SOLANGE MENDES GERALDO RAGAZI DAVID

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL:
UMA VISÃO LEGAL-REGULATÓRIA SOBRE RISCOS PARA O
DESENVOLVIMENTO DA ATIVIDADE E MECANISMOS DE
INCENTIVO ESTABELECIDOS PELO PODER PÚBLICO**

São Paulo

2013

SOLANGE MENDES G. RAGAZI DAVID	Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma Visão Legal-Regulatória Sobre Riscos para o Desenvolvimento da Atividade e Mecanismos de Incentivo Estabelecidos pelo Poder Público	V. 1 2013
---	---	----------------------------

SOLANGE MENDES GERALDO RAGAZI DAVID

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA VISÃO
LEGAL-REGULATÓRIA SOBRE RISCOS PARA O
DESENVOLVIMENTO DA ATIVIDADE E MECANISMOS DE
INCENTIVO ESTABELECIDOS PELO PODER PÚBLICO**

São Paulo

2013

SOLANGE MENDES GERALDO RAGAZI DAVID

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UMA VISÃO
LEGAL-REGULATÓRIA SOBRE RISCOS PARA O
DESENVOLVIMENTO DA ATIVIDADE E MECANISMOS DE
INCENTIVO ESTABELECIDOS PELO PODER PÚBLICO**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência - Energia

Orientador:
Professor Doutor Marco Antonio Saidel

**São Paulo
2013**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 15 de maio de 2013.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

David, Solange Mendes Geraldo Ragazi

Geração de energia elétrica no Brasil: uma visão legal-regulatória sobre riscos para o desenvolvimento da atividade e mecanismos de incentivo estabelecidos pelo poder público / S.M.G.R. David. -- ed. rev. -- São Paulo, 2013.

160 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Geração de energia elétrica (Aspectos legais; Regulação) - Brasil I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, aos meus filhos,
à minha família.

AGRADECIMENTOS

À minha família e amigos, pela compreensão, carinho, apoio e incentivo permanentes.

Aos meus professores desde sempre, pelos ensinamentos e debates que propiciam nosso enriquecimento intelectual e crítico, em especial ao meu orientador Marco Antonio Saidel, da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Aos meus amigos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Universidade e de associações e organizações diversas, pelo compartilhamento do conhecimento do setor elétrico brasileiro, em suas múltiplas facetas e perspectivas, bem como a todos que contribuíram direta ou indiretamente na elaboração deste trabalho.

RESUMO

A expansão da geração de energia elétrica é tema de permanente atenção por parte do Estado brasileiro, dos investidores e da sociedade em geral, em razão da essencialidade dessa atividade para o desenvolvimento econômico e social sustentável. Com bases nas premissas de garantia do suprimento, planejamento e modicidade tarifária, foram adotados no Brasil diversos mecanismos de incentivo à geração de energia elétrica, que representam atratividade ao investidor público e privado. Os riscos na geração de energia elétrica também são indicados em diversos instrumentos, desde a legislação federal e a regulação promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL até contratos, regras e procedimentos relativos à comercialização de energia elétrica e à operação do Sistema Interligado Nacional - SIN. No presente trabalho é apresentada análise da atividade de geração de energia elétrica no Brasil, a partir do modelo setorial definido em 2004, numa visão legal-regulatória sobre riscos para seu desenvolvimento e mecanismos de incentivos definidos pelo Poder Público. Se os riscos, de um lado, podem afastar o investidor do setor, os meios de mitigação de riscos e os incentivos, por outro lado, atraem esse mesmo investidor, em razão do cenário favorável propiciado por diversos benefícios definidos, especialmente nos últimos anos, por meio de programas governamentais, como o Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, linhas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e outros. Considerado esse cenário, o objetivo desse trabalho é possibilitar uma avaliação sobre o desenvolvimento da atividade de geração de energia elétrica, quanto aos seus riscos e mecanismos de incentivo, sob o enfoque legal-regulatório, o que visa contribuir para o debate acadêmico e a ampliação do conhecimento sobre o setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Setor elétrico brasileiro. Geração. Energia elétrica. Marco regulatório. Riscos. Incentivos. Políticas públicas.

ABSTRACT

The expansion of electricity generation is a subject of constant attention by the Brazilian Government, investors and society as a whole, due to its essential role for the economic and social development. Based on the premises of supply guarantee, planning and low tariffs, incentive mechanisms were adopted in Brazil to encourage electricity generation, representing attractiveness to general public and private investors. The risks in electricity generation are also appointed by several instruments: federal legislation and regulation promoted by Electric Energy National Agency (ANEEL – Portuguese acronym), contracts, rules and procedures related to electricity commercialization and operation of National Interconnected System (SIN – Portuguese acronym). In this paper are presented analysis of electricity generation in Brazil, (since the beginning of current model 2004), including a legal-regulatory view about risks to its development and incentive mechanisms which are defined by the Government. There is a kind of fine-tuning balance, one hand risks may avert investors, on the other hand, the incentives may attract the same investors. We can identify this behavior due to the favorable business environment created by several and specific benefits that were defined, especially in last years, through Governmental programs, such as Acceleration Growth Program (Programa de Aceleração do Crescimento – PAC in Portuguese), Special Development Incentives for Infrastructure (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI), funding lines from National Development Bank (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES) among others. Then, this paper goals to provide an evaluation about development of electricity generation, its risks and incentive mechanisms under the legal-regulatory focus, in order to contribute to academic debate and expansion of knowledge about Brazilian electricity sector.

KEYWORDS: Brazilian Electric Power. Generation. Electric Power. Regulatory Framework. Risks. Incentives. Public Policies.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Atividades da CCEE – Evolução.....	37
Figura 2: Atuação de agentes no âmbito da CCEE.....	39
Figura 3: Atuação do ONS sobre o Sistema Interligado Nacional.....	40
Figura 4: Potência de geração de energia elétrica no Brasil (%).....	43
Figura 5: Geração de energia elétrica no Brasil.....	44
Figura 6: Tipos de leilão de energia elétrica.....	49
Figura 7: Fluxo do recolhimento de Encargo de Energia de Reserva e pagamento aos geradores de energia de reserva.....	55
Figura 8: Garantia física das usinas, por fontes de geração em 2012.....	77
Figura 9: Contratos registrados na CCEE, por tipo – dezembro/2012.....	83
Figura 10: Fontes renováveis nos leilões do ACR.....	129
Figura 11: Preços médios de venda de energia elétrica - Leilões do ACR(R\$/MWh)..	130
Figura 12: PAC 2, resultados 2011 – Geração de Energia Elétrica.....	133
Figura 13: Formas de solução de conflitos na comercialização de energia elétrica.....	145
Figura 14: Sistema Integrado Brasileiro de Energia Elétrica – SIBEE / Geração.....	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Marco legal-regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.....	33
Tabela 2: Quadro de agentes da CCEE em 31.12.2012.....	38
Tabela 3: Empreendimentos de geração de energia elétrica – BIG/ANEEL.....	43
Tabela 4: Regimes jurídicos de geração de energia elétrica no Brasil.....	45
Tabela 5: Resultados de leilões de energia elétrica no ACR – dez/2004 a dez/2012.....	50
Tabela 6: Os 10 maiores agentes de geração do Brasil / capacidade instalada.....	56
Tabela 7: Produção regulatória na ANEEL de 1997 a 2012.....	67
Tabela 8: Critérios de definição de garantia física de empreendimentos de geração.....	76
Tabela 9: Tratamentos dos contratos de energia elétrica – REN nº 323/2008.....	81
Tabela 10: Portaria MME 445/2012 – Registro de contratos e preços de venda.....	82
Tabela 11: Montantes contabilizados e liquidados na CCEE – 2012.....	88
Tabela 12: Penalidades relativas ao lastro para venda e cobertura de consumo de energia elétrica e potência.....	90
Tabela 13: Penalidades relativas ao sistema de medição de faturamento e medições anemométricas.....	91
Tabela 14: Penalidades relativas à energia de reserva.....	92
Tabela 15: Multas relativas ao não aporte de garantias financeiras e à liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo.....	92
Tabela 16: Exemplos de valores de Uso de Bem Público – Hidrelétricas.....	99
Tabela 17: O PAC e instrumentos públicos de incentivo à geração de energia elétrica.....	132
Tabela 18: Exemplos de financiamentos de empreendimentos de geração – BNDES.....	137
Tabela 19: Riscos na geração de energia elétrica no Brasil – Sumário exemplificativo.....	150
Tabela 20: Mecanismos de incentivo à geração de energia elétrica no Brasil – Sumário Exemplificativo.....	152

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração - ANEEL
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no ACR
CER	Contrato de Energia de Reserva
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONUER	Contrato de Uso de Energia de Reserva
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REIDI	Regime Especial de Incentivo ao Desenvolvimento da Infraestrutura
REN	Resolução Normativa ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1.0 - INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO	16
1.2 OBJETIVO.....	16
1.3 RESULTADOS ESPERADOS	17
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
 2.0 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	 19
2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA	20
2.2 O MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO A PARTIR DE 2004	28
2.3 O MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO A PARTIR DE 2012	30
2.4 ATIVIDADES FUNCIONAIS ESSENCIAIS NO SETOR ELÉTRICO	34
2.4.1 O PLANEJAMENTO	34
2.4.2 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	36
2.4.3 A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	40
 3.0 - GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA: FORMAS DE ATUAÇÃO	 42
3.1 TIPOS DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO	42
3.2 REGIMES JURÍDICOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	44
3.3 SEGMENTOS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	48
3.3.1 ATUAÇÃO NO ACR	48
3.3.2 ATUAÇÃO NO ACL	51
3.3.3 MERCADO DE CURTO PRAZO - MCP	52
3.3.4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA	54
3.4 RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES A PARTIR DA MP 579/2012.....	55
 4.0 - RISCOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	 61
4.1 O “RISCO” NO DIREITO BRASILEIRO	61
4.2 RISCOS E ASPECTOS GERAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	63
4.3 ASPECTOS RELACIONADOS À REGULAÇÃO, NO ÂMBITO DA ANEEL	65
4.3.1 REGULAÇÃO E ADEQUAÇÕES FUTURAS /ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO ...	65
4.3.2 FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO E PENALIDADES NO ÂMBITO DA ANEEL	68
4.3.3 BANCO DE INFORMAÇÕES DA GERAÇÃO - BIG E CADASTRO DE INADIMPLENTES	71
4.4 ASPECTOS RELATIVOS À COMERCIALIZAÇÃO, NO ÂMBITO DA CCEE.....	72
4.4.1 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA - REGRAS E PROCEDIMENTOS....	72
4.4.2 GARANTIA FÍSICA / ENERGIA ASSEGURADA	75
4.4.3 PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA – FORMAÇÃO E DIVULGAÇÃO.....	78
4.4.4 REGISTRO DE CONTRATOS E SUA EFETIVAÇÃO PARA A CONTABILIZAÇÃO	81
4.4.5 ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA - ESS E SEGURANÇA ENERGÉTICA.....	83
4.4.6 O RISCO HIDROLÓGICO, O MRE E O MRA	85
4.4.7 RATEIO DA INADIMPLÊNCIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....	88
4.4.8 PENALIDADES NO ÂMBITO DA CCEE.....	89

4.5 ASPECTOS RELACIONADOS À OPERAÇÃO, NO ÂMBITO DO ONS	93
4.5.1 PROCEDIMENTOS DE REDE	93
4.5.2 MODALIDADE DE OPERAÇÃO DE USINAS	94
4.5.3 PENALIDADES NO ÂMBITO DO ONS	95
4.6 OUTORGAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	97
4.6.1 INTERVENÇÃO E EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES	98
4.6.2 PAGAMENTO DE USO DE BEM PÚBLICO - UBP	99
4.6.3 ATRASO NO INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS	102
4.6.4 REVOGAÇÃO AMIGÁVEL DE OUTORGA DE AUTORIZAÇÃO DE GERAÇÃO	103
4.6.5 MUDANÇA DE COMBUSTÍVEL E DA LOCALIZAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS	103
4.6.6 ATRASO NA IMPLANTAÇÃO DAS ICGS E RECEITA DE GERADORES	105
4.7 CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA	106
4.8 ASPECTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS	114
4.8.1 NOVO CÓDIGO FLORESTAL	115
4.8.2 LICENCIAMENTO AMBIENTAL	116
4.8.3 USINAS HIDRELÉTRICAS	118
4.8.4 A QUESTÃO INDÍGENA E TRIBAL E DEMAIS COMUNIDADES AFETADAS	120
4.8.5 QUESTÕES TRABALHISTAS	122
4.8.6 DEBATES AMBIENTAIS E PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS	123

5.0 - INCENTIVOS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 127

5.1 MARCO LEGAL-REGULATÓRIO E REGULAÇÃO PARTICIPATIVA	127
5.2 FONTES RENOVÁVEIS, DESCONTO TUSD/TUST E OUTROS INCENTIVOS	129
5.3 PAC - PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO	132
5.4 O REIDI E INCENTIVOS FISCAIS E TRIBUTÁRIOS	134
5.5 PROJETOS PRIORITÁRIOS E “DEBÊNTURES INCENTIVADAS”	135
5.6 ASPECTOS FINANCEIROS	136
5.6.1 FINANCIAMENTOS DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	136
5.6.2 DAÇÃO DE BENS E RECEBÍVEIS EM GARANTIA DE OPERAÇÕES	139
5.7 ASPECTOS TECNOLÓGICOS	140
5.7.1 “SMART GRID”	140
5.7.2 ÍNDICE DE NACIONALIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS	142
5.8 MEIOS ESPECÍFICOS DE SOLUÇÃO DE CONFLITOS	144

6.0 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO..... 147

6.1 EM RELAÇÃO AOS RISCOS	149
6.2 EM RELAÇÃO AOS MECANISMOS DE INCENTIVO	152
6.3 RECOMENDAÇÃO	154
6.4 PERSPECTIVAS	156
6.5 EPÍLOGO	157

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....158

1.0 - INTRODUÇÃO

No Brasil, principalmente a partir do racionamento de energia elétrica de 2001, com grandes impactos no país, ampliou-se a preocupação com a expansão da geração e da matriz energética nacional. Houve debates acalorados sobre temas como eficiência do Estado no planejamento e na gestão do setor elétrico; garantia de suprimento em curto e longo prazos; participação da iniciativa privada; riscos; desenvolvimento sustentável; investimentos; competitividade e tarifas. Disso tudo resultou, entre outros, a edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a adoção de inúmeras medidas no setor elétrico desde então.

Em 2012, além de discussões de questões práticas surgidas pós 2004, relevantes mudanças legais alteraram substancialmente o setor elétrico, com as Medidas Provisórias nºs 577 e 579 (renovação das concessões) e outros instrumentos. A discussão passou a ser diferenciada e abordou temas como segurança (energética, jurídica, investimento), incentivos (novas fontes, programas governamentais, etc.), o papel do Poder Público e o desenvolvimento do setor.

Em que cenário os geradores de energia elétrica desenvolvem suas atividades? Quais as influências e sinais da estrutura legal-regulatória brasileira sobre a geração de energia elétrica, sob os aspectos comerciais, operacionais, ambientais e sociais, entre outros? Como os poderes públicos – Executivo, Legislativo e Judiciário, bem como o regulador – ANEEL, têm enfrentado algumas das questões relacionadas à geração de energia elétrica? Qual o papel do Estado no setor elétrico e como incentivador da atividade de geração?

Essas são algumas das questões abordadas nesta dissertação, sob a ótica legal-regulatória, que considera o amplo cenário de atuação de geradores de energia elétrica no Brasil, configurado a partir do marco regulatório do setor, no qual convivem inúmeros mecanismos de incentivo à ampliação da oferta de geração e mecanismos de mitigação de riscos relativos à atividade.

A análise sobre riscos e mecanismos de incentivos à geração de energia elétrica está atrelada a outras discussões na sociedade contemporânea, como as relativas ao desenvolvimento do país, ao papel do Estado na economia, ao meio ambiente, à sustentabilidade, à segurança jurídica e estabilidade de relações e contratos, de modo geral.

1.1 MOTIVAÇÃO

A discussão sobre a geração de energia elétrica tem se ampliado substancialmente, como se verifica ao longo de mais de um século de utilização da energia elétrica para o atendimento de necessidades humanas e o desenvolvimento das mais variadas iniciativas. A expansão da oferta ocupou o centro das atenções, ampliando-se a discussão sobre as “fontes renováveis” – hidráulica, eólica, biomassa, solar, além do debate permanente sobre a energia nuclear.

Além disso, a geração de energia elétrica, principalmente a partir de 2004, insere-se num setor amplamente regulado, desenvolvido com base em inúmeras atividades, mecanismos e processos, envolvendo milhares de contratos e centenas de agentes que atendem a múltiplas regras e procedimentos de operação e de comercialização.

Esse cenário justifica a avaliação mais aprofundada do tema, no ambiente acadêmico, com vistas a analisar a evolução da atividade de geração de energia elétrica no país e seus mecanismos de incentivo e riscos de natureza legal-regulatória, o que contribui para a ampliação do conhecimento e a análise de políticas públicas relacionadas ao setor.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é reunir, analisar e interpretar dados e informações sobre a geração de energia elétrica no Brasil, com foco legal-regulatório, relativamente a riscos e mecanismos de incentivo existentes para o desenvolvimento dessa atividade.

Para esse objetivo, a análise proposta ocorreu mediante: (i) a observação da evolução histórico-legal quanto ao tratamento dispensado à geração de energia elétrica no Brasil, com foco nas disposições existentes a partir do modelo estabelecido em 2004 (Lei nº 10.848); (ii) a identificação de riscos e mecanismos de incentivos relacionados à atividade de geração; e (iii) percepções sobre o tema. Também foram analisadas algumas disposições de documentos que especificam direitos e obrigações de geradores, como contratos de concessão e autorizações de geração, contratos de compra e venda de energia elétrica e outros inerentes à matéria.

Quando se trata da tomada de decisão sobre investimentos, como no caso da geração de energia elétrica, além do amplo contexto regulatório, alguns componentes econômicos e históricos podem integrar o cenário da discussão. Nesse sentido, o trabalho proposto parte da avaliação da estrutura legal definida em relação à geração de energia elétrica - cenário de “certeza” (incentivos ou riscos mensuráveis) e busca atentar para outros aspectos que podem influenciar as decisões no mundo real, a partir da análise de alguns casos concretos.

1.3 RESULTADOS ESPERADOS

Como produto final da dissertação, no capítulo 6 é apresentada a conclusão da análise sobre riscos e mecanismos de incentivos à geração de energia elétrica no Brasil, com recomendação para a adoção de um sistema integrado que agregue diversas informações relacionadas aos empreendimentos de geração. Com esse sistema poderia ser elaborado um balanço sobre os resultados da implantação de cada empreendimento, o que facilitaria a análise de sua eficiência e resultados alcançados, inclusive quanto às políticas públicas que o incentivaram.

Essa discussão é relevante em razão da importância da expansão da geração para o setor elétrico e o desenvolvimento econômico-social sustentável, pois os incentivos e o tratamento dados aos riscos inerentes à atividade têm impacto direto nos sinais de segurança e estabilidade. São questões essenciais na tomada de decisões sobre investimentos na área, com reflexos para a sociedade, como no caso da fixação das tarifas de fornecimento de energia.

Registre-se que outros elementos contribuem para a ampliação ou melhor aproveitamento da oferta de energia elétrica no Brasil, como a expansão ou o fortalecimento dos sistemas de transmissão. Sob a ótica da demanda, destacam-se os programas de eficiência energética, relacionados, por exemplo, à melhoria do fator de carga, novas modalidades tarifárias, iluminação pública, consumo consciente, conservação de energia, etc. A análise dessas atividades, no entanto, não constitui objeto deste trabalho.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho está estruturado em seis capítulos. No primeiro capítulo são apresentados a introdução, o objetivo do trabalho e os resultados esperados. No segundo capítulo é apresentada a evolução legal quanto ao tratamento da geração de energia elétrica e os modelos adotados no Brasil para a expansão da atividade, com destaque para o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, a estrutura legal definida a partir de 2004, bem como as modificações havidas em 2012, relativas à intervenção nas concessões e à renovação das concessões outorgadas anteriormente a 1995.

No terceiro capítulo consta análise sobre as formas de atuação dos geradores no Brasil, quanto aos regimes jurídicos (concessão, autorização, permissão e registro) e aos ambientes ou segmentos para negociação de energia elétrica, no âmbito do mercado.

No quarto capítulo é apresentada análise sobre riscos na geração de energia elétrica, sob aspectos legais, regulatórios, comerciais, operacionais, ambientais, sociais, a atuação no âmbito da CCEE (mercado) e do ONS (operação), entre outros aspectos, como mecanismos que visam ampliar a proteção do mercado de energia elétrica, aprimorados a partir de 2012 (ex.: metodologia de garantias financeiras no Mercado de Curto Prazo).

No quinto capítulo consta análise de cenários entendidos como de incentivos à geração de energia elétrica, como os relativos a contratações de longo prazo, financiamentos, programas governamentais (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI; Programa de Aceleração de Crescimento – PAC, Projetos de Investimentos Prioritários, etc.). Também há indicações de situações específicas que afastam a responsabilidade do gerador em caso de atraso no início da operação comercial de empreendimentos, com direito ao recebimento das receitas contratadas, entre outros.

No sexto capítulo constam as conclusões sobre a análise apresentada, com recomendação específica com vistas a tornar mais eficiente a verificação e avaliação de empreendimentos de geração de energia elétrica no Brasil e seus aspectos correlatos, com foco nos riscos e incentivos previstos para essa atividade. Ao final constam as referências bibliográficas.

2.0 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Neste capítulo é apresentada uma breve e tópica análise da evolução histórica do tratamento da geração de energia elétrica no país, até o arcabouço legal hoje existente. Essa evolução diz respeito às opções políticas, jurídicas e econômicas feitas ao longo de mais de um século e que hoje representam as bases do desenvolvimento da geração elétrica no Brasil.

A análise da história da energia elétrica no país implica a avaliação do papel do próprio Estado brasileiro, na medida em que esse inicialmente permitiu à iniciativa privada a realização de atividades relativas à energia elétrica (século XIX) e, posteriormente, passou a atuar em diversos papéis (século XX), como Poder Concedente¹, planejador, regulador, fomentador, financiador e empresário.

Essa história, representada por vários êxitos e dificuldades, já foi objeto da criatividade do músico brasileiro, em momento de crise no abastecimento de energia elétrica na década de 1950, como registrado por Paixão (2000)².

Atualmente, a indústria da energia elétrica no país é composta dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização³, sob um cenário de capacidade total de produção de 117.135 MW instalados, dos quais 82.459 MW são usinas hidrelétricas (predominante), 31.243 MW termelétricas, 2.007 MW usinas nucleares e 1.426 MW usinas eólicas (MME, 2012, BEN 2011)⁴. Quanto ao consumo anual verificado, esse ficou em 480,1 TWh – ano de 2011, com um acréscimo de 3,3% em relação a 2010 (MME, 2012, BEN 2011, pág. 15). O Brasil possui 72.150.009 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica, distribuídas nas regiões Centro-Oeste, Nordeste, Norte, Sudeste e Sul⁵.

¹ Pela Constituição Federal de 1988, compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (art. 21, inciso XII, alínea “b”).

² PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. Memórias do Projeto RE-SEB. São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000. Ao analisar “O Brasil: de Vargas e JK aos militares”, Paixão informa que “uma das mais cantadas marchinhas de carnaval dizia: ‘Rio de Janeiro, cidade que me seduz, de dia falta água, de noite falta luz’”. A marchinha era interpretada, entre outros, pelo cantor “Black-out” (pág. 41).

³ REIS, Lineu Belico. Geração de Energia Elétrica. São Paulo: EDUSP, 2006.

⁴ Balanço Energético Nacional 2012, ano-base 2011, Anexo I, Tabela 1.1, Capacidade Instalada de Geração Elétrica, pág. 172. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 12.03.2013.

⁵ A informação consta do Sistema de Apoio à Decisão (SAD) da ANEEL (dados atualizados até dezembro de 2012). Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 18.03.2013.

2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Para fins histórico-didáticos, ao longo de mais de um século, pode-se destacar três fases distintas quanto ao tratamento da geração de energia elétrica no Brasil:

- (a) A fase de interesse local, municipal, de atuação basicamente privada: energia elétrica como “bem público restrito” e “particular”, o que se justificava pela necessidade de melhoramentos urbanos, como iluminação pública e transporte coletivo, no início do desenvolvimento industrial e urbano do país, como destacado por Sanches (2011)⁶.
- (b) A fase da “federalização” e da “estatização”, de interesse nacional e de iniciativas estatais: energia elétrica como “serviço público” e não “mercadoria” / “commodity”. O grande marco divisor da presença do Estado é representado pelo Código de Águas - Decreto nº. 24.643, de 10 de julho de 1934⁷ e pela Constituição Federal de 1934, que caracterizou a “federalização” da regulação das atividades relativas à energia elétrica, na medida em que se definiu ser da União a competência para legislar sobre a matéria.
- (c) A fase mista ou “concorrencial”, regulada, de grande atuação estatal e privada: energia elétrica de interesse nacional, como serviço público e “commodity” negociável no mercado. Há uma forte atividade de planejamento, combinada com a atividade de operação e de mercado, em que o Estado também atua de forma substancial.

Especificamente na terceira fase - a partir da Constituição de 1988⁸, são diversos os marcos relevantes para o setor elétrico: (a) foram criadas inúmeras instituições⁹; (b) buscou-se maior

⁶ SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. Curso de Direito de Energia, Tomo I – Da História. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2011.

⁷ O Código de Águas, que fora objeto de projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional por mais de vinte anos (o projeto foi apresentado em 1907, com base no trabalho do jurista Alfredo Valadão), foi decretado pelo então Chefe do Governo Provisório, Getúlio Vargas, que havia fechado o Congresso em 1930.

⁸ A partir de 1980, com a crise financeira, o endividamento das estatais e a maior dificuldade de utilização de recursos públicos, novos caminhos foram buscados para favorecer a expansão do setor. Na década de 1980 destaca-se a grande inovação legal, iniciada pela Constituição Federal de 1988, que, em seu art. 174, estabelece que, como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

⁹ A criação da ANEEL, em 1996, representa o início da atual configuração institucional do setor elétrico. Depois foram criados o CNPE (política energética, incluindo gás e petróleo), o MAE / CCEE, o ONS, a EPE e o CMSE.

eficiência na gestão da coisa pública¹⁰; (c) criaram-se novas figuras (produtor independente, consumidor livre, comercializador, etc.); (d) foram introduzidos mecanismos de incentivo à competição e à participação privada (leilões de energia elétrica e contratos de longo prazo); e (e) houve a definição de formas de atuação no mercado de energia elétrica, entre outros. Diversos aspectos desta fase são abordados com mais detalhe neste trabalho.

Como resultado das diretrizes da livre iniciativa estabelecidas no art. 170 da Constituição Federal, destaca-se a Lei das Concessões (Lei nº 8.987, de 13.02.1995, adequada pela Lei nº 9.074, de 07.07.1995), que, ao regulamentar o artigo 175 da Constituição¹¹, fomentou a idéia de competitividade ao estabelecer que a exploração do bem público poderia ocorrer por conta e risco do concessionário, mediante licitação pública (concorrência).

Vários dos princípios de liberdade de iniciativa decorrem do modelo de mercado elétrico adotado em alguns países, como a Inglaterra, com a reforma e privatização de empresas de energia elétrica nas décadas de 1980 e 1990, sob o comando de Margareth Thatcher, com inspiração nas idéias liberalizantes de acadêmicos e economistas. Hunt e Shuttleworth (1996) destacam a importância da análise dos mercados de energia elétrica desenvolvidos a partir das décadas de 1980 e 1990, para que se observem diversas de suas ferramentas e resultados (ganhos econômicos e financeiros, teoria dos mercados, teoria dos jogos etc.) para a melhor organização, planejamento, eficiência e desenvolvimento setorial¹².

No Brasil, a partir de 1995 começaram as privatizações no setor elétrico, inicialmente com as distribuidoras de energia elétrica (a parte do “caixa” da indústria elétrica). A primeira privatização foi a da Escelsa (Espírito Santo), seguida pela da Light (Rio de Janeiro), da Cerj (Rio de Janeiro) e da Coelba (Bahia). Para fomentar a competitividade, entendia-se essencial a privatização da geração, mas isso não ocorreu da forma como programado, pois as geradoras, em absoluta maioria, eram estatais federais ou estaduais e dependiam, muitas vezes, de alteração legal para permitir sua privatização¹³, além da definição de questões ideológico-

¹⁰ A Lei Eliseu Resende (Lei 8.631, de 04.03.1993, que dispôs sobre a fixação de tarifas e extinguiu o regime de remuneração garantida), foi uma medida pela qual se iniciou a reorganização setorial e o saneamento das empresas do setor elétrico, com vistas a possibilitar seu desenvolvimento com princípios mais claros e definidos.

¹¹ Nos arts. 175 e 176 da Constituição Federal está prevista a outorga de concessões para exploração de bens públicos – mediante licitação e respectivo contrato, garantindo isonomia e transparência no processo.

¹² HUNT, Sally e SHUTTLEWORTH. *Competition and Choice in Electricity*. England: Wiley & Sons, 1996.

¹³ Pela Lei nº 9.648/1998 (art. 5º), as geradoras federais Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul seriam reestruturadas para fins de privatização, mas esse artigo foi revogado pelo art. 31 da Lei nº 10.848/2004.

políticas. No âmbito federal, destaca-se somente a privatização da Eletrosul geração / Gerasul, hoje Tractebel, a maior geradora privada do país (vide tabela 6). No âmbito estadual, ocorreram poucas privatizações, como em São Paulo, com ativos hoje vinculados à Aes Tietê (2ª maior geradora privada - vide tabela 6) e à Duke Energia, por exemplo.

A partir de 1996, aliado ao movimento de repensar do papel do Estado na economia, foi desenvolvido no âmbito do MME o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – “Projeto RE-SEB”, o qual contou com a participação de centenas de técnicos do setor e da consultoria inglesa Coopers & Lybrand (PAIXÃO, 2000; TOLMASQUIM, 2011¹⁴).

Segundo Paixão (2000), o RE-SEB foi feito para e por brasileiros, com o apoio dos ingleses¹⁵. Em linhas gerais, o RE-SEB visava à reestruturação setorial, com base em um modelo que possibilitasse a financiabilidade e o desenvolvimento sustentável do setor, com a participação fundamental da iniciativa privada. Para isso, foram introduzidas políticas promotoras de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica (*commodity*), mantendo-se o monopólio natural dos segmentos de transmissão e distribuição (fio).

Como resultado do RE-SEB foram publicados a Lei nº. 9.648 e o Decreto nº. 2.655, ambos de 1998 (o chamado modelo FHC), com a criação do ambiente de negociação de energia elétrica no atacado, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) e do Operador Nacional do Sistema – ONS.

A premissa básica desse modelo era a busca da expansão do setor, em especial da geração, mediante a atuação competitiva dos agentes no mercado atacadista de energia elétrica (grandes volumes), inicialmente com a livre negociação decorrente da “descontratação” de energia dos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados em decorrência da Lei nº 9.648/1998, os “contratos iniciais” ou PPA - Power Purchase Agreement.

¹⁴ PAIXÃO, ob. cit.; TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011, p. 71.

¹⁵ Mais uma vez, guardadas as devidas proporções, os britânicos se fizeram presentes em momentos marcantes do Brasil, como ocorreu em 1808, com a vinda da família real portuguesa para o país, na fuga das tropas napoleônicas; em 1822 e anos seguintes, com o apoio à independência brasileira; em vários períodos do século XIX, na luta contra a abolição do tráfico negreiro e da própria escravidão; apesar de todos os interesses capitalistas envolvidos e das “recompensas” recebidas pelos britânicos, que buscavam ampliar seus mercados para escoamento dos mais variados produtos, em razão da elevada produção decorrente da Revolução Industrial.

Esses contratos foram chamados de "iniciais" pois representaram o início do período de transição da livre negociação prevista no art. 10 da Lei 9.648/98, que definia os montantes dos contratos de energia elétrica (de 1998 a 2002) e sua redução gradual ao longo dos anos, evitando-se o risco de uma alteração abrupta dos preços até então praticados.

A livre negociação de energia elétrica, como um dos principais aspectos do modelo de mercado de 1998, poderia ocorrer entre geradores e demais agentes, observados prazos e condições de transição (art. 10 da Lei nº 9.648/1998). Para viabilizar esse modelo, também foi definido que deveria ocorrer a contratação individualizada da compra e venda de energia elétrica e o livre acesso dos geradores e dos consumidores livres e especiais aos sistemas de transmissão e de distribuição (crucial para a competição), com a contratação separada da conexão e do uso desses sistemas, com tarifas definidas pela ANEEL (art. 9º da Lei nº 9.648/1998), o que ampliou significativamente o número de contratos existentes no setor.

A obrigação de contratação representou uma grande mudança na década de 1990, pois, em menos de dez anos se passou de um período em que não se firmava contratos para o período de obrigatoriedade de contratação global do suprimento entre geradoras e distribuidoras (com a Lei nº 8.631, de 04.03.1993 - Lei Eliseu Resende) e depois para a segregação em contratos específicos e com objetos distintos, contratando-se separadamente a "energia" e a conexão e o uso do "fio", como se convencionou chamar à época (com a Lei nº 9.648, de 27.05.1998).

Além disso, também se definiu que, no SIN, ocorreria a "desverticalização" das atividades de distribuição das atividades de geração e de transmissão ("GTD"), (Lei nº 9.074/1995, art. 4º, §§ 5º e 7º). Muitas empresas foram "desverticalizadas", criando-se novas empresas para as atividades segregadas, em especial para a distribuição ("D"), permitindo-se, no entanto, a permanência de empresas de geração-transmissão - "GT" (ex.: Cemig Geração Transmissão). De modo geral, desejava-se a individualização das atividades e de sua gestão, controle e contabilização de receitas, de forma a melhorar sua eficiência e evitar subsídios cruzados entre uma atividade e outra, principalmente no que se refere à distribuição (serviço público) e à geração, atividade essa de livre competição no mercado.

Assim, pode-se afirmar que todas essas alterações representaram a passagem do modelo estatal/monopolizado para o modelo de mercado, com ampliação da participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro.

Em 2001, quando o modelo de mercado de 1998 estava em período de transição, vivenciou-se o racionamento de energia elétrica, que perdurou de junho de 2001 até fevereiro de 2002. O racionamento representou um momento de profunda reflexão sobre o setor elétrico brasileiro e, em razão de sua grande repercussão na sociedade, na política e na economia nacional, representou um marco na discussão sobre o aprimoramento do modelo adotado no país.

As causas do racionamento de energia elétrica foram amplamente debatidas. Em julho de 2001, no famoso Relatório Kelman¹⁶, foram analisados os fatores físicos, institucionais e regulatórios que resultaram na decretação do racionamento. Foi observado que, além dos níveis críticos dos reservatórios, do atraso de obras e não realização de investimentos programados na geração, do desequilíbrio entre oferta e demanda, houve falhas no fluxo de informações, desde 1999, entre a Presidência da República, o MME, a ANEEL e o ONS. Em outras palavras, caso as instituições tivessem agido mais proximamente quando já havia sinais do risco de *déficit*, eventuais ações poderiam ter mitigado os impactos do racionamento.

Segundo Bardelin (2004)¹⁷, o racionamento de 2001 trouxe para o país diversos reflexos que superaram as barreiras do setor elétrico e das regiões onde foi adotado, destacando-se efeitos nas áreas de: regulação, consumo de energia; arrecadação de impostos; crescimento industrial; expansão do setor; segurança pública; despesas do Tesouro; lucros das empresas; balança comercial. Como aspectos positivos citem-se o aprendizado na economia de energia elétrica, equipamentos com maior eficiência energética e a inclusão de fontes alternativas na matriz.

Em termos legais, o racionamento (“fato do príncipe”) foi estabelecido pela Medida Provisória (“MP”) nº 2.147, de 15.05.2001, substituída pela MP nº 2.148-1, de 22.05.2001, a qual estabeleceu o “Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica” e o “Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica”, tendo por objetivos:

- (a) Programa de Redução do Consumo: visou compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento. Foram definidas metas de consumo mensal, em especial para residências (redução de 20%, como regra), bônus para consumo abaixo da meta, possibilidades de

¹⁶ Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, estabelecida pelo Presidente da República em 22.05.2001 e coordenada por Jerson Kelman, então Diretor-Presidente da Agência Nacional de Águas – ANA. Disponível em www.kelman.com.br. Acesso em 04.04.2013.

¹⁷ BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica. 2004. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

suspensão de fornecimento e regimes especiais de tarifação, entre outros diversos aspectos, como o afastamento da aplicação de alguns artigos do Código de Defesa do Consumidor e da Lei de Concessões.

- (b) Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica (medida preventiva): visou expandir a oferta de energia elétrica; diversificar a matriz energética, para redução da dependência do regime hidrológico; fomentar pesquisas para fontes alternativas de energia; otimizar a distribuição de energia; maximizar a produtividade das fontes geradoras instaladas e concluir os projetos em implantação; e instituir programas compulsórios de racionalização do uso da energia.

Pela MP nº 2.148/2001 também foi instalada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, com o objetivo de propor e implementar as medidas dos dois programas definidos. A GCE possuía poderes quase que equiparados aos do Presidente da República, na medida em que podia praticar diversos atos para a execução dos programas, como estabelecer plano de contingenciamento de cargas e reconhecer caráter de emergência para obras e compras. A GCE era presidida pelo Ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República, por diversos outros ministros e dirigentes máximos de diversas entidades do setor.

Uma das medidas adotadas pela GCE foi a criação do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico em 22.06.2001, coordenado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social e composto pelo MME, Ministérios da Fazenda e Planejamento, ANEEL, Agência Nacional de Águas e Advocacia Geral da União. No começo de 2002, o Comitê anunciou 33 medidas (Relatórios de Progressos nºs 1 e 2), com vistas ao aperfeiçoamento do modelo do setor, via retomada dos investimentos, funcionamento pleno do mercado e atenuação do impacto de aumentos tarifários decorrentes de ajustes inerentes ao racionamento, quais sejam:

1. Aperfeiçoamento do despacho e formação de preço do mercado
2. Implementação de oferta de preços
3. Regulamentação da comercialização da energia de serviço público¹⁸
4. Fontes alternativas de energia¹⁹
5. Universalização do atendimento²⁰
6. Desverticalização
7. Reestruturação do MME
8. Revisão das tarifas de transmissão

¹⁸ A comercialização também passou a ocorrer via leilões públicos, nos termos da Lei nº 10.438, de 26.04.2002.

