimos anos e o país teve de importar etanol para abastecer a frota interna. O mercado mundial de biocombustíveis também não decolou, o que reduziu o incentivo aos produtores nacionais.

Em abril, a Norte Energia inaugurou a primeira turbina da usina hidrelétrica de Belo Monte. No entanto, devido à mortandade de 16,2 toneladas de peixes, durante o processo de enchimento do reservatório, a concessionária foi multada pelo IBAMA em mais R\$ 27,3 milhões. Os problemas ocorreram entre 27 de novembro de 2015 e 25 de fevereiro de 2016, mas a multa foi aplicada apenas neste mês. Além de ser responsável pelo crime ambiental, a empresa também foi punida por apresentar informações parcialmente falsas sobre a contratação de trabalhadores para realizar o resgate dos peixes.

Outra polêmica envolvendo a usina diz respeito à compensação financeira ambiental. A Justiça Federal em Altamira, no Pará, deferiu uma medida liminar ordenando a suspensão do pagamento de compensações ambientais ao Parque Nacional Juruena, no

Mato Grosso, e a elaboração de um novo plano de destinação de recursos que desse prioridade à região impactada pelas obras da usina no médio curso do rio Xingu. Os procuradores federais e o estado foram à Justiça pedindo a liminar ao alegar desproporcionalidade na distribuição das compensações, a qual favoreceria mais o estado vizinho do que aquele que sofria as consequências ambientais da construção. Além disso, a cidade de Altamira vinha enfrentando problemas socioeconômicos decorrentes da desmobilização do canteiro de obras e da entrada do empreendimento em uma nova fase, atingindo setores como o da construção civil e o imobiliário.

Na mesma época, o IBAMA suspendeu o licenciamento ambiental de São Luiz do Tapajós, após o reconhecimento de uma extensa área entre Itaituba e Trairão como terra indígena. A necessidade de remoção da aldeia local tornaria o projeto inconstitucional e inviabilizaria a análise do processo de licenciamento.

Em São Paulo, a ABNT, em parceria com a Carbon Trust, lançou o Selo Ambiental de Medição e Certificação da Pegada de Carbono de Produtos, sistema com base em normas internacionais reconhecidas e que foi projetado juntamente às indústrias brasileiras, com foco na redução das emissões de gases de efeito estufa e no consumo mais eficiente da água. Segundo Guy Ladvoat, gerente de certificação de sistemas ABNT, o selo permite às empresas identificar seus pontos de melhoria, reduzindo o consumo de energia, de matéria-prima e de insumos, e direcionar tudo para uma economia mais verde, o que também permitiria às companhias acesso a mercados internacionais que muitas vezes são mais exigentes em relação às questões ambientais.

No caminho contrário ao de fortalecimento da cultura ambiental no país, a CCJ do Senado aprovou a Proposta de Emenda Constitucional nº 65/2012, que estabelece que a partir da simples apresentação de um EIA pelo empreendedor, nenhuma obra poderá ser suspensa ou cancelada. Isso significa que o processo de licenciamento ambiental, como é atualmente realizado, deixaria de existir. Em um documento de apenas três páginas, os parlamentares informaram que “*a proposta inova o ordenamento jurídico*” por não permitir “*a suspensão de obra ou o seu cancelamento após a apresentação do estudo prévio de impacto ambiental (EIA), exceto por fatos supervenientes*”. A mudança, segundo os parlamentares, “*tem por objetivo garantir a celeridade e a economia de recursos em obras públicas sujeitas ao licenciamento ambiental, ao impossibilitar a suspensão ou cancelamento de sua execução após a concessão da licença*”. O MPF

adotou um posicionamento contundente contra a proposta, alegando que *“se a simples apresentação de um EIA passa a ser suficiente para tocar uma obra, independentemente desse documento ser analisado e aprovado previamente, acaba-se com a legislação ambiental. É um flagrante desrespeito à Constituição, que se torna letra morta em tudo o que diz respeito ao meio ambiente”*, disse a coordenadora da 4ª Câmara de Meio Ambiente e Patrimônio Cultural do Ministério Público Federal, Sandra Cureau, enunciando ainda que *“temos que mostrar aos parlamentares o absurdo que estão cometendo. O Brasil é signatário de vários pactos internacionais de preservação do meio ambiente. A Constituição tem que ser harmônica, não contraditória em seus incisos”*.

Maio

No quinto mês do ano, constatou-se que o setor de energia eólica foi responsável pela maior parte da expansão da matriz nos 12 meses anteriores, com 2.818 MW, tornando-se cada vez mais presente como opção às fontes tradicionais. A previsão era de que, até 2019, sua capacidade nacional alcance 18,5 GW. No entanto, a ABEEÓLICA demonstrou preocupação com a contratação da fonte em 2016. A presidente executiva da associação, Elbia Gannoum, declarou que a cadeia industrial estabelecida no Brasil estava estruturada para atender a um volume de contratação de 2 GW/ano e a interrupção desse ciclo poderia comprometer a permanência dessa indústria no país. Elbia citou os dois LERs previstos para o ano como forma de garantir a segurança no setor.

No mesmo mês, a região Sul marcou um novo recorde de geração eólica, com capacidade para abastecer, aproximadamente, 5,6 milhões de residências. Além disso, a CCEE divulgou que a geração através desta fonte cresceu 38% no primeiro trimestre de 2016, alcançando 2.337 MW médios frente aos 1.699 MW médios em igual período no ano anterior.

O setor de energia solar também mostrou solidez. O Brasil alcançou a 3ª posição no *ranking* internacional de aquecimento solar em 2015, ficando atrás apenas da China e da Turquia. Isso ocorreu mesmo com a queda na oferta de coletores solares, que teve como causa principal a crise no segmento residencial, o mais atendido por essa produção no ano referido.

No que tange à polêmica Belo Monte, a Norte Energia, coordenadora das obras da usina, repassou 135 milhões ao Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. A população da região de Altamira, que se mostrou decepcionada por não ter sido convidada para o evento de inauguração das unidades geradoras, alegou inúmeras outras insatisfações, como o assentamento de famílias retiradas ainda estar incompleto, o saneamento feito na cidade e a insegurança em relação à barragem, todas rebatidas, em comunicado oficial, pela própria Norte Energia. Além disso, ainda constavam processos movidos contra a companhia e o defensor público Walber Filho relatou que cerca de 700 famílias continuavam esperando por indenizações. Ademais, biólogos notaram que alterações no curso do Rio Xingu já começavam a demonstrar seus impactos socioambientais, prejudicando as populações ribeirinhas e indígenas da região. Para completar, Belo Monte enfrentou um surto de H1N1 entre a população indígena que mora perto da UHE e o MPF cobrou a abertura do hospital do Mutirão.

No quadro político, os eventos de maior destaque foram o recebimento de licença ambiental para o primeiro projeto de heliotérmica no país, em Petrolina, Pernambuco, e os estímulos aprovados pelo Senado para a compra de veículos elétricos, isentando do IPI pessoas com deficiência, medida que dialoga com a isenção de impostos de veículos elétricos para transporte público em São Paulo.

Maior também foi marcado pelo impasse entre o Setor Elétrico e o MMA, criado pelo registro ambiental que acabou por ser adiado para 2017.

No campo internacional, a nova secretária da ONU, Patricia Espinosa, pediu ação rápida e determinada para conter alterações climáticas.

Em relação aos biocombustíveis, o etanol mostrou força e bateu o recorde de produção, com 30 bilhões de litros, além de subir em 31% sua oferta na segunda metade do mês de abril. Na contramão, a produção de biodiesel foi 70 milhões de litros menor. Já a energia gerada por biomassa foi responsável por 4,1% da geração do país em 2015.