¹⁹ O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – Proinfa foi criado pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002. Em sua 1ª etapa foi prevista a contratação de 3.300 MW de capacidade, sendo 1.100 de cada fonte - PCHs, eólicas e usinas de biomassa, com início de funcionamento até 30.12.2006. Os contratos foram firmados entre os geradores e a Eletrobrás, pelo prazo de 15 anos. Também houve linha especial de financiamento do BNDES.

²⁰ Foi criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002, visando promover a universalização dos serviços de energia elétrica no país (inclusive com subvenção econômica para consumidores residenciais “baixa renda”), o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional.

9. Continuação da reestruturação do MAE²¹
10. Governança do ONS
11. Revisão dos certificados de energia assegurada
12. Estímulo à contratação bilateral
13. Estímulo à contratação de reserva de geração
14. Mudanças no Valor Normativo (VN)
15. Subsídio ao transporte do gás
16. Estímulo à conservação e uso racional da energia²²
17. Estímulo à existência de consumidores livres²³
18. Eliminação dos subsídios cruzados
19. Limites para auto-contratação e participação cruzada
20. Aperfeiçoamento dos procedimentos de rede do ONS
21. Finalização e aperfeiçoamento dos modelos computacionais utilizados pelo ONS
22. Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento
23. Supervisão por parte do MME das condições de atendimento
24. Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta
25. Aperfeiçoamento das metodologias para expansão da rede de transmissão
26. Aperfeiçoamento das regras do MAE
27. Aperfeiçoamento do processo de definição de submercados
28. Aperfeiçoamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
29. Separação das componentes de comercialização e rede nas tarifas de distribuição
30. Aperfeiçoamento e definições nas revisões tarifárias das distribuidoras
31. Agilização do processo de licenciamento ambiental
32. Tarifa social de baixa renda
33. Regularização dos contratos de concessão

No âmbito do mercado, o mecanismo de leilão foi uma das relevantes medidas adotadas para negociação de energia elétrica das geradoras sob controle federal em 2002 (Lei nº 10.438 de 26.04.2002). Os leilões decorreram de duas razões básicas: (a) grande sobra de energia elétrica resultante do decréscimo de consumo durante o racionamento; e (b) início do processo de “liberação” dos montantes de energia dos “contratos iniciais” (período de transição do modelo - art. 10 da Lei nº 9.648/1998). Esses leilões foram estendidos para as geradoras sob controle de Estados ou de Municípios (Lei nº 10.604, de 17.12.2002). De 2002 a 2003, os leilões foram realizados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (hoje CCEE), por determinação da ANEEL, conforme Resoluções nºs 423/2002, 246 e 353/2003.

²¹ Em 2002 o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, até então tratado como o ambiente do mercado (art. 12 da Lei nº 9.648, de 27.05.1998) se tornou pessoa jurídica (Lei nº 10.433, de 24.04.2002) e assumiu diversas atribuições de viabilização do mercado de energia elétrica, vindo a tornar-se CCEE em 2004 (Lei nº 10.848).

²² Curiosamente, somente em decorrência do racionamento e como mais um instrumento estratégico de atenuação de seus impactos, em 2001 o Congresso Nacional aprovou o Projeto de Lei do Senado nº 125/1990, sobre eficiência energética, de autoria do Senador Fernando Henrique Cardoso (na Câmara, PL nº 3.875/1993), que depois, como Presidente, sancionou a Lei de Eficiência Energética – Lei nº 10.295, de 17.10. 2001.

²³ O Convênio ICMS 06, de 02.04.2004, do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, representou um grande impulso à ampliação de consumidores livres no mercado, na medida em que estabeleceu as regras para cumprimento de obrigações tributárias em operações de energia elétrica no âmbito do MAE. O Convênio 06/2004 foi revogado pelo Convênio ICMS 15, de 30.03.2007, hoje em vigor.

Como outra decorrência do racionamento de 2001, também foi criada a empresa estatal Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE (MP nº 2.209, de 29.08.2001), com a finalidade de contratar capacidade de geração ou potência para atendimento ao SIN, cujos custos foram suportados mediante o recolhimento de encargos emergenciais (o famoso “seguro-apagão”, cobrado nas contas de energia elétrica de consumidores finais). A CBEE, hoje já extinta, foi autorizada a contratar as chamadas “térmicas merchant”²⁴ e recebíveis de térmicas que estavam no Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT que havia sido estabelecido pelo Decreto nº 3.371, de 24.02.2000, antes do racionamento.

Assim, verifica-se que, nos anos de 2001 e 2002 diversos foram os esforços e as medidas anunciadas pelo Poder Executivo para fortalecer o setor elétrico e aprimorar o modelo adotado em 1998. Mas, principalmente pela ocorrência do racionamento em 2001, esse modelo sofreu inúmeras críticas, especialmente dos partidos de oposição na campanha presidencial de 2002, que propunham ajustes diversos relacionados, entre outros, à governança do setor, ao planejamento da expansão da geração²⁵, à segurança do suprimento, à privatização, além da questão tarifária e universalização dos serviços.

Desta forma, a geração e a comercialização de energia elétrica, tratadas de forma diferenciada a partir de 1998 (Lei nº 9.648 e Decreto nº 2.655) e 2002 (Leis nºs 10.438 e 10.604 e Decretos 4.562/2002 e 4.667/2003), foram objeto de regulação específica no modelo do setor elétrico a partir de 2004, tendo como grande marco a Lei nº 10.848/2004, como consta do item 2.2.

Registre-se que o racionamento de energia elétrica ou restrição compulsória de consumo é uma medida legal prevista no art. 22 da Lei nº 10.848/2004, pelo que se depreende que há a hipótese de sua ocorrência, e suas consequências, sob o aspecto legal, já são conhecidas (em especial, a redução de montantes contratados e das respectivas receitas de venda). Na prática, contudo, essa possibilidade depende de inúmeras condições estruturais e conjunturais, que se relacionam com a disponibilidade de oferta no SIN, o nível da demanda, as condições climáticas, as condições operativas do SIN, entre outras.

²⁴ Térmicas que liquidam a energia produzida no mercado à vista – Mercado de Curto Prazo (*spot*).

²⁵ No Programa do Partido dos Trabalhadores, por exemplo, previa-se que “Todas as usinas hidrelétricas de porte devem ser administradas como concessionárias de serviço público, sejam elas estatais ou privadas”. Item 40 do tópico Setor Elétrico, pág. 65, do Programa de Governo 2002. Disponível em www.pt.org.br. Acesso em 15.03.2012.

2.2 O MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO A PARTIR DE 2004

As diretrizes para a adoção do modelo de 2004 constam da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº. 5, de 21.07.2003, e no Modelo Institucional do Setor Elétrico²⁶. São elas: estabilidade regulatória; definição de papéis das instituições; garantia de suprimento, via contratações de longo prazo e incentivo à expansão da oferta; licitações para empreendimentos de geração / menor tarifa pela energia; modicidade tarifária; planejamento da expansão do sistema; e universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

Com base nas diretrizes da Resolução CNPE nº 5/2003 foram editadas as Medidas Provisórias nºs 144 e 145, de 11.12.2003, depois convertidas nas Leis nºs 10.848 e 10.847, respectivamente, de 15.03.2004. Em síntese, a MP 144/2003 tratava da comercialização de energia elétrica, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, estabelecendo as novas bases do modelo do setor, e a MP 145/2003 tratava da criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. A MP nº 144 foi editada com apenas 21 artigos e foi uma das mais discutidas no Congresso Nacional, tendo recebido 766 emendas.

Quando a MP foi convertida na Lei nº 10.848, em março de 2004, essa foi publicada com 33 artigos, que trataram, entre outros: (a) da criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE; (b) da oferta nos leilões de “energia nova” da energia de empreendimentos de geração já existentes ou de projetos de ampliação (“usinas botox”); (c) dos critérios de participação nos leilões de compra de energia elétrica de empreendimentos que participaram de licitações anteriores a 2004; (d) da exclusão do Programa Nacional de Desestatização da Eletrobras e suas controladas Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul e CGTEE.

A MP 144/2003 foi objeto de duas Ações Diretas de Inconstitucionalidade - ADIs, de nºs 3.090-6 e 3.100, propostas no Supremo Tribunal Federal – STF pelo Partido da Social Democracia Brasileira – PSDB e pelo Partido da Frente Liberal (hoje DEM). Até o momento, o STF apenas negou medida cautelar em que se requeria a suspensão da MP 144. Também se discutiu se as ADIs teriam perdido objeto em razão da conversão da MP na Lei 10.848, mas o STF entendeu que a conversão não afastaria eventuais vícios da norma. O mérito da questão ainda vai ser definido no STF, que em 2011 designou como relatora a Ministra Rosa Weber.

²⁶ A última versão do Modelo data de 17/12/2003 e foi obtida no site do MME em 15.03.2011, www.mme.gov.br.

A Lei nº. 10.848/2004 alterou diversas outras leis, entre elas a Lei de Concessões, e criou novas obrigações, direitos e deveres para os agentes, estabelecendo a estrutura de comercialização de energia elétrica, via contratação livre ou regulada, no âmbito da CCEE. Desde então, vários outros dispositivos legais sofreram ajustes e mecanismos foram adequados ou criados, o que também possibilitou a ampliação da inserção de novas fontes na matriz energética, como biomassa e eólica, como parte de uma política pública setorial.

Ficou definido o marco regulatório do setor elétrico, caracterizado pelos seguintes aspectos, alguns dos quais abordados com mais detalhe ao longo desta dissertação:

- (a) estrutura legal (leis, decretos, portarias, resoluções e demais normas);
- (b) instituições do setor: CNPE, MME, ANEEL, CCEE, EPE, ONS e CMSE; e
- (c) atividades e mecanismos específicos: planejamento, operação, licitação (mediante leilões), comercialização no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL, atuação dos agentes nos ambientes regulado e livre, com previsão de 100% de lastro para venda e consumo.

Além desse quadro básico, devem ser citadas leis específicas que representaram avanço regulatório no setor energético na década de 2000, tais como:

- (a) a Lei dos fundos financeiros para pesquisa e desenvolvimento (P&D) - Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que trata da realização de investimentos em P&D e em eficiência energética e especifica a destinação de recursos para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT (40%), para projetos de P&D realizados conforme especificado pela ANEEL (40%) e para o MME, para custear estudos pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético e o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos (20%);
- (b) a Lei de Eficiência Energética – Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia - alocação eficiente de recursos energéticos e preservação do meio ambiente;
- (c) a Lei dos Biocombustíveis - Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que trata da introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; e

- (d) a Lei do Gás - Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural e o tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

2.3 O MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO A PARTIR DE 2012

Em 2012 ocorreram inúmeras alterações legais, relacionadas à renovação das concessões e à cotização de garantia física de energia elétrica e potência, à intervenção e extinção de concessões, à legislação ambiental (Código Florestal), ao mercado (ex.: negociação amigável de contratos regulados, registro de contratos e formação de indicadores de preços do ACL, garantias financeiras, cotização da energia de fonte nuclear das usinas de Angra 1 e 2).

Sobre a extinção e a intervenção nas concessões, em 29 de agosto de 2012, por meio da Medida Provisória nº 577 (convertida na Lei nº 12.767, de 27.12.2012), foram estabelecidas novas condições para esses atos e a prestação temporária do serviço pelo poder concedente.

Sobre a renovação das concessões, em 11 de setembro de 2012, com a edição da Medida Provisória nº 579 (MP 579/2012), e após alguns anos de ansiedade e inúmeros debates entre aqueles que militam no setor elétrico, o Poder Executivo definiu as condições de renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em especial das concessões de geração de usinas hidrelétricas outorgadas anteriormente a 1995²⁷.

Após amplo debate no Congresso Nacional, com a apresentação de 431 emendas, a MP 579/2012 foi convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Trata-se de um “pacote” de desoneração tarifária do setor elétrico, a qual deve ocorrer mediante: (a) a transferência, para o consumidor, dos ganhos das amortizações e depreciações dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e nas instalações de transmissão e distribuição, cujas concessões foram outorgadas antes de 1995; e (b) a redução de encargos setoriais. Essa transferência deve ocorrer pela alocação, às distribuidoras do SIN, de cotas de garantia física de energia elétrica e potência de usinas hidrelétricas que tiverem suas concessões prorrogadas.

²⁷ As medidas adotadas também foram apoiadas por *paper* produzido pela consultoria internacional Ashley C. Brown: Concessions, Markets and Public Policy in the Brazilian Power Sector, www.mme.gov.br, 18.01.2013.

Na geração, a possibilidade de prorrogação das concessões foi aplicável: (a) às concessões de geração outorgadas antes de 1995 e que já tivessem ou não sido prorrogadas ou cujos pedidos de prorrogação estivessem em tramitação na data da publicação da MP; e (b) para os três regimes de geração: serviço público, produção independente e autoprodução, excetuando-se, para a autoprodução, as concessões cuja potência da usina seja igual ou inferior a 50 MW.

Segundo divulgado pela ANEEL, 123 usinas hidrelétricas estavam aptas à renovação das concessões, nos termos da MP 579/2012, incluídas as que já tiveram suas concessões prorrogadas uma vez pela Lei nº 9.074/1995 e aquelas que ainda não haviam passado por renovação (processos de renovação em análise pelo Poder Concedente)²⁸. Tiveram suas concessões renovadas as geradoras CEEE-GT (12 usinas), Chesf (10 usinas), Furnas (6 usinas), Emae (3 usinas) e, com uma usina cada: Eletronorte, Companhia Hidroelétrica São Patrício, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Leste Paulista de Energia, Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DEMEI e DME Distribuição S.A.²⁹. Grandes geradoras, como Cemig, Cesp e Copel optaram pela não renovação de suas concessões de geração.

A MP 579 também estabeleceu que a prorrogação das concessões de usinas hidrelétricas poderá ser de até 30 anos e será feita a título oneroso, sendo o pagamento do UBP revertido para a modicidade tarifária. As concessões de geração termelétrica poderão ser prorrogadas, uma única vez, pelo prazo de até 20 anos, e a energia poderá ser diretamente contratada como energia de reserva, a critério do poder concedente, diferentemente das usinas hidrelétricas.

Quanto à indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados, seu cálculo ocorreu com base no Valor Novo de Reposição - VNR, considerando a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação, até 31.12.2012, conforme os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Os estudos para a definição do VNR foram feitos pela EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento fornecidos à ANEEL pelos geradores.

A Lei nº 12.783/2013 (conversão da MP 579) também trata de outros temas que não são objeto desta dissertação, como a prorrogação das concessões de transmissão e distribuição de

²⁸ Lista disponível em www.aneel.gov.br, acesso em 04.10.2012.

²⁹ Tabela constante do DOC/SPE/MME e SCG/ANEEL, obtido em www.aneel.gov.br, acesso em 24.01.2013.

energia elétrica (podem ser prorrogadas até 30 anos), a redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e seus novos objetivos, o não recolhimento da Reserva Global de Reversão – RGR a partir de 01.01.2013, a extinção do rateio do custo de consumo de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados (CCC).

Antes da edição da MP 579/2012, discutiu-se por alguns anos sobre a prorrogação ou a relicitação das concessões; a forma em que ocorreria a eventual renovação – sua legalidade e constitucionalidade; cenários tarifários e benefícios para os ambientes de contratação regulada e livre; tributação setorial; novas obrigações jurídicas e econômicas decorrentes da definição pela renovação das concessões; aspectos contábeis dos empreendimentos envolvidos na renovação das concessões; bem como segurança jurídica de contratos de concessões e definição para o novo prazo de vencimentos de concessões.

A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, por exemplo, em diversos manifestos e em redes de rádio e televisão, promoveu a campanha “Energia a Preço Justo” e passou a defender de forma intensa a chamada “captura da renda hidráulica”, ou seja, que as usinas hidrelétricas antigas já estariam depreciadas e amortizadas e que a renovação das respectivas concessões deveria representar redução efetiva de tarifa para os consumidores³⁰.

Algumas questões ainda são amplamente debatidas, relacionadas às empresas que aderiram ou não à prorrogação das concessões das usinas hidrelétricas, como aspectos contábeis, tributários e fiscais relacionados às indenizações, valores dos investimentos na geração das usinas com concessões prorrogadas, sinais dados aos investidores no setor elétrico, entre outras, como indicado no item 3.4 desta dissertação.

Assim, pode ser sintetizado o quadro com os principais normativos do marco regulatório do setor elétrico, os quais tratam da regulação, da concessão de serviços públicos, das instituições setoriais, do planejamento, da operação e da comercialização de energia elétrica e outros, e podem ser classificados hierarquicamente conforme apresentado na tabela 1. O novo Código Florestal, sancionado pela Presidente da República em 2012 (Lei nº 12.651 e Medida Provisória nº 571, ambos de 25.05.2012), também representa importante normativo a ser observado no setor, com impactos específicos na atividade de geração de energia elétrica.

³⁰ Disponível em www.fiesp.com.br, acesso em 12.01.2013.

Tabela 1 - Marco Legal-Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro

CONSTITUIÇÃO FEDERAL	
<ul style="list-style-type: none"> Art. 21, inciso XII: estabelece a competência da União para explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. Art. 175: estabelece a incumbência do Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, mediante licitação, a prestação de serviços públicos. 	
LEIS (há algumas MPs que ainda serão convertidas em lei)	
<ul style="list-style-type: none"> 8.987/95 e 9.074/95: Lei geral de concessões e permissões - art. 175 da Constituição Federal 9.427/96: Institui a ANEEL e disciplina o regime de concessões de energia elétrica 9.478/97: Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (redação dada pela Lei nº 11.097, de 2006) 9.648/98: Alteração da Lei de Licitações, da Lei de Concessões, Lei da ANEEL, criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS 10.433/2002: Criação da pessoa jurídica Mercado Atacadista de Energia Elétrica 10.438/2002: Expansão da oferta de energia elétrica emergencial, criação do Proinfa, da Conta de Desenvolvimento Energético, alteração de diversas leis 10.847/2004: Autorização para a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE 10.848/2004: Alteração de diversas leis setoriais, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, comercialização de energia elétrica. 12.651/2012: Código Florestal 12.767/2012: Intervenção nas concessões e extinção das concessões. 12.783/2013: Prorrogação das concessões, redução de encargos setoriais e modicidade tarifária. Medida Provisória nº 605/2013: ampliação das finalidades da Conta de Desenvolvimento Energético 	
DECRETOS	
<ul style="list-style-type: none"> 2.335/1997: Constitui a ANEEL e aprova sua estrutura regimental 2.655/1998: Regulamenta o ambiente MAE e define as regras de organização do ONS 4.541/2002: Regulamenta Lei 10.438/2002 4.550/2002: Regulamenta a comercialização de energia pela Eletronuclear e pela Itaipu Binacional 4.562/2002: Estabelece normas gerais de contratos de fornecimento de energia elétrica, tarifação e preço, compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição 5.081/2004: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS 5.163/2004: Comercialização de Energia Elétrica, Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL, Leilões, Repasse Tarifário 5.175/2004: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE 5.177/2004: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE 5.184/2004: Empresa de Pesquisa Energética – EPE 6.353/2008: Contratação da Energia de Reserva 7.805/2012: Renovação das concessões do setor elétrico 7.891/2012: Renovação das concessões do setor elétrico e Conta de Desenvolvimento Energético 	
RESOLUÇÕES DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE	
Diversas disposições são tratadas em resoluções do CNPE, a partir das quais podem ser editadas portarias do MME e resoluções da ANEEL.	
PORTARIAS DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA E RESOLUÇÕES DA ANEEL	
Diversas disposições são tratadas em portarias do MME e em resoluções da ANEEL, por previsão legal ou regulamentar (decretos). Algumas resoluções da ANEEL decorrem de portarias do MME.	
REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO – CCEE	PROCEDIMENTOS DE REDE OPERAÇÃO – ONS
A comercialização de energia elétrica observa as Regras e Procedimentos aprovados pela ANEEL e aplicáveis no âmbito da CCEE.	A operação do sistema interligado nacional deve atender aos diversos Procedimentos aprovados pela ANEEL e aplicáveis no âmbito do ONS.

Elaborado a partir da consulta da legislação em www.planalto.gov.br, www.aneel.gov.br, www.mme.gov.br.

2.4 ATIVIDADES FUNCIONAIS ESSENCIAIS NO SETOR ELÉTRICO

No modelo do setor elétrico, três funções sistêmicas passaram a ser tratadas de forma específica, numa cadeia de atividades que se inter-relacionam e cuja observação pelos geradores é essencial: o planejamento, a comercialização de energia e a operação do sistema (essas duas últimas atividades, sob a regulação da ANEEL), conforme abordado a seguir.

2.4.1 O PLANEJAMENTO

O primeiro aspecto relevante e essencial no planejamento energético é a existência de uma instituição especialmente voltada para essa finalidade, como a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

A EPE, empresa pública federal vinculada ao MME, é responsável pela prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (energia elétrica, gás e petróleo), o qual é definido em última instância pela União (art. 174 da Constituição Federal). Os estudos e pesquisas feitos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações no âmbito da política energética nacional.

Segundo Tolmasquim (2011), distinguem-se duas acepções principais, mas complementares: (i) “Planejamento da expansão: dado o elenco de recursos energéticos e tecnológicos, projeta a demanda de energia elétrica e formula uma estratégia de expansão que permite atender à demanda projetada de forma segura e econômica.”; e (ii) “Planejamento da operação: dada uma estratégia de expansão, busca atender à demanda, de modo a minimizar o custo de operação para um nível de segurança preestabelecido” (ob.cit., p. 71).

Entre as várias atribuições da EPE, destacam-se a elaboração do Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE), o Balanço Energético Nacional (BEN), estudos e projeções da matriz energética brasileira; identificação e quantificação de potenciais de recursos energéticos; suporte nas articulações para aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes; estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos; obtenção da licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica para licitações de empreendimentos hidrelétricos e de transmissão;

estudos para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão; estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; estudos para incrementar a utilização de energia de fontes renováveis e de carvão mineral nacional; estudos para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive eficiência energética; promover planos de metas para a utilização racional e conservação de energia; estudos para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, com foco no fornecimento de bens e equipamentos para a expansão energética.

Desta forma, considerado de médio e longo prazo, o planejamento da expansão proporciona suporte e apresenta sinais para decisões de investimentos, definição de novas fontes de suprimento (geração) e instalações do sistema, com o objetivo de atender à demanda futura.

Mas o planejamento não está integralmente isento de externalidades, na medida em que é baseado em projeções de mercado (consumo e carga) elaboradas com base em cenários diversos de crescimento da economia, em geral denominados: trajetória de referência, trajetória de crescimento alto e trajetória de crescimento baixo. Quando se verifica o que a EPE publicou em 2005, por exemplo, observa-se que muitas das questões ali indicadas ainda estão em debate em 2013, em relação aos cenários nacional e mundiais e premissas macroeconômicas, socioeconômicas e setoriais (consumidores ou setores da economia)³¹:

“O futuro é incerto e não pode ser previsto com exatidão e segurança, sendo na verdade o resultado de discontinuidades, rupturas e inflexões do padrão passado, altamente influenciado por novos fatos portadores de futuro e fruto de uma construção social, resultado dos interesses e estratégias dos diversos atores” (ob. cit., p. 16).

“... A evolução futura da demanda de energia, em particular do gás natural e da eletricidade, dificilmente seguirá os padrões do passado, devendo registrar movimentos diferenciados decorrentes das dinâmicas das variáveis que determinam o seu desempenho, como, por exemplo, em relação aos seguintes fatores (Macroplan, 2005):

- avanço do marco regulatório do setor de petróleo e gás, ainda em desenvolvimento e não completamente consolidado entre as Unidades da federação e entre o País e as nações vizinhas;
- conclusão da implantação do novo arranjo institucional do setor elétrico, intensificando a concorrência (ambiente de negócios);
- questões relativas à implementação da lei das parcerias público-privadas;
- gestão ambiental restritiva;
- incertezas em relação ao crescimento das economias dos Estados Unidos e da China;
- tensões e conflitos no Oriente Médio;
- trajetória do preço do petróleo e das demais commodities” (ob. cit., p. 17).

³¹ Mercado de Energia Elétrica 2006-2015, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, RJ, 2005.

Considerando os aspectos abordados nos estudos do planejamento, e observando as condições gerais macroeconômicas e sociopolíticas discutidas atualmente, verifica-se que muitas das questões podem atingir elevado grau de preocupação e impactar os cenários analisados, como as relativas ao crescimento da economia após a crise financeira de 2008 (que ainda permanece, como na Europa, em países como a Grécia, a Espanha e outros), as tensões e conflitos no Oriente Médio, com intensos movimentos sócio-políticos.

2.4.2 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quanto ao mercado, a CCEE³² é a instituição responsável pela viabilização da comercialização de energia elétrica no SIN, no Ambiente de Contratação Regulada – ACR³³, no Ambiente de Contratação Livre - ACL³⁴ e no Mercado de Curto Prazo - MCP³⁵.

A comercialização de energia elétrica tratada na Lei 10.848/2004 foi regulamentada em diversos Decretos, em especial o Decreto nº 5.177/2004 e o Decreto nº. 5.163/2004, o qual, em síntese, detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e livre e os leilões de energia elétrica. Também devem ser observadas as disposições da Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, resoluções da ANEEL e as Regras³⁶ e os Procedimentos de Comercialização (PdCs)³⁷.

³² De caráter privado e sem finalidade lucrativa, a CCEE é uma associação civil que atua sob regulação e fiscalização da ANEEL. Tem como atribuição legal a viabilização da comercialização de energia elétrica no SIN (art. 4º da Lei nº. 10.848/2004, Decreto nº. 5.177, de 12.08.2004).

³³ O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (geradores, comercializadores e importadores) e distribuidoras, via leilões, ressalvados os casos previstos em lei, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.

³⁴ O ACL é o segmento do mercado no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica, em contratos bilaterais livremente negociados, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização.

³⁵ O Mercado de Curto Prazo é o segmento do mercado onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados. É o chamado mercado de diferenças de sobras ou déficits, cuja contabilização leva em consideração a energia contratada a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada). No Mercado de Curto Prazo, a contabilização e a liquidação mensal são realizadas com base no Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

³⁶ Conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, aprovados pela ANEEL e complementares à Convenção de Comercialização que, associadas aos Procedimentos, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial e as disposições aplicáveis ao processo de contabilização e liquidação no âmbito da CCEE.

³⁷ Conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

A pessoa jurídica CCEE possui treze anos e já passou por mudanças organizacionais e operacionais relevantes: (a) foi constituída em 1999 como Administradora de Serviços do MAE – ASMAE; (b) a denominação de ASMAE foi alterada em 2002 para Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, por força da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002; (c) a denominação de MAE foi alterada em 2004 para CCEE, por força da Lei nº 10.848/2004.

A CCEE executa diversas atividades, como indicado a seguir: leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL; registro dos montantes de potência e energia de contratos do ACR e do ACL; medição e registro de dados de operações de compra e venda; apuração do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD; contabilização e liquidação financeira do MCP; apuração e liquidação financeira dos valores resultantes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCS D; contratação e liquidação da energia de reserva; liquidação financeira da energia de Angra 1 e 2; liquidação das cotas de garantia física de energia elétrica e potência; apuração do descumprimento de obrigações e aplicação de penalidades; monitoramento de ações de agentes no mercado, etc.

Como exemplo do processo complexo, conjugado e dinâmico em que se configura a comercialização de energia elétrica (atuação de diversas instituições e de centenas de agentes, a realização de diversas atividades e a prática de variados atos), na figura 1 é apresentada a evolução das atividades da CCEE desde 2000.

Figura 1: Evolução das atividades da CCEE

Fonte: CCEE (2013), disponível em www.ccee.org.br, acesso em 02.03.2013.

Os agentes que integram a CCEE se dividem em categorias e classes, conforme segue:

- (a) Categoria de Geração: classes dos Agentes Geradores – serviço público, Agentes Produtores Independentes e Agentes Autoprodutores;
- (b) Categoria de Distribuição: classe dos Agentes de Distribuição; e
- (c) Categoria de Comercialização: classes dos Agentes Importadores e Exportadores, dos Agentes Comercializadores e dos Agentes Consumidores Livres³⁸ e Consumidores Especiais (ou “incentivados”)³⁹.

A participação dos agentes na CCEE se divide em obrigatória e facultativa. No caso dos distribuidores e comercializadores, é obrigatória a participação daqueles com volume > 500 GWh/ano anterior. Especificamente em relação aos geradores de energia elétrica, tem-se que:

- (a) São de participação obrigatória na CCEE: (i) os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; e (ii) os agentes de geração comprometidos com CCEARs e com Contrato de Energia de Reserva – CER.
- (b) São de participação facultativa na CCEE: (i) os titulares de autorização para autoprodução com central geradora de capacidade instalada $\geq$ a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo, não sejam despachadas de forma centralizada pelo ONS e não comercializem excedentes de energia elétrica; e (ii) os detentores de concessão, permissão, autorização ou registro de geração, com central geradora com capacidade instalada $\leq$ a 50 MW, exceto quando firmarem CCEARs ou CERs. Esses geradores podem optar por serem representados por um agente da CCEE.

Em dezembro de 2012, o número de agentes integrantes da CCEE era de 2298, com mais de 500 geradores, conforme divisão apresentada na tabela 2 (somente agentes do SIN):

Tabela 2 – Quadro de agentes da CCEE em 31 de dezembro de 2012

Linha	Classe dos Agentes	Número de Agentes
01	Gerador Autoprodutor	44
02	Comercializador	149
03	Consumidor Especial	995
04	Consumidor Livre	598
05	Distribuidor	47
06	Gerador a título de serviço público	32
07	Importador	0
08	Gerador Produtor Independente	433
	TOTAL	2298
	Total de geradores (linhas 01,06 e 08)	509

Fonte: CCEE (2013) - InfoMercado, www.ccee.org.br, acesso em 20.01.2013.

³⁸ Consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16, Lei nº 9.074/1995, com carga superior a 3MW.

³⁹ Consumidores enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96, que possuam carga superior a 0,5 MW e inferior a 3 MW e que adquiram energia de “fontes incentivadas”, ou seja, de fontes eólica, biomassa ou solar.

De forma sumariada, os agentes atuam da seguinte forma no âmbito do mercado, o que é ilustrado na figura 2:

- I. Participação obrigatória das distribuidoras somente no ACR, como compradoras de energia elétrica, via leilões. As distribuidoras não podem participar do ACL.
- II. Atuação dos geradores e comercializadores no ACR e no ACL, como vendedores nos leilões do ACR e/ou mediante contratos livremente negociados no ACL. Os geradores também podem participar do processo de contratação de energia de reserva.
- III. Atuação dos consumidores livres e especiais somente no ACL, como compradores.
- IV. Todos os agentes da categoria consumo (distribuidores, consumidores livres e especiais e autoprodutores, nos montantes adquiridos no SIN) ficam obrigados à aquisição da energia elétrica negociada nos leilões de energia de reserva.
- V. As distribuidoras são obrigadas à aquisição da energia elétrica gerada por Itaipu (excetuadas as distribuidoras do Norte e Nordeste), por Angra 1 e 2 e no âmbito do Proinfa, conforme cotas e condições definidas pela ANEEL.
- VI. Todos os agentes participam do MCP, na medida em que possuam sobras ou déficits de energia a serem liquidados no *spot*, pelo PLD, ficando eventualmente sujeitos à apuração e aplicação de penalidades, com algumas exceções e condições.

Figura 2 – Atuação de agentes no âmbito da CCEE

Fonte: elaborado a partir da análise legislação do setor elétrico, atividades da CCEE e atuação dos agentes

Os agentes da CCEE possuem inúmeras obrigações, cujo conhecimento é obrigatório e relevante, tendo em vista que seu não cumprimento pode ensejar a aplicação de penalidades e até o desligamento da CCEE, sem prejuízo da aplicação de penalidades pela ANEEL. O descumprimento de obrigações também pode ensejar divergências ou conflitos com outros agentes e com a própria CCEE. Os direitos e obrigações dos agentes se encontram definidos, além da legislação citada no item 2, em resoluções da ANEEL e em Regras e Procedimentos de Comercialização aprovados pela ANEEL e aplicáveis no âmbito da CCEE.

2.4.3 A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS⁴⁰ é a instituição responsável por executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN, que envolvem os essencialmente agentes de geração e de transmissão.

O ONS possui como principais atribuições: o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, para a otimização do SIN; a supervisão e a coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos, a supervisão e o controle da operação do SIN e das interligações internacionais; a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica, respectivas condições de acesso, e serviços ancilares; a proposição das ampliações de instalações da rede básica (instalações com tensões ≥ 230 kV) e reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão da transmissão; a proposição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, consolidadas em Procedimentos de Rede⁴¹ e aprovadas pela ANEEL; divulgação dos indicadores de desempenho dos despachos realizados, auditados semestralmente pela ANEEL. Na figura 3 consta diagrama sobre as principais atribuições do ONS no SIN:

Figura 3 – Atuação do ONS sobre o SIN

Fonte: ONS (2012), Visão Geral do ONS, disponível em www.ons.org.br, acesso em 06.06.2012.

⁴⁰ O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, autorizado nos termos do art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e atua sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

⁴¹ Esses procedimentos são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL. Disponíveis em www.ons.org.br.

O ONS desenvolve suas atividades com base em dois insumos fundamentais (ONS, 2012⁴²): os Procedimentos de Rede e as informações externas que recebe do MME, da ANEEL e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN.

Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na rede básica são agrupados em diferentes macroprocessos, quais sejam (ONS, 2012, fonte citada): Ampliações e Reforços na Rede Básica; Avaliação das Condições Futuras da Operação; Avaliação de Curto Prazo da Operação; Resultados da Operação; Análise da Carga de Energia e Demanda; Indicadores de Desempenho do SIN; Histórico da Operação; Integração de Novas Instalações ao SIN e Administração dos Serviços de Transmissão.

O ONS é integrado por membros associados e participantes (Poder Concedente, por meio do MME, os Conselhos de Consumidores, geradores não despachados centralizadamente e pequenos distribuidores - < 500 GWh/ano). São associados os titulares de concessão, permissão ou autorização e agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e por consumidores livres conectados à rede básica. No ONS existem três categorias de membros: (i) categoria produção – geradores e importadores; (ii) categoria transporte - transmissores; e (iii) categoria consumo – distribuidores e consumidores livres.

Da mesma forma como ocorre no âmbito da CCEE, os agentes do ONS possuem inúmeras obrigações, cujo conhecimento é relevante, tendo em vista que seu descumprimento pode ensejar a aplicação de penalidades. Os direitos e obrigações dos agentes se encontram definidos, essencialmente, em resoluções da ANEEL e em Procedimentos de Rede.

⁴² ONS (2012), Atuação do ONS sobre o SIN, disponível em www.ons.org.br, acesso em 06.06.2012.

3.0 - GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA: FORMAS DE ATUAÇÃO

Em razão da diversificação de alternativas de atuação definidas a partir de 1995 (Lei de Concessões) e de 2004 (ACR e ACL, introdução de novas fontes nos leilões de energia elétrica, etc.), bem como em 2012 (contratação de cotas de garantia física de energia elétrica e potência de usinas hidrelétricas), neste Capítulo são apresentadas as possibilidades de atuação dos geradores de energia elétrica no Brasil, com exceção da fonte nuclear.

A geração de energia elétrica nuclear é efetuada unicamente pela União, por intermédio da Eletrobrás Eletronuclear (Decreto de 23 de maio de 1997)⁴³, em razão de previsão constitucional de que a exploração dos serviços e instalações nucleares é exclusiva da União e seus órgãos (art. 21, XXIII), no regime de monopólio (art. 177, V, Constituição Federal).

No caso de Angra 1 e 2, a partir de 1º de janeiro de 2013, a Eletronuclear passou a receber receita decorrente da geração de energia das duas usinas, via liquidação financeira efetuada pela CCEE, com os recursos pagos por todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição no SIN, que recebem cotas de energia elétrica de Angra (Lei nº 12.111/2009). No caso da energia nuclear de Angra 3, foi definido que essa seria contratada diretamente como energia de reserva (art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004), tendo sido contratado o montante de 363.270.144,00 MWh, ao preço de R\$ 148,65/MWh, pelo prazo de 35 anos, com início de entrega em 1º de janeiro de 2016 (Portaria MME nº 980, de 21.12.2010).

3.1 TIPOS DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO

No Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG-ANEEL) consta que o Brasil possui 2.770 empreendimentos em operação, gerando 122.385.541 kW de potência. Para os próximos anos há previsão de adição de 43.033.992 kW na capacidade de geração, proveniente dos 162 empreendimentos atualmente em construção e mais 544 outorgados⁴⁴.

⁴³ O nome Eletrobrás tem sido escrito com ou sem acento agudo ao final. Recorde-se também que a Petrobras, depois de grande discussão, principalmente político-ideológica, sobre a alteração do nome "Petrobrás" para "Petrobrax", em 2000, excluiu o acento agudo por razões comerciais e de atuação no mercado exterior. No site da Eletrobras, as duas grafias foram encontradas. Vide em www.eletrobras.com.br, acesso em 28.05.2013.

⁴⁴ Dados disponíveis em www.aneel.gov.br, BIG, acesso em 22.02.2013.

No BIG, a ANEEL classifica os empreendimentos por tipos de geração, considerando aqueles em operação, em construção ou autorizações outorgadas. Na tabela 3 constam as indicações dos empreendimentos em operação e na figura 4 os respectivos percentuais, o que indica a grande variedade de fontes de geração, com predominância das hidrelétricas:

Tabela 3: Empreendimentos de geração em operação - BIG/ANEEL

EMPREENHIMENTOS EM OPERAÇÃO				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (1)
CGH	402	240.007	238.377	0,19
EOL	88	1.934.534	1.934.538	1,58
PCH	437	4.320.447	4.274.118	3,49
UFV	11	11.578	7.578	0,01
UHE	204	82.486.844	79.910.808	65,29
UTE	1.626	35.898.954	34.013.122	27,79
UTN	2	1.990.000	2.007.000	1,64
Total	2.770	126.882.364	122.385.541	100

Figura 4: Potência de geração (%)

Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-Elétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

(1) Os valores percentuais são referentes à Potência Fiscalizada, que é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. A Potência Outorgada é igual à considerada no ato de outorga.

Fonte: ANEEL (2013), BIG/ANEEL, www.aneel.gov.br, acesso em 22.02.2013.

Em termos de geração de energia elétrica por fonte, a ANEEL divulgou em seu Relatório Informações Gerenciais 2012 o que consta da figura 5⁴⁵:

⁴⁵ Relatório Informações Gerenciais 2012 – Geração por Fonte, www.aneel.gov.br, acesso em 22.02.2013.

Figura 5: Geração de energia elétrica no Brasil, por fonte

Fonte: ANEEL (2013), Relatório de Informações Gerenciais 2012, Geração por Fonte, www.aneel.gov.br, acesso em 22.02.2013.

3.2 REGIMES JURÍDICOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os geradores podem atuar mediante os regimes jurídicos da concessão, permissão, autorização, comunicação ou registro. Esses regimes são definidos conforme a potência do empreendimento e a fonte, como consta da tabela 4. Sobre esses institutos, registre-se que:

- (i) as concessões são outorgadas sempre a título oneroso, com pagamento de Uso de Bem Público - UBP (art. 60, I do Decreto nº 5.163/2004) e podem ser sob o regime de serviço público, produção independente ou autoprodução de energia elétrica;
- (ii) as autorizações podem ser outorgadas sob o regime de produção independente ou autoprodução de energia elétrica;
- (iii) as permissões são previstas de forma genérica no art. 4º da Lei nº 9.074/1995, mas são comumente utilizadas para serviços de distribuição de energia elétrica, como permissionárias e cooperativas de eletrificação; e
- (iv) as comunicações são previstas no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, mas teriam sido substituídas pelo registro do empreendimento de geração, que deve ser feito na ANEEL (REN nº 390/2009).

Tabela 4: Regimes jurídicos de geração de energia elétrica no Brasil, com exceção da nuclear

OUTORGA	REGIME JURÍDICO	FONTE	POTÊNCIA	LEGISLAÇÃO
Concessão	Serviço público	Hidráulica	> 1.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 5º, I, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
		Térmica	> 5.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 5º, I, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
Concessão de uso de bem público	Produtor independente	Hidráulica	> 1.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 5º, II, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
Autorização		Térmica	> 5.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 6º, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1) REN nº 390, de 15.12.2009 (ver nota 2)
Concessão de uso de bem público	Autoprodutor	Hidráulica	> 10.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 5º, III, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
Autorização		Térmica	> 5.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 7º, I, REN nº 390, de 15.12.2009 (ver nota 2)
Autorização		Hidráulica	> 1.000 kW e < 10.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 7º, II, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
Autorização	PCH - autoprodutor ou produtor independente	Hidráulica ou térmica	> 1.000 kW e ≤ 30.000 kW	Lei nº 9.427/96, art. 8º, Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 1)
Autorização	Autoprodutor ou produtor independente	Biomassa Solar	-	Lei nº 9.074/95, art. 7º, I, REN nº 390, de 15.12.2009 (ver nota 2) Decreto nº 5.163/2004, art. 60 (ver nota 3)
Registro na ANEEL	Ver nota 2	Hidrelétrico	≤ 1.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 8º
		Térmica	≤ 5.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 8º
		Outras fontes, exceto eólica	≤ 5.000 kW	Lei nº 9.074/95, art. 6º

Fonte: elaborado a partir da análise da legislação do setor elétrico, disponível em www.planalto.gov.br, www.aneel.gov.br. Acesso de março a junho de 2012.

- (1) O art. 60 do Decreto nº 5.163/2004 é genérico ao tratar de concessões e autorizações não especifica eventual potência requerida para o empreendimento. Quando se trata de empreendimentos participantes dos leilões de “energia nova”, as diretrizes são dadas pelo MME e constam dos respectivos editais.
- (2) A REN nº 390, de 15.12.2009 estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências.
- (3) Em geral, adota-se o regime de autorização para os empreendimentos a biomassa ou solares. Há previsão genérica no art. 60 do Decreto nº 5.163/2004 e, quando esses empreendimentos participam de leilões de “energia nova”, as condições de outorga constam das diretrizes do MME e dos respectivos editais aprovados pela ANEEL.

Tendo em vista que as mais diversas situações podem decorrer da exploração da atividade de geração, há tratamentos regulatórios específicos, como no caso de concessões compartilhadas entre diversos empreendedores e a mudança do regime de exploração do empreendimento.

No caso de concessões compartilhadas, essas foram permitidas a partir de 1995, com a autorização para a constituição de consórcios de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, autoprodução ou produção independente, observado o regime legal próprio de cada atividade (art. 18 da Lei nº 9.074/95). Em 1998, a Lei 9.648 (art. 7º) permitiu a mudança de regime de gerador hídrico, de serviço público para produção independente, como ocorreu na privatização da Eletrosul geração, a Gerasul (em 1998), hoje Tractebel Energia.

Nos leilões de “energia nova”, por exemplo, possibilitou-se aos empreendedores a escolha do regime jurídico da geração: produção independente ou autoprodução, isoladamente ou em consórcio, como ocorreu no 1º leilão de “energia nova”, em 2005, com a contratação para início de suprimento em 2008, 2009 e 2010. No Leilão A-5, realizado em dezembro de 2012, com início de suprimento a partir de 1º de janeiro de 2017, previu-se o regime de produção independente para novos empreendimentos e, nos casos de projetos de ampliação de empreendimentos, a outorga sob o mesmo regime de exploração da outorga original⁴⁶.

Quanto aos regimes de autoprodução (produção para uso próprio, com prioridade) e produção independente (produção destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco), havia distinções que influenciavam a opção do empreendedor por um ou outro regime, como a destinação da energia elétrica produzida para uso exclusivo ou para comercialização, com reflexos fiscais e tributários. O autoprodutor está isento do pagamento de encargos setoriais, como CDE, CCC e Proinfa (vide item 4.3.3), por exemplo, por não comercializar energia elétrica. No caso de um gerador com unidade geradora em uma localidade e unidades consumidoras em sítios diversos (outros Estados), por exemplo, o regime de autoprodução poderia ser indicado, para se evitar a incidência do ICMS no repasse da energia elétrica, de acordo com a legislação de cada Estado.

⁴⁶ Editais dos leilões disponíveis em www.aneel.gov.br, Editais de Geração, classificados por ano, desde 1999.

Na prática, essa distinção não mais existe, segundo o entendimento da ANEEL, tendo em vista que aos autoprodutores também é permitida a livre negociação no mercado, em equiparação aos produtores independentes, inclusive mediante contratos de compra e venda de energia elétrica com terceiros⁴⁷. Assim, o autoprodutor fica sujeito ao pagamento de encargos, incluindo a destinação de verba para investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D), quando obtiver receita com a negociação de sua energia elétrica excedente⁴⁸.

Quanto à modificação do regime de serviço público para outro regime, em dezembro de 2011 a ANEEL estabeleceu requisitos e critérios para que isso ocorra (REN nº 467, de 06.12.2011). Definiu-se que a concessão de aproveitamento hidrelétrico no regime de serviço público com potência > 1.000 kW e ≤ 50.000 kW poderá ser modificado para produção independente caso cumpra ao menos um dos seguintes requisitos: (a) seja resultante de separação das atividades de distribuição e de geração de que trata o art. 20 da Lei nº 10.848, de 2004; (b) seja resultante de separação das atividades de distribuição e de geração promovida anteriormente a 2004; (c) tenha sido outorgada após 5 de outubro de 1988; ou (d) possua a obrigação de pagamento de UBP durante cinco anos, com valor anual calculado pela ANEEL⁴⁹.

Em seu papel de regulador e fiscalizador, a ANEEL também decidiu, em junho de 2012, sobre o destino de geradoras hidrelétricas com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW. Foi determinada a extinção das concessões de usinas fora de operação comercial, sem reversão de bens, o mesmo se aplicando ao término das concessões daquelas usinas ainda em operação, permitindo-se que os agentes requeiram à ANEEL o simples registro dos empreendimentos (Despacho nº 1.959, de 12.06.2012).

⁴⁷ A ANEEL indeferiu o pedido de conversão do regime de produção independente para autoprodução, da Indústria de Material Bélico do Brasil - IMBEL, relativo à PCH Piquete, por entender que, desde 2011 (Despacho nº 3.542, de 30.08.2011 - UTE Biolins), “foi sedimentado o entendimento de que, por ser irrelevante a classificação de determinado agente como autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica”, esses pedidos não são cabíveis e demandam “desnecessária atuação das áreas técnicas e da Diretoria e não produzem qualquer efeito prático” (Despacho nº 1.016, de 27.03.2012).

⁴⁸ Pela Lei nº 9.991/2000 as concessionárias de geração e autorizadas para produção independente devem investir, no mínimo 1% de sua receita operacional líquida (ROL) em P&D. Os autoprodutores não foram incluídos expressamente, pois, em tese, destinariam toda a energia para seu consumo e não formariam ROL.

⁴⁹ Exemplos da mudança de regime de serviço público para produção independente: UHE Quatiara, Contrato de Concessão nº 07/1999 (Despacho ANEEL nº 1.317/2012) e UHE Pari, Contrato de Concessão nº 08/1999 (Despacho ANEEL nº 1.351/2012).

3.3 SEGMENTOS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No mercado de energia elétrica, os geradores podem optar por comercializar energia elétrica no ACR (leilões) ou no ACL, por liquidar no Mercado de Curto Prazo ou negociar nos leilões de energia de reserva, conforme suas estratégias de atuação e as oportunidades e incentivos oferecidos, principalmente no ACR.

Como mais uma opção de negociação de energia elétrica pelo gerador de menor porte, pode-se optar pela geração distribuída⁵⁰, vinculada às distribuidoras de conexão local, conforme as regras do art. 14 do Decreto nº 5.163/2004 e a REN nº 167, de 10.10.2005.

É importante ressaltar que às definições de atuação dos geradores correspondem direitos e obrigações, os quais devem ser analisados de forma criteriosa para o bom desenvolvimento de suas atividades e a não sujeição a penalidades, com impactos jurídicos e financeiros.

Em 2012, a partir da edição da MP 579, com a cotização de garantia física de energia elétrica e potência para as distribuidoras, para as usinas hidrelétricas com as concessões prorrogadas, não existe mais a compra e venda de energia elétrica propriamente dita, com preços de venda definidos pelos geradores titulares dessas usinas ou preços formados nos leilões.

3.3.1 ATUAÇÃO NO ACR

A partir de 2004, a aquisição de energia elétrica para o ACR (distribuidoras) ocorre somente mediante leilões⁵¹, cujas diretrizes são estabelecidas pelo MME. Os geradores e os comercializadores são vendedores nesses leilões, conforme características específicas de cada certame, sendo que, em geral, os comercializadores participam dos leilões de A-1 e de ajuste e os demais empreendedores de todos os leilões⁵². As modalidades de leilão para compra de energia elétrica no ACR são as seguintes (Lei nº 10.848 e Decreto nº 5.163/2004):

⁵⁰ Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os registros de potenciais hidráulicos $\leq$ a 1.000 kW e termelétricos $\leq$ a 5.000 kW, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquele proveniente de empreendimento: I - hidrelétrico com capacidade instalada $>$ 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética $<$ 75%, conforme regulação da ANEEL.

⁵¹ Os leilões de energia elétrica foram adotados a partir de 2002 - vide Capítulo 2.

⁵² O art. 1º, § 2º, III, do Decreto nº 5.163/2004, define como agente vendedor o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica.

- (i) “Energia Existente”, proveniente de empreendimentos de geração existentes: leilão A-1⁵³ e leilão de ajuste⁵⁴;
- (ii) “Energia Nova”, proveniente de novos empreendimentos de geração: leilão A-3⁵⁵, leilão A-5⁵⁶ ou leilão de fontes alternativas (PCHs, biomassa e usinas eólicas); e
- (iii) “Energia Nova Estruturante”, proveniente de novos empreendimentos, os quais são definidos pelo CNPE e aprovados pelo Presidente da República, como Belo Monte.

Os vencedores das licitações de “energia nova” ficam obrigados, de modo geral, a:

- (i) constituir sociedades de propósito específico para exploração das concessões;
- (ii) investir no setor, para construção e exploração dos respectivos empreendimentos, motivo pelo qual recebem outorga de concessões ou autorizações de geração;
- (iii) efetuar o pagamento do UBP à União, no caso de concessões a título oneroso;
- (iv) obter as licenças ambientais de instalação e operação, tendo em vista que nos leilões a EPE somente possui a obrigação de apresentar a licença prévia ambiental;
- (v) constituir eventuais linhas de transmissão agregadas às usinas;
- (vi) aportar garantias ao Poder Concedente, para execução do empreendimento;
- (vii) aderir à CCEE, caso ainda não sejam agentes da Câmara;
- (viii) firmar CCEARs com as distribuidoras compradoras, com prazos definidos conforme os produtos dos leilões (15, 20, 30 anos etc.).

Além dos leilões do ACR, e para elevar a segurança do suprimento de energia elétrica, poderão ser realizados leilões de energia de reserva (art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004 e Decreto nº 6.353, de 15.01.2008). Os leilões de energia de reserva passaram a ocorrer a partir de 2008. A figura 6 indica os tipos de leilões e respectivos períodos em que esses devem ocorrer⁵⁷:

Figura 6 – Tipos de Leilões de Energia Elétrica

Fonte: CCEE (2012) - www.ccee.org.br, acesso em 12.08.2012.

⁵³ Leilão A-1: ocorre no ano anterior ao ano de início do suprimento. Ex: Leilão A-1/2008: suprimento em 2009.

⁵⁴ Leilão de ajuste: complementação de montante para atendimento da carga (até 1%).

⁵⁵ Leilão A-3: ocorre no 3º ano anterior ao ano de início do suprimento. Ex: Leilão A-3/2008: suprimento em 2001.

⁵⁶ Leilão A-5: ocorre no 5º ano anterior ao de início do suprimento. Ex: Leilão A-5 em 2008: suprimento em 2013.

⁵⁷ Nos leilões de ajuste, o montante da compra é limitado a 1% das da carga total contratada de cada distribuidora, com exceção nos anos de 2008 e 2009, em que o montante foi de até 5%.

De dezembro de 2004 a dezembro de 2012 foram realizados 47 leilões de energia elétrica, dos quais 14 de “energia nova”, contratando cerca de 63.644 MW em nova capacidade para a entrada em operação no horizonte 2008 – 2017.

Pelos resultados dos leilões, verifica-se a diversidade de tipos de leilões (projetos estruturantes, fontes alternativas, A-5 e A-3), a viabilização da contratação de fontes que eram pouco competitivas e que passaram a dominar a venda de energia, como as eólicas (vide tabela 5). Do montante total contratado nos leilões, tem-se: 42% de origem hidrelétrica; 18% de termelétricas a óleo; 10% de termelétricas a gás natural; 12% de eólicas e 5% de biomassa.

Tabela 5: Resultados de leilões de energia elétrica, de dezembro/2004 a dezembro/2012

Leilão	Data	R\$ Bilhões	Contratação MW Médios	Potência MW	Preço Médio (R\$/MWh)
Leilões de Energia Existente (LEE)	Data	137,06	20.182,0		98,20
1º LEE	07/12/04	111,357	17.008,0	-	93,36
2º LEE	02/04/05	11,209	1.325,0	-	120,63
3º LEE	11/10/05	0,240	102,0	-	89,55
4º LEE	11/10/05	11,040	1.166,0	-	135,02
5º LEE	14/12/06	2,048	204,0	-	143,16
8º LEE	30/11/09	0,431	84,0	-	117,16
9º LEE	10/12/10	0,303	98,0	-	117,48
10º LEE	30/11/11	0,433	195,0	-	84,41
Leilões de Energia Nova (LEN)	Data	615,32	23.335,2	54.869	135,31
1º LEN	16/12/05	96,38	3.016,0	10.035	182,25
2º LEN	29/06/06	63,38	1.556,0	3.073	186,56
3º LEN	10/10/06	38,24	1.104,0	2.931	173,80
4º LEN	26/07/07	30,85	1.304,0	1.786	179,89
5º LEN	16/10/07	67,80	2.312,0	4.350	170,33
6º LEN	17/09/08	22,75	1.076,0	1.935	160,82
7º LEN	30/09/08	75,77	3.125,0	5.567	177,55
8º LEN	27/07/09	0,27	11,0	50	173,39
10º LEN	30/07/10	9,83	327,0	809	114,29
11º LEN	17/12/10	19,16	968,0	2.120	75,28
12º LEN	17/08/11	31,33	1.543,8	2.745	109,73
13º LEN	20/12/11	11,21	555,2	1.212	107,30
15º LEN	14/12/12	6,04	302,2	574	91,25
UHE Jirau	19/05/08	31,65	1.382,7	3.300	90,77
UHE Santo Antônio	10/12/07	39,14	1.552,6	3.150	103,20
UHE Belo Monte	20/04/10	71,52	3.199,7	11.233	89,97
Leilões de Fonte Alternativa (LFA)	Data	25,75	900,3	2.235	160,98
1º LFA	18/06/07	5,61	186,0	549	183,87
2º LFA	26/08/10	20,14	714,3	1.686	155,59
Leilões de Energia de Reserva (LER)	Data	44,81	2.188,5	6.539	127,59
1º LER	14/08/08	2,20	530,0	2.312	33,12
2º LER	14/12/09	23,20	753,0	1.806	175,76
3º LER	26/08/10	10,76	445,1	1.203	149,43
4º LER	18/08/11	8,64	460,4	1.218	107,08
TOTAL GERAL		822,94	46.606,0	63.644	127,50

IPCA: novembro/2012

Fonte: CCEE (2013) – InfoLeilão, www.ccee.org.br, acesso em 12.01.2013.

3.3.2 ATUAÇÃO NO ACL

No ACL, a contratação ocorre mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes de geração, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres e especiais (art. 47 do Decreto nº 5.163/04), sendo que:

- I. Os geradores públicos (federais, estaduais e municipais) devem atender aos princípios da Lei de Licitações (Lei nº 8.666/93) e ao disposto no art. 54 do Decreto nº 5.163/2004, pelo qual a comercialização poderá ocorrer mediante: leilões exclusivos para consumidores finais; oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores; leilões, chamadas ou ofertas públicas junto a agentes vendedores e exportadores; e aditamentos de contratos em vigor no dia 26.08.2002.
- II. Os geradores privados e comercializadores podem negociar energia elétrica em leilões ou negociação direta com consumidores e com outros compradores do ACL.
- III. Os consumidores livres ou especiais podem firmar contratos de compra e venda de energia elétrica diretamente com vendedores (geradores e comercializadores) ou promover leilões ou chamadas públicas para aquisição de energia elétrica.

No ACL, as relações comerciais são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais, os quais devem conter cláusulas essenciais definidas na legislação (vide item 4.7.2).

Em janeiro de 2013, com a Lei nº 12.783/2013, possibilitou-se aos consumidores livres e especiais a cessão de montantes de energia elétrica e de potência de contratos registrados na CCEE, conforme diretrizes que serão definidas pelo MME e pela ANEEL (art. 25 da Lei). Aliás, desde 2008, os consumidores livres pleiteavam a possibilidade de vender seus excedentes de energia elétrica, o que decorreu da crise econômica mundial e reduziu o consumo de energia elétrica em diversas atividades. Em 2010, o MME já havia colocado o tema em discussão, no âmbito da Consulta Pública divulgada na Portaria nº 73, de 1º.03.2010.

Há questões conceituais e comerciais diversas que envolvem a cessão de excedentes, como as seguintes: (a) um dos princípios da expansão da geração é a existência de contratos de compra e venda de energia elétrica de prazos mais longos, que representam instrumento de gestão de riscos para os compradores, como no ACR; (b) a cessão de excedentes pode ser fator de redução ou de ampliação de riscos, pois os consumidores podem optar por contratos de prazos mais longos ou mais reduzidos, de forma circunstancial, fazendo com que a gestão da contratação se sujeite às variações de preços no ACL e no MCP, inclusive mais abruptas; (c) a utilização do termo "cessão" ao invés de "venda" de excedentes: para alguns, ao determinar

que a cessão não "alterará os direitos e obrigações estabelecidos entre os vendedores e os compradores nos contratos originais de compra e venda de energia", manter-se-ia uma vinculação indesejada do cedente às obrigações originais dos contratos; (d) "vendedores" de energia elétrica são aqueles definidos no art. 1º do Decreto nº 5.163/2004 (geradores, comercializadores e importadores) e, se fosse permitida a venda, poder-se-ia configurar como vendedor o consumidor livre e especial, este último com benefícios na TUSD/TUST que não poderiam ser repassados indevidamente a terceiros não beneficiários.

Sobre a matéria, como o MME e a ANEEL ainda vão definir em que condições a cessão poderá ocorrer, certamente esses temas e outros reflexos devem ser observados para o devido tratamento às questões relacionadas aos vendedores de energia elétrica, como o resguardo aos direitos dos geradores que registraram contratos para esses consumidores.

3.3.3 MERCADO DE CURTO PRAZO - MCP

Os geradores, desde que possuam sobras de energia elétrica, ainda podem optar mensalmente por liquidar sua geração no MCP, ao PLD. Em determinados períodos em que o PLD esteja mais elevado, ou conforme sua previsão de evolução, essa pode ser uma estratégia que amplia a possibilidade de atuação no mercado e maximiza o retorno financeiro.

Entretanto, para que haja sobras de energia, devem ser computadas as perdas sistêmicas no SIN, a sazonalização da garantia física efetuada, o consumo interno das usinas e instalações, além de, obviamente, serem cumpridos os contratos de venda do ACR e do ACL e outros aspectos estratégicos do gerador para evitar riscos de exposição ao PLD e/ou sujeição a penalidades por falta de lastro para a venda de energia elétrica e potência. Para as usinas que tiveram alocação de cotas de garantia física de energia elétrica e potência (após a MP nº 579/2012), não há que se falar em sobras de energia elétrica no MCP.

A eventual opção pela liquidação de energia elétrica no MCP (opção por não firmar contratos de venda e liquidar no *spot*), no entanto, deve ser bem analisada pelo gerador, tendo em vista a volatilidade do PLD, atrelado a questões operacionais (vide item 4.4.3).

Em 2012, segundo o Diário do Comércio, Indústria & Serviços – DCI (“Mercado à vista impulsiona lucro de geradores no ano”, 21.05.2012), no primeiro trimestre do ano os lucros de

geradoras foram incrementados pela venda no curto prazo. Entre janeiro e março de 2012, a elevação da receita nessa conta estaria em média 127% mais alto do que o registrado no mesmo período de 2011. Conforme o DCI: para a Copel, o aumento da receita com a venda de energia no curto prazo avançou 57,2%; para a Cesp, o aumento foi de 129%; para a Cemig, aumentou 27%; para a AES Tietê subiu 163%; e para a Tractebel, avançou 262%.

Por outro lado, no início de 2013, houve questionamento quanto à sazonalização da energia elétrica feita por algumas geradoras, que optaram por sazonalizar a maior parte da energia do ano no mês de janeiro e liquidar energia elétrica no MCP. Como regra, a sazonalização deve ser feita em dezembro de um ano para vigorar para o ano seguinte, mas excepcionalmente em 2013, em razão da renovação das concessões (MP nº 579/2012), a sazonalização desse ano só ocorreu em fevereiro/2013 (Despacho ANEEL nº 353/2013), ou seja, *ex post* ao mês de janeiro/2013, quando os preços do MCP já eram conhecidos e chegaram aos seguintes valores médios: R\$ 413,95/MWh (submercados Sul e Sudeste) e R\$ 409,76/MWh (Norte e Nordeste). Em outras palavras, considerando as regras aplicáveis e de acordo com as circunstâncias presentes à época, alguns geradores optaram pelo "risco da sazo" no final de 2013.

Ocorre que, com as condições hidrológicas desfavoráveis, o acionamento das térmicas e a exposição ao risco hidrológico decorrente da prorrogação das concessões de hidrelétricas (vide item 4.4.6), as distribuidoras de energia elétrica e a Eletrobrás (comercializadora da energia de Itaipu) ficaram muito expostas (devedoras) no MCP em janeiro/2013. A Eletrobrás apresentou requerimento na ANEEL questionando a sazonalização de janeiro/2013, e a Agência chegou a suspender a liquidação financeira desse mês, no âmbito da CCEE (Despacho nº 627, de 07.03.2013; Despacho nº 727, de 12.03.2013).

Após a suspensão da liquidação, a ANEEL promoveu a Audiência Pública nº 018/2013, para discutir a sazonalização de janeiro e fevereiro de 2013. Com a conclusão da AP 018/2013, a ANEEL efetuou o julgamento do mérito da questão e sua Diretoria, por maioria, manteve a sazonalização e os valores originais que haviam sido apurados e permitiu a realização da liquidação de janeiro/2013 (Despacho nº 882, de 26.03.2013). Em sua decisão, a ANEEL determinou à CCEE que encaminhasse o "levantamento das usinas com concessão vencidas ou vincendas em 2013, cuja garantia física foi sazonalizada sem considerar o critério de proporcionalidade associado à alocação de cotas de garantia física de energia e potência" de que trata a Lei nº 12.783/2013. Para que não ocorressem outros atrasos no cronograma de

contabilização e liquidação dos meses restantes de 2013, a ANEEL permitiu também a liquidação conjunta dos meses de fevereiro e março de 2013, com condições específicas (Despacho nº 1.034, de 09.04.2013).

Para que as distribuidoras de energia elétrica tivessem recursos para o pagamento de valores com a compra de energia elétrica em 2013, em especial em razão da elevação dos custos com o acionamento das térmicas por razões de segurança energética, foi autorizado o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, da Eletrobrás para as distribuidoras (MP nº 605, de 23.01.2013 e Decreto nº 7.945, de 07.03.2013). Esses valores devem ser fixados pela ANEEL todos os meses, o que foi regulado pela REN nº 549, de 07.05.2013.

Sobre o MCP, ressalte-se ainda que o valor do crédito apurado pode não ser recebido em sua integralidade, pois os credores se sujeitam ao eventual (a) rateio de inadimplência, quando devedores deixam de pagar os débitos apurados; e ao (b) registro escritural de valores, no caso de decisões judiciais e/ou administrativas que impeçam sua cobrança (vide item 4.4.7).

3.3.4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA

Os empreendedores também podem optar por destinar sua energia para a contratação de energia de reserva, determinada pela União com vistas a ampliar a segurança no suprimento de energia elétrica (arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848/2004, redação da Lei nº 11.488, de 2007).

Na hipótese de ser vencedor nos leilões de energia de reserva, toda ou parte da energia do empreendimento do gerador será contratada pela CCEE (Contrato de Energia de Reserva – CER), como representante de todos os usuários de energia elétrica do SIN (via Contrato de Uso de Energia de Reserva – CONUER, contrato de adesão definido pela ANEEL).

Ao gerador caberá o recebimento de receita fixa anual, a ser paga pela CCEE, mediante o recolhimento dos Encargos de Energia de Reserva – EER⁵⁸, pagos pelos usuários, conforme o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008 e a REN nº 338/2008. Os valores de EER, da liquidação da energia de reserva no Curto Prazo e eventuais penalidades aplicadas no processo de energia de reserva são recolhidos pela CCEE e alocados na Conta de Energia de

⁵⁸ EER: destinado a cobrir os custos da contratação de energia de reserva, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários, a ser rateado entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Reserva- CONER e depois destinados ao pagamento dos geradores e ao abatimento no recolhimento dos encargos, quando cabível, como pode ser observado na figura 7:

Figura 7: Fluxo do recolhimento de EER e pagamento aos geradores de energia de reserva, pela CCEE

Fonte: CCEE, disponível em www.ccee.org.br, acesso em 18.02.2013.

3.4 RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES A PARTIR DA MP 579/2012

A partir de 2013, após a renovação das concessões de usinas hidrelétricas e a alocação das cotas de garantia física de energia elétrica e potência com base na MP nº 579/2012 (vide item 2.3), os geradores passaram a receber uma tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, que irá remunerar, basicamente, a operação e a manutenção das usinas (O&M). A ANEEL deverá disciplinar a realização de investimentos que serão incluídos nas tarifas com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas.

Esse tratamento novo dado aos geradores criou um cenário diferenciado, que se afasta do modelo competitivo na geração de energia elétrica e da negociação no mercado, modelos esses adotados em 1998 e em 2004 (vide Capítulo 2). Isso porque, ao invés dos valores resultantes da negociação no ACR, no ACL, como energia de reserva ou a liquidação de sobras no MCP, os geradores vão receber tarifa pela O&M das usinas, num regime de contratação via cotização às distribuidoras, de forma similar às cotas de Itaipu e Angra 1 e 2.

Pela MP 579, os geradores com as concessões prorrogadas ficariam com o encargo de renegociar contratos ou efetuar recontrações de energia para cumprir os contratos de venda já firmados no ACL. Ou seja, como várias concessões venciam em 2015/17, aqueles que optassem por antecipar a renovação para 2012 e receber pela O&M a partir de 2013, deveriam buscar energia para suprir contratos venda já efetuadas no mercado livre.

Os três maiores geradores do país (Tabela 6) foram alcançados, tendo em vista que optaram pela renovação das concessões e deveriam buscar energia para honrar seus compromissos contratuais já assumidos no ACL, a partir de 2013.

Tabela 6: Os 10 maiores agentes de geração do Brasil / capacidade instalada

Nº	Agentes do Setor	Potência Instalada (kW)	% em relação ao Total Nacional
1º	Companhia Hidro Elétrica do S.Francisco - Chesf	10.615.131	8,8%
2º	Furnas Centrais Elétricas S/A.	9.703.000	8,0%
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte	9.131.454	7,6%
4º	Companhia Energética de São Paulo - Cesp	7.461.270	6,2%
5º	Tractebel Energia S/A	7.141.450	5,9%
6º	Itaipú Binacional	7.000.000	5,8%
7º	Cemig Geração e Transmissão S/A	6.781.584	5,6%
8º	Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	6.288.421	5,2%
9º	Copel Geração S/A	4.899.350	4,1%
10º	AES Tietê S/A	2.652.050	2,2%
Total		71.673.710	59,4%

Fonte: Relatório de Informações Gerenciais 2012 ANEEL, www.aneel.gov.br, acesso em 22.02.2013.

No entanto, em janeiro de 2013, na conversão da MP nº 579, foi incluída uma exceção que permitiu que parcela da garantia física continuasse vinculada a contratos já firmados que atendiam especificamente consumidores finais (§ 10 do art. 1º da Lei nº 12.783/2013). A exceção alcançou contratos da Chesf com consumidores eletrointensivos no Nordeste, mas não alcançou eventuais vendas feitas a outros geradores e a comercializadores no ACL.

Antes da conversão da MP nº 579/2012, geradores como Cemig e Cesp levantaram essa questão como relevante para sua tomada de decisão quanto à renovação das concessões, mas nada havia sido definido antes de 4 de dezembro de 2012, data em que as empresas tiveram que declarar ao MME suas decisões quanto à opção de renovação.

Se todos os geradores tivessem optado pela renovação das concessões e a cotização da garantia física de energia elétrica e potência, a necessidade de recontração de energia para

garantir contratos já firmados no ACL poderia elevar os preços nesse segmento, tendo em vista que parte da oferta de energia elétrica do ACL migraria para o ACR, ficando vinculada às distribuidoras, que, inclusive, poderiam ficar sobrecontratadas.

Porém, como houve a previsão da citada exceção na Lei nº 12.783/2013 e, além disso, a Cemig, Cesp e Copel não optaram pela prorrogação das concessões, deve ser mais reduzida a demanda de energia no ACL, o que poderá representar menor pressão sobre os preços no mercado. Isso deverá ser analisado ao longo de 2013, conforme as condições vigentes.

Para essa análise também devem ser considerados dois outros fatores: (a) o valor estimado do PLD que, se representar tendência de alta em 2013, pode implicar a opção de vários geradores por liquidar energia elétrica no curto prazo⁵⁹; e (b) o comportamento do PLD_{Final} que, como tratado no item 4.4.3, passou a ser aplicável a partir de abril/2013 e pode implicar maior procura por contratações de longo prazo, para evitar exposição e pagamento desse PLD_{Final}, que considera o custo adicional de despacho de térmicas por segurança energética, custo esse denominado de "ΔCPLD" ("delta PLD"), nos termos da Resolução CNPE 3, de 06.03.2013.

Especificamente quanto às concessões de geração não renovadas, há previsão de que serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos, sem a reversão prévia dos bens vinculados ao serviço (art. 8º da Lei nº 12.783/2013). Ainda que ocorra o vencimento do atual prazo da concessão (em 2015, em alguns casos), as empresas podem permanecer responsáveis até a assunção do novo concessionário (art. 9º da Lei nº 12.783/2013). Caso não haja interesse na continuidade da prestação do serviço, esse será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório.

A decisão pela não renovação das concessões das hidrelétricas, certamente, também decorreu de relevantes razões econômicas, considerando-se, por exemplo, o tempo restante da concessão - de 2013 a 2015, em alguns casos, e o valor de venda de energia elétrica nesses três anos, em contraponto com as usinas com concessões renovadas e o valor a receber de O&M, por trinta anos. Some-se a tudo isso a incerteza quanto às condições a serem observadas sobre o retorno dos investimentos que serão feitos nesse longo período.

⁵⁹ O PLD médio (submercado Sudeste) em 2013 foi de: (a) janeiro - R\$ 413,95/MWh; (b) fevereiro - R\$ 214,54/MWh; e (c) março: R\$ 339,75/MWh.

No caso da Cemig, com 21 concessões de hidrelétricas não renovadas, entendeu-se que as condições de prorrogação não permitiriam manter o mesmo padrão de “operação sustentável” das usinas⁶⁰. Com a imposição de toda a responsabilidade quanto à operação, danos ambientais e outros, ainda que houvesse um grande esforço de redução de custos, a Cemig entendeu que a operação poderia ficar comprometida para cumprir todas as obrigações regulatórias, ambientais e sociais existentes (comunidades no entorno dos reservatórios). Para a Cemig, pelas regras anteriores à MP 579/2012, ainda permanece seu direito de renovação das concessões das UHEs São Simão, Jaguará e Miranda, o que deve ser postulado conforme as regras existentes perante o poder concedente e, caso necessário, perante o Judiciário.

No caso da Cesp, a opção também foi pela não renovação das concessões das hidrelétricas de Ilha Solteira (SP - 3.444 MW), Jupia (SP - 1551 MW) e Três Irmãos (SP - 808 MW), em razão de questões relativas à parcela de indenização que não teria sido considerada pelo governo federal, em valor superior a R\$ 5,3 bilhões. Além disso, segundo a CESP, o valor de O&M, oferecido para remunerar as operações e manutenções das usinas - R\$ 184 milhões, não cobriria os custos operacionais, da ordem de R\$ 270 milhões⁶¹.

No caso da Emae, houve aceitação quanto à prorrogação das concessões de três usinas da empresa (quase 940 MW). Para a Emae, desde março de 2012, já havia parecer favorável da ANEEL para a prorrogação, por vinte anos, das concessões das UHEs Rasgão, Henry Borden e Porto Goés, objetos do Contrato de Concessão nº 002/2004-ANEEL-EMAE. As concessões haviam sido outorgadas em 1982, com vigência por 30 anos, expirados em 30.11.2012. Não foram prorrogadas as concessões das UHEs Santa Isabel e Edgard de Sousa.

Para a Celesc, o impacto da MP 579/2012 teria sido menor que em outras empresas, porque 3% da receita advém da geração e 97% da distribuição. Por isso, apesar de a Celesc ter obtido uma liminar no Judiciário que lhe permitiu não renovar os seus ativos geração no prazo definido pelo governo, a empresa se mostraria propensa a não renovar as doze concessões, as quais devem ser exploradas em seu potencial máximo até 2015 ou 2017, conforme o caso⁶².

⁶⁰ Cemig, Comunicado ao Mercado e áudio de Teleconferência sobre a decisão de renovação de concessões. Belo Horizonte. Disponível em www.cemig.com.br. Acesso em 20.01.2013.

⁶¹ Secretaria de Energia do Estado de São Paulo. Nota de 06.12.2012. São Paulo. Disponível em www.saopaulo.sp.gov.br/spnoticias. Acesso em 21.01.2013.

⁶² Agência Canal Energia, entrevista do Presidente da Celesc, em 21.01.2013. Matéria de Pedro Aurélio Teixeira, Artigos e Entrevistas, 21.01.2013. Disponível em www.canalenergia.com.br. Acesso em 22.01.2013.

Para a Copel, que aceitou as condições de prorrogação das concessões de transmissão, mas não concordou com as relativas às concessões de geração (UHEs Gov. Pedro Viriato, 260 MW; Mourão I, 8,2 MW; Chopim I, 2 MW e Rio dos Patos, 1,7 MW), a decisão levou em conta a capacidade de geração de caixa e a dimensão estratégica dos ativos, preservando ao máximo o valor da empresa em ambos os casos⁶³.

Assim, em 2012, após a edição da MP 579/2012, passou-se a debater de forma mais intensa a maneira pela qual Poder Executivo tratou da renovação das concessões do setor elétrico. Entende-se que há previsão legal para agir (ainda que tenha sido via medida provisória) e mérito na iniciativa, em razão da propalada desoneração tarifária e da busca de incentivos à economia. Entretanto, passou-se a questionar, entre outros aspectos: (a) a atuação do Poder Concedente mediante adoção de medida provisória em matéria que afeta interesses os mais diversos e a confiança do investidor; (b) a ausência de articulação do Executivo Federal com os Estados em que se situam os potenciais hidroenergéticos, prevista no art. 21, XII, “b”, da Constituição Federal; (c) a imposição de prazos reduzidos para a definição pelas concessionárias sobre a renovação das concessões, sem a divulgação pública prévia de todos os dados e critérios; (d) o respeito aos contratos de concessão anteriores, que já previam regras para renovação; e (e) o risco criado para as concessionárias, a maioria sociedades por ações com títulos negociados em bolsa de valores e obrigadas ao atendimento de inúmeras outras obrigações, de natureza societária e contábil nacionais e internacionais⁶⁴.

Alguns chegaram a tratar a MP 579 como o “11 de setembro do setor elétrico”, numa referência à inesperada e inimaginável tragédia norte-americana de 11 de setembro de 2001⁶⁵.