Por fim, cabe ressaltar a posição relevante do Brasil em termos de energias renováveis e algumas instituições destacaram o país pelo seu imenso potencial. Por exemplo, o MME, através da divulgação da expectativa de 43,9% da matriz, em 2016, ser composta por renováveis, o Greenpeace, que mostrou a capacidade do país de chegar a 8 milhões de unidades “solarizadas” em 15 anos, e a Universidade King’s College London, que

corroborou que o Brasil tem capacidade para produzir energia renovável em patamar alemão, país que apresenta a criação de bairros sustentáveis, uma solução vista como apropriada para o caso brasileiro.

Junho

Três estudos que analisam vantagens competitivas para o Brasil na economia de baixa emissão de carbono, a partir de oportunidades na recuperação de florestas e na agropecuária, foram apresentados pela Coalizão Brasil, Clima, Florestas e Agricultura. Os resultados apontavam para a necessidade de investimentos de bilhões de dólares, com retornos econômicos e sociais também dessa ordem de grandeza. De acordo com Roberto Waack, presidente do conselho da WWF e sócio da Amata, tecnologias de baixa emissão de GEE aplicadas a setores como agricultura e pecuária, ao lado do manejo sustentável das florestas e do incremento no uso de biocombustíveis compõem uma nova ordem global de negócios, na qual a lógica da baixa emissão será cada vez mais valorizada no mercado internacional.

No dia 10 de junho, em Angra dos Reis, ocorreu um evento que designou o LMA da Eletronuclear como membro permanente da ALMERA, criada pela AIEA, em 1995, com o objetivo de formar uma rede mundial de laboratórios a fim de dar suporte à análise de grande quantidade de amostras ambientais no caso de acidentes radiológicos em qualquer lugar do planeta. Cerca de 150 laboratórios de 84 países fazem parte da rede e compartilham, entre si, experiências e metodologias de análises e monitorações de radioatividade ambiental.

Neste mês, a Comissão Mista Permanente sobre Mudanças Climáticas do Congresso Nacional promoveu uma audiência pública para debater “*a política energética atual e as fontes renováveis de energia: uma análise das metas brasileiras*”; discutindo, também, os financiamentos e recursos para projetos no campo das fontes alternativas renováveis. No dia 14, o Plenário da Câmara dos Deputados aprovou o regime de urgência para a Mensagem nº 235/2016, que estabelece novas metas para redução da emissão de gases do efeito estufa.

O MME divulgou o documento Resenha Energética Brasileira de 2016, com o objetivo de anunciar as principais informações da área de energia do ano que terminou. De acordo com o relatório, a oferta interna de energia brasileira de 2015 registrou 299,2

milhões de toneladas equivalentes de petróleo, sendo que, deste total, 41,2% correspondiam à energia renovável. As vantagens comparativas do Brasil foram também expressivas na Oferta de Energia Elétrica, subconjunto da matriz energética, com uma proporção de 75,5% de renováveis, sendo que, nos países desenvolvidos, o indicador é de 23,1% e, nos demais países, 22,5%. O alto nível de renováveis também permitiu ao Brasil outro destaque, o de baixo indicador de emissões de CO₂ por unidade de energia consumida. Em tonelada equivalente de petróleo, o indicador do Brasil foi de 1,56, contra 2,25 nos países desenvolvidos e 2,35 na média mundial. Na bioenergia líquida na matriz de transportes, o país deteve a maior presença, com participação de 21,4% de etanol e biodiesel na matriz. Nos países desenvolvidos, a bioenergia participava com apenas 4,1%, em 2015, e nos demais países, a participação era ainda menos expressiva, de 0,8%. Na matriz de consumo industrial de energia, as vantagens comparativas do Brasil foram expressivas, mostrando uma participação de 39,2% de bioenergia sólida, em 2015, contra 9,9% nos países desenvolvidos e de 5,3% nos demais países. Os usos de bagaço de cana para calor de processo na produção de açúcar, da lixívia na produção de celulose, do carvão vegetal na produção de ferro-gusa e de lenha na indústria de cerâmica foram os principais indutores do alto indicador brasileiro.

Outro relatório, denominado New Energy Outlook 2016, foi divulgado pela Bloomberg New Energy Finance. Este documento sinalizou, de acordo com suas projeções, que haveria um *boom* do veículo elétrico, induzindo a um aumento da demanda global de energia em 8% e refletindo a visão de que as vendas desses veículos iriam representar 35% ou 41 milhões das novas vendas, em 2040, valor 90 vezes maior que o registrado em 2015. De acordo com o relatório, os veículos elétricos reduziram o custo das baterias de lítio-íon, aumentando a sua implantação em sistemas solares residenciais e comerciais. Para o relatório, o total de armazenamento subiria de 400 MWh, em 2016, para quase 760 GWh, em 2040.

As empresas Furnas, Comercial Mineira, EBDP, Energimp, Tecneira e o FIP Caixa Milão, donas de cinco complexos eólicos, entregaram à ANEEL solicitações de adiamento dos cronogramas e de perdão pelos atrasos nas obras. Além disso, responsabilizaram a falência da IMPSA pelos atrasos e solicitaram o chamado excludente de responsabilidade, sob a alegação de que foram prejudicadas pela situação da companhia. Os 13 parques eólicos de Furnas e o FIP Caixa Milão tinham previsão para ser entregues em setembro de 2015. As empresas pediram que o prazo fosse adiado

em 24 meses, passando a ser contado somente após a decisão da diretoria colegiada da ANEEL sobre o assunto.

No entanto, depois de analisar cada um dos argumentos apresentados pelas empresas, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração da ANEEL rejeitou integralmente os pedidos. Na maioria dos casos, segundo a área técnica da Agência, constatou-se que as obras sequer haviam começado ou estavam paralisadas há anos, situações que não teriam relação direta com a falência da IMPSA. Os técnicos também avaliaram que a decisão de contratar qualquer fornecedor de equipamentos era algo estritamente privado e que suas consequências não poderiam onerar o consumidor de energia. Segundo a Agência, a aceitação do pedido significaria abrir um precedente, porque *"as empresas poderiam ser estimuladas a relaxar a gestão de governança na celebração de seus contratos com fornecedores de equipamentos"*.

De acordo com o Informativo Preliminar Diário do ONS, a geração eólica brasileira bateu, novamente, o recorde de geração diária, no dia 22 de junho, atingindo 4.392 MW médios. Este montante é suficiente para abastecer aproximadamente 19 milhões de unidades consumidoras residenciais, com base no consumo residencial médio de energia elétrica de 2015. O maior registro anterior havia sido de 4.239 MW médios.

Pesquisadores da UNSW trouxeram ótimas notícias para o setor fotovoltaico. Mark Keevers e Martin Green, do Centro Australiano para Fotovoltaicas Avançadas, conseguiram fabricar uma célula solar com eficiência de 34,5% na conversão da luz solar para energia elétrica, estabelecendo um novo recorde para a tecnologia. Os cientistas obtiveram esse resultado colocando uma célula de 28 cm² em um prisma, que, basicamente, divide os raios de sol em quatro, tornando o aproveitamento muito maior. Os resultados obtidos pelos pesquisadores foram testados e confirmados pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos EUA. O recorde anterior era da empresa Alta Devices, que alcançou eficiência de 24% em uma célula maior, de 800 cm². Um estudo recente da consultoria alemã Agora Energiewende estabeleceu uma meta agressiva de eficiência de 35% em 2050 para um módulo que utiliza a luz solar não concentrada.