As discussões sobre a renovação das concessões convergem - em grande parte - para o tema atuação do Estado na economia e segurança do investimento. Não se pode afirmar que essa discussão tenha se pacificado com a conversão da MP 579/2012 na Lei nº 12.783/2003, tendo em vista que ainda permanece o debate sobre algumas questões, como: (a) o tratamento de concessões de empresas que não optaram pela renovação, como a Cemig, que entende possuir

⁶³ Copel, Comunicado ao Mercado RI 20/12. Curitiba. Disponível em www.copel.com/hpcopel. Acesso em 22.01.2013.

⁶⁴ O Estado de S. Paulo, 15.09.2012. Opinião Alcance Nacional, p. A-2. O Estado de S. Paulo, 16.09.2012. Economia, p. B-2. Jornal do Commercio, 17.09.2012. Economia, p. A-3. Agência CanalEnergia, 26.11.2012. Artigos e Entrevistas. Valor Econômico, 27.11.2012. Eu & Investimentos, p. D2. Brasil Econômico, 04.12.2012. Ponto de Vista, p. 39. Correio Braziliense, 06.12.2012. Economia, p. 12. O Globo, 08.12.2012. País, p. 4.

⁶⁵ PIRES, Adriano. HOLTZ, Abel. “O 11 de Setembro do Setor Elétrico”. O Estado de S. Paulo, 18.09.2012, Economia, p. B-2.

o direito à renovação de 3 usinas; (b) a politização do tema pelo fato de que algumas empresas estatais estaduais não aceitaram as condições de prorrogação, como Cemig, Cesp e Copel; (c) os direitos a que efetivamente renunciaram as concessionárias que optaram pela prorrogação; e (d) aspectos econômico-financeiros representados pela queda do valor de ações negociadas na Bolsa de Valores e debates de investidores e analistas de políticas públicas brasileiras⁶⁶.

Essa discussão pode se enquadrar na análise relativa ao uso político do setor elétrico brasileiro, tema analisado por Monteiro e Santos (2010), no qual se inclui o debate sobre o critério temporal “Benefício no Curto Prazo – Custo no Longo Prazo”. Nesse debate se entende que uma ação pode produzir um efeito aparentemente benéfico para o setor no curto prazo, mas que pode ser prejudicial no longo prazo (exemplo: obras estatais iniciadas às vésperas de eleições, mas que não se sustentam no tempo)⁶⁷.

Nesse sentido, considera-se que há necessidade de se avaliar os efeitos da forma e das ações adotadas pelo Poder Executivo, pois algumas reflexões ainda permanecem, tais como: (a) a tendência de desenvolvimento do setor elétrico - ampliação da participação estatal; (b) sinais dados à participação do investimento privado; (c) condições de financiamentos de novos empreendimentos; e (e) interpretação do tema quanto à segurança e estabilidade do setor⁶⁸.

Segundo alguns especialistas, ainda poderá haver discussão judicial em relação a alguns aspectos da MP nº 579/2012, como o valor das indenizações e o impedimento à segunda renovação das hidrelétricas. Sobre o valor das indenizações, os contratos de concessão normalmente fixavam a apuração com base no valor e na data do investimento (valor contábil), diferente do previsto na MP, que é o Valor Novo de Reposição, para o que são considerados preços correntes e não os preços efetivos da época dos investimentos. Em relação às empresas que assinaram os aditivos de renovação das concessões, caso seja verificado algum prejuízo, entende-se que haveria maior dificuldade de discussão judicial, tendo em vista que há uma cláusula expressa de renúncia a direitos pré-existentes nos aditivos aos contratos de concessão decorrentes das prorrogações das concessões das hidrelétricas⁶⁹.

⁶⁶ Isto É Dinheiro, 17.09.2012. Investidor, p. 98. Valor Econômico, 17.09.2012. Eu & Investimentos, p. D2. Brasil Econômico, 27.12.2012, Destaque, p. 5.

⁶⁷ MONTEIRO, Eduardo Müller, SANTOS, Edmilson Moutinho. *Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro*. São Paulo: Synergia Editora, FAPESP, 2010, pág. 18.

⁶⁸ Direito de Energia Elétrica, Conferência. International Business Communications. São Paulo, 30 e 31.01.2013.

⁶⁹ Agência Canal Energia, 04.12.2012, matéria de Carolina Medeiros: “Empresas que não aderiram à MP 579 deverão exigir direitos na justiça, avaliam advogados”, www.canalenergia.com.br, acesso em 18.12.2012.

4.0 - RISCOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Após a análise da estrutura regulatória e das formas de atuação de geradores, passa-se a avaliar alguns riscos inerentes a essa atividade. A análise ora apresentada possui foco legal-regulatório e é indicativa e não exaustiva, em razão das diversas possibilidades de interpretação e dos inúmeros desdobramentos possíveis de situações e casos concretos.

4.1 O “RISCO” NO DIREITO BRASILEIRO

A conceituação e a análise de riscos já mereceram a dedicação de diversos estudiosos, como observado por Almeida Prado Jr. e Saidel (2009), ao tratarem de metodologias para avaliação e gestão de riscos na área energética⁷⁰. Maílson da Nóbrega (2005) comenta sobre o risco que já existe desde a Idade Média, quando, em nome de senhores feudais, alguns “predadores” estabeleciam leis e confiscavam bens, mudavam regras do jogo, decretavam moratórias e esbulhavam direitos, trazendo instabilidade nas relações e no direito de propriedade⁷¹.

A Constituição Federal brasileira de 1988 entendeu por bem tratar expressamente de riscos em algumas disposições, relacionadas, por exemplo, aos direitos sociais, à saúde pública, aos indígenas, ao meio ambiente, aspectos esses muitas vezes abordados quando da emissão de licenças ambientais para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Além disso, no ordenamento jurídico brasileiro, diversos são os instrumentos que tratam de riscos e que podem ser aplicáveis às atividades de geração de energia elétrica, conforme o tema abordado, destacando-se o Código Civil - Lei nº 10.406, de 10.01.2002, em especial quanto às obrigações contratuais, a Lei de Licitações – Lei nº 8.666, de 21.06.2003, e a Lei de Parceria Público-Privadas – Lei nº 11.079, de 30.12.2004.

⁷⁰ Disciplina PEA 5831 - Metodologias para avaliação e gestão de riscos na área energética, Pós-graduação USP, Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, 2010, São Paulo, SP.

⁷¹ NÓBREGA, Maílson, O Futuro Chegou, Editora Globo, Rio de Janeiro, RJ, 2005.

Sob o aspecto econômico, uma abordagem que se faz necessária é a da análise econômica do direito, pela qual se entende que os contratos são instrumentos jurídicos e também econômicos, pois tratam da circulação de riquezas. Nesse sentido, os custos da transação sujeitos a condições variáveis e heterogêneas / riscos, devem ser observados de forma específica, como aborda Ronald Coase (1937, 1960)⁷², Nobel de Economia em 1961 e um dos precursores da escola da Análise Econômica do Direito – AED (*Law & Economics*).

Nessa abordagem da AED, o componente econômico altera a forma de interpretar a norma jurídica, devendo ser observada a base do negócio, a base econômica da transação, para que sua avaliação seja feita de forma mais ampla, propiciando sinais para análise do investidor.

Para o setor elétrico brasileiro, cuja evolução histórica demonstrou a necessidade de observação de vários aspectos que influenciam a confiança do empreendedor e o retorno dos investimentos, pode-se verificar que a estrutura legal e os contratos estabelecidos permeiam aspectos da Law & Economics (Direito e Economia), ao tratar previamente de assunção de riscos em razão da configuração sistêmica, da operação física das usinas e do mercado de energia elétrica, sob aspectos financeiros, jurídicos e técnico-operacionais.

Ugur (2005) comenta que num mundo caracterizado pela incerteza, métodos convencionais de gestão de riscos podem levar a uma “sub-ótima” decisão, pois sob a incerteza a decisão pode requerer elevados níveis de análise e mensuração de riscos, comparativamente à decisão tomada sob um ambiente de certeza⁷³.

Por isso, pode-se afirmar que a definição legal quanto à assunção de riscos, como ocorre na indicação de algumas leis no Brasil, representa aspecto positivo quando se analisa a tomada de decisões num cenário com mais certeza. Como exemplo de alocação expressa de risco, na prorrogação das concessões, em 2012, foi definido que “os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final”, o que liberou desse tipo de risco os geradores que optaram pela renovação das concessões (Lei nº 12.783/2013, art. 1º, § 5º, art. 1º).

⁷² COASE, Ronald. A natureza das firmas (1937). O problema dos custos sociais (1960). Oxford, 1937 e 1960.

⁷³ UGUR, Mehmer. Risk, uncertainty and probabilistic decision making in na increasingly volatile world, Handbook of Business Strategy, Emerald Group Publishing Linmited, 2005, p. 19-24.

4.2 RISCOS E ASPECTOS GERAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Numa análise mais específica do setor elétrico brasileiro, observam-se algumas premissas sobre riscos relacionados à oferta de energia elétrica, à operação do SIN, à formação de preços e à contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no MCP.

De modo geral, esses riscos possuem natureza diversa e devem ser ponderados: (a) pelo Estado, na busca do atendimento a uma política que vise à segurança do suprimento (art. 3º da Lei nº 10.848/2004); e (b) pelo investidor privado na busca de um retorno financeiro, o que também é perseguido pelo “empreendedor público”, como a União (controladora do grupo Eletrobras), ou como os Estados (ex.: no controle da Cemig e Copel, entre outras).

Sob a ótica do Estado, de forma objetiva, a maior preocupação se refere à oferta de energia elétrica, em curto, médio e longo prazos, bem como à modicidade tarifária.

No Brasil, assume-se que o critério geral de garantia de suprimento é baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia no SIN, conforme o art. 1º da Resolução CNPE nº 1, de 17.11.2004, na qual se define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do SIN e ao cálculo das garantias físicas de energia e potência dos empreendimentos de geração.

O CNPE estabelece que esse risco de insuficiência da oferta no SIN não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem⁷⁴. Essa definição, por um lado, pode representar um risco para o consumidor quanto ao suprimento, mas também pode representar uma oportunidade para o investidor na geração, com perspectivas de retorno mais garantidas (ex.: contratação no ACR), principalmente quando se observar tendência de crescimento da economia nacional e maior exigência de oferta de energia elétrica.

Na operação do SIN, verifica-se grande preocupação com o risco hidrológico. Na operação, o ONS deve considerar, entre outros: a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento da carga, observando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas; as necessidades de energia dos agentes; os mecanismos de segurança operativa,

⁷⁴ O CNPE propõe critérios gerais de garantia de suprimento, para assegurar o equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços (Lei 10.848/2004, art. 1º, X, Decreto 5.163/2004, art. 4º).

incluindo curvas de aversão ao risco de déficit de energia; as restrições de transmissão; o custo do déficit e as interligações internacionais (art. 1º, § 4º da Lei nº 10.848/2004).

No que se refere à comercialização de energia elétrica, verifica-se que é no mercado que são observados os reflexos financeiros de atuação dos agentes. No caso dos geradores, esses reflexos podem decorrer da definição de estratégia de atuação (item 3.3), da efetiva operação, e do atendimento ou não às Regras e Procedimentos de Comercialização.

Além disso, existe um cenário de atuação no setor elétrico brasileiro em que se exige dos agentes o conhecimento, a “informação completa” e a declaração de sua ciência das regras e aceitação, bem como a concordância de que as condições podem ser alteradas *a posteriori*. A gestão da informação, nesse sentido, é considerada um desafio, de modo geral, pois, atualmente, o conhecimento, o acesso e a definição de estratégias de atuação com base na informação são elementos essenciais nas mais variadas atividades humanas ou empresariais⁷⁵.

No Brasil, a legislação e os instrumentos relativos a serviços públicos e atividades de infraestrutura, de modo geral (contratos de concessão, portarias, resoluções etc.), e em especial a aplicável ao setor elétrico, dispõem que o empreendedor deve possuir e declarar amplo conhecimento da legislação e das condições de desenvolvimento de atividades e de seus direitos e obrigações, bem como acatar o que vier a ser aplicável.

Há um princípio geral de prévio conhecimento e aceitação⁷⁶, o que pode ser entendido como um desafio e como um risco, em razão da ampla gama de disposições aplicáveis, no caso do estudo, à geração de energia elétrica. Além disso, há necessidade de conhecer o mercado, seus *players* e estratégias, mudança de cenários sob os aspectos micro e macro-econômicos, no âmbito nacional e internacional, em razão da globalização da economia e das relações.

Com vistas a minimizar impactos quanto à amplitude do quadro legal do setor elétrico, há iniciativa no Congresso Nacional para a consolidação da legislação do setor, por meio do Projeto de Lei – PL nº 4.035, de 2008, de autoria do Deputado Arnaldo Jardim. A base desse

⁷⁵ Exemplo de democracia e da importância do acesso à informação se encontra na Lei nº 12.517, de 18 de novembro de 2011 (entrou em vigor em maio/2012), que regulamenta o direito constitucional dos cidadãos às informações públicas e é aplicável aos três Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios.

⁷⁶ Pela Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro, ninguém se escusa de cumprir a lei, alegando que não a conhece (art. 3º da Lei nº 4.657, de 4 de setembro de 1942).

Projeto foi o trabalho elaborado com a participação de diversos especialistas do setor elétrico, sob o patrocínio da Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE e coordenação do Dr. Vilson Christopari. O PL nº 4.035/2007 já recebeu parecer do relator do Grupo de Trabalho para Consolidação das Leis, o qual foi aprovado por unanimidade, com emendas. No entanto, talvez por déficit de conhecimento técnico do relator da Comissão de Constituição e Justiça – CCJ (Deputado Eliseu Padilha), esse devolveu o projeto, o qual foi arquivado. Seu autor pediu desarquivamento e, em 23.05.2011, foi nomeado como novo relator na CCJ o Deputado Jilmar Tato, o qual também devolveu o projeto sem manifestação, em 25.03.2013. Aguarda-se o andamento do PL no Congresso⁷⁷.

4.3 ASPECTOS RELACIONADOS À REGULAÇÃO, NO ÂMBITO DA ANEEL

Neste item são abordados aspectos relativos à regulação das atividades do setor elétrico, de competência da ANEEL, e à qual estão sujeitos os agentes geradores que atuam no setor.

4.3.1 REGULAÇÃO E ADEQUAÇÕES FUTURAS /ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Os geradores, assim como os demais agentes, são obrigados ao cumprimento das disposições legais e contratuais existentes e daquelas que vierem a ser aplicadas às suas atividades e à sua atuação no mercado (CCEE) e à operação (ONS), como por exemplo: obrigações do gerador referentes à fiscalização da ANEEL, aos procedimentos operacionais do ONS, às regras e procedimentos de comercialização no âmbito da CCEE, todos aprovados pela ANEEL.

Como em regra não há oponibilidade de ato jurídico perfeito ou direito adquirido às determinações regulamentares, é inerente às atividades do setor elétrico a aplicação de novas regras e procedimentos que visam sua adequação e evolução, sob o aspecto legal, técnico, operacional e de segurança do sistema. Nesse sentido, excetuando-se expressa ressalva, não pode haver isenção ou recusa no cumprimento de regras e procedimentos definidos na lei ou pelo MME e/ou pela ANEEL para atuação e operação no âmbito do ONS e/ou da CCEE.

⁷⁷ Disponível em www.camara.gov.br, o Projeto, de 233 artigos, tem por objetivo principal eliminar ambigüidades e simplificar a legislação, com a revogação de dispositivos em desuso e eliminação de normas conflitantes, buscando a integração das leis pertinentes ao setor elétrico num único diploma legal. Para a execução dos trabalhos foram analisados cerca de 250 diplomas legais (leis, decretos e medidas provisórias).

Como contraponto da obrigação de atender disposições legais e regulatórias futuras, preserve-se o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, como na hipótese de criação de novos impostos ou alteração de alíquotas (ex.: a ANEEL pode autorizar o repasse às tarifas de novos tributos incidentes sobre a compra de energia elétrica de geradores, no ACR).

Por tudo isso, a decisão de investir deve ser tomada de forma consciente e estruturada, com observância dos mais variados aspectos, pois essa decisão pode ser “irreversível”, ainda que a ANEEL exerça seu poder de polícia com equilíbrio, como abordado por Kelman (2009):

“Sob o ponto de vista do investidor em linhas de transmissão e usinas geradoras de energia elétrica ou redes de distribuição de água, a decisão de investir é irreversível. Se ocorrer qualquer divergência com o Poder Concedente, não será possível transportar a infraestrutura para outro país. A recuperação do capital investido se dá ao longo de muitos anos e é preciso confiança de parte a parte. Qualquer desacordo pode levar a grandes prejuízos. Como é impossível prever em cláusulas contratuais tudo o que pode ocorrer ao longo de décadas de concessão ou autorização, o que se espera é que as agências tenham sabedoria e imponham o seu poder de polícia com equilíbrio”⁷⁸.

Sob esse aspecto, ressalte-se que, apesar de a legislação ser muito vasta, ela em geral é elaborada, divulgada e debatida com a participação da sociedade (ex.: audiências públicas), razão pela qual aqueles que livremente decidem atuar no setor, conhecem ou devem conhecer perfeitamente seus direitos e obrigações e as eventuais sanções pelo seu não atendimento.

As audiências e consultas públicas são relevantes mecanismos de transparência regulatória, pois os agentes podem manifestar livremente seu entendimento sobre os vários aspectos debatidos pelo regulador, o qual deve se pronunciar sobre as contribuições apresentadas, o que afasta ou mitiga eventual questionamento quanto à “captura” do regulador⁷⁹.

Por outro lado, pode-se afirmar que é reduzida a participação da sociedade nas audiências e consultas públicas promovidas pela ANEEL, pois a quase unanimidade das contribuições é dos agentes que atuam no setor elétrico. A ampliação da participação da universidade na discussão da regulação certamente também contribuiria para seu aperfeiçoamento.

⁷⁸ KELMAN, Jerson, *Desafios do Regulador*, Rio de Janeiro, Synergia: CEE/FGV, 2009.

⁷⁹ A “captura” do regulador é entendida, de modo geral, como a submissão indevida de agência reguladora a empresas ou grupo de empresas que buscam a prevalência de seus interesses em detrimento dos interesses coletivos. Essa submissão decorreria de diversos fatores, como a assimetria de informações técnicas entre o regulador e o regulado, influência política, interesses econômicos, entre outros.

Sobre as audiências e consultas públicas na ANEEL, os números são expressivos, como se verifica desde a instituição da ANEEL. Da análise dos dados constantes da Tabela 7, pode-se explicar a ampliação da discussão de temas e da produção regulatória pela ANEEL por algumas razões, como: (a) crescimento do número de agentes no setor; (b) ampliação da participação de outras fontes na matriz elétrica (biomassa e eólica); (c) introdução de novos mecanismos no setor, como os leilões de geração e de transmissão e a contratação de cotas de garantia física de energia elétrica e de potência; e (d) a busca da eficiência e da evolução da regulação, à vista da observação de casos práticos.

Tabela 7: Produção regulatória na ANEEL de 1997 a 2012

ANO	AUDIÊNCIAS PÚBLICAS	CONSULTAS PÚBLICAS	RESOLUÇÕES	DESPACHOS (1)
1997	-	-	35	44
1998	07	11	450	106
1999	10	04	371	566
2000	10	01	560	566
2001	11	-	715	1042
2002	36	-	798	876
2003	43	07	739	1035
2004 (2)	48	04	865	1131
2005	44	07	730	2252
2006(3)	19	22	655	3102
2007	53	12	640	3797
2008	69	25	1094	4825
2009	53	60	707	4855
2010	123	21	616	4102
2011	81	07	775	4992
2012	111	13	730 (4)	4179

- (1) Os Despachos são divididos em despachos da Diretoria da ANEEL e das vinte Superintendências da Agência, conforme estrutura da Agência definida na REN nº 116, de 29.11.2004.
- (2) A partir de 2004, a ANEEL estabeleceu critérios para classificação e numeração de resoluções, com o objetivo de: (i) distinguir entre atos normativos e deliberativos de autorização ou homologação expedidos pela ANEEL; (ii) facilitar a consulta pela sociedade e agentes; e (iii) proporcionar melhor controle, identificação e transparência dos atos emitidos pela Agência.
Assim, a partir da Resolução nº 001, de 12.01.2004, as resoluções passaram a ser classificadas em: Resoluções Normativas - REN; Resoluções Autorizativas - REA; e Resoluções Homologatórias - REH. As resoluções normativas são aquelas que possuem conteúdo regulatório normativo, de alcance ou interesse geral e têm por objetivo estabelecer diretrizes, obrigações, encargos, condições, limites, regras, procedimentos, requisitos ou quaisquer direitos e deveres dos agentes ou usuários do serviço público de energia elétrica. A partir de 2004, a numeração das resoluções normativas passou a ser crescente, ano a ano, conforme se verifica do site da ANEEL (www.aneel.gov.br/BibliotecaVirtual/resolucoes).
- (3) A partir de 2006, a numeração das REAs e REHs passou a ser crescente, em continuidade à numeração de 2005, como constatado no site da ANEEL (www.aneel.gov.br/BibliotecaVirtual/resolucoes).
- (4) Em 2012, houve: 514 REA, 157 REH e 59 REN (www.aneel.gov.br/BibliotecaVirtual/resolucoes).

Sob uma ótica bem simplista de interpretação, esses números podem indicar que o setor elétrico ainda está em processo de amadurecimento e busca de estabilidade quanto à atuação de diversos agentes, variadas atividades e diversos temas.

Pode-se discutir se algumas das questões tratadas pela ANEEL se classificariam como riscos regulatórios. No entanto, partindo-se do princípio da submissão à regulação e adequações futuras, esse tema deve ser analisado caso a caso, com base na boa doutrina e jurisprudência, pois não deve haver generalização quanto à classificação de mudanças como risco regulatório.

Com o objetivo de aprimorar a qualidade regulatória, a ANEEL recentemente adotou o mecanismo da Análise de Impacto Regulatório – AIR. Em 12 de março de 2013, após discussão na Audiência Pública nº 64/2012, a ANEEL adotou a REN nº 540/2013, pela qual foi aprovada a Norma de Organização ANEEL nº 40, que dispõe sobre a realização do AIR, com entrada em vigor em 120 dias após a data de sua publicação, que ocorreu em 08.04.2013.

Pela AIR serão “providas informações sobre a necessidade e as conseqüências da regulação que está sendo proposta e é verificado se os benefícios potenciais da medida excedem os custos estimados, bem como se, entre todas as alternativas avaliadas para alcançar o objetivo da regulação proposta, a ação é a mais benéfica para a sociedade”⁸⁰.

4.3.2 FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO E PENALIDADES NO ÂMBITO DA ANEEL

A fiscalização da geração é efetuada pela Superintendência dos Serviços de Geração – SFG da ANEEL, conforme a metodologia constante do Manual de Fiscalização dos Serviços de Geração de Energia Elétrica Brasileira⁸¹. Pode contar com o apoio de agências reguladoras estaduais e consultorias especializadas e visa, em especial, a verificação da produção de energia, o andamento das obras de novas usinas, o recolhimento de encargos, atendimento a programas governamentais e cumprimento de obrigações contratuais e regulatórias.

As penalidades que podem ser aplicadas pela ANEEL constam da REN nº 63, de 12.05.2004, e podem ser de advertência; multa; embargo de obras; interdição de instalações; suspensão temporária de participação em licitações para novas concessões, permissões ou autorizações; impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações; revogação de autorização; intervenção; caducidade da concessão ou da permissão.

⁸⁰ REN ANEEL nº 540/2013. Disponível em www.aneel.gov.br, Legislação. Acesso em 08.04.2013.

⁸¹ Disponível em www.aneel.gov.br, Fiscalização dos Serviços de Geração, acesso em 28.11.2012.

São várias as infrações previstas pela ANEEL e, em especial quanto aos geradores, elencam-se as seguintes, a título exemplificativo (extraídas da REN nº 63/2004):

- I. Penalidade de advertência: deixar de proceder à organização e atualização de cadastro relativo a cada central geradora, com informações que permitam a identificação do quantitativo da energia gerada, sua localização, seus equipamentos, sua paralisação ou desativação; deixar de atualizar junto à ANEEL os nomes dos representantes legais e endereço, inclusive sistemas de comunicação que possibilitem fácil acesso à empresa; deixar de encaminhar à ANEEL dados estatísticos sobre a produção, comercialização e consumo próprio de energia elétrica; deixar de manter normas e instruções de operação atualizadas nas instalações e/ou centros de operação de geração; deixar de registrar ou de analisar as ocorrências nos seus sistemas de geração; operar e manter as suas instalações elétricas sem dispor de desenhos, plantas, especificações e/ou manuais de equipamentos atualizados, etc.
- II. Penalidade de multa: descumprir as normas de gestão dos reservatórios e das respectivas áreas de proteção; não implantar ou manter as instalações de observações hidrológicas; não enviar à ANEEL dados e informações necessárias ao cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; não enviar à ANEEL contrato ou ato autorizativo, ou quando solicitado pela fiscalização, informações empresariais relativas à composição acionária da empresa e de seus acionistas; não submeter à prévia aprovação da ANEEL projetos de obras e instalações de energia elétrica e suas eventuais modificações; não efetuar reparos, melhoramentos, substituições e modificações, de caráter urgente, nas instalações; não comunicar, imediatamente, a descoberta de materiais ou objetos estranhos às obras, que possam ser de interesse geológico ou arqueológico; descumprir as regras e procedimentos para a implantação ou operação das instalações de geração; não apurar ou registrar, separadamente, os investimentos, as receitas e os custos por produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; operar centrais geradoras ou instalações da rede básica sem a instalação de medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição exigidos; não apresentar as garantias financeiras exigidas para as transações de compra e venda de energia, na forma, condições, limites e prazos previstos; onerar, sob qualquer forma, as garantias financeiras apresentadas à CCEE; efetuar cessão ou transferência de bens vinculados ao serviço, a qualquer título, bem como dá-los em garantia, em especial conceder aval, fiança, penhor, hipoteca ou qualquer outro comprometimento do patrimônio relacionado à concessão ou permissão, ou a receita dos serviços de energia elétrica, sem prévia e expressa autorização da ANEEL; não manter seguros, em valores e condições suficientes, suportados por estudos técnicos, os bens e as instalações que sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema; não manter registro, controle e inventário físico dos bens e instalações relacionados à atividade e/ou deixar de zelar pela sua integridade, inclusive aqueles de propriedade da União, em regime especial de uso; descumprir os prazos estabelecidos nos atos de outorga de concessões, permissões ou autorizações de implantação de instalações de produção, transmissão ou distribuição; operar ou manter as instalações de energia elétrica e os respectivos equipamentos de forma inadequada, em face dos requisitos legais, regulamentares e contratuais aplicáveis; provocar desligamento ou permitir a sua propagação no sistema em decorrência de falha de planejamento ou de execução da manutenção ou operação de

suas instalações; deixar de observar os Procedimentos de Rede; der causa o agente, por ação ou omissão, ao descumprimento, pela CCEE, das etapas do cronograma de contabilização e liquidação financeira; não efetuar o pagamento de qualquer das obrigações e/ou encargos setoriais (ex.: quotas de Itaipu e do Proinfa, CCC, CDE, RGR, UBP, taxas de fiscalização, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, parcelas do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico); estabelecer medidas e procedimentos de racionamento de energia elétrica sem a prévia autorização; efetuar alteração do estatuto social, transferir ações que implique mudança de seu controle acionário, bem como efetuar reestruturação societária da empresa, sem a anuência prévia da ANEEL; não registrar, em separado, as atividades não objeto da concessão, ou recusar-se a constituir outra sociedade para o exercício de atividades, quando exigido; praticar conduta uniforme ou concertada que vise prejudicar o desenvolvimento normal das operações do mercado; explorar atividades de energia elétrica sem ato autorizativo; deixar de cumprir determinação da ANEEL.

Quanto à fixação de multas, sem prejuízo do previsto em regulamento específico ou em contratos de concessão, os valores das multas são determinados pela ANEEL como segue:

- (a) Para concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços: aplicação de percentual sobre o valor do faturamento (receitas oriundas da venda de energia elétrica e prestação de serviços, deduzidos o ICMS e o ISS).
- (b) Autoprodutores e produtores independentes: percentual sobre o valor estimado da energia produzida, correspondente aos 12 meses anteriores ao auto de infração.

Os percentuais para cálculo de multas, utilizados pela ANEEL se dividem em 4 grupos:

- (a) Grupo I: até 0,01% (sobre o faturamento ou valor estimado da energia produzida)
- (b) Grupo II: até 0,10% (sobre o faturamento ou valor estimado da energia produzida)
- (c) Grupo III: até 1% (sobre o faturamento ou valor estimado da energia produzida)
- (d) Grupo IV: até 2% (sobre o faturamento ou valor estimado da energia produzida)

Da análise das infrações relacionadas na REN nº 63/2004, verifica-se que algumas são de menor gravidade, mas outras podem implicar a aplicação de multa de até 2% do faturamento ou do valor estimado da energia produzida. É curioso observar que, apesar de a legislação ser clara quanto ao amplo rol de infrações e percentuais de multas aplicáveis, muitos agentes apenas alegam que cometeram "deslizes" ou "equivocos" menores e que as penalidades são desproporcionais, "judicializando" a discussão no âmbito administrativo (na ANEEL) ou no próprio Judiciário. Nesse sentido, verifica-se que às vezes pode até haver dolo ou má fé de alguns agentes, pois esses devem ser conscientes de suas obrigações e agir sabedores das sanções, motivo pelo qual até a classificação de penalidades como riscos ficaria descaracterizada, pois se tratar, na verdade, de atuação com ciência de causa e consequência.

Alternativamente à imposição de penalidade, a ANEEL poderá firmar termo de compromisso de ajuste de conduta - TAC ou termo de conduta ou termo de compromisso – TC, visando à adequação da conduta irregular do agente às disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis, conforme as condições dispostas na REN nº 63/2004. No TAC ou TC deve constar a multa pelo seu eventual descumprimento por parte do agente.

4.3.3 BANCO DE INFORMAÇÕES DA GERAÇÃO - BIG E CADASTRO DE INADIMPLENTES

A ANEEL contribui para a disseminação do conhecimento sobre a geração de energia elétrica no Brasil por intermédio do BIG – Banco de Informações da Geração, com a divulgação de uma série de dados e que visa alcançar agentes do mercado, investidores nacionais e estrangeiros, autoridades governamentais e a sociedade em geral.

No BIG constam dados sobre a capacidade de geração no Brasil, resumo estadual, agentes de geração e cadeia societária, garantia física / energia assegurada, entre outros⁸².

A ANEEL também mantém o Cadastro de Inadimplentes (Cadin ANEEL), estabelecido pela REN nº 538, de 05.03.2013 (que revogou a REN nº 358, de 31.03.2009), no qual são registrados os agentes inadimplentes com obrigações intrassetoriais. Além de várias informações sobre os agentes, no Cadastro também constam pendências de débitos quanto a:

- (a) Reserva Global de Reversão – RGR;
- (b) Juros – Obrigações – Reversão/Amortização;
- (c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- (d) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- (e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- (f) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- (g) Pesquisa & Desenvolvimento (Quota MME e Quota FNDCT);
- (h) Encargo de Uso da Rede de Distribuição;
- (i) Encargo de Uso da Rede de Transmissão;
- (j) Encargo de Conexão;
- (k) Encargo de Capacidade Emergencial;
- (l) Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial;
- (m) Encargo de Energia de Reserva - EER;
- (n) Uso de Bem Público;
- (o) Energia elétrica contratada de Itaipu Binacional;
- (p) Energia Livre;
- (q) Energia elétrica contratada de forma regulada por distribuidoras;
- (r) Energia elétrica adquirida no Mercado de Curto Prazo – MCP;

⁸² Disponível em www.aneel.gov.br, Biblioteca Virtual, BIG, acesso em 12.03.2012.

- (s) Liquidação Financeira das cessões provenientes do processamento do MCSD;
- (t) Contribuição associativa ao ONS;
- (u) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- (v) Multas administrativas impostas pela ANEEL e demais agências conveniadas;
- (w) Ressarcimento aos Estados de que trata a Lei nº 9.991/2000, artigo 4º-A;
- (x) Certificado de descumprimento de termo de ajuste de conduta – TAC; e
- (y) Outras obrigações setoriais que sejam criadas em virtude de lei, resoluções da ANEEL ou de devido processo administrativo.

4.4 ASPECTOS RELATIVOS À COMERCIALIZAÇÃO, NO ÂMBITO DA CCEE

No âmbito do mercado, os agentes da CCEE possuem inúmeros direitos e obrigações, cujo conhecimento é essencial, para definição de estratégias de atuação, gestão de compromissos, mensuração de riscos, resolução de controvérsias, além de evitar a ocorrência de infrações e aplicação de penalidades. No âmbito da CCEE se destacam algumas regras aplicáveis aos geradores, como a garantia física, o MRE e penalidades por falta de lastro para a venda.

4.4.1 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA - REGRAS E PROCEDIMENTOS

A contabilização e a liquidação financeira das operações do MCP devem ocorrer conforme a Convenção, as Regras e os Procedimentos de Comercialização aprovados pela ANEEL. As Regras a serem observados pelos agentes são divididas em 23 módulos, quais sejam:

- (a) Módulo de Medição Física;
- (b) Módulo de Medição Contábil;
- (c) Módulo de Garantia Física;
- (d) Módulo de Contratos;
- (e) Módulo de Formação do PLD;
- (f) Módulo do MRE;
- (g) Módulo de Balanço Energético;
- (h) Módulo de Tratamento das Exposições;
- (i) Módulo de Ressarcimento;
- (j) Módulo de Encargos;
- (k) Módulo do MCSD;
- (l) Módulo de Ajuste de Recontabilização;
- (m) Módulo de Votos e Contribuição Associativa (Governança);
- (n) Módulo de Garantias Financeiras;
- (o) Módulo de Penalidades de Energia;
- (p) Módulo de Penalidade de Potência;
- (q) Módulo de Cálculo de Descontos TUSD/TUST;
- (r) Módulo de Reajuste da Receita de Venda de CCEAR por Disponibilidade;
- (s) Módulo de Contratação de Energia de Reserva; e
- (t) Módulo de Repasse do Custo de Sobrecontratação;

- (u) Módulo de Glossário de Termos;
- (v) Módulo de Consolidação de Resultados;
- (w) Módulo de Liquidação Financeira.

Para a devida atuação no âmbito da CCEE, acompanhamento e controle de seus resultados, os geradores devem conhecer as Regras implantadas no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL ou Cliq-CCEE) e os Procedimentos de Comercialização, que possibilitam a contabilização e a liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica.

Os direitos e as obrigações dos agentes se encontram definidos, além da legislação (Tabela 1), em resoluções da ANEEL, além das Regras e PdCs, destacando-se as obrigações quanto a(o):

- (a) devida manutenção de cadastro do agente e de seus representantes, para acesso ao SCL, obtenção de resultados de operações, comunicados, cartas, chamados, etc.;
- (b) registro e ajuste de contratos de compra e venda de energia elétrica e potência;
- (c) manutenção de lastro para a venda e consumo de energia elétrica e potência;
- (d) modelagem de ativos;
- (e) sazonalização (distribuição em valores mensais do valor anual de energia contratada, conforme o perfil de carga do agente);
- (f) modulação (distribuição em valores horários dos montantes mensais de energia);
- (g) manutenção do sistema de medição;
- (h) aporte de garantias financeiras;
- (i) pagamentos nas liquidações financeiras, inclusive a liquidação de penalidades.

O cumprimento dos prazos e das condições previstos na Convenção de Comercialização, nas Regras e nos PdCs é imprescindível para que seja feita a adequada contabilização e liquidação das operações do gerador no MCP e para que o agente não se sujeite a penalidades.

Ao lado do lastro para a venda, o aporte de garantias financeiras para a liquidação financeira do MCP é uma das obrigações mais relevantes e que existe desde as operações de janeiro de 2003. Para as liquidações financeiras das operações de setembro de 2000 a dezembro de 2002 não foi exigido o aporte de garantias, em razão da excepcionalidade que envolveu aquele período (art. 11 da Resolução ANEEL nº 552, de 14.10.2002).

A garantia financeira é constituída por ativos aceitos pelo agente de custódia (instituição financeira contratada pela CCEE, que atualmente é o Banco Bradesco). A critério do agente de custódia, as garantias podem ser: moeda corrente nacional; títulos públicos federais; carta de fiança; quotas de fundos de investimento extramercado; outros ativos.

A partir de janeiro de 2013 foi adotada uma nova metodologia de cálculo das garantias financeiras, conforme previsto na REN nº 531, de 21.12.2012, aprovada após ampla discussão setorial (Audiências Públicas nºs 73 e 102/2012). Essa metodologia tem como principal objetivo a não efetivação de registro de contratos e sua não consideração na contabilização do MCP caso o agente vendedor (gerador ou comercializador) não aporte garantias financeiras. Ao estabelecer essa metodologia, a ANEEL dispôs que ela não afasta a prerrogativa que já existia de a CCEE monitorar os agentes e adotar outras condições para o registro de contratos, incluindo a análise de indícios de situações que elevem os riscos no mercado, como operações consideradas atípicas, como a venda de elevados montantes de energia sem o devido lastro.

Assim, em cada ciclo mensal de contabilização e liquidação financeira, a CCEE deverá calcular o valor da garantia financeira a ser aportada pelo agente, com base na apuração de suas exposições financeiras negativas para o mês de referência. Esse valor final calculado será majorado em 5%, para garantir maior segurança à liquidação financeira. Os agentes com cálculos de valores positivos ficarão isentos de aporte de garantias financeiras para o mês.

Caso o agente vendedor (gerador ou comercializador) não constitua garantias no montante calculado para o mês de referência, suas vendas serão ajustadas (reduzidas), de modo a compatibilizar sua exposição financeira negativa com os recursos aportados, o que implica a não efetivação do registro de contratos, a aplicação de multa e até o desligamento da CCEE.

Um dos relevantes princípios atrelados a essa metodologia é que os compradores de energia elétrica devem assumir maior responsabilidade na escolha de seus fornecedores, pois correm o risco de não terem os registros de seus contratos efetivados, ficando expostos na liquidação financeira e sujeitos à aplicação de penalidades. Por outro lado, para alguns geradores que se manifestaram na AP 102/2012, pode haver a ampliação de seus portfólios de venda de longo prazo, pois haveria uma tendência de se buscar esse tipo de contratação.