A célula utilizada pelos australianos era um híbrido com três camadas de semicondutores diferentes, quais sejam, Índio-Gálio-fosfeto, Índio-Gálio-Arsenieto e Germânio. A justificativa de utilizar tecnologias diferentes na mesma célula estava

baseada no fato de que, conforme a luz do sol passa por cada uma das camadas, cada elemento aproveita melhor os tipos de comprimento onda. Os pesquisadores agora trabalhariam para aumentar a escala da sua célula, para um tamanho superior a 800 cm², porém Keevers admitiu a possibilidade de perder alguma eficiência no processo. De qualquer forma, o nível de aproveitamento de 34,5% já representou dois terços do limite teórico de eficiência para células com quatro semicondutores, que era de 53%.

No final do mês, o projeto de produção de biogás Dois Arcos, da Ecometano, foi apresentado como *case* de inovação na Agenda 2030 das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável, em Addis Ababa, na Etiópia. A usina, instalada em São Pedro da Aldeia, no Rio de Janeiro, que trata biogás de aterro sanitário, recebeu investimentos de R\$ 20 milhões e fornece para uma frota de caminhões local e para o centro de distribuição da rede de supermercados Guanabara, em Itaguaí, também no Rio de Janeiro. O biometano já foi utilizado também para testar um ônibus a gás natural, ajudando na transição para o uso de bicomcombustível.

De acordo com a CCEE, no primeiro trimestre do ano, as termelétricas movidas a biomassa geraram 722,6 MW médios de energia elétrica, volume 10,5% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior. A capacidade instalada da fonte na matriz elétrica brasileira também registrou bom resultado, passando de 10,5 GW para 11,5 GW conectados ao SIN.

De acordo com a ANP, o 49º Leilão de Biodiesel apresentou arremate de 646,6 milhões de litros, a um preço médio de R\$ 2,406/litro, o que resultou em um total negociado de R\$ 1,55 bilhão. Esses leilões visavam possibilitar a adição do produto ao óleo diesel vendido ao consumidor final. No Brasil, o óleo diesel comercializado recebe 7% de biodiesel em sua composição, de acordo com regra estabelecida pelo CNPE.

Julho

De acordo com informações publicadas no mês de julho pela Bloomberg New Energy Finance, o investimento em energia renovável no Brasil, incluindo biocombustíveis, cresceu 36% no primeiro semestre de 2016, em relação à igual período de 2015, totalizando US\$ 3,7 bilhões. Esta alta foi contrária à tendência mundial, na mesma comparação, cujos aportes caíram 23%. A Europa também seguiu o fluxo contrário ao mundial, embora com alta menos expressiva, de 4%, tendo investido US\$ 33,5 bilhões

no primeiro semestre. Um dos motivos para a trajetória de queda dos investimentos globais acumulados se deu por mudanças positivas no mercado fotovoltaico, uma vez que os painéis solares e a construção de projetos se tornaram mais baratos em muitos países. A queda também estava relacionada a uma participação maior de projetos centralizados, mais baratos em termos de capex (*capital expenditure*) do que os sistemas residenciais/comerciais.

No dia 12 deste mês, o plenário da Câmara dos Deputados aprovou a ratificação do Acordo de Paris, o qual define ações para a redução das emissões de gases de efeito estufa, e o mesmo seguiu para o Senado. O encaminhamento do texto para a Câmara foi uma das últimas ações da presidente Dilma antes do seu afastamento. Como contribuição ao acordo, o Brasil se comprometeu a reduzir suas emissões em 37% até 2025, com indicação de chegar a 43% até 2030, na comparação com os valores de 2005. Para atingir a meta, o Brasil se propôs a zerar o desmatamento ilegal na Amazônia até 2030, recuperar 12 milhões de hectares de áreas desmatadas e aumentar a fatia de fontes renováveis na matriz energética. Para entrar em vigor, o acordo, que começa a valer a partir de 2020, precisava ser ratificado, ou seja, adotado como lei nacional, por pelo menos 55 países. A ratificação, no entanto, foi só o primeiro desafio. Vários estudos já mostraram que só as promessas feitas no âmbito do acordo não serão suficientes para segurar o aumento da temperatura, podendo, na verdade, deixar o mundo no rumo de aquecer mais de 3 graus Celsius.

De acordo com o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (2015), a matriz energética brasileira ficou mais limpa em 2015, principalmente com o crescimento significativo do consumo de energia de fontes eólicas e do etanol. A geração eólica atingiu 21,6 TWh, um crescimento de 77,1%, ultrapassando a geração nuclear em 2015, e a potência eólica atingiu 7.633 MW, expansão de 56,2%. Segundo o balanço, a matriz elétrica do Brasil, em 2015, ficou dividida da seguinte forma: energia hidrelétrica (64%), gás natural (12,9%), biomassa (8%), derivados de petróleo (4,8%), carvão e derivados (4,5%), eólica (3,5%), nuclear (2,4%) e solar fotovoltaica (0,01%). A oferta total de geração, em 2015, foi de 615,9 TWh.

A Secretária-Executiva do MME instituiu uma comissão para análise dos bens remanescentes do PRODEEM, com o objetivo de utilizá-los em ações do “Luz para Todos”. Neste caso, seriam utilizados sistemas fotovoltaicos que estavam armazenados

nos almoxarifados da Eletronorte e seriam alienados em favor da Eletrobras, operadora do “Luz Para Todos”. A comissão deveria realizar todos os procedimentos necessários para que os equipamentos pudessem ser incorporados às ações do Programa. O PRODEEM foi criado para permitir o suprimento de energia elétrica a comunidades carentes, pequenos produtores, núcleos de colonização e populações isoladas não servidas por rede elétrica. Já o “Luz para Todos” foi criado para propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população brasileira que ainda não possuía acesso a este serviço público. Cabe à Secretaria de Energia Elétrica do MME, por intermédio do Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia, coordenar as ações derivadas de políticas sociais e das diretrizes de universalização do acesso e uso da energia, entre as quais gerenciar as atividades remanescentes do PRODEEM e, principalmente, representar o MME na coordenação do programa “Luz para Todos”.

Durante o Brasil Solar Power, a ABSOLAR e a ABDI assinaram um acordo de cooperação técnica, através do qual, por meio de ações conjuntas, viabilizariam *“um ambiente propício ao desenvolvimento competitivo da indústria fotovoltaica nacional”*.

A ABSOLAR indicou que o potencial técnico de energia solar no país poderia chegar a 30.000 GW, número superior à somatória das demais fontes de geração do país. A EPE apurou, pela primeira vez, de modo quantitativo, o potencial técnico da energia solar fotovoltaica no Brasil. Em estudo, apontou um potencial de geração centralizada de mais de 28.500 GW, considerando as diferentes regiões do país e espaços com viabilidade técnica, econômica e socioambiental para a implantação destes projetos. O levantamento já excluiu a análise as regiões com áreas ambientais protegidas, como Amazônia, Pantanal, Mata Atlântica, terras indígenas, comunidades quilombolas e áreas de preservação permanente. Já em relação à geração distribuída solar fotovoltaica, um mapeamento preliminar apontou o potencial de mais de 164 GW apenas para os telhados de domicílios brasileiros, número que deverá se multiplicar diversas vezes quando o mapeamento também incluir o potencial de edifícios comerciais, industriais, rurais e do poder público. De acordo com o presidente executivo da ABSOLAR, Rodrigo Sauaia, o crescimento da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira trará maior diversidade de suprimento e segurança energética ao país, contribuindo para a atração e desenvolvimento de uma nova cadeia produtiva nacional, com responsabilidade ambiental e redução de emissões de gases de efeito estufa.