No longo prazo, entende-se que a comercialização de energia elétrica tende a incorporar cada vez mais conceitos do mercado financeiro. Isto porque, além das medidas adotadas, discute-se ainda a exigência de os agentes manterem limite operacional garantido por instituições financeiras e a adoção de conta garantidora para cobrir eventuais inadimplências no MCP, como novo aprimoramento da metodologia das garantias financeiras, como indicado na Nota Técnica nº 087/2012-SEM/ANEEL (www.aneel.gov.br, acesso em 18.12.2012).

4.4.2 GARANTIA FÍSICA / ENERGIA ASSEGURADA

A garantia física de empreendimentos de geração representa o lastro físico, o limite para o comprometimento contratual da energia elétrica e potência do empreendimento, com reflexos comerciais no âmbito do mercado. Por isso, as regras para sua fixação e revisão são essenciais para estimular o empreendedor, principalmente quando houver a possibilidade de acréscimo na garantia física, o que pode representar ampliação da capacidade de venda do gerador.

A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração é definida pelo MME e deve constar do contrato de concessão ou ato de autorização e "corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos", conforme o Decreto nº 5.163/2004, art. 2º, § 2º.

O MME também possui a atribuição de definir a metodologia para cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, o qual é efetuado pela EPE (Decreto nº 5.163/2004, art. 4º, § 1º)⁸³. Pela Portaria 303, de 18.11.2004, o MME definiu a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do SIN. Ocorreram adequações posteriores, principalmente relacionadas a termelétricas, como indicado neste item.

O termo energia assegurada (*assured energy*) tem sido utilizado, muitas vezes, como sinônimo de garantia física⁸⁴. Conforme Kelman e Ferraz Pereira (2004), “o certificado de energia assegurada (CEA) de uma usina hidrelétrica (versão probabilística de sua energia firme), passou a ser um parâmetro de grande impacto comercial, pois determina o nível de participação da mesma no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o que por sua vez está diretamente relacionado com o fluxo de pagamentos à usina no mercado de energia”.

⁸³ Anteriormente, pelo art. 21 do Decreto nº 2.655, de 02.05.1998, havia sido definido que a cada usina hidrelétrica corresponderia um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada, sendo considerada: (a) energia assegurada do sistema aquela que pode ser obtida, a risco de déficit pré-estabelecido; e (b) energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, tudo conforme regras aprovadas pela ANEEL, com revisão a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes.

⁸⁴ Como curiosidade, observa-se que os dois termos são utilizados comumente: (a) art. 2º, § 7º, da Lei nº 10.848/2004 - os critérios gerais de garantia de suprimento serão considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos; (b) art. 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163/2004 - os critérios de garantia de suprimento serão considerados na forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração; (c) art. 21 do Decreto nº 5.163/2004 - possibilidade de, no leilão de “energia nova”, ser destinada parcela da energia assegurada para o ACL ou para consumo próprio; (d) art. 10, parágrafo único, do Decreto nº 5.287/2004 - repasse de Itaipu às distribuidoras com potência contratada e garantia física, a título de energia assegurada.

A partir de 2004, com base na Portaria MME 303/2004, foi efetuado o cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, considerando as seguintes diretrizes básicas (Anexo I da Portaria MME nº 303/2004 - Nota Técnica elaborada pelo MME/CCPE e pelo ONS), pelo que se depreende que se considera mais que o risco de déficit de 5% (vide item 4.2):

- (a) configuração do sistema gerador com as hidrelétricas (UHEs) e termelétricas (UTES) existentes, além das UHEs com concessão outorgada, exceto aquelas com restrições de natureza relevante, revisão de projetos ou solicitação de cancelamento de outorga, e as UTES autorizadas e/ou aptas a entrar em operação comercial pela ANEEL. Esta configuração é denominada "Configuração Hidrotérmica";
- (b) risco de déficit de energia de, no máximo, 5% ao ano (critério definido pelo CNPE);
- (c) lastro físico das UTES da configuração obtido da mesma configuração que serviu de base para determinação das energias asseguradas das UHEs, compatível com o critério de operação otimizado do sistema hidrotérmico;
- (d) rateio da energia assegurada do conjunto das UHEs com base nas energias firmes (Energia Firme - Energia média gerada no período crítico do SIN) dessas usinas, tendo como referência o período crítico⁸⁵ adotado no dimensionamento desses empreendimentos;
- (e) rateio da energia assegurada do conjunto de UTES da configuração, levando em conta a inflexibilidade operativa de cada uma e o respectivo preço do combustível na geração;
- (f) dados referentes ao fator de capacidade máxima, às taxas de indisponibilidade programada e de saída forçada das unidades geradoras, ao nível de inflexibilidade médio anual e ao custo variável de operação das UTES, declarado ao ONS;
- (g) limites de transferência de energia entre subsistemas compatíveis com as capacidades de transmissão das interligações interregionais, conforme critério de segurança vigente ("N-1").

Em 2008, foi definida nova metodologia para cálculo de garantia física de novos empreendimentos (Portaria MME nº 258, de 28.07.2008), como indicado na Tabela 8.

Tabela 8: Critérios de definição de garantia física de empreendimentos de geração

TIPO DE EMPREENDIMENTO	ALCANCE	CRITÉRIO DE CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA	VALIDADE GARANTIA FÍSICA
Hidrelétrico, exceto Itaipu Binacional	Empreendimentos implantados até novembro/2004	Valor vigente em 19.11.2004 (publicação da Portaria nº 303), estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada	Até 31 de dezembro de 2014
Termelétrico e importação (exceto usinas gás natural)	Empreendimentos implantados até novembro/2004	Valores praticados pelos agentes em 2004, conforme normas da ANEEL – Resolução 352/2003	Anos de 2005, 2006 e 2007
Termelétrico e importação	Empreendimentos implantados até novembro/2004	Valor resultante da metodologia da Portaria nº 303/2004. Condição: comprovação ao MME da existência de combustível necessário à operação da usina. Leilões do ACR podem estabelecer outras condições.	A partir de 1º de janeiro de 2008
Hidrelétrico, termelétrico, importação, Biomassa eólico	Empreendimentos novos - autorização ou concessão a partir das Portarias MME nºs 303/2004 e 258/2008	Metodologia prevista na Portaria MME nº 303/2004 ou 258/2008, conforme o ano de outorga da concessão / autorização. Nos leilões do ACR podem ser estabelecidas outras condições.	A partir de 1º de janeiro de 2005

Fonte: Tabela elaborada a partir da análise da Portaria MME nº 303/2004 e portarias posteriores

⁸⁵ Período Crítico - maior período em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme. Esse período se iniciou em junho de 1949 e se encerrou em novembro de 1956, conforme indicado na Portaria MME nº 303/2004.

O MME decidiu que a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 303/2004 também era aplicável aos empreendimentos a biomassa (Portaria nº 384, de 22.08.2005) e eólicos (Portaria MME nº 73, de 25.04.2007), ficando a ANEEL responsável por estabelecer penalidades para os casos de geração de energia elétrica abaixo da respectiva garantia física.

Em outubro de 2010, o MME estabeleceu a metodologia para a revisão extraordinária da garantia física de UHE despachada centralizadamente no SIN, com capacidade instalada > 30 MW (Portaria nº 861, de 18.10.2010). Quanto às UTEs que tenham mudado o combustível e que estejam vinculadas a CCEARs, havia previsão expressa de que não deveria haver redução de sua garantia física (Portaria MME nº 649, de 13.12.2011), o que foi flexibilizado no início de 2012, sendo permitido o recálculo (Portaria MME nº 7, de 05.01.2012).

Para as usinas a biomassa com Custo Variável Unitário nulo (“CVU zero”), foi definida metodologia específica para a revisão da garantia física decorrente de alteração da potência instalada, conforme disposto na Portaria MME nº 484, de 24.08.2012.

Ressalte-se que, para a venda da energia elétrica e potência, além da garantia física, ainda devem ser considerados outros fatores, como o consumo interno da usina, as perdas sistêmicas e outros aspectos de segurança operacional ou comercial definidos pelo gerador, o que pode reduzir os montantes de energia elétrica disponíveis para a negociação no mercado. Na figura 8 consta gráfico com dados de consumo e da garantia física total das usinas em dezembro/2012, no total de 61.927 MW médios, valor 3,8% superior ao mesmo mês de 2011.

Figura 8: Garantia física das usinas, por fontes de geração em 2012

Fonte: Infomercado Dezembro 2012, CCEE (2013), disponível em www.ccee.org.br, acesso em 18.02.2013.

4.4.3 PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA – FORMAÇÃO E DIVULGAÇÃO

O preço da energia elétrica é um dos aspectos a serem observados em especial pelos geradores, pois como regra esses efetuam suas contratações de compra e venda por conta e risco próprio, devendo considerar, em especial, as vendas a longo prazo⁸⁶.

No Brasil, pode-se falar de dois tipos de preços de energia elétrica: (a) os preços previstos nos contratos do ACL e do ACR e nos contratos de energia de reserva; e (b) os preços *spot* ou do Mercado de Curto Prazo, o PLD.

O preço no ACR é o ofertado pelo gerador nos leilões, sendo vencedor aquele que ofertar o menor valor de venda da energia elétrica, conforme metodologia de cada leilão. O preço médio do ACR é o preço médio final dos vencedores dos leilões⁸⁷. Por outro lado, os preços do ACL podem ser compostos livremente pelas partes vendedora e compradora e podem ter formação diversa em razão dos prazos dos contratos e do momento da contratação⁸⁸.

Os preços do ACR e de energia de reserva, formados via leilões, são públicos, divulgados nos sites da ANEEL e da CCEE, sendo repassados para as tarifas dos consumidores finais. Ao contrário do ACR, os preços dos contratos do ACL, em geral, são mantidos como confidenciais pelas partes, que nos registros dos contratos na CCEE registram apenas os nomes do vendedor e do comprador, os montantes, os prazos dos contratos e os submercados.

Os preços dos contratos do ACL, a partir de 1º de fevereiro de 2014, deverão ser informados à CCEE para fins de divulgação de índices de preços, conforme Portaria MME nº 185/2013⁸⁹. Os preços dos contratos bilaterais devem ser mantidos em sigilo pela CCEE, que deverá utilizá-los somente para fins de formação de índices. Essa determinação do MME decorre, em essência, da discussão sobre a importância da transparência da divulgação de preços do ACL, para fins de ampliar a competitividade e a eficiência no mercado de energia elétrica.

⁸⁶ Distinguem-se os preços de energia elétrica (previstos nos contratos) das tarifas cobradas pela prestação de serviços de distribuição e homologadas pela ANEEL.

⁸⁷ Com base nos preços do ACR, a ANEEL define o Valor Anual de Referência (VR), utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia (art. 34 do Decreto nº 5.163/2004).

⁸⁸ Por exemplo, em contratos de longo prazo (acima de 2 anos) os preços podem ser diferenciados dos contratos de curto prazo (1 ou 2 meses) que, segundo prática noticiada no mercado, podem ter como referência o PLD semanal ou a média mensal acrescido de um percentual ou de um valor fixo, conforme a estratégia de venda.

⁸⁹ Pela Portaria MME nº 455/2012, essa obrigação ocorreria a partir de julho de 2013, mas a Portaria MME nº 185/2013 postergou o início de tal obrigação.

O PLD, ou preço *spot* ou preço do MCP, no Brasil, é formado conforme as diretrizes previstas na legislação (§ 5º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 e art. 57 do Decreto nº 5.163/2004), que determina que os seguintes fatores devem ser observados no processo de formação do PLD: otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas; necessidades de energia dos agentes; mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia; restrições de transmissão; custo do déficit; interligações internacionais; MRE; tratamento para serviços ancilares de energia elétrica.

O PLD é utilizado para fins da contabilização mensal e da liquidação financeira das operações do MCP. O cálculo e a divulgação do PLD são de atribuição da CCEE (art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 e art. 2º, V, do Decreto nº 5.177/2004). O PLD é calculado semanalmente, considerados quatro submercados, nos patamares de carga média, leve e pesada.

O cálculo do PLD ocorre com base em um despacho “*ex-ante*”, uma semana antes da operação real do sistema e resulta da determinação do Custo Marginal de Operação do Sistema (CMO) previsto, de responsabilidade do ONS. O CMO é calculado por um modelo computacional que utiliza técnicas de otimização para definir a política operativa do sistema com uma semana de antecedência, considerando valores distintos para cada patamar de carga e submercado e as restrições definidas pela ANEEL.

O PLD tem valores mínimo e máximo estabelecidos pela ANEEL todo ano e válidos para o ano subsequente. O valor mínimo do PLD é calculado considerando os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os custos relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e *royalties*. O valor máximo do PLD é calculado considerando os custos variáveis dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado⁹⁰.

O PLD e a atuação sob risco por partes de alguns agentes passaram a ser mais debatidos a partir de 2008, quando houve conflitos bilaterais, em parte relativos a registro de contratos na CCEE e o PLD de janeiro de 2008, que atingiu seu patamar máximo. As regras estabelecidas desde 2000 para formação e cálculo do PLD passaram a ser questionadas no Judiciário por

⁹⁰ Como referência do PLD, tem-se os seguintes valores de 2012 e de 2013: (a) 2012 - PLD mínimo: R\$ 12,20/MWh e PLD máximo: R\$ 727,52/MWh; e (b) 2013 - PLD mínimo: R\$ 14,13/MWh e PLD máximo: R\$ 780,03/MWh (Resolução Homologatória ANEEL 1.396, de 11.12.2012).

alguns agentes que atuaram no risco quanto às suas contratações e ficaram expostos ao PLD elevado em alguns períodos, fazendo com que os credores recebessem os valores totais de seu respectivos créditos pela liquidação de sobras no MCP. A questão até hoje não foi resolvida.

Discute-se o aprimoramento da metodologia de formação do PLD, no sentido de torná-lo mais próximo das leis do mercado – oferta e demanda e menos suscetível às condições operativas do SIN. O objetivo maior é o fornecimento de um sinal econômico mais eficiente para o mercado de energia elétrica. Além de discussões sobre esse tema, de modo geral⁹¹, o MME criou a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP (Portaria MME nº 47, de 19.02.2008), na qual existe um grupo de estudo sobre metodologia de formação do CMO e do PLD e impactos nos ESS.

Em 6 de março de 2013, o CNPE divulgou a Resolução CNPE nº 03, pela qual estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preços, conforme regras a serem estabelecidas pela ANEEL para o ONS e a CCEE. Em resumo, foi definido que:

- (a) até 31.07.2013, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel deverá realizar testes de validação de metodologia que internalize os referidos mecanismos de aversão a risco, para adoção a partir de agosto de 2013;
- (b) a partir da 1ª semana operativa de abril de 2013 e até a implantação da citada metodologia (fase de transição), 50% do custo do despacho adicional de termelétricas serão rateados entre todos os agentes, mediante pagamento de Encargos de Serviços do Sistema – ESS e os outros 50% serão incorporados ao PLD a ser pago pelos agentes expostos no MCP (“Delta PLD”).

Assim, na fase de transição passou a existir o PLD₁ (PLD calculado conforme as regras já existentes, a ser recebido pelos agentes credores com sobras no MCP) e o PLD_{final} (calculado com incorporação de custos incorridos com despacho de térmicas por motivo de segurança energética, a ser pago pelos agentes devedores expostos no MCP)⁹².

⁹¹ Canal Energia, Comercializadoras: Mercado Agitado, matéria Alexandre Canazio, www.canalenergia.com.br, 06.07.2012.

⁹² No dia 28.03.2013, para a semana operativa de 30.03 a 05.04.2013, a CCEE divulgou o PLD com base nas disposições da Resolução CNPE 3/20134. O PLD₁ ficou em R\$ 302,27/MWh e o PLD_{final} ficou em R\$ 389,78/MWh (carga pesada nos quatro submercados). O “delta” PLD ficou em R\$ 87,51/MWh.

Algumas associações de agentes passaram a questionar judicialmente a legalidade da Resolução CNPE nº 03/2013 ao definir o rateio entre todos os agentes para a cobertura do despacho adicional de termelétricas. Em resumo, as associações de agentes entendem que essa obrigação deveria ser estabelecida por lei e não por resolução do CNPE e que os encargos por despacho das termelétricas devem ser suportados exclusivamente pelos consumidores de energia elétrica e não ser rateados também entre geradores e comercializadores⁹³.

4.4.4 REGISTRO DE CONTRATOS E SUA EFETIVAÇÃO PARA A CONTABILIZAÇÃO

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados no ACR ou no ACL devem ser registrados na CCEE, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL (art. 10 do Decreto nº 5.163/2004). A CCEE também pode exigir a comprovação da existência e validade de tais contratos (art. 56 do Decreto nº 5.163/2004).

Em 2008, a ANEEL estabeleceu critérios para a informação, homologação, aprovação e registro de contratos de comercialização de energia elétrica, conforme indicado na tabela 9:

Tabela 9: Tratamento dos contratos, conforme REN nº 323/2008

TIPO DE CONTRATO / DOCUMENTO	ORIGEM	INSTITUTO NA ANEEL	ENVIO À ANEEL	REGISTRO NA CCEE
CCEAR e Aditivos	Leilões A-5, A-3 e A-1	Homologação	Não	Sim
CER e Aditivos	Leilões A-5, A-3 e A-1	Homologação	Não	Sim
Cessões e reduções de CCEAR	MCSD	Homologação	Não	Sim
CLA – Contratos de Leilão de Ajuste e Aditivos	Leilões Ajuste	Registro	Não	Sim
Contratos de suprimento nos Sistemas Isolados e Aditivos	Contratos c/ distribuidoras dos sistemas isolados	Homologação	Até 1 mês antes do início do suprimento	Não
Proinfra e Aditivos	Contratos - geradores do Proinfra e Eletrobrás	Registro	Até 1 mês após sua celebração	Sim
Geração Distribuída e Aditivos	Chamada pública feita por distribuidoras	Registro	Até 1 mês antes início do suprimento	Não
Distribuidoras com mercado < 500 GWh/ano e Aditivos	Licitação pública	Registro	Até 1 mês antes início do suprimento	Sim, se for agente CCEE
Termos aditivos de contratos firmados até 16/3/2004	Compra e venda com agentes de distribuição	Registro	Até 1 mês após sua celebração	Sim
Contratos de Importação e Exportação e Aditivos	Autorizados pelo Poder Concedente ou ANEEL	Registro	Até 1 mês antes início suprimento	Sim
CCEAL - contratos bilaterais no ACL/energia convencional:	Compra e venda no ACL – energia convencional	Informação pela CCEE	Por solicitação da ANEEL	Sim
CCEI - contratos Bilaterais no ACL/energia incentivada	Compra e venda no ACL – energia incentivada	Informação pela CCEE	Por solicitação da ANEEL	Sim

Fonte: tabela elaborada a partir do Anexo constante da REN nº 323/2008.

⁹³ Agência Canal Energia, Regulação e Política e Mercado, 06.06.2013, matérias de Maurício Godoi, www.canalenergia.com.br, acesso em 07.06.2013.

Em 2012 houve aprimoramentos relevantes no que se refere ao registro de contratos na CCEE, vinculados à existência de lastro para a venda por parte do vendedor e ao aporte de garantias financeiras. Pela Portaria MME nº 455, de 02.08.2012, alterada pela Portaria MME nº 185, de 04.06.2013, foram estabelecidas novas diretrizes relativas ao registro de contratos de compra e venda de energia elétrica firmados no ACL, tendo sido alterada uma premissa adotada há anos no mercado, de registro do contrato até o 9º dia útil do mês seguinte ao mês de operação (o chamado registro no MS+9du). De modo sumariado, as premissas estabelecidas pelas Portarias 455/2012 e 185/2013 constam da Tabela 10:

Tabela 10: Portarias MME nºs 445/2012 e 185/2013 – Registro de contratos e preços de venda

A PARTIR DE 1º.11.2012 E ATÉ 31.01.2014	A PARTIR DE 1º.02.2014 REGISTRO DOS CONTRATOS	A PARTIR DE 1º.02.2014 PREÇOS CONTRATOS ACL
Todos os contratos firmados no ACL deverão ser registrados na CCEE antes do início da entrega da energia	Os contratos serão registrados com frequência semanal e os montantes poderão ser alterados exclusivamente antes do início da semana de entrega da energia	No registro dos contratos serão exigidas informações de preços contratuais, que permitirão à CCEE calcular e divulgar indicadores de preços praticados no ACL
Os contratos serão registrados na frequência mensal e os montantes contratados poderão ser alterados após o registro, inclusive após a verificação do consumo	Os contratos cujos montantes sejam definidos em função do consumo e carga (contratos com flexibilidade) terão os respectivos montantes ajustados pela CCEE a partir do consumo e carga verificados	As informações relativas a preços de cada contrato são confidenciais, cabendo à CCEE garantir sua segurança

Fonte: tabela elaborada a partir das disposições das Portarias MME nº 455/2012 e nº 185/2013.

Além dessas disposições quanto ao registro de contratos, a partir de janeiro de 2013 foram aprimorados os critérios e condições para efetivação desse registro e sua consideração na contabilização efetuada pela CCEE, com vistas a trazer mais segurança para o mercado, com a aplicação da nova metodologia de garantias financeiras disposta na REN nº 531/2012, conforme indicado no item 4.4.1.

Em termos de contratos registrados na CCEE, na figura 9 são apresentados os tipos de contratos registrados no ano de 2012 (considera contratos entre perfis do mesmo agente). Em dezembro de 2012, foram considerados 57.574 contratos, representando 79.325 MWmédios.

Figura 9: Contratos registrados na CCEE – dezembro/2012

Fonte: Infomercado Dezembro 2012, CCEE (2013), disponível em www.ccee.org.br, acesso em 18.02.2013.

Assim, verifica-se que deve ser dada especial atenção à obrigação de registro dos contratos no âmbito da CCEE. É consenso que os contratos de compra e venda de energia elétrica são contratos de natureza financeira (*hedge*), utilizados para gerenciar riscos de variação do preço, tanto o bilateral firmado contratualmente, como o PLD, no caso de exposição no curto prazo. Disso decorre a importância de registro de contratos, para fins de contabilização de todas as energias geradas, consumidas e contratadas e a apuração das exposições no MCP, além da eventual apuração de penalidades por falta de lastro para a venda ou consumo.

4.4.5 ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA - ESS E SEGURANÇA ENERGÉTICA

Os encargos de serviços do sistema – ESS representam os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no SIN, e que não estão incluídos no PLD. Sua cobrança foi bastante debatida no Projeto RE-SEB, a partir de 1996 (PAIXÃO, 2000⁹⁴), o que foi posteriormente tratado no Decreto nº 2.655/98, no Decreto nº 5.163/2004, nas Regras e Procedimentos de Comercialização.

⁹⁴ Ob.cit., págs. 152, 170.

No âmbito do mercado de energia elétrica, pode-se afirmar, ocorrem os efeitos financeiros dos riscos relativos à oferta de energia e à operação do SIN. Foi no mercado que o legislador determinou, de modo geral, que deve ocorrer a alocação e a mitigação de riscos na geração e na operação do SIN, bem como a responsabilidade por sua assunção, como no caso do ESS.

Para fins da contabilização pela CCEE e seu repasse (cobrança) aos agentes do mercado (categoria consumo), conforme as regras aplicáveis, os encargos se dividem em:

- (a) Encargos por Restrição de Operação: custos da restrição de operação, das usinas não hidráulicas, obtido pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições.
- (b) Encargos de Serviços Ancilares: custos incorridos na prestação de serviços ancilares, tais como reserva de prontidão, compensação síncrona e ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente.
- (c) Encargos por Segurança Energética: custos das usinas despachadas por segurança energética por decisão do CMSE, com vistas à garantia do suprimento energético.
- (d) Encargos por ultrapassagem da CAR: custos das usinas despachadas por razão de ultrapassagem da CAR, com vistas à garantia do suprimento energético.

Os encargos são apurados e cobrados mensalmente pela CCEE, com base nas informações de medição de energia, dados da ANEEL e ONS. Todos os encargos são pagos pelos agentes da categoria consumo e somente os encargos por ultrapassagem da CAR são pagos por todos os agentes da CCEE, inclusive de geração, conforme a Resolução CNPE nº 8, de 20.12.2007.

Alguns recursos financeiros são utilizados pela CCEE para o abatimento da cobrança de encargos dos agentes, como eventuais saldos de alívios de exposições de meses anteriores, penalidades por falta de combustível e multas por não aportes de garantias financeiras, conforme previsto na regulação da ANEEL e as regras e procedimentos de comercialização.

Como indicado no item 4.4.3, a Resolução CNPE nº 03/2013 estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preços e definiu que todos os agentes do mercado deveriam suportar o rateio de 50% do custo do despacho adicional de termelétricas, por razões de segurança energética, o que passou a ser questionado judicialmente por agentes do setor.

4.4.6 O RISCO HIDROLÓGICO, O MRE E O MRA

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, “surgido da condição especial do sistema brasileiro, previsto para mitigar os riscos dos geradores hidrelétricos” (PAIXÃO, 2000⁹⁵), foi discutido no Projeto RE-SEB, a partir de 1996. No Acordo do Mercado firmado em 1998, com base na Lei nº 9.648 e no Decreto nº 2.655/98, o MRE foi conceituado como o processo comercial pelo qual geradores hidrelétricos compartilham os riscos hidrológicos no SIN.

Os riscos hidrológicos são intrínsecos à operação das usinas hidrelétricas, de acordo com as regiões em que estão localizadas. Como uma usina pode gerar mais ou menos energia elétrica dependendo da bacia em que está situada e do despacho otimizado do ONS, pode haver exposição no curto prazo (volume de geração abaixo do volume de venda de energia).

Para compartilhar e mitigar esses riscos, o MRE realoca (transfere) energia das usinas que geraram mais para aquelas que geraram menos, com vistas a garantir que todas comercializem a garantia física a elas destinada, desde que o sistema tenha gerado energia suficiente para tal.

Participam do MRE: (a) de forma obrigatória, as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente; e (b) de forma opcional, as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, sendo que, a partir de seu ingresso, essas devem permanecer no MRE por no mínimo 12 meses consecutivos, e caso a geração média do empreendimento implique violação dos requisitos mínimos de desempenho, a ANEEL poderá excluí-lo do MRE e seu retorno só pode ocorrer após atendidas as condições previstas na REN nº 409, de 10.08.2010.

A realocação de energia pelo MRE tem natureza contábil-comercial: a energia transferida é cobrada com base na Tarifa de Energia de Otimização (TEO) fixada pela ANEEL e destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das hidrelétricas e pagamento da compensação financeira referente à energia transacionada no MRE. Para 2013, a TEO foi fixada pela ANEEL em R\$ 10,01/MWh (REH ANEEL nº 1.403, de 18.12.2012).

A TEO é composta pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR) e os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas que cedem energia ao MRE. A TAR é adotada

⁹⁵ Ob.cit., págs. 152, 170.

para valorar a compensação financeira pelo uso de recursos hídricos - CFURH, devida pelos geradores aos Estados, Distrito Federal e Municípios (Lei nº 7.990, de 28.12.1989).

A partir de janeiro de 2010 também foi adotada pela ANEEL a chamada TEO_{Itaipu}, que se destina ao pagamento feito à Eletrobrás pela energia cedida pela usina de Itaipu ao MRE. A Eletrobrás é o agente comercializador da energia de Itaipu, conforme definido no Decreto nº 4.550, de 27.12.2002. O valor da TEO_{Itaipu} é equivalente ao PLD mínimo definido pela ANEEL (vide item 4.4.3), conforme critério estabelecido na REN nº 392, de 15.12.2009.

No processo de liquidação financeira do MCP, as usinas que cedem energia no MRE são credoras, enquanto as que recebem são devedoras. No regime especial de tributação inerente às operações do MCP, os geradores de energia elétrica podem excluir da base de cálculo da contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS a receita auferida com a venda compulsória de energia elétrica por meio do MRE (§ 5º, art. 47, Lei nº 10.637, de 30.12.2002).

Além do MRE, existe também o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, aplicável às usinas participantes do MRE. O MRA tem por objetivo a apuração dos índices de indisponibilidades das usinas num determinado período, reduzindo-se a energia assegurada daquelas que não cumprem requisitos de disponibilidade previamente fixados. A energia assegurada é reduzida somente para fins do MRE, não alterando a garantia física das usinas.

Os índices de indisponibilidade se referem à estimativa, dada em porcentagem, do tempo de interrupção da geração da usina, adotando-se duas taxas: (i) a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF (avaria de equipamento, baixa afluência do rio, desligamento da rede a que a usina está conectada etc.); e (ii) a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada – TEIP (manutenção preventiva, limpeza de equipamentos, substituição programada de equipamentos etc.). A TEIF e a TEIP são calculadas pelo ONS e enviadas à CCEE para consideração na contabilização mensal do MCP.

A apuração das indisponibilidades das usinas despachadas centralizadamente está prevista, atualmente, na REN nº 160/2005, e considera as médias dos valores mensais da TEIF e da TEIP de cada usina, relativos aos 60 meses imediatamente anteriores. A partir de janeiro de 2008, o MRA também passou a ser aplicado a usinas hidrelétricas não-despachadas

centralizadamente e participantes do MRE. Para esses empreendimentos, também se verifica o histórico de 60 meses de indisponibilidades mensais (REN nº 266, de 22.05.2007, revogada pela REN nº 409, de 10.08.2010, atualmente em vigor).

Com a adoção do MRA buscou-se não prejudicar usinas que atendiam seus requisitos de disponibilidade e transferiam energia a baixo custo àquelas integrantes do MRE, mas que não atendiam seus respectivos requisitos, estimulando a geração por parte dessas últimas.

Pode-se afirmar que o MRA tem caráter punitivo e educativo, assim como de incentivo à geração, na medida em que as usinas podem ter sua energia assegurada reduzida para fins do MRE se não atenderem os requisitos de disponibilidade definidos previamente. Para que não haja essa redução e eventual exposição na contabilização efetuada pela CCEE, os proprietários das usinas ficam estimulados a executar manutenção preventiva nos equipamentos, programar de maneira mais adequada as paradas das unidades geradoras, substituir equipamentos ultrapassados, buscando manter a máxima disponibilidade da usina.

Em 2012, a ABEEólica – Associação Brasileira das Empresas de Energia Eólica passou a discutir a adoção do chamado “MRE hidro-eólico”, com base em estudo que simula a entrada dos parques eólicos no MRE. Considerado o risco climatológico (ausência de ventos), procurou-se demonstrar a complementaridade entre as hidrelétricas e as eólicas, pois enquanto as primeiras têm dificuldades para gerar no período seco, as eólicas atingem picos de produção (maio a setembro), enquanto no período chuvoso as plantas hídricas geram a todo vapor e as eólicas sofrem com a baixa incidência de ventos (outubro a abril). O objetivo é ampliar a participação da fonte eólica no ACL e mitigar riscos financeiros que o mercado livre não consegue absorver em seus contratos. Para a ABEEólica, o ganho também é ambiental e financeiro, pois reduziria o despacho das térmicas e o pagamento de ESS⁹⁶.

A partir de 2013, foi definido que os riscos hidrológicos das usinas com as concessões prorrogadas com base na MP 579/2012 e na Lei nº 12.783/2012, considerado o MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse tarifário (§ 5º do art. 1º da Lei nº 12.783/2013).

⁹⁶ Agência Canal Energia, Mercado Livre, 24.05.2012, matéria de Milton Leal, www.canalenergia.com.br, acesso em 24.08.2012.

4.4.7 RATEIO DA INADIMPLÊNCIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

O gerador de energia elétrica, como qualquer agente no âmbito da CCEE, deve se sujeitar ao rateio da inadimplência (*loss sharing*) quando for credor na liquidação financeira do MCP e, eventualmente, algum devedor não efetue o pagamento do valor apurado e devido conforme as regras aplicáveis na contabilização do MCP.

Na tabela 11 constam os valores contabilizados e os liquidados no ano de 2012: a diferença não liquidada fica sujeita ao rateio da inadimplência e o respectivo crédito é lançado na contabilização subsequente. Quando o agente é desligado, os valores são informados aos credores, que podem adotar medidas específicas para receber seus créditos e, além disso, a CCEE pode propor ação de cobrança contra o desligado, representando os credores.

Tabela 11: Montantes contabilizados e liquidados na CCEE – ano de 2012

Mês/Ano	Montante contabilizado (R\$)	Montante liquidado (R\$)
dez/11	292.990.955	288.513.907
jan/12	221.304.768	215.675.388
fev/12	384.472.547	380.596.781
mar/12	861.499.264	853.666.960
abr/12	908.985.625	885.938.325
mai/12	727.712.863	687.416.185
jun/12	555.808.409	488.870.728
jul/12	523.033.450	450.714.037
ago/12	611.746.050	477.358.608
set/12	631.939.712	498.345.001
out/12	1.048.985.347	896.532.740
nov/12	1.404.599.895	1.236.677.934
dez/12	1.117.655.515	1.079.033.038

Fonte: Infomercado Dezembro 2012, CCEE (2013), disponível em www.ccee.org.br, acesso em 18.02.2013.

O princípio do *loss sharing* existe desde 2002 (Resolução ANEEL nº 552, de 14.10.2002). Por esse princípio, os valores não liquidados pelo devedor e não cobertos por garantias financeiras executáveis pelo agente custodiante serão rateados entre todos os credores na proporção dos respectivos créditos apurados na contabilização mensal.

O agente devedor inadimplente será configurado em mora, implicando a incidência, sobre o valor do débito original, de multa de 2% (dois por cento) e de juros de mora de 1% ao mês, "pro rata die", além da atualização pelo IGPM, a partir do vencimento até o dia do pagamento (Resolução nº 552/2002, na redação dada pela REN nº 428, de 15.03.2011). O agente também pode ser desligado da CCEE, por descumprimento de obrigações e contra ele pode ser proposta ação de cobrança pela CCEE, inclusive como representante dos agentes credores.

Caso recaiam medidas constritivas tais como arresto, seqüestro ou penhora judicial sobre eventuais garantias financeiras, a parcela ou totalidade do montante atingido por tais medidas será considerada como inadimplência do agente no âmbito da CCEE.

A adoção, a partir de janeiro de 2013, da nova metodologia de garantias financeiras no âmbito da CCEE é uma outra iniciativa que deve auxiliar na redução da inadimplência, além das medidas acautelatórias adotadas pela CCEE quanto ao impedimento de registro de contratos de agentes inadimplentes. Quanto ao aporte de garantias financeiras, vide itens 4.1 e 4.4.

4.4.8 PENALIDADES NO ÂMBITO DA CCEE

As penalidades relativas à comercialização são as penalidades técnicas ou as penalidades financeiras (multas aplicáveis diretamente quando verificado o não pagamento de valor devido na liquidação financeira ou o não aporte de garantias financeiras). As técnicas são relativas a lastro para venda e cobertura de consumo, insuficiência de combustível, e as de medição, e para sua aplicação, após a defesa e o contraditório, ainda é analisada a situação de culpabilidade ou de inexigibilidade de conduta diversa do agente, o que é atribuição do Conselho de Administração da CCEE. De modo geral, as penalidades são as seguintes:

- (a) Falta de lastro para venda ou cobertura de consumo de energia elétrica e potência;
- (b) Insuficiência de combustível (para termelétricas despachadas centralizadamente);
- (c) Medição de energia elétrica;
- (d) Não aporte de garantias financeiras;
- (e) Inadimplência na liquidação financeira do MCP;
- (f) Inadimplência no pagamento de penalidades de lastro de energia e potência;
- (g) Inadimplência na liquidação financeira da energia de reserva.
- (h) Inadimplência na liquidação financeira das cotas de energia elétrica (em 2013).

Na tabela 12 consta, de forma sintética, histórico da aplicação de penalidades por falta de lastro para a venda ou consumo de energia elétrica e potência. O percentual a ser lastreado foi ampliado ao longo do tempo com vistas a trazer maior segurança ao mercado:

Tabela 12: Penalidades relativas ao lastro para venda e consumo de energia elétrica e potência

PERÍODO	DISTRIBUIDOR / CONSUMIDOR LIVRE (1)	GERADOR / COMERCIALIZADOR / IMPORTADOR (1)
1998 a 2003	85% do consumo de energia lastreados com contratos com vigência > 2 anos	85% da venda de energia lastreados com geração para contratos com vigência > 2 anos
2003/2004	95% do consumo de energia lastreados com contratos com vigência > 6 meses	100% da venda de energia lastreados com geração para contratos com vigência > 2 anos
A partir de 2005 (2)	100% do consumo de energia lastreados com contratos	100% da venda de energia e potência lastreados com geração própria ou de terceiros, via contratos
A partir de 2006 (2)	Início da aferição de penalidades (3)	-
A partir de 2014 (4)	Início da aferição de penalidades relativas à contratação de potência (100% de lastro)	-

Fonte: Tabela elaborada a partir da pesquisa da legislação, em especial do PdC submódulo 6.3 – Notificação e Gestão de Pagamento de Penalidades, disponível em www.ccee.org.br, acesso em 12.01.2013.

(1) Recursos recebidos no âmbito da CCEE são revertidos para a modicidade tarifária no ACR, com o repasse às distribuidoras (art. 3º do Decreto nº 5.163/2004).

(2) Decreto nº 5.163/2004, Regras de Comercialização, PdC de Penalidades.

(3) As penalidades para as distribuidoras não são aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL (art. 3º do Decreto nº 5.163/2004 / Decreto nº 7.317/ 2010).

(4) Decreto nº 5.163/2004, art. 3º, na redação dada pelo Decreto nº 7.317/2010.

As penalidades são apuradas mensalmente, considerando-se a média móvel dos últimos doze meses. Para as distribuidoras, a penalidade é apurada com base anual, após o processamento do MCSD anual (item 4.7.1). Para a apuração, notificação, defesa, aplicação e pagamento de penalidades, aplica-se o PdC submódulo 6.2 (Despacho ANEEL nº 3.215, de 15.10.2012).

A ANEEL discute, desde 2010, a alteração nas regras relativas à apuração de penalidades (Audiência Pública nº 123/2010). Entende-se que poderia ser instituída penalidade por violação do limite máximo de alavancagem no MCP. A alavancagem representaria a estratégia comercial adotada na qual os requisitos de energia (carga e contratos de venda) excederiam os recursos de energia (garantia física e contratos de compra), em um dado mês.