Ainda durante a Conferência, que ocorreu nos dias 30 de junho e 1 de julho, no Rio de Janeiro, a ABSOLAR pleiteou a contratação de 2 GW/ano nos leilões de energia, bases para a instalação de um milhão de telhados fotovoltaicos até 2024, além da redução da carga tributária sobre os equipamentos solares.

Neste evento, o papel do BNDES e suas linhas de financiamento foram temas bastante discutidos. Apesar de não ter havido discordâncias aparentes sobre a importância do banco, existia anseio pela maior liberalização do crédito. As condições de financiamento foram alvo de crítica, especialmente dos representantes empresariais. O elevado custo associado aos componentes físicos dos sistemas fotovoltaicos nacionais foi visto como uma barreira aos investimentos, tanto sob a ótica dos empreendedores como do ponto de vista do consumidor residencial. Deste modo, no que diz respeito ao financiamento, mostrou-se unânime a questão da carência de instrumentos de crédito que oferecessem condições realmente atrativas para investimentos em geração solar fotovoltaica, sobretudo na ótica de pessoas físicas. Também se discutiu o fato de que as medidas de incentivo à fotovoltaica, principalmente na ótica do tratamento tributário e do financiamento, estavam muito atreladas a decisões tomadas na esfera estadual, havendo disparidade entre as políticas adotadas pelos estados e municípios.

Neste mês, em ação civil pública ajuizada pelo MPF, a Justiça Federal determinou ao estado do Mato Grosso que novos empreendimentos hidrelétricos, com mais de 10 MW de potência, apresentassem EIA/RIMA no procedimento de licenciamento. Uma lei estadual dispensava a apresentação dos estudos para projetos menores que 30 MW. De acordo com a sentença, *"permitir que novos empreendimentos de geração de eletricidade, acima de 10 MW, sejam instalados sem o prévio Estudo de Impacto Ambiental é permitir que outros danos ambientais possam ocorrer no Estado de Mato Grosso sem intervenção do órgão estatal competente"*.

O município de Santarém, localizado no oeste do Pará, ingressou com uma ação civil pública, na Justiça Federal, para solicitar ao Poder Judiciário que determinasse ao IBAMA e à União a não conclusão do processo de licença prévia ambiental antes da realização dos Estudos de Impacto Ambiental ao longo de todo o Rio Tapajós, desde a barragem até a foz, proporcionando uma maior dimensão sobre os impactos do empreendimento.

O objetivo da medida era para que os estudos de impacto ambiental do projeto de construção da UHE São Luiz do Tapajós não fossem feitos apenas nas áreas próximas ao município de Itaituba, onde se pretendia instalar a usina. O documento solicitava o redimensionamento da área de influência do projeto, levantando os impactos previstos e quais as medidas a serem adotadas, além da realização de audiências públicas em Santarém e outros municípios da região.

Os índios Munduruku, cujas aldeias se espalham ao longo do Tapajós, também se mostraram insatisfeitos com o projeto de construção da usina e por anos lutaram pela demarcação da Terra Índigena Sawré Muybu, de 178.000 hectares. A etnia alegou que nunca havia sido consultada sobre a construção de hidrelétricas no rio e, para dar maior visibilidade e força à sua luta, pediu ajuda a ONGs, como o Greenpeace, que adotou um posicionamento contra a construção da usina.

A ONG alegou possuir um estudo que mostrava que toda a demanda de energia necessária para abastecer o país e atender às demandas de crescimento poderiam ser supridas por uma combinação de energias renováveis e limpas, tais como eólica, solar e biomassa, não necessitando, então, da energia gerada por São Luiz. Pontuando, ainda, que a usina viabilizaria outro plano dos Ministérios de Transporte e Agricultura, qual seja, o de criar uma hidrovia para escoar a produção mato-grossense de grãos, exportada para a Ásia através do canal do Panamá. O estado é o maior produtor de soja do país e a produção é vendida principalmente para a China.

Par finalizar, o MPF recomendou ao IBAMA o cancelamento definitivo do licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós, já que o projeto alagaria uma região onde se localizariam três aldeias do povo Munduruku. Em abril, o cenário mudou quando a terra indígena passou a ser oficialmente reconhecida pela FUNAI, o que é um passo prévio ao processo de sua demarcação. Como a Constituição de 1988 veda expressamente a remoção de povos indígenas de suas terras, a usina passaria a ser inviável com a demarcação oficial da terra.

Agosto

Neste mês, o governo do Rio Grande do Sul anunciou o programa RS Energias renováveis, cujo objetivo era estimular o desenvolvimento das fontes solar, eólica, hidrelétrica, biomassa, geotérmica e maremotriz (energia das marés), através da

facilitação do acesso de empresas a linhas de crédito junto aos bancos de fomento para construção de empreendimentos de geração.

No dia 10, Ricardo Medeiros, diretor-presidente de Furnas, recebeu os representantes do PNUD/ONU para reafirmar sua parceria e informar sobre as iniciativas da empresa inseridas nos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU. Didier Trebuc, diretor do PNUD no Brasil, afirmou que *“se todas as empresas elétricas do mundo atuassem como vocês, estaríamos muito mais perto de atingirmos as metas dos ODS. Esperamos avançar ainda mais nessa união de esforços em prol da sustentabilidade do Brasil e do planeta”*.

O TCU, através de relatório publicado, afirmou que, em trabalho de campo realizado em março deste ano, identificou atrasos de até 835 dias em relação ao prazo previsto nos contratos para implantação de sistemas de transmissão que abasteceriam unidades de geração de energia eólica, na ordem de R\$ 184 milhões, na Bahia. Atrasos desse tipo fazem com que, mesmo quando prontas, as usinas geradoras de energia eólica não possam injetar energia elétrica no sistema, exigindo maior geração de outras fontes. Segundo a área técnica do TCU, esse cenário que *“evidencia a persistência dos atrasos, não difere do que já vinha sendo apontado pelos agentes do setor, de que os prazos definidos para a execução das obras de ampliação do sistema de transmissão de energia elétrica não vêm sendo cumpridos, trazendo prejuízos financeiros e prejudicando o planejamento estratégico do setor elétrico”*.

Em outro relatório aprovado, o TCU ratificou a avaliação da ANEEL de que os consumidores cativos deveriam arcar com um custo extra ao ano de R\$ 1,8 bilhão, por conta de liminar que permitiu que grandes consumidores filiados à ABRACE não pagassem parte da CDE nas contas de luz no ano passado.

A GTM Research anunciou que, entre 2016 e 2021, as instalações de energia solar cresceriam a uma taxa anual de 7%, com diversificação geográfica que deveria levar o Brasil a uma melhor posição entre os maiores mercados globais. De acordo com a agência, o país será, neste período, o nono com maior número de instalações solares, com quase 10 GW de capacidade. No entanto, apesar de estar listado como um dos mercados que merecem atenção, a consultoria via perspectivas fracas para este período, apontando a incerteza política, o ambiente macroeconômico conturbado, o encolhimento da demanda, o cancelamento de linhas de transmissão, necessárias para o

fortalecimento de projetos de geração solar, a severa dificuldade de financiamento e a drástica depreciação da moeda local como pontos delicados que enfraquecem o mercado nacional.

O polêmico projeto da usina de São Luiz do Tapajós, tal como foi inicialmente concebido, foi encerrado. A presidente do IBAMA, Suely Guimarães de Araújo, arquivou o licenciamento da hidrelétrica, através de documento publicado no site do IBAMA no dia 4 de agosto. A EPE afirmou que todos os estudos já realizados para a implantação da hidrelétrica seriam reavaliados, com conversas com todos os envolvidos, inclusive as comunidades indígenas, e sem prazo para conclusão. Neste cenário, o que se vislumbrava era que se o projeto de Tapajós viesse a se concretizar, seria dentro de parâmetros completamente distintos. Segundo a presidente do IBAMA, "*o projeto apresentado e seu respectivo Estudo de Impacto Ambiental não possuem o conteúdo necessário para a análise de viabilidade socioambiental*". Além disso, afirmou que o empreendedor, consórcio chefiado pela Eletrobras, extrapolou o prazo para apresentação das complementações exigidas pelo IBAMA. A decisão mencionava, ainda, o componente indígena, pois havia uma aldeia Munduruku a 20 km de onde ficaria a barragem.

O deputado federal licenciado José Sarney Filho, no comando do MMA, se posicionou como opositor à construção da UHE. O deputado afirmou que a obra era inteiramente dispensável, que poderia ser compensada com energia gerada por ventos, queima de biomassa e até PCHs e que, em sua avaliação, as fontes renováveis já possuíam condição de suprir a demanda de energia prometida pela usina de Tapajós, um empreendimento de 8.000 MW.

O MPF no Pará enviou à Norte Energia uma recomendação de fornecimento, em caráter emergencial, de água mineral aos índios Arara da Volta Grande, moradores da aldeia Terrawangã. Segundo o MPF, a Norte Energia não havia concluído as obras do sistema de abastecimento de água dos índios Arara, que moram no trecho do rio Xingu que sofreu o maior impacto da hidrelétrica, com redução de 80% da vazão. O abastecimento de água para esses indígenas era uma obrigação prevista no licenciamento e deveria ter sido concluída em 2012. A comunidade, de acordo com o MPF, estava consumindo água do rio sem nenhum tratamento e os casos de doenças em decorrência da água utilizada estava se multiplicando, considerando que, no trecho de 100 km do Xingu

conhecido como Volta Grande, moradia dos índios Arara, o desvio para abastecer Belo Monte tornou a água inadequada para consumo humano. A recomendação deu o prazo de 30 dias para a conclusão do sistema de abastecimento e, enquanto a obra não fosse concluída, a empresa deveria fornecer água mineral para a aldeia. Em comunicado à imprensa, a Norte Energia esclareceu que em 2012 construiu um sistema de abastecimento de água na Aldeia Terrawangã, mas que devido a problemas naturais, ligados à disponibilidade de água subterrânea, o poço não apresentou vazão suficiente para abastecer a comunidade.

A Eletronorte assinou acordo judicial para pagar R\$ 12,1 milhões às famílias expropriadas pela UHE Tucuruí, com 8.535 MW de capacidade instalada, localizada no Pará. Cerca de 2,3 mil pessoas aguardavam a compensação há mais de 30 anos. O acordo foi estabelecido entre as famílias e a empresa, no dia 11 de agosto, após ações ajuizadas pelo MPF do Pará e pela associação de representantes do grupo. A dívida era decorrente da expropriação de moradia e trabalho pela construção da hidrelétrica, inaugurada em 1984. Depois de cerca de 20 anos de reivindicação das pessoas impactadas pela obra, a Eletronorte lançou, em 2004, o Programa Social para os Expropriados de Tucuruí, porém não cumpriu com as obrigações. A entrega dos alvarás judiciais, que davam direito ao recebimento do pagamento, seria feita pela 1ª Vara Cível e Empresarial do Fórum da Justiça Estadual em Tucuruí.

Setembro

Neste mês, o Brasil ratificou o Acordo de Paris, assumindo o desafio de criar as condições de negócios para implementar suas metas e de lidar com suas próprias contradições. Os Ministros Sarney Filho e José Serra lembraram que era importante tornar o país atrativo para os investimentos internacionais em negócios de baixo carbono.

Reafirmando a aposta no mercado eólico brasileiro, investidores e fabricantes pediram certeza de demanda, por meio da realização de leilões, e pleitearam a contratação anual de 3 GW para a fonte, dos quais cada fabricante ficaria com 500 MW, uma vez que no país estavam instalados seis fabricantes, quais sejam Gamesa, Acciona Nordex, GE, Wobben, Vestas e WEG. Eles alegaram que a meta era necessária, para que a produção não sofresse interrupções, e que seu alcance, aliado à melhora na conjuntura, era fundamental para que as empresas conseguissem se viabilizar como exportadoras de

equipamentos. Para Rosana Santos, líder de *marketing* e produtos da GE Wind, a chegada ao amadurecimento da cadeia, sem qualquer tipo de interrupção nesse processo, a tornaria apta a exportar os aerogeradores com produção no Brasil.

Outros aspectos ainda permaneciam no radar de desafios do setor, como o financiamento de projetos e a transmissão da energia. As restrições físicas do sistema de transmissão eram o principal obstáculo para a expansão eólica no país.

Durante o Brazil Windpower 2016, a ABEEÓLICA, a ABRAGEL, o Instituto Totum e a CCEE celebraram um acordo de cooperação, visando dar maior robustez ao Certificado e Selo de Energia Renovável. De acordo com este compromisso, a CCEE passaria a apoiar o processo de certificação sempre que fosse necessária a verificação dos dados de geração de energia proveniente de fontes renováveis. A presença da CCEE nesse acordo corroborava os dados referentes ao potencial das fontes renováveis no atendimento ao mercado de energia de forma sustentável. *“Entendemos essa iniciativa como sendo um importante passo na consolidação das fontes de energia limpa, como um pilar do desenvolvimento da sociedade para o futuro”*, explicou Thiago Abreu, gerente executivo da ABRAGEL.

Nesse contexto, quatro empresas receberam os certificados por projetos que já haviam sido aprovados e, a partir dessa certificação, poderiam emitir certificado de energia renovável para os consumidores interessados em declarar ao mercado que utilizavam esse tipo de energia em seus produtos, através de um selo verde. *“Essa é uma possibilidade de criar um produto diferenciado com valor agregado”*, comentou Elbia Gannoum, presidente executiva da ABEEÓLICA.

Ainda na sétima edição do Brazil Windpower, Steve Sawyer, secretário-geral do Global Wind Energy Council, mostrou que a fonte teve crescimento inesperado de 22% em 2015, principalmente puxado por resultados de países como China, Estados Unidos e Alemanha, além de uma proliferação de mercados na América Latina, Ásia e África. Na época, mais de 26 mercados no mundo já tinham mais de 1.000 MW e oito mais de 10.000 MW. A conclusão obtida foi que a fonte eólica deverá auxiliar os países a cumprirem as metas estipuladas na COP 21, em Paris.

A Prátil, empresa de soluções do Grupo Enel, concluiu a construção da maior usina solar do Brasil instalada em telhado. Com 2.000 placas fotovoltaicas, o empreendimento

possui uma potência total instalada de 0,5 MWp, o suficiente para abastecer cerca 360 residências por mês. A unidade instalada no telhado da sede da empresa de comércio eletrônico Mercado Livre, na cidade de Osasco, região metropolitana de São Paulo, vai fornecer metade da energia consumida pelo complexo. A usina ocupa uma área de 4.700 metros quadrados e a expectativa é que esta gere aproximadamente 700 MWh ao ano. A título de exemplo, esse volume de energia evita a emissão de quase 100 toneladas de CO₂ por ano para a atmosfera, o que corresponde a 560 árvores plantadas no período. A usina funcionará através do sistema de compensação de créditos de energia, estabelecido pela ANEEL através Resolução Normativa nº 482/2012.