No caso das penalidades de medição, essas começaram a ser apuradas a partir de 2008 e decorrem do não cumprimento de obrigações quanto aos sistemas de medição de faturamento (REN nº 67/2004). Os tipos de penalidades constam da tabela 13:

Tabela 13: Penalidades relativas ao sistema de medição de faturamento e medições anemométricas

INFRAÇÃO	CARACTERÍSTICAS	PENALIDADE/ APLICAÇÃO (1)
Ausência de adequação do sistema de medição de faturamento - SMF	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ponto de medição não cadastrado no SCDE ▪ Ponto de medição cadastrado, mas sem projeto e/ou relatório de comissionamento aprovado pelo ONS ▪ Ponto de medição cadastrado, mas sem permitir acesso da CCEE aos medidores ▪ Ponto de medição cadastrado, porém não conectado ou com coleta instável no SCDE ▪ Ponto de medição cadastrado, porém sem medidor de retaguarda 	R\$ 5.000,00 por ponto irregular, multiplicado por um Fator de Penalidade previsto no PdC, conforme a tensão.
Impossibilidade de realização de inspeção lógica do SMF	Pelo menos 3 tentativas fracassadas e consecutivas de acesso a qualquer um dos medidores do ponto de medição, dentro de um mesmo mês civil	R\$ 1.500,00 por ponto irregular, multiplicado por um Fator de Penalidade previsto no PdC, conforme a tensão.
Ausência de coleta de dados de medição	Ausência de dados por períodos maiores que 72 horas ininterruptas ou 240 horas alternadas para o mês de apuração	Fórmula prevista no PdC, baseada no nº de horas sem coleta X PLD médio. Valor mínimo aplicado: R\$ 5.000,00.

Fonte: Tabela elaborada a partir da pesquisa da legislação, em especial do PdC submódulo 6.1 - Penalidades de Medição, aprovado pela ANEEL e disponível em www.ccee.org.br, acesso em 12.01.2013.

(1) Recursos recebidos no âmbito da CCEE são revertidos para o abatimento de ESS.

A CCEE também possui a atribuição de aplicar a penalidade de multa por descumprimento de envio de registro de medições anemométricas e climatológicas por geradores eólicos que tenham vendido nos leilões do ACR e nos leilões de energia de reserva. Os agentes devem iniciar as medições anemométricas e climatológicas permanentes em até 180 dias da assinatura do CCEAR ou do CER e enviar os respectivos dados à EPE. A multa mensal corresponde a 1% da receita fixa definida no CER e é devida até a efetiva implantação do sistema de medição anemométrica e climatológica. A cobrança é feita pela CCEE: os recursos são destinados à CONER, para a redução da cobrança de encargos de energia de reserva.

Quanto às penalidades relativas à energia de reserva, essas são indicadas na tabela 14 e se referem tanto aos geradores atrasados no início da operação comercial ou indisponíveis, bem como aos usuários obrigados ao pagamento de encargos de energia de reserva (EER):

Tabela 14: Penalidades relativas à Energia de Reserva

INFRAÇÃO	CARACTERÍSTICAS	PENALIDADE – APLICAÇÃO (1)
Inadimplência no pagamento do ressarcimento apurado conforme CER	Pagamento devido por geradores em atraso no início da operação comercial ou que não gerem a energia no período de apuração	Valor do ressarcimento apurado conforme cláusula específica do CER
Inadimplência no pagamento do EER	Aplicáveis aos usuários de energia de reserva	2% do valor do débito cobrado na liquidação financeira

(1) Recursos recebidos no âmbito da CCEE são destinados à Conta de Energia de Reserva – CONER e servem para abater os Encargos de Energia de Reserva a serem arrecadados dos agentes de consumo.

Quanto às multas relativas ao não aporte de garantias financeiras e à inadimplência na liquidação financeira do MCP, essas estão indicadas na tabela 15:

Tabela 15: Multas relativas ao não aporte de garantias e à liquidação financeira do MCP

INFRAÇÃO	CARACTERÍSTICAS	MULTA
Não aporte de garantias financeiras	Garantia deve ser aportada até a data definida no PdC	2% sobre o montante não aportado (1)
Inadimplência na liquidação financeira do MCP	Valor deve ser pago conforme cronograma anual definido no ano anterior.	2% sobre o valor inadimplido (1)
Inadimplência na liquidação financeira de penalidades	Valor deve ser pago conforme cronograma anual definido no ano anterior.	5% sobre o valor inadimplido (2)

Fonte: Tabela elaborada a partir da pesquisa da legislação, em especial dos PdCs de Liquidação Financeira, aprovados pela ANEEL e disponíveis em www.ccee.org.br, acesso em 12.01.2013.

(1) Recursos recebidos no âmbito da CCEE são destinados ao abatimento de ESS.

(2) Recursos recebidos no âmbito da CCEE são destinados à modicidade tarifária.

As penalidades técnicas e multas no âmbito da CCEE são aplicadas, independentemente da eventual aplicação de penalidades por parte da ANEEL em relação ao ato praticado pelo agente. Ao analisar a questão, Gonçalves (2010) entendeu que

“... Não há que cogitar do suposto **bis in idem** já que não estão presentes os requisitos necessários para sua configuração, tendo em mente que os sujeitos envolvidos, ANEEL e CCEE, são diversos e diferem em vários aspectos no que toca à sua natureza jurídica, além de serem diferentes as finalidades que são buscadas com a aplicação de suas sanções. Em outras palavras, os fundamentos jurídicos que são utilizados tanto pela ANEEL, quanto pela CCEE, para aplicar suas respectivas sanções, são diversos.”⁹⁷.

⁹⁷ GONÇALVES, João Alfredo Serra Baetas. Possível Conflito de Competências entre a ANEEL e a CCEE quanto à Aplicação de Penalidades, in *Direito da Energia Elétrica no Brasil, Aspectos Institucionais, Regulatórios e Socioambientais*, Marcus Faro de Castro e Luiz Gustavo Kaercher Loureiro (organizadores). Brasília: publicação em parceria entre a ANEEL e a Universidade de Brasília, ANEEL, 2010.

4.5 ASPECTOS RELACIONADOS À OPERAÇÃO, NO ÂMBITO DO ONS

No âmbito do ONS, os agentes possuem inúmeros direitos e obrigações, cujo conhecimento é essencial para a adequada operação do sistema, o que possui impactos financeiros, como observado no item 4.4, quanto aos aspectos relacionados à comercialização de energia elétrica, pois é com base em inúmeros dados e resultados advindos do ONS e da ANEEL que é feita a contabilização e a liquidação financeira das operações pela CCEE.

4.5.1 PROCEDIMENTOS DE REDE

Os Procedimentos de Rede (PR), aprovados pela ANEEL, estabelecem as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação, no que se refere às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. O ONS recebe uma série de informações externas, especialmente o MME e ANEEL, e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN, para a execução de suas atividades.

Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões ≥ 230 kV) são agrupados em diferentes macroprocessos, conforme consta a seguir⁹⁸:

- Ampliações e Reforços na Rede Básica
- Avaliação das Condições Futuras da Operação
- Avaliação de Curto Prazo da Operação
- Resultados da Operação
- Análise da Carga de Energia e Demanda
- Indicadores de Desempenho do SIN
- Histórico da Operação
- Integração de Novas Instalações ao SIN
- Administração dos Serviços de Transmissão

O Planejamento Anual da Operação Energética é realizado com periodicidade anual e tem revisões quadrimestrais. A partir de informações recebidas das autoridades setoriais e dos agentes associados sobre a oferta futura de energia e sobre as previsões de consumo do mercado, o ONS utiliza modelos matemáticos de otimização e simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliações das condições de suprimento ao SIN. Nesse

⁹⁸ Procedimentos de Rede e macroprocessos do ONS disponíveis em www.ons.org.br, acesso em 26.09.2012.

estudo são realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado, em que se calculam os riscos de ocorrência de déficits. Para que se possa verificar a influência futura das decisões operativas tomadas no ano, esse estudo tem um horizonte de análise de cinco anos.

O Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo tem por objetivo realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista da operação da rede. Os estudos consideram os recursos disponíveis de geração e transmissão, e levam em conta a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos no horizonte de um ano. A partir desse estudo, são definidas ações no sentido de solucionar os problemas identificados no horizonte do estudo; avaliados os benefícios da entrada em operação de novas obras; identificadas restrições elétricas que impeçam a otimização energética e indicadas medidas operativas que assegurem padrões e critérios estabelecidos nos PR.

4.5.2 MODALIDADE DE OPERAÇÃO DE USINAS

O Módulo 26 dos PR trata da modalidade de operação de usinas. É dividido em três submódulos: Modalidade de operação de usinas – visão geral (submódulo 26.1); Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas (submódulo 26.2) e Sistemática para classificação da modalidade de operação de usinas (submódulo 26.3).

As usinas são classificadas segundo uma das três modalidades de operação, as quais são definidas a partir da avaliação dos impactos verificados tanto na operação hidráulica e energética do SIN, como também na segurança da rede de operação:

- (a) Tipo I: programação e despacho centralizados;
- (b) Tipo II – Programação centralizada e despacho não centralizado;
- (c) Tipo III – Programação e despacho não centralizados⁹⁹.

⁹⁹ Conforme as definições constantes do Submódulo 19.1 (www.ons.org.br), acesso em 26.09.2012:

- (a) Programação centralizada: a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias;
- (b) Programação não centralizada: a usina não tem o programa de geração estabelecido pelo ONS;
- (c) Despacho centralizado: a usina tem o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS; e
- (d) Despacho não centralizado: a usina não tem o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS.

Conforme explicita o ONS quanto ao tipo de usina, tem-se que: (a) os impactos da operação da usina na operação hidráulica e energética do SIN dependem do porte desta, mas independem de a usina estar conectada à rede básica ou fora da rede básica; e (b) os impactos na segurança da rede de operação são função do porte e da localização elétrica das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição, sendo que as usinas conectadas à rede básica podem afetar, ou não, a operação hidráulica e energética do SIN, mas devido à sua conexão, têm impacto na segurança da rede de operação, o que define a modalidade de operação adotada.

A análise da classificação da usina é relevante por parte dos geradores, tendo em vista que, em decorrência desse relacionamento operacional com o ONS, surgirão obrigações específicas (ex.: instalação de sistema de medição de faturamento, cuja inadequação pode sujeitar o agente a penalidades de medição na CCEE) e efeitos financeiros a serem observados na contabilização efetuada pela CCEE (ex.: recebimento de ESS e MRE).

A classificação e modalidade de operação das usinas também deve ser observada pelos participantes dos leilões de “energia nova”, tendo em vista os investimentos necessários para atender aos requisitos dos PR relacionados à respectiva operação da usina.

4.5.3 PENALIDADES NO ÂMBITO DO ONS

As penalidades aplicáveis no âmbito do ONS estão previstas no submódulo 19.1 dos PR, que trata do processo de identificação, tratamento e aplicação de penalidades, resultante do não-atendimento dos PR, bem como do processo de identificação, pelos agentes, de eventuais não-conformidades praticadas pelo ONS ou por outros agentes, tendo como referencial os PR ou documentos deles decorrentes, como planos, programas, relatórios e instruções.

As não-conformidades sujeitarão os agentes de operação às penalidades de advertência ou multas, as quais são classificadas em dois grupos:

- (a) Grupo I: corresponderá a 5% do valor anual da contribuição associativa paga pelo agente ao ONS, relativa ao exercício em que ocorreu a não-conformidade.
- (b) Grupo II: corresponderá a 10% do valor anual da contribuição associativa paga pelo agente ao ONS, relativa ao exercício em que ocorreu a não conformidade.

As não-conformidades são divididas em três tipos, sendo que o agente que receber instalações por meio de cessão de uso fica responsável pelo cumprimento dos PR, respondendo por eventuais não-conformidades praticadas:

- (a) Não-conformidade do Tipo I, sujeita à penalidade de advertência: (a) não fornecer ou atrasar o envio de dados e informações e atualizações de responsabilidade do agente; (b) fornecer dados e informações incompletos ou incorretos; (c) não atender, nos prazos e formatos definidos, solicitações para correção e complementação de dados e informações; (d) fornecer dados e informações em desacordo com o prazo, padrão ou meio estabelecido; (e) deixar de atender requisitos previstos nos PR necessários ao desenvolvimento dos processos.
- (b) Não-conformidade do Tipo II - aplicação da pena de multa do Grupo I: (a) descumprir planos, programas, regras, normas e instruções estabelecidas nos PR; (b) não atender a determinações resultantes dos processos descritos nos PR.
- (c) Não-conformidade do Tipo III - aplicação da pena de multa do Grupo II: (a) não atender a determinações operativas de tempo real; (b) executar procedimentos operativos sem a necessária autorização, ressalvados os casos previstos nos PR; (c) realizar intervenção nos equipamentos e instalações sem a necessária autorização, ressalvados os casos previstos nos PR; (d) não disponibilizar nos prazos informações necessárias para a análise de perturbações sistêmicas.

No caso de reincidência, a penalização do agente pode ser ampliada de advertência para multa do grupo I e, quando se tratar de multa dos grupos I e II, pode haver acréscimo de 100% de seu valor, conforme o caso. No caso de reincidências rotineiras (mais de duas não-conformidades do mesmo tipo e natureza dentro de 12 meses), independentemente do processo de identificação, tratamento e aplicação de penalidades, a ANEEL será informada.

A decisão final sobre aplicação de penalidades cabe à Diretoria do ONS, a qual pode impor obrigação adicional ao agente de operação. O cumprimento da penalidade não exime o agente de atender às determinações do ONS relativas à não-conformidade praticada. O direito de o ONS impor penalidades prescreve no prazo de um ano da data da ocorrência da não-conformidade caso não seja instaurado, nesse prazo, o processo de aplicação de penalidades.

Os valores recebidos pelo ONS em decorrência das penalidades de caráter pecuniário serão utilizados para a redução do custo dos encargos de transmissão. Os valores das multas serão reajustados pela variação do IGP-M, ocorrida entre a data do vencimento e a data de seu efetivo pagamento, acrescidos de juros moratórios de 1% ao mês.

4.6 OUTORGAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O contrato de concessão ou o ato de autorização é um ato de outorga para geração de energia elétrica que deve ser observado com atenção para a avaliação dos riscos dessa atividade. No ato de outorga constam as disposições e diretrizes básicas para a realização da atividade, como as inerentes à exploração dos bens públicos ou privados na geração de energia elétrica, à operação e à comercialização no sistema. Nele constam os direitos e obrigações básicos dos concessionários e autorizados para a geração de energia elétrica, em seus vários regimes.

São inúmeros os encargos dos geradores decorrentes das concessões e autorizações, estabelecidos na Lei de Concessões e em instrumentos jurídicos de outorga, tais como:

- (a) prestar serviço adequado, na forma prevista na Lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato de concessão ou ato de autorização;
- (b) manter em dia o inventário e o registro dos bens vinculados à concessão, zelando pela sua integridade, inclusive providenciando cobertura mediante seguros;
- (c) prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários;
- (d) cumprir e fazer cumprir as normas do serviço e as cláusulas contratuais;
- (e) liberar acesso à fiscalização, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e às instalações integrantes do serviço, e aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros da concessionária;
- (f) promover as desapropriações e constituir servidões autorizadas pelo poder concedente, conforme previsto no edital e no contrato;
- (g) apresentar cadastro socioeconômico da população atingida por hidrelétricas;
- (h) elaborar, em articulação com as comunidades envolvidas e outros órgãos gestores, plano diretor para o reservatório, objetivando o disciplinamento, a preservação e a implementação de plano de usos múltiplos da água, em especial os de interesse público e social, como planos da bacia hidrográfica, planos regionais de desenvolvimento, planos diretores e/ou de uso e ocupação de solos municipais;
- (i) depositar garantia do fiel cumprimento, que pode ser de até 5% ou de 10% do valor do investimento declarado à EPE, para obras de grande vulto, conforme previsto nos editais dos leilões do ACR;
- (j) efetuar os pagamentos dos encargos devidos, como taxas de fiscalização, UBP, Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
- (k) captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço, incluindo no mínimo 1% da receita operacional líquida em P&D do setor elétrico.

Algumas situações merecem destaque, por terem sido objeto de discussões nos últimos anos e representarem riscos à atividade de geração de energia elétrica, como apontado a seguir.

4.6.1 INTERVENÇÃO E EXTINÇÃO DAS CONCESSÕES

A intervenção nas concessões é um encargo do poder concedente, previsto na Lei de Concessões de 1995, que visa assegurar a adequada exploração do bem público, a devida prestação dos serviços e o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais. Por exemplo, no contrato de concessão de Belo Monte, de 26.08.2010, prevê-se a intervenção da ANEEL para assegurar a adequada exploração da UHE e o cumprimento das normas.

Em 2012, por meio da Medida Provisória nº 577, de 29 de agosto, foram estabelecidas novas condições sobre a extinção das concessões de serviço público de energia elétrica e a intervenção para adequação do serviço público de energia elétrica. Foi previsto, ainda, a não aplicação às empresas sob intervenção dos regimes de recuperação judicial e extrajudicial (Lei nº 11.101, de 09.02.2005), salvo posteriormente à extinção da concessão. A MP 577/2012 foi convertida na Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012.

A extinção da concessão pode ocorrer nas hipóteses previstas na Lei de Concessões: advento do termo contratual, encampação, caducidade, rescisão, anulação e falência ou extinção da concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual.

Com a extinção da concessão, retornam ao poder concedente todos os bens reversíveis, direitos e privilégios transferidos ao concessionário conforme previsto no edital e no contrato. Há a imediata assunção do serviço pelo poder concedente, efetuando os levantamentos e avaliações necessários à definição da indenização devida à concessionária, com a respectiva liquidação – pagamento ao concessionário. A indenização é prevista para as parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados para garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Com a intervenção nas concessões, que pode ser efetuada diretamente pelo poder concedente ou pela ANEEL (por um ano, prorrogável por até 2 anos), há a suspensão do mandato dos administradores e membros do conselho fiscal, assegurados ao interventor plenos poderes de gestão sobre as operações e os ativos da concessionária. Os administradores e membros do conselho fiscal respondem por seus atos e omissões e são solidários nas obrigações assumidas pela concessionária durante sua gestão. Os administradores ficarão com bens indisponíveis, não podendo aliená-los ou onerá-los até a apuração e a liquidação final das responsabilidades.

O Poder Concedente, o órgão ou a entidade que assumir temporariamente o serviço de energia elétrica, também deve assumir os direitos e obrigações decorrentes dos contratos firmados com o ONS e a CCEE e dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados pela sociedade titular da concessão extinta, mantidos os termos e bases originalmente pactuados.

Em termos práticos, no dia 31 de agosto de 2012, logo após a publicação da MP nº 577/2012, foi decretada a intervenção em oito concessionárias de distribuição de energia elétrica, do Grupo Rede: Cemat, Celtins, Enersul, Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Caiuá, Empresa Elétrica Bragantina, Vale do Paranapanema, e Companhia Nacional de Energia Elétrica. Apenas a Celpa (posteriormente adquirida pela Equatorial) não foi alcançada, pois já estava em recuperação judicial, requerida em fevereiro de 2012, antes da MP 577/2012.

4.6.2 PAGAMENTO DE USO DE BEM PÚBLICO - UBP

No caso de outorga de novas concessões para exploração de potenciais hidráulicos, essa ocorre sempre a título oneroso, considerando dois aspectos básicos:

- (a) o menor valor ofertado pelo gerador para a energia gerada, ou a menor tarifa a ser cobrada dos consumidores finais, o que representa a busca da materialização do princípio da modicidade tarifária (Lei nº 10.848/2004, art. 2º, § 4º); e
- (b) o pagamento à União do UBP, no caso de autoprodução e produção independente (art. 60, I do Decreto nº 5.163/2004). Em 1998 foi estabelecido o princípio geral de pagamento de UBP (máximo valor ofertado). A partir de 2004, passou a ser cobrado um valor mínimo calculado conforme critérios fixados no edital do leilão.

Na tabela 16 constam exemplos de fixação de valores do UBP num período de dez anos:

Tabela 16: Exemplos de valores de Uso de Bem Público – Empreendimentos Hidrelétricos

USINA HIDRELÉTRICA	LEILÃO	VALOR DA UBP: R\$/ANO - PAGAMENTO 1/12 AO MÊS	PRAZO DE PAGAMENTO	ATUALIZAÇÃO
Ourinhos	001/1999	Mínimo de 89.000,00	Do 5º ao 35º ano da concessão	IGPM
Itumirim	002/2009	Mínimo de 106.000,00	Do 6º ao 35º ano da concessão	IGPM
Candonga	003/1999	Mínimo de 181.000,00	Do 5º ao 35º ano da concessão	IGPM
Quebra Queixo	004/1999	Mínimo de 170.000,00	Do 6º ao 35º ano da concessão	IGPM
Barra Grande	005/1999	Mínimo de 1.100.000,00	Do 7º ao 35º ano da concessão	IGPM
Corumbá IV	001/2000	Mínimo de 200.000,00	Do 5º ao 35º ano da concessão	IGPM
Complexo Rio das Antas, Complexo Capim Branco, Picada, Murta, Braúna, Itaocara, Espora, Bocaina	003/2000	Mínimos variáveis de 122.000,00 a 1.615.000,00	Variável do 6º, 7º ou 8º ao 35º ano da concessão	IGPM
Fundão, Santa Clara, Corumbá III, São Jerônimo, Baú I, Foz Chapecó, Serra do Facão, Peixe Angical	002/2001	Mínimos variáveis de 310.000,00 a 2.750.000,00	Variável do 6º, 7º ou 8º ao 35º ano da concessão	IGPM

USINA HIDRELÉTRICA	LEILÃO	VALOR DA UBP: R\$/ANO - PAGAMENTO 1/12 AO MÊS	PRAZO DE PAGAMENTO	ATUALIZAÇÃO
Complexo Caçu, Salto, Traíra II, Salto do Rio Verdinho, São Domingos, Olho D'Água, Estreito	001/2002	Mínimos variáveis de 185.000,00 a 4.130.000,00	Variável do 5º, 6º ou 7º ao 35º ano da concessão	IGPM
Baguari, Salto Grande do Chopim, Simplicio, Barra do Pomba, Cambuci, Dardanelos, Ipueiras, Mauá, Paulistas, Foz Rio Claro, Retiro Baixo, São João, São José	001/2005	Valor calculado após o Leilão, conforme metodologia do Anexo 9 do Edital de Leilão.	Da entrada em operação comercial ao 35º ano da concessão	IPCA
Baixo Iguaçu, Barra do Pomba, Cambuci, Dardanelos, Mauá, Salto Grande do Chopim	004/2006	Valor calculado após o Leilão: metodologia no Anexo 11 do Edital		IPCA
Santo Antônio	005/2007	11.852.104,80	Do início da operação da 1ª unidade ou do suprimento do CCEAR, até final da concessão	IPCA
Cambuci	003/2008	226.475,70	Idem anterior	IPCA
Barra do Pomba	003/2008	334.567,94	Idem anterior	IPCA
Baixo Iguaçu	003/2008	1.150.925,76	Idem anterior	IPCA
Jirau	005/2008	7.873.150,74	Idem anterior	IPCA
Belo Monte	006/2009	16.617.413,40	Idem anterior	IPCA

Fonte: elaborado a partir de Editais de Leilão de Geração dos anos de 1999 a 2009, disponíveis em www.ANEEL.gov.br, acesso em 01.06.2012. Não foi efetuada a verificação sobre os valores finais praticados ou a efetiva outorga das concessões.

No caso de outorga de autorizações, não se exige o pagamento de UBP, como observado no Edital de Leilão nº 01/2012, em que se prevê a outorga de autorizações sob o regime de produção independente para novos empreendimentos de fontes eólicas, termelétricas a biomassa ou a gás natural em ciclo combinado e hidrelétricas (Portaria MME nº. 554/2011).

No caso de outorgas de concessões anteriores a 2004, uma questão em debate e que representa risco é a de usinas que ainda não entraram em operação comercial e que têm a obrigação de pagar UBP. Há um grupo de usinas nessa situação, entre as quais Santa Isabel, Murta, Pai Querê, São João e Cachoeirinha, Itaocara, Couto Magalhães, Baú I e Olho d'Água. A discussão também envolve a existência de questões judiciais e a demora na emissão da Licença Ambiental Prévia – LP, além de exigências ambientais impostas após a concessão.

A ANEEL já foi favorável aos empreendedores da UHE Santa Izabel (Despacho nº 1.267, de 17.04.2012), da UHE Itaocara (Despacho nº 1.508, de 02.05.2012) e da UHE Couto Magalhães (Despacho nº 2.395, de 24.07.2012). De modo geral, a ANEEL decidiu encaminhar a questão: (a) ao MME, com recomendações específicas de tratamento da situação das usinas; e (b) à Secretaria do Tesouro Nacional, para recomposição das condições iniciais da concessão, para que só ocorra o pagamento do UBP quando o bem público for utilizado, isto é, quando a usina entrar em operação comercial.

No caso da UHE Couto Magalhães, o pedido foi para extinção da concessão e da exigência de pagamento do UBP, por ocorrência de fato do príncipe que teria inviabilizado a exploração do potencial hidráulico (equilíbrio econômico-financeiro afetado por exigências ambientais)¹⁰⁰.

Em sua análise, a Diretoria da ANEEL considerou, entre outros aspectos, que os leilões anteriores a 2004 eram efetuados sem a LP e que o prazo da concessão poderia ser contado a partir da emissão da LP pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama, bem como que a redução ou não pagamento da UBP, pleiteada pelos empreendedores, não estaria no âmbito das competências da ANEEL, que não poderia autorizar ou recomendar que o Tesouro dispusesse de recursos previstos desde o leilão.

Desta forma, a matéria atualmente se encontra sob análise do MME e do Ministério da Fazenda (MF) – Secretaria do Tesouro Nacional. Além disso, oito das usinas que discutem a exigência do UBP obtiveram liminar em julho de 2012 para a suspensão do pagamento: Santa Isabel, Murta, Pai Querê, São João, Cachoeirinha, Itaocara, Couto Magalhães e Olho d'Água.

Em dezembro de 2012, na redação final da MP 579/2012 (Projeto de Lei de Conversão nº 30/2012), foi incluído o artigo 31, vetado pela Presidente da República, que permitia o recálculo do UBP ou a devolução das concessões para a União, nos casos em que as obras ainda não tivessem sido iniciadas em razão de atos ou fatos alheios à gestão das empresas.

Como razões para o veto desse artigo 31, a Presidente considerou que, apesar do mérito da proposta, garantia-se “direito ao reequilíbrio econômico-financeiro de forma genérica a todas as concessionárias de geração que se enquadrarem no dispositivo”, além do que os termos propostos para o reequilíbrio violariam os princípios da isonomia e da modicidade tarifária.

Desta forma, apesar da tentativa de resolução na conversão da MP 579, a questão do UBP de hidrelétricas antigas continua sem definição, haja vista sua discussão no campo administrativo (MME e MF) e no Judiciário, no qual duas teses são debatidas. De forma sumariada, discute-se: (a) pelo lado dos empreendedores, que se não houve o uso do bem público (as usinas não

¹⁰⁰ Segundo a ANEEL, as alterações exigidas pelo Ibama para a emissão da licença ambiental para a UHE provocariam redução de 39% na potência instalada, que passaria de 120 MW para 73 MW. Uma das condições impostas pelo Ibama era a realização de estudos de impacto ambiental de toda a bacia do rio Araguaia, com alterações nas características originais do projeto, que faria com que o valor pago pelo UBP ficasse em R\$ 70,00/MWh, próximo ao preço da energia negociada pela UHE Jirau, no Rio Madeira, por exemplo.

estão prontas), a cobrança do UBP seria ilegítima; (b) pela Advocacia-Geral da União e pela ANEEL, que parece juridicamente impossível não se cobrar o UBP sem dispositivo legal autorizativo, o que poderia causar a perda anual de mais de R\$166 milhões aos cofres públicos, montante destinado à prestação de serviços públicos. A Lei de Responsabilidade Fiscal também impediria que o Tesouro dispensasse o recebimento dessa receita.

4.6.3 ATRASO NO INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS

De acordo com diversos atos de outorga para a geração de energia elétrica, a concessionária assume "todo e quaisquer ônus e responsabilidades pelos eventuais atrasos" na entrada em operação das unidades geradoras, ressalvados os provocados por atos do poder público e os decorrentes de casos fortuitos ou de força maior e a descoberta de materiais e objetos estranhos à obra, de interesse geológico ou arqueológico.

Uma questão relevante analisada pela ANEEL é se o empreendedor foi diligente ao agir e cumprir suas obrigações para atender adequadamente o cronograma de implantação do empreendimento e o início do suprimento da energia elétrica, no caso de contratos do ACR.

O gerador do ACR também tem a obrigação de firmar contratos de compra ("contratos de substituição") para recomposição de lastro para a venda de seus CCEARs originais, sem prejuízo das penalidades aplicáveis, no caso de atraso na entrada em operação comercial de usinas e indisponibilidade de geração (arts. 5º a 8º do Decreto nº 5.163/2004).

Há discussões quanto à responsabilidade do poder público no atraso de entrada em operação comercial de empreendimentos de geração. No caso da UHE Mauá, a ANEEL reconheceu excludentes de responsabilidade e aprovou a alteração do cronograma de sua implantação, em razão do atraso ter decorrido de ato do poder público no processo de licenciamento ambiental e por decisões judiciais que paralisaram as obras (Despacho nº 1.611, de 17.04.2012).

No debate da matéria, a Diretoria da ANEEL considerou que, do ponto de vista de aversão ao risco, o consumidor não estaria integralmente protegido se a responsabilidade fosse sempre do empreendedor, pois esse repassaria o risco para o preço de venda da energia. Por isso, apesar de o empreendedor possuir responsabilidade pela obtenção de licenças, deve-se ponderar caso a caso os elementos atinentes ao processo, como a demora demasiada do órgão ambiental.

A ANEEL também revogou diversas autorizações de geração de empresas cujas usinas participantes dos Leilões A-3 e A-5 de 2008 não entraram em operação comercial em 2011 e 2013, respectivamente. Além da revogação, a ANEEL determinou a execução da garantia de fiel cumprimento aportada pelas empresas - até 5% ou 10% do valor do investimento.

Quando se tratar de empreendimentos vinculados a CCEARs, no ACR, os geradores ainda ficam obrigados ao pagamento de multa contratual às distribuidoras, decorrente da resolução dos CCEARs, limitada a um ano de faturamento, conforme cláusula dos respectivos contratos.

4.6.4 REVOGAÇÃO AMIGÁVEL DE OUTORGA DE AUTORIZAÇÃO DE GERAÇÃO

Já existe previsão nos atos de outorga de que a autorizada pode pleitear a revogação amigável da autorização. Ocorre que, em geral, o empreendedor que não tem mais interesse ou condições de implantar o empreendimento demora a requerer a revogação ou a requer quando já instaurado processo punitivo pela ANEEL. Além disso, em geral requer a devolução não onerosa da outorga, com excludente de responsabilidade e isenção da execução da garantia de fiel cumprimento, o que não tem sido admitido pela ANEEL em alguns casos concretos.

Em 2012, a ANEEL regulou a matéria relativa à revogação amigável de outorga de autorização de geração de energia elétrica vinculada a contratos no ACR, os CCEARs, sendo que, pela REN nº 508, de 04.09.2012 foi prevista a possibilidade de sua rescisão amigável.

Por isso, o empreendedor deve analisar as condições de implantação do empreendimento e seu interesse na continuidade do investimento para que, eventualmente, possa exercer no momento oportuno o direito de pleitear a revogação amigável da autorização sem que lhe seja imputado ônus, como a execução da garantia de fiel cumprimento (5 a 10% do valor do investimento).

4.6.5 MUDANÇA DE COMBUSTÍVEL E DA LOCALIZAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS

Em março de 2011 foi permitida a mudança de combustível de usinas termelétricas, inclusive das que possuíam CCEARs, observadas as seguintes condições: (a) não haja redução da garantia física; (b) sejam preservados os critérios objetivos de seleção dos vencedores dos

leilões de energia elétrica; e (c) não haja prejuízo aos consumidores (mudança da Lei nº 10.848/2004, com a introdução do art. 21-C, via Lei nº 12.385, de 03.03.2011).

Essa foi uma forma de buscar preservar a contratação feita nos leilões e a inserção de empreendimentos na matriz elétrica. Em julho de 2011, foi definido que, além das condições já dispostas na Lei, o MME poderá autorizar a mudança de combustível de termelétricas que tenham firmado CCEARs, desde que (Decreto nº 7.523, de 08.07.2011, art. 2º):

- (a) não seja aumentado o preço unitário da energia elétrica, no caso de CCEARs por quantidade e, no caso de CCEARs por disponibilidade, não sejam majorados a receita fixa e o Custo Variável Unitário - CVU;
- (b) os montantes contratados de energia e de potência associada não sejam alterados;
- (c) a declaração de inflexibilidade e as modalidades de despacho da usina, definidas contratualmente, não sejam alteradas.

Também foi previsto que o MME poderá conceder a ampliação de capacidade instalada da usina termelétrica e o reagrupamento ou exclusão de usinas relacionadas em CCEARs de um mesmo leilão, sendo que a receita fixa resultante da ampliação ou do reagrupamento de usinas não poderá superar o somatório das receitas fixas das usinas reagrupadas ou excluídas. O MME também poderá estabelecer valores máximos, diferenciados por fonte energética, para o novo CVU a ser adotado, utilizando como base os resultados dos leilões realizados.

Em dezembro de 2011, o MME estabeleceu novas diretrizes sobre essa questão e definiu que também poderá autorizar alterações de características técnicas de usinas, como: (a) potência outorgada unitária das unidades geradoras; (b) localização do empreendimento; e (c) ponto de conexão à rede de transmissão ou de distribuição (Portaria MME nº 649, de 13.12.2011).

Como a alteração dessas condições poderia representar uma ofensa à Lei de Licitações (após o leilão houve mudanças que poderiam favorecer outros participantes), o MME buscou preservar os critérios objetivos iniciais de seleção, ao estabelecer: (a) exigências que impedem o aumento dos preços e a alteração dos montantes contratados; (b) que não poderá haver violação de condição ou restrição estabelecida pelo MME ou no edital do leilão, que impediria a habilitação técnica do projeto para esse leilão. Também não se admitirá a mudança de combustível em desacordo com a política energética nacional e que implique ampliação da emissão de gases de efeito estufa/MWh.

Apesar dessa possibilidade que pode beneficiar o gerador, também foi definido que os empreendedores não se eximem das obrigações e penalidades decorrentes do CCEAR e do ato de outorga. Ou seja, o momento de pleitear eventual mudança de combustível, logicamente, deve ser anterior à eventual aplicação de penalidades, sob pena de o gerador se sujeitar ao seu pagamento, pois não pode se beneficiar dessa estratégia para o afastamento de obrigações.

4.6.6 ATRASO NA IMPLANTAÇÃO DAS ICGS E RECEITA DE GERADORES

Em junho de 2012, a Diretoria da ANEEL tratou da situação de usinas geradoras aptas a entrar em operação comercial, mas prejudicadas pelo atraso de Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICGs.

A ANEEL aprovou os procedimentos para que usinas nessas condições recebam a certificação de que se encontram aptas a entrar em operação, fazendo jus às receitas contratadas (Despacho nº 2.117, de 26.06.2012).

Esse tratamento alcançou usinas vendedoras no 2º Leilão para contratação de energia de reserva, em especial usinas eólicas, realizado em 2009, que fazem jus ao recebimento da respectiva receita fixa de acordo com o CER.

Além disso, foi autorizado pela Diretoria da ANEEL o ajuizamento de demanda judicial com vistas a reparar a lesão sofrida pelos consumidores (que pagam encargos de energia de reserva) pelo atraso da entrada em operação comercial das ICGs de responsabilidade da CHESF (valores montavam a mais de R\$ 370 milhões, referidos a abril de 2012) e da Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG, bem como pelo atraso de outras instalações de transmissão que vierem a ser identificadas pelas áreas técnicas da ANEEL (Despacho ANEEL nº 2.903, de 18.09.2012).

Esse é mais um fator de risco a ser analisado. Apesar da previsão específica constante do Subcláusula 5.12 do CER, quanto ao direito de recebimento no caso de atraso nas instalações de distribuição ou transmissão, o gerador deve cumprir adequadamente os requisitos constantes do Despacho ANEEL nº 2.117/2012 e obter a devida certificação para que faça jus à receita contratada enquanto as ICGs não estiverem aptas a escoar a energia gerada.

4.7 CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Todos os contratos firmados merecem atenção especial, em razão de suas amplas disposições, que implicam riscos, desafios de gestão e definição de estratégias, exigindo atento acompanhamento, principalmente pelas novas exigências regulatórias que podem alcançá-los. Nesse item, serão abordadas algumas disposições relacionadas a esses contratos.

▪ CONTRATOS DO ACR

Os vencedores dos leilões de “energia nova” ou de “energia existente” ficam obrigados a firmar contratos – CCEARs com todas as distribuidoras compradoras, na proporção das demandas declaradas por cada qual ao MME e os montantes negociados nos leilões. Os CCEARs podem ser nas modalidades por quantidade ou disponibilidade de energia elétrica.

No CCEAR por quantidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos geradores, existindo mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

No CCEAR, na modalidade por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelas distribuidoras, e eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas, serão repassadas ao consumidor final, conforme definido pela ANEEL.

✓ O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD

No caso dos CCEARs de energia de empreendimentos existentes, há a possibilidade de redução de montantes de energia elétrica contratados. Essa redução representa uma obrigação a ser acatada pelos geradores caso haja o exercício do direito de redução pelas distribuidoras, a seu critério exclusivo, observadas as condições do art. 29 do Decreto nº 5.163/2004.

Antes da redução de montantes dos CCEARs deve ocorrer o processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD entre as distribuidoras com sobras ou déficits de energia, sendo reduzidas dos CCEARs apenas as quantidades remanescentes não compensadas. O processamento do MCSD é de atribuição da CCEE.

As condições para eventual redução de montantes dos CCEARs são: (a) exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; (b) outras variações de mercado - em cada ano poderá haver redução de até 4% do montante inicial contratado; e (c) acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16.03.2004, observado o art. 21 da Lei 10.848/2004.