O grupo Solvi inaugurou, em São Paulo, a termelétrica Caieiras, com 30 MW de capacidade instalada, movida a biogás de aterro sanitário. A usina é a maior do tipo no Brasil, produz energia a partir de resíduos urbanos depositados no aterro sanitário da Essencis e sua produção é suficiente para abastecer até 130.000 residências. Segundo Carlos Bezerra, diretor da Termoverde Caieiras, o projeto da usina só foi possível com o incentivo dos governos federal, por meio do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, e estadual, pela isenção do ICMS. De acordo com dados da ABIÓGÁS, o Brasil possuiria condições de gerar 115.000GWh por ano, com aproveitamento de rejeitos urbanos, da pecuária e agroindústria.

O CBHSF aprovou, no dia 15 de setembro, o novo Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco. Este documento é válido por dez anos e estimava em R\$ 30 bilhões os investimentos necessários para sua revitalização, além de apresentar uma série de informações e apontamentos para a gestão da bacia. De acordo com o novo plano, a estiagem era um dos fatores que levava à necessidade de diversificação da matriz energética, para reduzir a demanda sobre o rio. O documento apontava que o São Francisco poderia continuar gerando energia, mas dentro de uma lógica que não prejudicasse seus demais usos.

A ONU comunicou a primeira emissão de 1,7 milhão de créditos de carbono gerados pela usina hidrelétrica Jirau, durante o período de comissionamento entre julho de 2014 e fevereiro de 2015. Esta primeira emissão confirmou a eficiência de Jirau como o maior investimento em descarbonização e geração de energia renovável já certificado pela ONU. A primeira emissão concluiu um ciclo iniciado em 2008, juntamente com o

Protocolo de Kyoto, ocasião em que Jirau foi concebido como projeto apoiado pelo MDL no contexto da Política Nacional sobre Mudança do Clima.

A secretaria de Meio Ambiente de Mato Grosso emitiu, no dia 18 de agosto, a licença de operação provisória para o canteiro de obras da hidrelétrica Sinop. O documento, válido por três anos, foi mais um passo para o avanço do cronograma e implantação da usina, a qual teve a licença de instalação concedida pelo órgão ambiental em dezembro de 2013. Leiloadada em agosto de 2013, a usina localizada no rio Teles Pires, em Mato Grosso, tem como sócios EDF Brasil, Chesf e Eletronorte. O empreendimento terá 400 MW de potência instalada e o investimento previsto é de R\$ 1,8 bilhão.

A Justiça Federal atendeu ao pedido do MPF do Pará e suspendeu a licença ambiental de operação da hidrelétrica Belo Monte. A decisão, em caráter liminar, foi motivada pelo descumprimento pela Norte Energia das condições do licenciamento, que previam que a empresa deveria ter concluído as obras do esgotamento sanitário e abastecimento de água de Altamira, em julho de 2014. A empresa alegou que a conexão do sistema de esgotamento sanitário com as residências da cidade deveria ser responsabilidade da prefeitura, o que não foi aceito pelo órgão.

Em setembro, o TRF-1 cassou a liminar, tendo como base a análise da AGU, e, insatisfeitos com a decisão, a AGU e o IBAMA recorreram ao Tribunal. Em sua decisão, o TRF-1 entendeu que a sanção imposta e as medidas a serem cumpridas eram desproporcionais, já que mesmo que *“a usina tenha sua licença de operação suspensa, nada contribuirá para o cumprimento das exigências de saneamento básico, às quais podem ser forçadas por meio de multa diária, como foi também determinado”*.

O IBAMA negou, no dia 28, o recurso apresentado pela Eletrobras para que fosse retomado o processo de licenciamento ambiental da UHE São Luiz do Tapajós, no Pará, o qual havia sido arquivado pelo órgão ambiental em agosto.

Além disso, ainda em setembro, o IBAMA multou em R\$ 75 milhões e determinou a suspensão das operações da UTE Candiota, localizada no Rio Grande do Sul, maior usina movida a carvão no país. De acordo com o IBAMA, a usina, que pertence à CGTEE, estatal ligada ao grupo Eletrobras, estava descumprindo acordos firmados com o órgão ambiental para reduzir o lançamento de gases e óleo no ambiente, o qual estava acima do limite estabelecido por lei.

Outubro

No boletim Energia na América do Sul - ano base 2015, divulgado anualmente pela Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, dos 12 países da América do Sul, o Brasil apresentava o terceiro maior percentual de fontes renováveis na matriz energética, 41% do total. O primeiro lugar estava ocupado pelo Paraguai (67%), seguido pelo Uruguai (54%). O país também se destacava na matriz de geração elétrica, ficando com 50,2% da geração total da região. No mesmo ano, no mundo, o indicador foi de apenas 17,3%. As fontes renováveis na matriz de energia elétrica da América do Sul atingiram o montante de 761 TWh, em 2015, correspondendo a 13,2% da geração renovável do mundo. Estas fontes, com a participação significativa de 65,8% na América do Sul, superavam, em muito, os 23,8% de renováveis da matriz mundial.

A CMA do Senado aprovou, no dia 18, a concessão de bônus tributários para a aquisição de veículos elétricos. Segundo a medida, que seguiu para a CAE da Casa, o benefício seria equivalente à parcela da União do IPI. Ainda, na proposta, era retirado o imposto aduaneiro cobrado de veículos provenientes de países do Mercosul. Apenas veículos com motores elétricos foram contemplados, deixando de fora os modelos híbridos. A vigência do benefício seria de cinco anos. De acordo com o previsto no projeto, o consumidor deverá receber o bônus até o final do ano subsequente à aquisição do veículo ou utilizar o valor para pagamento de impostos federais. Em caso de débito inscrito na Dívida Ativa da União, o bônus deverá, obrigatoriamente, ser utilizado para pagamento da dívida.

De acordo com o SEEG, as emissões brutas de gases de efeito estufa no Brasil cresceram 3,5%, em 2015, em relação a 2014. O desmatamento foi, segundo o estudo, o principal responsável pelo aumento, o que contrariou a tendência de queda no lançamento de poluentes, esperada em um ano de recessão, com retração de 3,8% do PIB. Já as emissões por mudanças no uso da terra cresceram 11,3%, em 2015, e a transformação de áreas de mata em pasto ou plantações representaram 46% das emissões brasileiras. Por sua vez, o setor de energia, responsável por 24% das emissões no país, registrou uma queda de 5,3% no lançamento de poluentes neste mesmo ano.

Além da redução do nível da atividade econômica, o estudo aponta para o aumento do uso de energias renováveis como um dos fatores que levaram à redução. Houve, segundo o levantamento, uma queda de 7,1% no consumo de diesel, devido à

diminuição no transporte de cargas ocasionado pela crise, já o consumo de etanol e gasolina permaneceu estável. No entanto, o balanço indicou uma substituição no uso do fóssil pelo renovável, com aumento de 18,6% do uso de etanol e queda de 9,4% no consumo de gasolina. Com isso, as emissões relacionadas ao uso de combustíveis caíram 7,4%. A agropecuária, terceira maior responsável pelas emissões no Brasil, com 22% do total de CO₂, praticamente não variou em 2015, com um aumento de apenas 0,6% em comparação com o ano anterior. As emissões industriais, que representaram 5% do total, tiveram queda de 1,2% em 2015. Por fim, a poluição resultante da disposição de resíduos, que representava 3% do CO₂ brasileiro, teve ligeira elevação de 0,3%.

No dia 11 de outubro, a geração de energia eólica alcançou novo recorde diário no Nordeste, com uma geração de 4.809 MW médios. Em informe através de boletim, o MME afirmou que *“o crescimento na produção de energia eólica no país segue em linha com a expansão da capacidade instalada na matriz elétrica”*.

Neste mesmo mês, grupos ambientalistas travaram uma batalha com a indústria do carvão por causa de um trecho da Medida Provisória nº 735/2016. Em seu artigo 20, o texto, aprovado pelo Congresso Nacional no dia 19, previa a criação de um programa de modernização para implantar novas termelétricas a carvão no país. Seus defensores alegaram que o objetivo era o aumento da eficiência do parque já instalado. Os críticos, porém, afirmaram que o artigo poderia colocar em risco os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris para reduzir emissões de gases do efeito estufa. Os ativistas reivindicavam o veto a esse item da medida provisória, considerando que o trecho diz que o *“poder concedente deverá criar programa de modernização do parque termelétrico brasileiro movido a carvão mineral nacional para implantar novas usinas que entrem em operação a partir de 2023 e até 2027”*. Para os ativistas, este item vai contra o compromisso assumido pelo Brasil de expandir o uso de fontes renováveis no setor da energia e, para pressionar o governo, um grupo de 21 organizações ambientalistas encaminhou uma carta ao presidente solicitando o veto.

Novembro

O relatório World Energy Outlook 2016, publicado em novembro pela Agência Internacional de Energia, divulgou o prognóstico de que uma mudança radical no setor de energia, com corte de emissões de gases do efeito estufa a zero até 2040, seria

necessária para conter o aquecimento médio do planeta em 1,5 graus Celsius em relação ao período pré-industrial. De acordo com o relatório, em 2040, será preciso que 90% da produção de energia elétrica venha de usinas nucleares ou de fontes renováveis, como eólicas e solares e as plantas de combustíveis fósseis, como o gás natural, deverão possuir tecnologias de captura e armazenamento de carbono. No cenário traçado pela agência, que adotava políticas já implementadas e intenções declaradas, a geração de energia elétrica por fontes renováveis deverá responder por 37% do total em 2040, muito abaixo do necessário para conter o aquecimento do planeta. Além disso, todos os veículos de passageiros e comerciais leves deverão ser elétricos, assim como parte da frota de caminhões e ônibus.

A IRENA e o ADFD abriram a quinta rodada para financiamento de projetos de energia renováveis em países em desenvolvimento, com empréstimos que englobam a faixa de US\$ 5 a 15 milhões por projeto. A taxa oferecida era de 1% a 2% por um período de 20 anos, incluindo carência de 5 anos. Segundo as regras do programa, os desenvolvedores de projetos poderiam se registrar e buscar outras fontes de financiamento do mercado de energia sustentável da IRENA. Desde 2012, essa parceria viabilizou aportes de US\$ 333 milhões em empréstimos a 15 projetos, em 14 países em desenvolvimento. Os projetos selecionados incluíam as fontes solar, eólica, geotérmica e biomassa e somavam mais de 68 MW em capacidade instalada.

No Brasil, o documento Matrizes Energéticas Estaduais, ano de referência 2015, elaborado pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério, apontou que entre as cinco regiões do país, o Centro-Oeste era o território com mais fontes renováveis em sua matriz energética, com 58% do seu total. Na divisão por setor, o sucroalcooleiro foi o grande responsável pelo índice, ocupando 33% da matriz energética, seguido de lenha e outras bioenergias, com 15,9%, e da fonte hidráulica, com 9%. A região Sul ocupava o segundo lugar do *ranking* nacional com 40,7%. Na sequência estava o Sudeste (40,5%), Norte (38,7%) e Nordeste (36,5%).

Neste mesmo mês, o IBAMA indeferiu a licença prévia ambiental para a construção da UHE Tijuco Alto, no Vale do Ribeira, na divisa entre os estados de São Paulo e do Paraná, após 28 anos de luta das populações locais, quilombolas e pequenos agricultores contra sua construção. Segundo despacho produzido pelo órgão, dados sobre a relação da área inundada com a energia firme (máxima produção em período crítico)

demonstraram que o projeto era ineficiente quando comparado a outros da mesma ordem de grandeza de área inundada. Além disso, o trecho a ser inundado estava em franco processo de regeneração vegetal, apontando para a inviabilidade ambiental do empreendimento.

No dia 28, o MPF entrou na Justiça, com pedido de suspensão urgente da licença de operação da hidrelétrica de Belo Monte, em Altamira, no Pará. O MPF solicitou a permanência da suspensão até que fossem atenuados os impactos provocados pela usina ao ecossistema aquático e à pesca no rio Xingu. Por meio de nota, a Norte Energia informou que cumpria todas as demandas do órgão licenciador do empreendimento. Segundo o MPF, *"a gama de inconsistências técnicas e metodológicas apontadas pelos estudos científicos independentes, em crítica aos monitoramentos realizados pela Nesa, deveriam ter levado o IBAMA, com base no Princípio da Prevenção, a embargar a obra, até que os impactos ambientais verificados fossem completamente eliminados, reparados, compensados e/ou mitigados"*. Ainda, segundo o Ministério Público e os pescadores, a empresa não enxergava os impactos porque fazia um monitoramento inadequado e bastante precário dos recursos e atividades pesqueiras, da sua importância para a sobrevivência das famílias e para a economia local. Segundo a ação, o monitoramento ignorava a produção da pesca de subsistência, modalidade mais importante para a região, e não analisava os dados dos pontos de pesca, mas sim de longos trechos do rio, o que impedia a retratação fiel da produção.

Dezembro

No último mês do ano, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações divulgou que o setor energético foi responsável por 36,6% do total de emissões de gases de efeito estufa, em 2014, devido à queima de combustíveis e em razão da indústria de petróleo, gás e carvão mineral. Os resultados do relatório Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil mostram que a energia assumiu a liderança nas emissões de gases no país a partir de 2012, quando atingiu o total de 33,9%, alavancado, entre outros fatores, pela crise hídrica, a qual impulsionou o funcionamento das termelétricas.

Em 2015, a geração através de fontes renováveis, que totalizou 41,2% da matriz energética brasileira, demonstrou a força que estes tipos de fonte vêm adquirindo no país, principalmente quando comparada ao indicador mundial, de apenas 13,8%. O país

também se destacou na matriz de geração elétrica, com 74% de renováveis, enquanto o mundo detinha apenas 23,8%. Os dados constam no boletim Energia no Mundo 2014-2015, divulgado, anualmente, pela Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME.

De acordo com a ABSOLAR, os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris, o qual entrou em vigor em novembro de 2016, poderiam trazer R\$ 125 bilhões em investimentos para o setor solar nacional até 2030. Segundo a nota técnica da EPE, intitulada “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia”, o país precisava inserir na matriz energética 25 GW de energia solar fotovoltaica, sendo 17 GW de geração centralizada e 8,2 GW de geração distribuída, considerando um crescimento médio do PIB de 3,7% a.a., entre 2016 e 2030. Esse foi o primeiro estudo a incluir a energia solar no planejamento energético brasileiro. De acordo com presidente-executivo da ABSOLAR, Rodrigo Sauaia, o planejamento do governo para cumprir os compromissos do Acordo de Paris apontava para 10% da matriz elétrica abastecida por energia solar fotovoltaica em 2030. Para ele, as projeções divulgadas pela EPE eram positivas, na medida em que sinalizavam o esforço concreto de diversificar a matriz elétrica nacional por meio do aumento da participação de fontes renováveis com baixa emissão de GEE.