A partir de 2006, foi estabelecido o chamado MCSD Itaipu (REN nº 218/2006), pelo qual, após a definição das cotas-parte anuais referentes à aquisição compulsória da energia de Itaipu pelas distribuidoras, poderão ser compensadas as respectivas variações de mercado. A partir de 2009 foi instituído o “MCSD Contratação Escalonada” (REN 380, de 24.11.2009), destinado a compensar sobras de energia elétrica dos CCEARs de energia existente em razão da compulsoriedade da absorção da energia elétrica de novos empreendimentos estruturantes, cujas unidades entram em operação comercial de forma escalonada (ex. UHE Santo Antônio).

Existem duas outras maneiras de compensar sobras e déficits que, porém, não implicam redução de montantes dos CCEARs: (a) MCSD trocas-livres (distribuidoras com sobras que desejam liberá-las para outras distribuidoras); e (b) MCSD ex-post anual, para fins de alívio de penalidades de eventuais distribuidoras que apresentem déficits de contratação.

Por meio do MCSD, as distribuidoras têm a possibilidade de ajustar o seu nível de contratação de modo a evitar a subcontratação e penalidades por insuficiência de cobertura de consumo, bem como a sobrecontratação e limitação a 103% para fins de repasse tarifário.

✓ Preços de venda da energia nos CCEARs e índices de reajuste

Nos CCEARs por quantidade o gerador recebe um valor fixo pela energia vendida e nos CCEARs por disponibilidade o gerador recebe uma receita fixa e uma parcela variável, o Custo Variável Unitário – CVU, conforme o combustível adotado (óleo diesel, carvão etc.).

A receita fixa, paga para que a usina fique disponível ao SIN ou gerando a inflexibilidade declarada, deve ser suficiente para cobrir a remuneração do investimento, custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão, fixos de operação e manutenção, do consumo de combustível associado à declaração de inflexibilidade, de seguros, garantias e compromissos financeiros, além de tributos e encargos. Para reajuste dos preços de venda, as regras são:

- (a) CCEARs por quantidade: é adotado o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, divulgado pelo IBGE, para reajuste anual dos preços de venda desde o 1º leilão de energia existente (2004) e o 1º leilão de energia nova (2005);
- (b) CCEARs por disponibilidade decorrentes do 1º leilão de energia nova (2005): foi adotado o IPCA para reajuste da receita fixa, sendo o CVU reajustado conforme indicador atrelado ao respectivo combustível, de acordo com a tabela Platts;
- (c) CCEARs por disponibilidade firmados a partir do 2º leilão de energia nova (2006): foi utilizado o IPCA para a componente O&M da receita fixa; e para a componente combustível vinculado à inflexibilidade da usina e o CVU foi utilizado o indicador relativo ao respectivo combustível, conforme a tabela Platts.

Discute-se no Brasil a desindexação de contratos de longo prazo do setor elétrico, com o objetivo de reduzir a chamada “inércia inflacionária”, em razão dos índices automáticos de reajuste. Também se discute as desvantagens dessa medida, pois, caso não houvesse indexação, os agentes seriam forçados a assumir o risco da inflação no estabelecimento dos custos, como apontado no White Paper 9 - "Indexação de Contratos do Setor Elétrico e Inflação" - Instituto Acende Brasil¹⁰¹. Além do risco para o gerador, na projeção de inflação em contratos de 15 ou 30 anos, deve-se observar que há o risco para o consumidor, caso a previsão se revelasse exagerada. Como conclusão no citado estudo, entende-se que (pág. 25):

“A desindexação do setor elétrico distorceria a coordenação do planejamento do setor e elevaria seus custos. A otimização da expansão do setor depende de compromissos firmados levando em conta os custos e benefícios de empreendimentos ao longo de todo ciclo de vida do empreendimento. Se os agentes tiverem que assumir o risco inflacionário, essas decisões intertemporais inevitavelmente acabariam sendo contaminadas pelas expectativas divergentes quanto à inflação futura. O elevado risco também reduziria o peso atribuído pelos agentes aos compromissos do futuro mais longínquo, o que distorceria a tomada de decisões. Além disso, os agentes demandariam um prêmio de risco maior para assumir esse risco de origem alheia.”

Não obstante esses debates, verifica-se que, nos últimos editais de leilões divulgados pela ANEEL, permanecem as mesmas regras para reajuste de preços dos CCEARs indicados neste item, não constando da agenda regulatória do MME ou da ANEEL discussão nesse sentido.

✓ CCEARs de energia nova, atraso de operação comercial ou indisponibilidade

Quanto aos CCEARs de “energia nova”, devem ser adotadas práticas de gerenciamento de riscos quanto aos cumprimentos dos prazos e obrigações pelos geradores, em especial quanto ao cronograma de implantação do empreendimento e recebimento das receitas contratadas.

¹⁰¹ White Paper Instituto Acende Brasil, edição nº 9, novembro de 2012, disponível em www.acendebrasil.com.br, Estudos, acesso em 24.01.2013.

O gerador tem a obrigação de firmar contrato de compra para fins de recomposição de lastro (“contrato de substituição”) para garantir seus CCEARs originais, no caso de atraso na operação comercial ou indisponibilidade de unidades geradoras, sem prejuízo da aplicação de penalidades. No caso de o contrato de substituição possuir valor inferior ao dos CCEARs, as reduções de custos são repassadas às tarifas dos consumidores. No caso de o valor ser maior, os riscos são assumidos pelo respectivo gerador (arts. 5º a 8º do Decreto nº 5.163/2004).

A matéria foi regulada pela ANEEL em 2005 - REN nº 165, de 19.09.2005, que em seu art. 3º define os valores de repasse para o consumidor final no caso do atraso de operação comercial de usina e insuficiência de lastro do vendedor. Assim, qualquer que seja o custo incorrido pelo gerador nos “contratos de substituição”, só será considerado o menor valor entre:

- (a) o valor da energia do contrato de compra;
- (b) o custo variável de geração ou disponibilização da energia, em caso de empreendimento termelétrico;
- (c) o PLD, acrescido de 10% (dez por cento); ou
- (d) o preço da energia no CCEAR ou contrato de compra original (registrados em data anterior a 16.03.2004), limitado ao seguinte: a) para atraso de até três meses: 90%; b) para atraso superior a três e de até seis meses: 85%; c) para atraso superior a seis e de até nove meses: 80%; d) para atraso superior a nove e de até doze meses: 70%; ou e) para atraso superior a doze meses: 50%.

Desde 2010, a ANEEL tem discutido aprimoramento da REN 165/2005 (Audiência Pública 041/2010), de forma a compatibilizá-la aos CCEARs disponibilidade, modalidade contratual surgida ao final de 2005, e às características de geração sazonal das usinas termelétricas a biomassa, com CVU nulo, ambas as situações ocorridas após a edição do normativo de 2005.

✓ Suspensão de registro de CCEARs de “energia nova” – REN nº 437/2011

Ao final de 2010 e início de 2011 houve grande discussão a respeito de usinas termelétricas em atraso (vencedores do Leilão A-3, de 2008, suprimento a partir de janeiro de 2011) e a inadimplência causada no MCP, tendo em vista que alguns titulares dessas usinas não registraram “contratos de substituição” da energia não gerada e ficaram expostos no mercado.

A ANEEL disciplinou a matéria e determinou que, a partir da contabilização das operações de abril de 2011, a CCEE suspendesse o registro de CCEARs de usinas em atraso na operação comercial, quando houvesse ausência de registro de “contratos de substituição”, o não aporte

de garantias financeiras por dois períodos consecutivos, ou o não pagamento integral dos débitos em uma única liquidação financeira do MCP (REN nº 437, de 25 de maio de 2011).

Em dezembro de 2012 a REN nº 437/2011 foi adequada pela REN nº 531, determinando-se a suspensão de registro de CCEARs na CCEE caso o gerador não aporte garantias financeiras.

A partir da suspensão do registro de CCEARs, a distribuidora signatária do respectivo contrato assumirá, a cada processo de contabilização, a exposição financeira no curto prazo. Essa exposição será considerada, para fins tarifários, como involuntária, caso a distribuidora acione a cláusula de resolução contratual, ou como voluntária, caso a distribuidora opte por manter o CCEAR. Nesse último caso, a distribuidora tornar-se-á credora do agente vendedor, no valor correspondente à exposição financeira a ela atribuída, na liquidação do curto prazo.

Ainda foi definido que, se não houver resolução do CCEAR, o seu registro poderá ser retomado caso (a) o vendedor promova o equacionamento dos débitos relacionados à exposição financeira assumida pelas distribuidoras no período em que esses contratos não foram contabilizados e (b) retome a condição de agente adimplente no âmbito da CCEE.

Esse é um risco que deve ser bem avaliado pelo empreendedor, pois, além das penalidades que podem ser impostas pela ANEEL no caso de atraso na operação comercial da usina, inclusive com a revogação da autorização e a execução da garantia de fiel cumprimento, pode ocorrer a suspensão do registro de seu contrato na CCEE e a conseqüente resolução contratual por parte das distribuidoras. Ou seja, o ativo representado pela garantia de recebíveis de longo prazo dos CCEARs pode deixar de existir com a resolução dos contratos.

Além disso, em razão da resolução do CCEAR, o empreendedor fica sujeito ao pagamento de multa contratual às distribuidoras, equivalente a até um ano de receita dos CCEARs.

✓ Acordos bilaterais para suspensão de CCEARs de leilões de “energia nova”

Em setembro de 2012, após amplo debate, a ANEEL disciplinou a questão sobre aprovação de acordos bilaterais entre geradoras e distribuidoras, para a suspensão de CCEARs de leilões de novos empreendimentos (REN nº 508, de 04.09.2012). Em linhas gerais, definiu-se que:

- (a) todo acordo bilateral atinente a CCEAR de energia nova deverá ser submetido à prévia aprovação da ANEEL, sendo formalizado por termo aditivo ao CCEAR;
- (b) as disposições do termo aditivo deverão ser refletidas na contabilização das operações do MCP no cálculo do repasse tarifário;
- (c) serão observados os princípios de garantia de suprimento de energia elétrica no SIN e de modicidade tarifária;
- (d) o acordo não poderá produzir efeitos negativos relevantes na disponibilidade de garantia física do SIN e na operação eletroenergética do ONS;
- (e) a distribuidora poderá firmar as seguintes modalidades de aditivos contratuais para adequar os níveis de cobertura contratual às necessidades dos consumidores cativos: postergação ou suspensão temporária do suprimento, redução temporária ou permanente de energia contratada; rescisão contratual amigável; e transferência direta, temporária ou permanente, de posição contratual para outra distribuidora;
- (f) a aprovação de acordos sobre suspensão temporária e rescisão amigável será precedida de consulta ao CMSE e ONS, sobre impactos da operação para o SIN;
- (g) o acordo de postergação do início do suprimento poderá ser firmado por gerador cuja usina não se encontre em operação comercial em razão do atraso da operação comercial das instalações de transmissão ou distribuição;
- (h) o acordo de redução temporária ou permanente poderá ser celebrado por gerador que se enquadre, de forma cumulativa, nos seguintes requisitos: usina em operação comercial; e necessidade de recomposição de lastro em virtude de o valor apurado de garantia física ser inferior ao montante de energia contratada;
- (i) a rescisão amigável poderá ser pactuada somente por agente vendedor cuja usina não esteja em operação comercial, considerado o estágio de desenvolvimento das obras, vedado acordo que envolva usinas prestes a entrar em operação comercial.;
- (j) a repercussão no cálculo tarifário do acordo bilateral se dará mediante repasse do custo de sobrecontratação das distribuidoras, estabelecido na REN nº 255/2007, visando ao compartilhamento de ganhos com o consumidor.

Em janeiro de 2013, a ANEEL aprovou acordo pleiteado pelas empresas do Grupo Bertin, objeto da AP 81/2011 e depois adequado aos termos da REN nº 508/2012, mas somente com quatro distribuidoras do Grupo Rede (Bragantina, Celtins, Cemat e Companhia Nacional), em razão da desistência das demais distribuidoras (Despacho ANEEL nº 214/2013).

▪ CONTRATOS DO ACL

No ACL as relações comerciais são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais. No entanto, há determinação para que os contratos contenham os requisitos básicos previstos no art. 47 do Decreto nº 5.163/2004 - prazos e montantes - e no art. 4º da Convenção de Comercialização - montantes de energia e de potência, prazos, preços e garantias financeiras.

Além disso, na negociação devem ser observadas questões como a efetiva existência do lastro para a venda, variabilidade da contratação global (mensal e anualmente), riscos de exposição e gestão contratual, aliadas a outras de natureza técnica, como a aplicação das Regras e

Procedimentos de Comercialização (ex.: comprador representado na CCEE por vendedor) e a eventual ausência de lastro, exposição ao PLD, a aplicação de penalidades etc.

Em suma, entende-se que deve ser dada especial atenção à definição de cláusulas contratuais, tais como: prazo do suprimento; carga contratada e flexibilidade; preferência na venda de excedentes; preços e reajustes; garantias financeiras; faturamento e pagamento; renovação; cláusulas de saída e eventual retorno para o mercado cativo (para consumidores livres); solução de controvérsias; registro de contratos e representação na CCEE.

A definição desses aspectos negociais e contratuais é de grande relevância, pois eles podem influenciar a não efetivação do registro do contrato na CCEE (vide item 4.4.4), a existência de exposições financeiras no curto prazo e/ou conflitos entre os agentes, com repercussões diversas, inclusive sobre outros agentes, como no caso de discussões judiciais ou arbitrais.

Por isso, diferentemente do ACR, em que a maior parte dos riscos é assumida pelas distribuidoras compradoras e repassada para os consumidores finais (cativos), no ACL as partes devem definir suas estratégias de modo a minimizar eventuais riscos e exposições.

Para os geradores públicos, que atuam no ACL conforme o art. 54 do Decreto nº 5.163/2004, a cobertura de riscos pode ser tratada nos contratos decorrentes das licitações para a compra e venda de energia, tendo em vista que a eles se aplicam a Lei de Licitações (vide item 3.3.2).

Os geradores privados e comercializadores, além da gestão de riscos efetuada previamente, quando resolverem efetuar negociação em leilões do ACL, por exemplo, podem definir em seus contratos, previamente, as disposições que visem ao resguardo de suas posições, observando sempre o necessário lastro para a venda de energia elétrica e potência.

✓ Contratação de energia elétrica por consumidor livre e especial

A venda de energia elétrica, ampliada a partir de 1995, com a Lei de Concessões e as figuras do produtor independente e do consumidor livre, representou um reforço à livre competição. Para o gerador, a possibilidade de venda para o consumidor livre ou especial pode ser positiva a longo prazo, tendo em vista que o retorno do consumidor ao ACR depende, por exemplo, da formalização do pedido de retorno à distribuidora, no prazo de cinco anos de antecedência

(art. 52 do Decreto nº 5.163/2004). Esse prazo era de seis meses, mas foi equiparado ao prazo aplicável para consumidor livre (5 anos), pela Lei nº 12.783/2012 (conversão da MP 579/12).

O gerador também deve observar que os consumidores livres e especiais poderão efetuar a cessão de montantes de energia elétrica e de potência de contratos registrados na CCEE, conforme a prerrogativa prevista no art. 26 da Lei nº 12.783/2013 (conversão da MP 579), o que ainda depende de fixação de diretrizes e condições pelo MME e pela ANEEL.

▪ **CONTRATOS DE ENERGIA DE RESERVA**

O Contrato de Energia de Reserva – CER, apesar de garantir o recebimento da receita definida por parte do gerador vencedor do respectivo leilão e de possibilitar mecanismos de mitigação da falta de geração (via cessão de energia de reserva), possui disposições severas para o atraso na entrada em operação de usinas ou indisponibilidade de geração.

O gerador é o responsável pela implantação, operação e manutenção da usina e pela entrega da energia contratada, fazendo jus ao recebimento da receita de venda para cada ano de suprimento. Os riscos financeiros associados à diferença entre a energia gerada e a energia contratada, quando ocorrerem desvios negativos de geração, serão assumidos pelo gerador.

Para mitigar riscos relacionados à incerteza de produção de energia eólica, por exemplo, foi criada a “Conta de Energia”, que compreende a contabilização das diferenças (desvios) entre os montantes de energia gerada e de energia contratada, a qual é apurada conforme as regras constantes do CER, as diretrizes estabelecidas para o respectivo leilão e as Regras e Procedimentos de Comercialização aplicáveis¹⁰².

Eventual desvio negativo de geração pode estar atrelado a: (a) ocorrência de ventos em intensidade inferior ao considerado em estudos da fase de projeto; (a) entrada em operação comercial da usina em data posterior à definida; e/ou (c) indisponibilidade de aerogeradores em nível superior aos índices de desempenho de referência.

¹⁰² CER do Leilão nº 03/2009, início de suprimento a partir de 2012, www.aneel.gov.br, acesso em 28.11.2012.

4.8 ASPECTOS AMBIENTAIS E SOCIAIS

Nos últimos anos, a discussão sobre o que se denomina “desenvolvimento sustentável” passou a exigir uma maneira diferenciada de se analisar a questão energética e suas várias fontes de geração e respectivos impactos sobre a natureza e a sociedade, de modo geral.

Esse tema deve ser observado de maneira especial pelos geradores de energia elétrica e, apesar de se encontrar neste capítulo relacionado a "Riscos", talvez não o seja propriamente, pois representa uma conjugação de fatores relativos à evolução da própria sociedade e seus valores, que pode impor limitadores a determinadas atividades, como é o caso.

Na década de 1990, Goldemberg (1998) chamava a atenção para a influência da energia sobre o meio ambiente, tema cuja discussão se ampliou intensamente nos últimos anos:

“A maior parte dos problemas ambientais que discutimos até aqui apontam diretamente para a energia como a fonte dos problemas: poluição do ar (urbana e em ambientes fechados), chuva ácida e aquecimento por ‘efeito estufa’, que se originam na queima de combustíveis fósseis (ou da biomassa) seja para cozinhar, para gerar eletricidade ou para o transporte.”¹⁰³.

Nesse cenário, em que a energia elétrica como que se tornou a “maior vilã”, várias formas de proteção ao meio ambiente passaram a ser introduzidas sistematicamente para se permitir a realização dessa atividade. Foram incorporadas diversas obrigações aos geradores, ampliando-se as inter-relações com o meio ambiente biótico, físico e humano.

Também se ampliou a discussão sobre o papel do Estado, de um lado como guardião do meio ambiente para as atuais e futuras gerações e, de outro lado, como indutor de uma política de desenvolvimento econômico e social, ainda que, muitas vezes, algumas obrigações impostas aos particulares decorram da própria omissão do Estado, sob os níveis federal, estadual e municipal, como no caso de assunção de compromisso de instalação de escolas públicas.

Neste capítulo são abordados aspectos ambientais e sociais relacionados à geração de energia elétrica, com base na legislação e regulação existentes e em discussões de alguns casos concretos ocorridos nos últimos anos.

¹⁰³ GOLDEMBERG, José. Energia. Meio Ambiente & Desenvolvimento. São Paulo: Edusp, 1998, pág. 95.

4.8.1 NOVO CÓDIGO FLORESTAL

Para as atividades de geração de energia elétrica, também é essencial a observação do novo Código Florestal, aprovado após intenso debate legislativo. Aliás, a sanção da lei foi acompanhada de descontentamentos de diversas partes, como exemplificaram a campanha “Veta Dilma”, que se transformou numa espécie de “mantra ambientalista”¹⁰⁴, e a propositura, no Supremo Tribunal Federal, de Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI pelo Partido Socialismo e Liberdade (PSOL)¹⁰⁵, questionando diversos artigos da lei.

O Código Florestal - Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012, estabelece “normas gerais com o fundamento central da proteção e uso sustentável das florestas e demais formas de vegetação nativa em harmonia com a promoção do desenvolvimento econômico”, atendidos inúmeros princípios dispostos na Lei. Na mesma data da publicação da Lei foi publicada a Medida Provisória nº 571, posteriormente convertida na Lei nº 12.727, de 17 de outubro de 2012.

Entre as disposições aplicáveis de forma objetiva à geração de energia elétrica, destacam-se as relativas à necessidade de observação das áreas de preservação permanente (APP), reserva legal, uso alternativo do solo, manejo sustentável, utilidade pública e interesse social.

Na implantação de reservatório d’água artificial destinado à geração de energia ou abastecimento público, por exemplo, é obrigatória a aquisição, desapropriação ou instituição de servidão administrativa pelo empreendedor das APPs criadas em seu entorno, conforme estabelecido no licenciamento ambiental, no âmbito do qual deve ser elaborado Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório, conforme condições definidas. Observe-se que as obrigações legais têm natureza real e são transmitidas ao sucessor, de qualquer natureza, no caso de transferência de domínio ou posse do imóvel rural.

Com a regulamentação do Código Florestal, os impactos desses aspectos para o setor elétrico devem ser sentidos de maneira mais intensa, como reconheceram alguns especialistas¹⁰⁶, o que deve merecer análise mais aprofundada sobre o tema, o que, inclusive, pode influenciar os demais aspectos abordados a seguir, neste item.

¹⁰⁴ Brasil Econômico, “O perigo por trás da campanha ‘Veta Dilma’”, 28.05.2012, Ricardo Galuppo, disponível em www.brasileconomico.ig.com.br/noticias, acesso em 22.12.2012.

¹⁰⁵ ADI nº 4937, disponível em www.stf.jus.br/portal/processo/verAndamento, acesso em 22.04.2013.

¹⁰⁶ Revista Brasil Energia nº 384, novembro 2012, p. 16-19, Rio de Janeiro, RJ.

4.8.2 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Para os novos empreendimentos de geração, as licenças ambientais prévias (LP) podem ser obtidas diretamente pelos empreendedores ou, no caso de leilões de energia elétrica, pela EPE, responsável pela obtenção da licença prévia e da declaração de disponibilidade hídrica para licitações de empreendimentos hidrelétricos e de transmissão. A obtenção das licenças de instalação (LI) e de operação (LO) é de obrigação dos próprios geradores.

Para os leilões de “energia nova”, a EPE obtém a LP e elabora os “Estudos para Licitação da Expansão”, nos quais indica os principais aspectos socioambientais identificados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e RIMA e os programas propostos para adoção. Nesses estudos da EPE também consta a respectiva avaliação técnica e orçamentária do aproveitamento, do que resulta o cálculo do preço de referência da energia a ser gerada, cobrindo os aspectos de natureza financeira, de financiamento, tributos e encargos e despesas operacionais.

Assim, o agente (isoladamente ou em consórcio) participa dos leilões com o conhecimento inicial dos aspectos ambientais mais relevantes para a decisão de investimento na geração.

Nas licenças ambientais podem constar inúmeras condicionantes e obrigações a serem cumpridas pelo empreendedor, como no caso da UHE de Belo Monte¹⁰⁷:

- Na LP 342/2010, concedida pela Ibama em fevereiro de 2010, constaram 40 condicionantes, abrangendo questões sobre qualidade da água, fauna, saneamento básico, população atingida, compensações sociais e recuperação de áreas já degradadas, entre outras. Após a LI nº 770/2011 (para a construção dos canteiros pioneiros, em janeiro de 2011), foi emitida a LI nº 795/2011 (junho de 2011), sobre a qual o IBAMA declarou que, após robusta análise técnica, houve a incorporação de ganhos socioambientais, como a garantia de vazões na Volta Grande Xingu suficientes para a manutenção dos ecossistemas e dos modos de vida das populações ribeirinhas. Entre várias ações em saúde, educação e saneamento, definidas entre o empreendedor, prefeituras e governo do Pará, foi firmado um termo de cooperação técnico-financeira no valor de R\$ 100 milhões a serem aplicados no fortalecimento da segurança pública para atender o potencial aumento da população. Também será implantado 100% de saneamento básico em Altamira e Vitória do Xingu (água, esgoto, drenagem urbana e resíduos sólidos).

¹⁰⁷ Disponíveis em www.ibama.gov.br, acesso em 22.11.2012.

Em um caso concreto da UHE Itaocara, a ANEEL resolveu questão relativa à concessão decorrente de exigência ambiental à implantação do empreendimento. Em setembro de 2011, à vista de restrições ambientais pelo Ibama, posteriores à outorga da concessão (2001), a ANEEL acolheu o pleito da UHE Itaocara para alteração do projeto original e restrição da concessão ao trecho denominado de Itaocara I, com 145 MW de potência, ao invés dos iniciais 195 MW (Despacho nº 3.634, de 06.09.2011). O trecho remanescente, de 50 MW de potência, ficou disponível para realização de estudo de inventário a qualquer interessado.

Durante a exploração do empreendimento de geração de energia elétrica, inúmeros devem ser os cuidados adotados pelo gerador, observando-se as disposições da LO e a legislação aplicável, em especial a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, que dispõe sobre sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente.

No contrato de concessão de geração hidrelétrica, relativo ao Leilão A-5 de 2012, por exemplo, é definido que, quando do uso de áreas marginais aos reservatórios, fiquem claramente fixadas as condições de operação e segurança da UHE e as restrições a serem observadas, especialmente as relativas: (a) ao cumprimento da legislação pertinente, quanto à proteção do meio ambiente, uso de recursos hídricos, direitos de mineração e Código Florestal; e (b) à instalação de edificações permanentes ou temporárias, utilização do solo, lançamento de efluentes não tratados, aterros sanitários ou entulhos de qualquer espécie.

Em julho de 2012, no âmbito do Judiciário federal, a Advocacia Geral da União - AGU manteve multa de R\$ 2 milhões aplicada pelo Ibama por dano ambiental, caracterizado pela morte de aproximadamente 4 mil quilos de peixes durante manutenção na turbina da UHE Porto Colômbia, em Minas Gerais, em 2002. Segundo a AGU, a infração se enquadrava na Lei nº 9.605/1998, que prevê multa de R\$ 500 por unidade/quilo de peixes mortos, e foi comprovada pela Quinta Companhia da Polícia Militar Florestal e por registro fotográfico¹⁰⁸.

¹⁰⁸ Agência Canal Energia, Meio Ambiente, matéria de 06.07.2012.

4.8.3 USINAS HIDRELÉTRICAS

O equilíbrio ambiental é um termo-chave na discussão de grandes empreendimentos. Como abordado por Goldemberg (1998), as usinas hidrelétricas “não produzem quaisquer poluentes associados com combustíveis fósseis, mas interferem no meio ambiente pela construção de grandes represas, formação de lagos e interferência geral sobre os fluxos dos rios”, além de que “a realocação das populações é um problema social de magnitude em muitos casos”.

Quanto à afirmação de que as hidrelétricas não poluem, entende-se que isso é relativo, tendo em vista que há impactos ambientais na construção da barragem (queima de diesel, querosene, etc.) e no enchimento do reservatório se a área não tiver sido desmatada, como ocorreu com Balbina, que “é notória como um desastre ecológico” (ob.cit., pág. 99). Ao estimar o impacto de usinas hidrelétricas, Goldemberg aponta como um indicador usual a potência produzida por hectare de reservatório (ex.: 588 kW/hectare para Xingu e 1,1M para Balbina (p.99)).

A questão do equilíbrio ambiental sempre está na ordem do dia. No XIII Fórum Nacional de Energia e Meio Ambiente no Brasil, ocorrido em agosto de 2012, em Brasília, abordou-se o tema da busca da melhor relação entre área inundada e geração de energia elétrica que evite a ineficiência energética de grandes reservatórios, de um lado, e as sazonalidades climáticas de barramentos sem poder de acumulação de água, de outro lado, além de sua influência na redução do desmatamento e na respectiva emissão de gases de efeito estufa¹⁰⁹.

Atualmente, com as restrições ambientais, as usinas com grandes reservatórios não são mais implantadas. Mesmo os grandes projetos estruturantes (aprovados pelo Presidente da República) possuem áreas de alagamento menores - usinas a fio d'água, como Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. A própria usina Itaipu Binacional talvez não fosse construída hoje ou teria seu projeto diferenciado, em razão das várias limitações ambientais existentes.

Entende-se que as usinas a fio d'água podem mitigar impactos e evitar potenciais conflitos ambientais e sociais, tendo em vista que não dispõem de reservatórios de água ou o possuem em dimensões menores. Por outro lado, essas usinas podem trazer limitações de implantação e ampliação de custos, como verificado em algumas situações.

¹⁰⁹ Agência CanalEnergia, Planejamento e Expansão, matéria de Sueli Montenegro, 15/08/2012, disponível em www.canalenergia.com.br, acesso em 24.11.2012.

No caso da usina de Belo Monte permaneceram os conflitos ambientais e sociais, apesar de as adaptações no projeto resultarem na redução do tamanho do reservatório, diminuindo a capacidade de geração a cerca de 40% de sua capacidade total e interferindo na capacidade de regularização das vazões afluentes às suas barragens (TOLMASQUIM, 2011).

Na busca de alternativas, o Poder Público passou a discutir a implantação das usinas-plataforma, inspiradas na produção de petróleo “off shore” e que representam um novo conceito na geração de energia elétrica, pois partem do princípio de menor intervenção no meio ambiente, sendo consideradas como adequadas para áreas não antropizadas¹¹⁰.

O projeto do Complexo do Rio Tapajós tem previsão de implantação como usinas-plataforma. Nesse complexo, cinco usinas somariam 10.682 MW de capacidade instalada (quase Itaipu), segundo dados PAC-2 e Plano Decenal de Expansão da Energia 2010-2019¹¹¹.

Discute-se se, em relação a uma usina convencional, o licenciamento ambiental de usinas-plataforma seria mais simplificado, pela redução substancial do desmatamento, inexistência de vilarejos e comunidades ao redor e estradas com controle de acesso, evitando a destruição do ecossistema. Para o funcionamento da usina atuariam apenas equipes de operação e manutenção. Assim, enquanto as usinas-padrão representariam impacto ambiental, as usinas-plataforma seriam um vetor de preservação ambiental.

A solução da questão, que não é simples, exige a participação do Ministério do Meio Ambiente – MMA, do MME, da ANEEL, da ANA e da sociedade como um todo, incluídos os povos diretamente afetados, como os indígenas e demais comunidades. É uma reflexão que envolve o “pensar” do país na atualidade e o que se deseja para o futuro em termos de geração de energia elétrica, quando se trata de exploração de potenciais amazônicos.

¹¹⁰ Usinas-plataforma: novo conceito na geração de energia elétrica, disponível em www.planalto.gov.br/usinas-plataforma; Usinas-plataforma – www.elektrobras.com, www.eln.gov.br, acesso em 24.11.2012.

¹¹¹ Consultado em Programa de Aceleração da Economia PAC 2, área Energia, www.pac.gov.br, e em www.epe.gov.br, Plano Decenal, acesso em 24.11.2012.

4.8.4 A QUESTÃO INDÍGENA E TRIBAL E DEMAIS COMUNIDADES AFETADAS

Desde a década de 70, a partir da mobilização de agricultores quanto à construção de usinas hidrelétricas no Sul do país, que mais tarde influenciou a criação do movimento dos atingidos por barragens (MAB), tem ocorrido a discussão sobre os impactos sociais decorrentes dessa implantação, conforme relatado por Foschiera (2010)¹¹². Na última década, com os grandes empreendimentos hidrelétricos na região Amazônica, considerada a última fronteira de expansão da geração no Brasil, a preocupação com as questões sociais tem se ampliado.

Nesse debate são consideradas, em especial, a questão indígena, a situação das comunidades ao redor das usinas, preocupações com o patrimônio histórico-cultural e aspectos trabalhistas inerentes ao quadro de trabalhadores que atua na implantação dos empreendimentos.

A questão indígena e tribal suscita muitas reflexões, principalmente relacionadas ao direito dos povos afetados com a construção de usinas hidrelétricas na região amazônica. A discussão parte essencialmente do disposto na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, adotada em Genebra em 1989 e promulgada pelo Brasil em 2004, por meio do Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004.

Pela Convenção nº 169-OIT, os governos têm a responsabilidade de desenvolver, com a participação dos povos interessados, uma ação coordenada e sistemática com vistas a proteger os direitos desses povos e a garantir o respeito pela sua integridade, entendendo-se como:

- (a) povos indígenas: aqueles que, pelo fato de descenderem de populações que habitavam o país ou uma região geográfica pertencente ao país na época da conquista ou da colonização ou do estabelecimento das atuais fronteiras estatais e que, seja qual for sua situação jurídica, conservam todas as suas próprias instituições sociais, econômicas, culturais e políticas, ou parte delas; e
- (b) povos tribais: aqueles que possuam condições sociais, culturais e econômicas que os distingam de outros setores da coletividade nacional, e que estejam regidos, total ou parcialmente, por seus próprios costumes ou tradições ou por legislação especial (artigo 1º da Convenção).

¹¹² FOSCHIERA, Atamis Antonio, A Luta dos atingidos por barragens no Brasil: o caso dos atingidos pela UHE de Barra Grande, Anais do IV Simpósio Lutas Sociais na América Latina ISSN: 2177-9503, Londrina, 2010.

Há obrigatoriedade de garantia e preservação de todos os direitos a esses povos e da promoção da plena efetividade de seus direitos sociais, econômicos e culturais, buscando-se eliminar diferenças sócio-econômicas que possam existir com os demais membros da comunidade nacional. Devem ser adotadas medidas especiais para salvaguardar as pessoas, as instituições, os bens, as culturas e o meio ambiente dos povos interessados.

Para que tudo o que está expresso na Convenção 169-OIT seja atendido, há previsão de que os povos sejam consultados previamente, mediante procedimentos específicos, com meios que permitam a livre participação, com boa fé e de maneira apropriada às circunstâncias.

Uma das discussões mais recorrentes no Judiciário é a relativa à consulta prévia aos povos indígenas, quando do aproveitamento dos recursos hídricos em suas terras, conforme previsto no art. 231 da Constituição Federal (vide item 4.8.5). Há discussão sobre a possibilidade dessa consulta resultar até no veto, pelos indígenas, para a construção do empreendimento, não obstante já houvesse a autorização prévia do Congresso Nacional para essa implantação.

Ao mesmo tempo em que se discute a questão, a Fundação Nacional do Índio – FUNAI aponta que até hoje não existe regulação específica sobre o que é relevante interesse público e como se dará a consulta prévia aos indígenas e a participação dos povos afetados nos debates sobre o empreendimento, apesar de haver projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional desde a década de 1990 para regular a matéria¹¹³.

Por outro lado, também se discute a construção de usinas hidrelétricas como vetor de desenvolvimento local e regional. Se de um lado o empreendimento proporciona inúmeras “compensações sociais” (implantação de aparelhos públicos de saúde, educação, saneamento básico, infra-estrutura, segurança etc.), por outro lado a antropização de localidades pode ampliar conflitos e disparidades regionais. Como forma de evitar impactos sociais em regiões de hidrelétricas no Amazonas, busca-se a implantação de usinas-plataforma (vide item 4.8.3).

Aspecto relevante a ser considerado é a observação feita, em alguns estudos, sobre a melhoria do Índice de Desenvolvimento Humano – IDH em alguns municípios vinculados a usinas hidrelétricas, o que pode se justificar pelos avanços sociais relativos ao acesso à educação,

¹¹³ Agência Canal Energia, "Questão indígena se impõe ao setor", 06.12.2012, www.canalenergia.com.br.

aumento da expectativa de vida e ao crescimento da renda, como apontado por Neres (2008), ao analisar a ocupação espacial do Vale do Rio Tocantins¹¹⁴.

Em trabalho de Conde, Monteiro e Ravena (2010), sobre impactos de hidrelétricas na Amazônia, que utilizou como indicadores o IDH e o IFDM (Índice FIRJAN de Desenvolvimento Municipal), também se concluiu que a implantação de empreendimentos hidrelétricos é capaz de internalizar benefícios sociais, sendo que, de dez municípios comparados no estudo, oito apresentaram IDH inferior ao município com empreendimento hidrelétrico implantado em seu território¹¹⁵.

4.8.5 QUESTÕES TRABALHISTAS

Sob o aspecto trabalhista, discutem-se em especial as condições de trabalho na área de construção das usinas. Nas usinas localizadas na região amazônica, em que o contingente alcança milhares de trabalhadores, os efeitos podem ser amplificados em demasia.

A Convenção 169-OIT também estabelece que os governos deverão adotar, no âmbito da legislação nacional e em cooperação com os povos interessados, medidas especiais para garantir aos trabalhadores pertencentes a esses povos uma proteção eficaz em matéria de contratação e condições de emprego, na medida em que não estejam protegidas eficazmente pela legislação aplicável aos trabalhadores em geral.

Deve-se evitar qualquer discriminação entre os trabalhadores integrantes dos povos alcançados pela Convenção 169-OIT e os demais trabalhadores, resguardando-se, entre outros direitos, os seguintes:

- (a) o acesso ao emprego, inclusive aos empregos qualificados e às medidas de promoção e ascensão;
- (b) a remuneração igual por trabalho de igual valor;
- (c) a assistência médica e social, segurança e higiene no trabalho, todos os benefícios da seguridade social e demais benefícios derivados do emprego, e a habitação;

¹¹⁴ NERES, Júlio Cesar Ibiapina. Avaliação Ambiental da Ocupação Espacial do Vale do Rio Tocantins por Usinas Hidrelétricas. 2008. Mestrado em Ciências Ambientais. Pontifícia Universidade Católica, Goiás, 2008, www.cpgss.ucg.br, acesso em 28.11.2012.

¹¹⁵ CONDE, C.L.R., MONTEIRO, M.A., e RAVENA, N.. Impactos Socioeconômicos de Longo Prazo de Empreendimentos Hidrelétricos na Amazônia. Congresso Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em www.labplan.ufsc.br/congressos. Acesso em 30.11.2012.

- (d) o direito de associação, direito a se dedicar livremente a todas as atividades sindicais para fins lícitos, e direito a celebrar convênios coletivos com empregadores ou com organizações patronais.

Exemplo de caso concreto em relação à Usina de Santo Antônio: com base em fiscalizações feitas em 2009 pelo Ministério do Trabalho, teria havido mais de 40 autos de infração, do que resultou uma ação civil do Ministério Público do Trabalho, proposta na Justiça de Rondônia. Houve a condenação no pagamento de R\$ 1 milhão por dano moral coletivo.

Segundo consta da ação judicial, não havia plena segurança no canteiro de obras (riscos de quedas, choques elétricos, soterramentos e outros riscos à integridade física e à própria vida) e a jornada de trabalho dos operários ultrapassava o permitido pela legislação. Na decisão de condenação, da qual coube recurso, foi afirmado que o descumprimento das normas atinge bens e valores de toda a coletividade do Estado de Rondônia, passando o sentimento de exploração dos trabalhadores.