Neste período, a indústria eólica encontrava-se sob ameaça. A partir de 2009, os leilões organizados pela ANEEL contratavam mais de 2.000 MW da fonte, mas o ritmo caiu devido à recessão e à baixa demanda das distribuidoras, as quais apresentavam sobra de energia. Segundo esta indústria, era necessária a contratação de, pelo menos, 2.000MW nos leilões de 2017, para não iniciar um processo de desmonte da cadeia produtiva instalada no país. Elbia Gannoum, presidente-executiva da ABEEÓLICA, advertiu que, sem aumentar o volume de encomendas, as fábricas que vieram para o Brasil dificilmente iriam permanecer no país e novos projetos não conseguiriam cumprir o índice mínimo de nacionalização, exigido pelo BNDES para liberar crédito de longo prazo, equivalente a 80% dos equipamentos utilizados nos parques.

Apesar da crise, a geração de energia eólica em operação comercial no SIN cresceu 52,7% e as usinas da fonte produziram 3.577 MW médios frente aos 2.343 MW médios gerados ao longo dos dez primeiros meses de 2015.

Ainda neste mês, o BNDES aprovou a criação do Fundo de Energia Sustentável, com o objetivo investir de forma ativa em ofertas primárias e no mercado secundário, em debêntures incentivadas de projetos de infraestrutura e, prioritariamente, em ativos relacionados à economia de baixo carbono. Um diferencial importante era que o mesmo seria o primeiro parceiro da Climate Bonds Initiative no Brasil, iniciativa sem fins lucrativos que busca incentivar a criação de instrumentos financeiros de apoio a soluções para a questão das mudanças climáticas. A associação de infraestrutura com “títulos verdes” permite conjugar a necessidade do Brasil de investimentos nesta área, com o desejo global crescente de sustentabilidade. O mercado mundial de títulos verdes vem crescendo de forma mais acentuada nos últimos anos, atingindo a marca de US\$ 36,6 bilhões, em 2014, e os títulos a serem adquiridos deverão ser de projetos de investimento em energia financiados, prioritariamente, pelo BNDES, tendo as garantias reais compartilhadas com o mesmo. Após a estruturação e captação dos investidores, o fundo deverá entrar em operação até julho de 2017.

Finalizando 2016, o empresário Bill Gates anunciou liderar um grupo de executivos que pretende investir mais de US\$ 1 bilhão em um fundo de energia limpa. No grupo, estão outros importantes nomes da tecnologia, como o presidente e fundador da rede social Facebook, Mark Zuckerberg, e o presidente executivo do gigante chinês do comércio eletrônico Alibaba Group, Jack Ma.

Conclusão

A dinâmica do Setor Elétrico Brasileiro em um determinado ano é, em grande medida, influenciada pelo comportamento de variáveis exógenas ao sistema, ou seja, variáveis sobre as quais os *stakeholders* do setor não possuem ingerência. Ressalta-se que se trata de variáveis de caráter conjuntural, que podem se apresentar de forma bastante distintas de um ano para o outro. Mais especificamente, o nível de atividade econômica e o comportamento das afluências são questões centrais para o entendimento desta dinâmica.

Neste sentido, a compreensão dos acontecimentos do Setor Elétrico no ano de 2016 passa pela constatação de que foi um ano de recessão econômica e de afluências favoráveis. Enquanto o baixo nível de atividade econômica impacta diretamente a demanda por energia elétrica, as afluências verificadas possibilitaram um menor despacho de usinas termoeletricas. Portanto, foi um ano no qual não somente inexisteram riscos de déficit de energia, como também foi verificada uma tendência de redução dos seus preços. Como ilustração, destaca-se a predominância da bandeira tarifária verde para os consumidores do mercado cativo de energia.

Concomitantemente, reconhece-se a existência de relações entre as variáveis de caráter mais conjuntural e os arcabouços regulatório e comercial vigentes. Este reconhecimento possibilita o entendimento dos impactos da menor demanda de energia elétrica sobre as concessionárias de distribuição, vide a problemática da sobrecontratação, por vezes, acima do limite permitido. Não bastasse a redução da demanda por energia elétrica, a sobrecontratação das distribuidoras também é derivada de uma tendência de migração de consumidores para o mercado livre, em função da sua crescente atratividade, resultante do aumento das tarifas do mercado cativo em anos recentes e da queda dos preços da energia.

No âmbito específico da expansão do setor, a sobrecontratação das distribuidoras resultou em uma menor necessidade de contratação de energia. Além disso, o difícil ambiente econômico e as alterações nas condições de financiamento também trouxeram consideráveis incertezas aos leilões. Soma-se a isso a realização de mudanças nas condições desses leilões, como, por exemplo, a possibilidade de participação de energia descontratada. Em paralelo, ressalta-se a dificuldade na implementação de alguns projetos, especialmente devido a questões ambientais.

Em termos do perfil da expansão do setor, nota-se que fontes renováveis continuaram a ter considerável importância. Em alguma medida, isso obedece a uma dinâmica em que a tendência de redução de custos das tecnologias em nível mundial aumenta a competitividade destas fontes nos leilões. Além disso, observou-se a adoção de diretrizes de política energética que priorizaram estas fontes. Apesar da expansão da fonte eólica ser a face mais evidente deste processo, o ano de 2016 pode ser tido como o marco inicial da inserção da fonte solar fotovoltaica, através da difusão de projetos de micro e minigeração distribuída, em linha com o verificado em nível mundial.

Por fim, apesar de ter sido um ano sem maiores riscos de déficit de energia e com preços menores e menos voláteis do que nos anos anteriores, a necessidade de ajustes regulatórios no setor mais uma vez mostrou-se presente. De fato, notaram-se iniciativas em direção à realização de alguns ajustes. Por exemplo, a pauta regulatória do ano de 2016 contemplou mudanças na distribuição dos recursos da CDE e nas diretrizes acerca da qualidade do serviço de transmissão. Porém, trataram-se de mudanças pontuais. Em realidade, verifica-se a crescente necessidade de alterações de caráter mais estrutural nas diretrizes regulatórias do setor. Esta necessidade advém da mudança do paradigma operativo do sistema, de alterações do ambiente comercial e da emergência de novas tecnologias em bases competitivas. Quando o atual modelo foi implementado em 2004, não era possível vislumbrar com clareza estas transformações, o que ajuda a compreender a inadequação do arcabouço regulatório em responder a algumas questões e, por consequência, a crescente e prejudicial judicialização do setor. Portanto, atualmente é crescente a necessidade de mudanças regulatórias que possibilitem que a garantia da oferta ocorra em bases de custos competitivos e, ao mesmo tempo, que o risco de solvência dos empreendedores seja minimizado.

Fontes Consultadas

Agência Brasil - Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/>

Agência Brasil Energia - Disponível em: <http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/>

Agência CanalEnergia - Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br>

Agência Nacional de Energia Elétrica - Disponível em: www.aneel.gov.br

Cambio (Bolívia) - Disponível em: www.cambio.bo

Deutsche Welle Brasil - Disponível em: <http://www.dw.com/pt-br/not%C3%ADcias/s-7111>

Diario El Día (Bolívia) - Disponível em: <https://www.eldia.com.bo/>

Folha de São Paulo - Disponível em: <http://www.folha.uol.com.br/>

GESEL/UFRJ - Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/>

G1/Globo.com - Disponível em: <http://g1.globo.com/>

La Razón (Bolívia) - Disponível em: www.la-razon.com

Ministério de Minas e Energia - Disponível em: www.mme.gov.br

O Estado de São Paulo - Disponível em: www.estadao.com.br

O Globo - Disponível em: <http://oglobo.globo.com/>

Setor Energético - Disponível em: <http://www.setorenergetico.com.br/>

Valor Econômico - Disponível em: www.valor.com.br