4.8.6 DEBATES AMBIENTAIS E PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Quanto aos debates ou “conflitos” ambientais, vários dos questionamentos hoje existentes podem ter origem nos próprios estudos ambientais, resultando em exigências dos órgãos de licenciamento federal ou estaduais ou do Ministério Público, para, por exemplo, avaliação integrada por bacias hidrográficas e avaliação ambiental estratégica.

Recentemente, tem-se discutido se somente a LP e a LI seriam suficientes para a autorização para a implantação de empreendimentos elétricos ou se há necessidade de se efetuar a avaliação do conjunto dos impactos no ecossistema, a avaliação dos impactos sinérgicos e cumulativos do empreendimento, mediante a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

Assim, ainda que a implantação de novos empreendimentos, em especial de geração de energia elétrica, seja precedida por estudos de viabilidade que analisam, além de custos e benefícios, implicações sócio-ambientais, fato é que diversos são os conflitos ambientais que podem representar graves entraves aos licenciamentos para instalação e operação de usinas.

Diversas questões estão em discussão no Judiciário e envolvem obras das principais usinas hidrelétricas estruturantes em construção, como Belo Monte (Rio Xingu), Santo Antônio e Jirau (Rio Madeira) e Teles Pires (Rio Teles Pires, Baixo Tapajós). Outro aspecto que se insere no debate é quanto ao planejamento da construção e o aproveitamento da chamada janela hidrológica, já que algumas obras só podem ser feitas no período seco.

No caso da UHE Mauá, foi deferida liminar que impedira a emissão de licença de instalação até que o Poder Concedente elaborasse a Avaliação Ambiental Integrada – AAI da bacia hidrográfica do Rio Tabagi, o que paralisou as obras por vários meses, conforme decisão na Ação Civil Pública nº 1999.70.01.007514-6. Outra decisão com exigência de AAI e AAE também foi proferida em ação civil pública movida pelo Ministério Público em relação à UHE São Luiz, no Rio Tapajós, no conceito de usina-plataforma.

No caso da UHE Teles Pires, o EIA/RIMA foi considerado “totalmente viciado e nulo de pleno direito, por agredir os princípios constitucionais de ordem pública, da impessoalidade e da moralidade ambiental”, conforme decisão da 5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região (Brasília). Nessa decisão de 2ª instância foi mantida a decisão de 1º grau que determinara a paralisação das obras desenvolvidas pela consórcio responsável pelo empreendimento, sob pena de multa diária de R\$ 100 mil em caso de descumprimento.

No caso da UHE Belo Monte, inúmeras são as discussões, que envolvem questões ambientais, sociais, trabalhistas e outras. Aliás, desde seu projeto, elaborado há mais de 20 anos, Belo Monte está envolvida em controvérsias, ampliadas a partir de 2009 e 2010, com a emissão da LP pelo IBAMA, e a partir de 2011, com o início das obras. Há mais de 20 ações judiciais e incidentes processuais, tendo sido deferidas algumas liminares que paralisaram as obras, com inúmeras consequências, como a interrupção do trabalho de mais de 10 mil trabalhadores.

Além dos impactos sociais (municípios envolvidos) e trabalhistas, há o risco de perda da “janela hidrológica”, sob o aspecto operacional, o que pode provocar o atraso da construção, a redução do tempo de exploração comercial do empreendimento, com a diminuição do tempo necessário para o retorno do investimento. Também há paralisação de outras obras, como construção de escolas, hospitais e saneamento, com a interrupção dos investimentos destinados aos programas correlatos. Para Belo Monte, estão destinados R\$ 500 milhões (da

Norte Energia) e R\$2,5 bilhões (do governo federal) para o Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu (atendimento das populações de 11 municípios)¹¹⁶.

Assim, apesar da legitimidade de eventual atuação contrária à implantação de empreendimentos hidrelétricos, tudo isso pode implicar valoração de risco no custo da energia elétrica a ser produzida. Além disso, também deve ser considerada a eventual necessidade de acionamento de termelétricas a óleo, mais poluidoras e com custos mais elevados.

Uma questão bastante debatida é a das contingências - o passivo ambiental decorrente da ampliação das exigências sociambientais e da discussão judicial desses temas, o que pode elevar as provisões para contingências feitas por geradoras de energia elétrica.

Em levantamento feito pelo Jornal Valor Econômico em dezembro de 2012¹¹⁷, verificou-se que, nos balanços das seis maiores geradoras de capital aberto - Chesf, Cesp, Cemig, Emae, CEEE e Copel – “a evolução e maturação das exigências ambientais fizeram grande diferença nas provisões para litígios das companhias”, afirmando-se que isso “resultou em custos adicionais para as usinas mais antigas e maiores despesas em relação às usinas mais novas”.

Nesse levantamento do Valor Econômico destaca-se que, em 2005, nenhuma das seis companhias mencionava no balanço provisões para essas discussões, mas nas demonstrações de 2011, quatro das seis empresas - Chesf, Cesp, Cemig e Copel - apresentaram provisões e duas delas - Cesp e Emae - contabilizaram valores que devem ser desembolsados por causa de Termos de Ajustamento de Conduta (TAC) por questões socioambientais. Também chamaram a atenção os valores provisionados pelas empresas: na Cesp, a área ambiental representa 21% da provisão total com litígios, e na Chesf e na Cemig o valor é próximo de 10%.

Alguns custos ambientais estão sendo classificados como “custos retardatários”, conforme explicitado no Valor Econômico. Entende-se que, no caso de usinas antigas, construídas sem exigências, houve custos adicionais para o cumprimento de novas normas socioambientais. Esses custos não teriam sido considerados no cálculo do valor de indenização previsto pela

¹¹⁶ Projeto Belo Monte, disponível em www.norteenergiasa.com.br, acesso em 28.11.2012.

¹¹⁷ Valor Econômico, Setor Elétrico, “Passivo ambiental eleva provisões de geradoras”, matéria de Marta Watanabe e Guilherme Soares Dias, 17.12.2012.

MP 579/2012. Para as usinas novas, já com as licenças, a evolução da legislação ambiental gerou custos para o projeto original e implica despesas no decorrer da operação.

Em várias decisões judiciais observa-se que o Judiciário leva em consideração a necessidade de compatibilização do desenvolvimento econômico com a gestão ambiental por meio da avaliação dos impactos ambientais da geração¹¹⁸. Interessante decisão do Superior Tribunal de Justiça demonstra o alcance da defesa ao meio ambiente (Recurso Especial nº 650.728-SC, Relator Ministro Herman Benjamin, 2003/0221786-0), valendo ressaltar trecho da ementa que trata do nexo de causalidade para a verificação do dano ambiental:

“13. Para o fim de apuração do nexo de causalidade no dano ambiental, equiparam-se quem faz, quem não faz quando deveria fazer, quem não se importa que façam, quem financia para que façam e quem se beneficia quando outros fazem.”

Ressalte-se que a solução para os debates ou conflitos ambientais é geralmente via Judiciário, o que pode exigir maior tempo de resolução, em razão da natureza do direito, com exceção para algumas questões, para as quais o Ministério Público pode firmar termos de ajuste de conduta, conforme previsão legal específica.

Por isso, a avaliação das discussões ambientais e das decisões judiciais (que fixam interpretações sobre a defesa do meio ambiente como direito fundamental e princípio orientador da atividade econômica) é cada vez mais incorporada na gestão da “coisa pública” e da privada, representando limitações estabelecidas pela própria sociedade e que podem ser entendidas, sob certo aspecto, como riscos que influenciam a atividade das empresas e, conseqüentemente, suas negociações com energia elétrica. Ao lado do resguardo ambiental, diversos fatores devem ser considerados, como segurança energética, metas de emissão de gases de efeito-estufa e projeções de aumento da geração termelétrica (como no final de 2012 e início de 2013, com a queda dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas).

Esse é um debate público que deve ser estabelecido com transparência e participação, pois a decisão envolve toda a sociedade e as fontes de energia elétrica do país, ao lado da sempre buscada garantia do suprimento com qualidade e crescimento econômico sustentável.

¹¹⁸ Medida Cautelar em Ação Direta de Inconstitucionalidade nº. 3.540-1/DF – STF; Recurso Especial nº. 647.493/SC – STJ; Habeas Corpus STJ RPUS Nº 51.551 - MG nº 2005/0211122-9.

5.0 - INCENTIVOS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na análise de incentivos ou benefícios para uma determinada atividade econômica é inevitável abordar, sob a perspectiva política, como o Estado apresenta e quais são os sinais dados ao investidor para a expansão, aprimoramento e desenvolvimento dessa atividade. Partindo desse pressuposto, neste Capítulo constam algumas medidas ou iniciativas entendidas como incentivos à atividade de geração de energia elétrica no Brasil.

5.1 MARCO LEGAL-REGULATÓRIO E REGULAÇÃO PARTICIPATIVA

A primeira garantia ou o primeiro incentivo proporcionado ao investidor na geração de energia elétrica é encontrado na Constituição Federal brasileira, na medida em que são previstas as figuras pelas quais pode ocorrer a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, ou seja, diretamente pela União ou mediante autorização, concessão ou permissão (vide Capítulo 3), com competência privativa da União para legislar sobre energia, o que garante a não intervenção de outras esferas políticas na normatização do setor.

Além disso, o investidor já conhece o papel do Estado na economia, pois este é definido no art. 174 da Constituição, que estabelece que, como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

Assim, de acordo os princípios constitucionais e a legislação citada na tabela 1, a geração de energia elétrica é desenvolvida conforme certos parâmetros, dos quais decorrem incentivos de atuação, como os elencados a seguir, além de outros tratados neste capítulo:

- (a) a geração é aberta à competição, tanto no ACR, como no ACL;
- (b) a atividade é desenvolvida por conta e risco do gerador, que escolhe o segmento do mercado no qual irá atuar em dado momento, de acordo com suas estratégias;
- (c) com exceção das tarifas fixadas para as concessionárias pela cotização de garantia física de energia e potência decorrente da MP 579/2012, a geração não é regulada economicamente no sentido de haver tarifas (distribuição) nem receita permitida (transmissão) fixadas pelo Poder Público, existindo preços para a venda de energia decorrentes dos leilões do ACR, de livre participação dos geradores, ou definidos em contratos firmados no ACL; e

- (d) há garantia de livre acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão, mediante tarifas definidas previamente.

A presença de instituições organizadas e com atribuições específicas também representa um incentivo para a atuação no setor elétrico, na medida em que há uma governança definida e o prévio conhecimento dos direitos e obrigações dos agentes e de seus canais de interlocução.

Pode-se afirmar que existe uma administração setorial participativa, assim como uma regulação participativa, tendo em vista que há possibilidade de atuação dos agentes na discussão e elaboração das regras, em audiências e consultas públicas, em grupos de estudo e avaliação de questões, assim como na obtenção de dados e informações.

O princípio dessa regulação participativa advém do disposto na Lei nº 9.427, de 26.12.1996, que institui a ANEEL, e estabeleceu que o processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa, será precedida de audiência pública convocada pela ANEEL (art. 4º, § 3º, da Lei nº 9.427/96).

Nesse processo de regulação participativa, em que há uma lógica de se observar os reflexos da adoção de medidas legais e regulatórias sobre as atividades setoriais, verifica-se que a ANEEL, em especial, promove audiências e consultas públicas para a adoção de diversas medidas legais ou regulatórias, atenta ao impacto nas atividades do setor (vide item 4.3.1).

É bem verdade que, se por um lado esse aspecto é positivo, por outro enseja preocupação, considerando a amplitude do que já existe e o crescente o nível de produção normativa.

Na Agenda Regulatória Indicativa da ANEEL para o biênio 2013/2014 consta uma relação de setenta temas passíveis de regulamentação ou aperfeiçoamento processual (Portaria ANEEL nº 2.543, de 27.12.2012), que serão debatidos por meio de audiências ou consultas públicas¹¹⁹. Além desses temas, outros podem ser incluídos, considerando a dinâmica regulatória. Muitos dos temas indicados na Agenda da ANEEL são tratados nesta dissertação, como penalidades relativas à comercialização de energia elétrica, garantias financeiras, formação de preços, monitoramento de agentes no mercado, apuração de indisponibilidades de geradores, etc..

¹¹⁹ Portaria ANEEL nº 2.543, de 27.12.2012, disponível em www.aneel.gov.br, acesso em 15.01.2013.

5.2 FONTES RENOVÁVEIS, DESCONTO TUSD / TUST E OUTROS INCENTIVOS

Para fontes incentivadas, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa foi uma opção de negociação que possibilitou o ingresso de várias fontes na matriz elétrica na década de 2000, após o racionamento de energia elétrica de 2001.

Atualmente, essas fontes têm ampliado sua participação na matriz por intermédio dos leilões do ACR e dos leilões de energia de reserva, que representam um meio de efetiva inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, de grande atratividade aos investidores, em razão das contratações de longo prazo, cujos recebíveis podem ser dados em garantia de operações, como financiamento para o empreendimento.

No primeiro leilão de fontes alternativas (junho de 2007), a EPE habilitou 70 empreendimentos, sendo 49 PCHs, 15 UTEs (bagaço de cana-de-açúcar e rejeitos de criadouros avícolas) e 6 eólicas, num total de 2.022 MW. No Leilão A-5, de 2012, a EPE habilitou 523 empreendimentos, com capacidade total instalada de 14.181 MW, sendo 79% de eólicas, 10% de termelétrica (biomassa – 6% e gás natural – 4%) e 8% de hidrelétrica (3% de PCHs). Na figura 10 se verifica a ampliação das fontes renováveis nos leilões do ACR.

Figura 10: Fontes renováveis nos leilões do ACR

Fonte: CCEE (2013) – InfoLeilão, www.ccee.org.br, acesso em 12.01.2013.

No primeiro leilão, em 2007, houve questionamento quanto ao preço teto para participação, considerado impeditivo para determinadas fontes. No caso da energia eólica, o preço teto foi fixado em R\$ 140,00/MWh. No leilão ocorrido em 2011, causou surpresa o valor final de venda da eólica, inferior a R\$ 100,00/MWh, tendo até havido dúvida sobre a factibilidade de cumprimento do compromisso assumido no leilão, apesar de a redução do valor poder ser justificado, entre outros aspectos, pela inovação tecnológica, barateamento de equipamentos e pela crise econômica na Europa, que teria incentivado os fabricantes a buscar a ampliação de atuação no mercado. Os valores médios observados constam da figura 11:

Figura 11: Gráfico com preços médios de venda de energia elétrica nos leilões do ACR (R\$ / MWh)

Fonte: CCEE (2013), InfoLeilão 01, disponível em www.ccee.org.br, acesso em 22.01.2013

No Balanço Energético Nacional 2011 deu-se destaque à elevação substancial da participação da energia eólica na matriz, apesar de representar apenas 0,4% do total, considerando todas as fontes¹²⁰. A produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 2.176,6 GWh em 2010, com um aumento de 75,8% em relação a 2009 (1.238,0 GWh). Em 2010 a potência instalada para geração eólica no país aumentou 54,1% (MME, 2012, BEN 2011, pág. 14).

¹²⁰ No BEN 2011, Gráfico 1.1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte – 2010, constam como participação por fontes (obtido em www.mme.gov.br, BEN 2011, acesso em 12.03.2012):

1. Biomassa - 4,7% (inclui lenha, bagaço de cana etc)	5. Gás natural – 6,8%
2. Carvão e derivados - 1,3% (inclui gás de coqueria)	6. Hidráulica – 74%
3. Derivados do petróleo - 3,6%	7. Importação – 6,5%
4. Eólica - 0,4%	8. Nuclear – 2,7%

Além disso, o desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD e na tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST é um incentivo adotado com o objetivo de ampliação das fontes alternativas /renováveis na matriz elétrica (art. 26 da Lei nº 9.427, de 26.12.1996). O desconto incide na produção e no consumo de energia elétrica oriunda dessas fontes.

A ANEEL estabelece o direito ao desconto na TUSD /TUST, que pode ser de 50 a 100%, o que consta das respectivas autorizações. Têm direito ao desconto as CGHs (potência $\leq$ igual a 1.000 kW), as PCHs e os empreendimentos com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada (potência injetada no sistema $\leq$ a 30.000 kW). A CCEE efetua o cálculo do desconto com base na geração, em todos os contratos de venda e na garantia física das usinas (módulo de Regras de Comercialização “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”).

Entende-se que haverá ampliação da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, com a aprovação, pela ANEEL, da REN nº 482, de 17.04.2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica. Conceitua-se como microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada $<$ a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e como minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada $>$ a 100 kW e $<$ a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, tudo conforme regulamentação da ANEEL.

No que se refere à continuidade de incentivos para essas fontes, foi criado pelo governo federal, em abril de 2012, o Conselho de Competitividade de Energias Renováveis, entre os dezenove conselhos criados no âmbito do Plano Brasil Maior¹²¹. Nesse Conselho devem ser debatidos aspectos relativos ao planejamento e políticas públicas sobre as fontes renováveis. Em relação à energia solar, por exemplo, discute-se a realização de leilões no ACR para inserção e sustentabilidade da fonte em longo prazo (com as receitas advindas dos CCEARs ou dos CERs), mas também a eventual oneração tarifária decorrente dos custos de uma fonte que ainda não seria competitiva e que exigiria possíveis subsídios.

¹²¹ Plano Brasil Maior, Conselhos de Competitividade, www.brasilmaior.mdic.gov.br, acesso em 26.11.2012.

5.3 PAC - PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO

Pelo PAC – Programa de Aceleração do Crescimento¹²², adotado pelo Governo Federal em 2007, verificam-se estímulos para a ampliação da geração e da transmissão de energia elétrica. Os investimentos do PAC em infra-estrutura energética visam assegurar o suprimento de energia elétrica e o abastecimento de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis.

No PAC 2 – segunda fase do Programa (agrega e consolida ações do PAC 1 e incorpora novas ações), lançado em março de 2010 e iniciado em 2011, verifica-se que no eixo Energia (PAC Energia)¹²³, 76 projetos de usina estão em andamento, com o objetivo de acrescentar 26.252 MW ao parque gerador brasileiro (inclui as hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte que, quando concluída, será a 3ª maior usina do mundo). Além disso, 21 linhas e 19 subestações de transmissão estão em andamento¹²⁴.

Para o alcance dos objetivos na área energética, e com a finalidade de atrair investimento privado, o Governo Federal elencou como instrumentos públicos de incentivo – tabela 17:

Tabela 17: O PAC e instrumentos públicos de incentivo

PROGRAMAS	INSTRUMENTOS
Geração de Energia Elétrica Transmissão de Energia Elétrica	1. Financiamento do BNDES <ul style="list-style-type: none"> ➤ Aumento do limite de prazo: 14 para 20 anos ➤ Financiamento de até 80% do investimento ➤ Redução do índice de cobertura da dívida, de 1,3 para 1,2 ➤ Aumento da carência de 6 para 12 meses ➤ Isonomia autoprodutores e produtores independentes 2. Fundo de Investimento em Participação em Infraestrutura – FIP-IE
Combustíveis renováveis	1. Parceria com o setor privado 2. Investimento público
Petróleo e gás natural	1. Orçamento Petrobras 2. Parcerias da Petrobras com o setor privado 3. Concessões privadas

Fonte: elaborado a partir da análise da normatização do PAC, disponível em www.planalto.gov.br, PAC.

¹²² O PAC é um programa de expansão do crescimento que tem como conceito básico o investimento em infra-estrutura que, aliado a medidas econômicas, busca estimular os setores produtivos e, ao mesmo tempo, levar benefícios sociais para todas as regiões do país.

¹²³ Os investimentos do PAC 2 estão organizados em seis grandes eixos: Água e Luz para Todos, Cidade Melhor, Comunidade Cidadã, Energia, Minha Casa – Minha Vida e Transportes.

¹²⁴ Informações disponíveis no site do Governo Federal: www.planalto.gov.br, link PAC, Eixo Energia, acesso em 26.03.2012.

Para o investidor que implanta novos empreendimentos de geração, o incentivo relacionado ao financiamento do BNDES é bastante relevante, pelos benefícios verificados e por não exigir exclusivamente o aporte de recursos próprios (vide item 5.6.1).

No ultimo balanço do PAC 2 (relativo ao ano de 2011)¹²⁵, no eixo Energia, indica-se que, ao longo do ano de 2011, o parque gerador brasileiro aumentou sua capacidade em 2.823 MW, com a entrada em operação, entre outras, das usinas hidrelétricas de Estreito, na divisa dos estados do Maranhão e Tocantins (1.087 MW); Dardanelos, no Mato Grosso (261 MW); as eólicas Mangue Seco 1,2,3 e 5, no Rio Grande do Norte (104 MW), e Cerro Chato I, II, III, no Rio Grande do Sul (90 MW); e a de Biomassa Mandu, em São Paulo (90 MW). No Relatório do PAC 2, divulgado em março de 2012, constam como resultados de 2011 os projetos de geração hidrelétrica indicados na figura 12, a maioria planejados ou em implantação:

Figura 12: PAC2, Resultados 2011, Geração de Energia Elétrica, Em Implantação e Planejadas

Fonte: Relatório PAC 2, Ano 1, 3º Balanço 2011/12, www.planalto.gov.br, Eixo Energia, acesso em 26.03.2012.

¹²⁵ Segundo dados constantes do Relatório do PAC2, R\$ 204,4 bilhões foram executados, o que representa 21% do previsto para o período 2011-2014, que é de R\$ 955 bilhões, www.planalto.gov.br, PAC, acesso 26.03.2012.

Segundo a ABDIB, a estratégia de incentivar investimentos via PAC contribui para reduzir os gargalos físicos ao crescimento e melhorar a competitividade da economia brasileira. No entanto, a ABDIB entende que há duas diretrizes essenciais a serem observadas com maior destaque: (a) a capacidade de alertar e evidenciar aperfeiçoamentos necessários na estrutura de planejamento e nos processos preparatórios ao início das obras; e (b) a organização da estrutura da administração federal e de Estados e Municípios para planejar as fases preparatórias ao investimento, com mais recursos dedicados às ações necessárias, como licenciamentos ambientais, audiências públicas e emissão de documentos exigidos¹²⁶.

5.4 O REIDI E INCENTIVOS FISCAIS E TRIBUTÁRIOS

Pelo REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI (Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007), os geradores de energia elétrica também foram incentivados a desenvolver suas atividades, em razão dos benefícios ali estabelecidos.

O empreendedor deve se habilitar no REIDI para ser beneficiário, devendo possuir projeto aprovado para implantação de obras de infra-estrutura nas áreas de transporte, portos, energia, saneamento ou irrigação. Pelo REIDI, de modo geral, o empreendedor na geração de energia elétrica pode se beneficiar em relação aos seguintes aspectos:

- (a) suspensão de exigência de contribuição para PIS e COFINS (pelo prazo de 5 anos da data da habilitação ao REIDI), no caso de venda ou de importação de: (i) máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos, e de materiais de construção para utilização ou incorporação em obras; e (ii) serviços destinados a obras para o ativo imobilizado (aluguel de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, etc.);
- (b) opção para desconto de créditos da contribuição para PIS/PASEP e COFINS de edificações, por 24 meses, no caso de edificações incorporadas ao ativo imobilizado, adquiridas ou construídas para produção de bens para venda ou prestação de serviços;
- (c) ampliação do prazo de recolhimento de impostos e contribuições, conforme detalhamento constante da Lei que instituiu o REIDI.

Assim, sob o aspecto de uma política econômica que visa ampliar o desenvolvimento da infraestrutura, verifica-se que o gerador possui incentivo de natureza tributário-fiscal, quanto

¹²⁶ Newsletter ABDIB, Portal ABDIB, www.abdib.com.br, acesso em 26.04.2012.

à isenção de tributos e forma de recolhimento no âmbito desse Programa governamental, o que deve ser considerado na estruturação e desenvolvimento de projetos de geração.

Deve ser observado que, após o enquadramento de alguns empreendimentos no REIDI, verificou-se que esses já estavam vinculados a CCEARs cujos valores de venda de energia eram mais elevados pois não consideravam os incentivos fiscais e tributários. A ANEEL tratou da questão e determinou a redução do valor de venda de energia de alguns CCEARs, com a assinatura dos respectivos aditivos (Despacho ANEEL nº 4.488, de 04.12.2008).

5.5 PROJETOS PRIORITÁRIOS E “DEBÊNTURES INCENTIVADAS”

Em 2011, mais uma iniciativa do governo federal estabeleceu incentivos para a implantação de projetos de investimento na área de infraestrutura. Trata-se da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, que em seu artigo 2º estabeleceu um benefício tributário para sociedades de propósito específico, constituídas sob a forma de sociedades por ações, que emitirem debêntures (“debêntures incentivadas”) para captar recursos com vistas a implantar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários pelo Poder Executivo federal.

Além do setor de energia, também podem ser prioritários os projetos que visem à implantação, ampliação, manutenção, recuperação, adequação ou modernização de logística e transporte, mobilidade urbana, telecomunicações, radiodifusão, saneamento e irrigação.

O benefício tributário previsto consiste na incidência do imposto de renda exclusivamente na fonte, para os rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas no país, conforme alíquotas específicas estabelecidas. Esses rendimentos tributados exclusivamente na fonte poderão ser excluídos na apuração do lucro real.

Na regulamentação do tema, foram definidas as condições de aprovação dos projetos de investimento prioritários, prevendo-se que os benefícios só poderão ser usufruídos após a publicação de portaria de aprovação editada pelo titular do Ministério setorial responsável (Decreto nº 7.603, de 09.11.2011). No setor elétrico, o projeto da UHE Belo Monte (Portaria MME nº 405, de 03.07.2012) e o projeto da UHE Santo Antônio (Portaria MME nº 558, de 03.10.2012) se enquadraram como prioritários, entre outros.

Com o benefício legal, essas debêntures incentivadas têm chances de serem tão ou mais vantajosas do que aplicações em renda fixa ou títulos da dívida pública. A data-limite para emissão desse tipo de debêntures para implantar projetos prioritários aprovados é 31.12.2015.

Em 2012, o benefício foi estendido para o caso de emissão de debêntures por parte de concessionárias, permissionárias ou autorizatárias de serviços públicos já constituídas sob a forma de sociedade por ações. Essa ampliação foi tratada na Lei nº 12.715, de 17 de setembro de 2012 (conversão da Medida Provisória nº 563, de 03.04.2012).

5.6 ASPECTOS FINANCEIROS

Quanto aos aspectos financeiros, destaca-se como desafio a questão relativa ao financiamento para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como os ativos que podem ser oferecidos como garantia aos financiadores. Neste tópico, esses aspectos são abordados como incentivos, em razão das várias oportunidades existentes no Brasil para a implantação de projetos de geração de energia elétrica.

5.6.1 FINANCIAMENTOS DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em países desenvolvidos, os projetos relativos à energia elétrica podem se financiar via mercado bancário ou mercado de capitais, o qual ainda não foi totalmente desenvolvido no Brasil, motivo pelo qual se entende que o país estaria mais limitado ao mercado bancário¹²⁷.

Em princípio, duas são as formas básicas de financiamento para a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica: *project finance* e financiamento corporativo.

Com a estruturação do modelo de contratações de longo prazo no setor elétrico, especialmente no ACR (com os milhares de CCEARs), passou-se a adotar sobremaneira os *project finance*, com a participação de instituições financeiras no financiamento de empreendimentos de geração, em detrimento do financiamento corporativo (predominância de capital próprio).

O BNDES é o maior financiador de projetos de geração de energia elétrica no Brasil. Em 2012, os setores de indústria e de infraestrutura absorveram, juntos, 65% (R\$ 100 bilhões em termos absolutos) do total de R\$ 156 bilhões desembolsado pelo Banco em 2012 (crescimento

¹²⁷ Revista Brasil Energia nº 385, dezembro 2012, pág. 82.

de 12% na comparação com o ano anterior). Na infraestrutura, os líderes foram os segmentos de energia elétrica (R\$ 18,9 bilhões) e transporte rodoviário (R\$ 15,5 bilhões)¹²⁸.

Na geração de energia elétrica, os empreendimentos apoiáveis na linha de crédito mais tradicional, no jargão utilizado pelo BNDES, são os relativos a hidrelétricas, termoeletricas (incluindo nuclear) e cogeração a gás ou a óleo. O apoio do BNDES está condicionado ao atendimento a determinados critérios socioambientais, sendo definido que somente poderão ser enquadrados pedidos de apoio apresentados por empresas que utilizem processos e equipamentos com padrões de desempenho tecnológico e ambiental eficientes, atestados pelos respectivos fabricantes, conforme critérios previstos nas respectivas normas do Banco.

Como regra, o BNDES estabelece que sua participação máxima em financiamentos é de 70% para qualquer tipo de geração de energia elétrica, exceto térmicas a carvão ou a óleo, para as quais a participação do Banco é limitada a 50% do valor do investimento.

No período de 2003 a 2011, segundo dados do BNDES¹²⁹, o Banco participou da estrutura de *project finance* de 244 projetos de energia elétrica no Brasil, considerando a fase pré-operacional e a fase operacional. Na tabela 18 constam dois exemplos de financiamento:

Tabela 18: Exemplos de financiamentos de empreendimentos de geração pelo BNDES

USINA TERMELÉTRICA A CARVÃO – 720 MW	PROJETO DE 5 PARQUES EÓLICOS –138MW
Controle compartilhado entre dois grandes grupos econômicos. Implantação EPC turn-key.	Controle compartilhado entre dois grandes grupos do setor elétrico.
Financiamentos: BNDES - 51% BID - 18%.	Houve cinco contratos de financiamento do BNDES - 68% do investimento total. Segundo o BNDES, houve absorção de benefícios e diluição de riscos por meio da lógica de portfólio. Todo o caixa acumulado por cada uma das 5 sociedades de propósito específico - SPEs é remetido para a conta reserva especial na holding que poderá ser usada por qualquer SPE para pagamento do serviço da dívida em caso de insuficiência dos recursos de cada parque.
3 anos de carência e 14 de amortização	2 anos de carência e 16 de amortização
Venda de energia - 615 Mw médios negociados no ACR: contratos de 15 anos	Venda da energia - no ACR: contratos de 20 anos.
Garantias: (i) fiança corporativa dos acionistas e nota promissória da beneficiária com aval dos acionistas; (ii) hipoteca; (iii) cessão fiduciária de direitos e créditos dos contratos e do projeto, incluindo os direitos creditórios dos CCEARs e	Garantias: (i) fiança corporativa da holding e de 100% de um dos acionistas; (ii) cessão fiduciária de 70 CCEARs; (iii) 5 contas-reserva com 3 meses do serviço da dívida; (iv) 5 contas-reserva com 3 meses de O&M; (v) cessão fiduciária da conta reserva especial; (vi)

¹²⁸ BNDES, Relação com Investidores, Desempenho 2012, www.bndes.gov.br, acesso em 12.03.2013.

¹²⁹ Garantias em Project Finance – Visão do Financiador, Apresentação de Rubens Takashi de Melo Tsubone, BNDES, Área de Infraestrutura, Gerência Executiva Jurídica, em 01.03.2012.

USINA TERMELÉTRICA A CARVÃO – 720 MW	PROJETO DE 5 PARQUES EÓLICOS –138MW
do contrato de EPC; (iv) penhor de ações; (v) conta-reserva de 6 meses; (vi) cessão condicional de direitos e contratos relativos ao projeto; (vii) alienação fiduciária de equipamentos; (viii) constituição de conta reserva especial com a totalidade dos recursos não integralizados + valor extra para insuficiências.	propriedade fiduciária dos aerogeradores; (vii) penhor de ações das 5 SPEs e da holding; (viii) restrição à distribuição de dividendos da holding. Os valores depositados na conta reserva especial poderão ser liberados, a partir do 5º ano de operação, à medida em que o projeto apresente ICSD consolidado igual ou superior a 1,30 no exercício anterior.

Entende-se que a participação do BNDES no financiamento de empreendimentos eólicos pode ampliar a sua viabilização no ACL e não somente no ACR, no qual o Banco é um dos maiores parceiros. Segundo a ABEEólica, depois das hidrelétricas, a eólica foi a principal fonte apoiada pelo BNDES que, ao longo de 2012, ampliou em 50% o valor dos desembolsos para os projetos dessa fonte, atingindo R\$ 3,37 bilhões contra 2,25 bilhões liberados em 2011¹³⁰.

Para o financiamento de eólicas para o ACL, alguns mecanismos estão sendo discutidos, como o que associa um autoprodutor a um empreendedor eólico em um contrato de arrendamento. Nesse modelo, a viabilidade da operação decorreria da disponibilização da energia para o autoprodutor, que daria como garantia contratos de compra de longo prazo. Outro mecanismo envolveria a emissão de debêntures do projeto eólico, como parte do investimento, ao lado do financiamento do BNDES. Também se debate o modelo de *mix* de geração, envolvendo várias fontes de uma mesma holding e vendas no ACR e ACL¹³¹.

Os geradores também devem se preocupar com as contratações de seguros para obras de infraestrutura e seus respectivos custos, principalmente a partir da edição das Resoluções nºs 225/2010 e 232/2011, do Conselho Nacional de Seguros Privados. Segundo a ABDIB, teria ocorrido aumento de custos de seguros com as disposições dessas resoluções¹³², tendo em vista que se determinou que a seguradora contrate com empresas locais de resseguros ao menos 40% de cada operação de seguro e, além disso, proíbe-se que empresas de seguros ou de resseguros efetuem operações de transferência de mais de 20% do prêmio correspondente de cada cobertura contratada para outras companhias no exterior do mesmo grupo.

¹³⁰ Disponível em www.abeeolica.org.br, Notícias em 24.01.2013, acesso em 26.01.2013.

¹³¹ Debate ocorrido em evento promovido pela ABEEólica em 24.05.2012, com a presença do chefe do departamento de energias alternativas do BNDES, www.abeeolica.org.br, acesso em 26.01.2013.

¹³² Portal Abdib – “Resoluções aumentam custos para contratar seguros para obras de infraestrutura, diz Abdib” (matéria de 11.08.20110). Disponível em www.abdib.com.br, acesso em 26.08.2011.

Para tentar minimizar dificuldades de projetos hidrelétricos com riscos não atendidos por seguradoras, os empreendedores podem buscar a obtenção de garantias via Agência Brasileira Gestora de Fundos e Garantias (ABGF), cuja criação foi autorizada pela Medida Provisória 564, de 3 de abril de 2012, convertida na Lei nº 12.712, de 30 de agosto de 2012. O objetivo é reduzir gargalos quanto às garantias exigidas para obras de grande vulto, com a cobertura de determinados riscos não atendidos por seguradoras, como, por exemplo, os decorrentes de acidentes em obras, riscos de engenharia e descumprimento de contratos.

5.6.2 DAÇÃO DE BENS E RECEBÍVEIS EM GARANTIA DE OPERAÇÕES

Pela Lei de Concessões, nos contratos de financiamento, as concessionárias poderão oferecer em garantia os direitos emergentes da concessão, até o limite que não comprometa a operacionalização e a continuidade do serviço. Nos contratos de mútuo de longo prazo, pode ser cedida parcela de créditos operacionais futuros, observadas condições específicas incluídas a partir de 2005 (art. 28-A da Lei de Concessões, na redação da Lei 11.196/2005).

Em 2013, a ANEEL estabeleceu regulamento sobre a constituição de garantias pelas empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (REN nº 532, de 14.01.2013), adotando como premissa básica que a mera constituição de garantia não compromete a operacionalização e a continuidade dos serviços. Assim, deve ser avaliada a capacidade real de pagamento de dívidas ou se a situação econômico-financeira esperada após a operação renunciaria risco de insolvência do agente. Em linhas gerais, tem-se que as empresas:

- (a) podem oferecer em garantia os seus direitos emergentes desde que a operação seja vinculada ao objeto da sua delegação e que não coloque em risco a continuidade e a operacionalização do serviço (direitos emergentes são os decorrentes da concessão, autorização ou permissão, inclusive os creditórios e indenizatórios);
- (b) devem requerer a anuência prévia da ANEEL para oferecer os direitos emergentes de seu ato ou contrato em garantia, inclusive por meio de cessão fiduciária;
- (c) consideradas as ressalvas definidas pela ANEEL, ficam dispensadas de requerer anuência prévia quando o oferecimento de direitos emergentes em garantia: (a) for pretendido por concessionárias ou autorizadas de geração de energia elétrica em regime de produção independente ou autoprodução; (b) for necessário para a participação em leilões de novos empreendimentos de energia elétrica; (c) ocorrer no âmbito de pacote de garantias de um (*project finance*) de novo empreendimento de geração ou transmissão; (d) for necessário para a celebração de contratos de compra e venda de energia elétrica e contratos de uso e conexão de redes de transmissão e distribuição (CUST, CUSD, CCT e CCD); e (e) seja voltado à captação de recursos, sem superação de certos níveis de endividamento.

O produtor independente e o autoprodutor de energia elétrica poderão oferecer instalações e bens em garantia de financiamentos, sob certas condições, com a ressalva de que aqueles vinculados à geração de energia elétrica não sejam removidos ou alienados sem prévia anuência da ANEEL. A Agência também deverá aprovar previamente a eventual dação dos bens dos sócios em garantia quando a possível execução desses bens implicar transferência ou ampliação de controle societário da pessoa jurídica detentora da concessão ou autorização.

5.7 ASPECTOS TECNOLÓGICOS

A tecnologia tem direta relação com a geração de energia elétrica, na medida em que, ao lado da adoção de diversas tecnologias para a atividade, em especial para fontes incentivadas, como eólica e solar, o debate sobre a rede elétrica inteligente – “smart grid” tem ocupado espaço cada vez maior no setor elétrico, além da discussão sobre índice de nacionalização para equipamentos em projetos financiados pelo BNDES, como abordado neste item.

5.7.1 “SMART GRID”

O “smart grid” é considerado uma forma alternativa e inteligente de atender e gerenciar a demanda, permitindo a comunicação em tempo real entre consumidor e fornecedor, mediante a integração de três valores: energia, telecomunicação e tecnologia da informação¹³³.

Em 2010, o MME criou um grupo de trabalho para analisar e identificar ações para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – “Smart Grid” (Portaria MME nº 440, de 15.04.2010), com a incumbência de abordar, principalmente, os seguintes aspectos:

- (a) o estado da arte de programas do tipo “smart grid” no Brasil e em outros países;
- (b) proposta de adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica;
- (c) identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no país; e

¹³³ Para a União Européia, “smart grid” são “redes de eletricidade que conseguem de forma inteligente integrar o comportamento e ações de todos os usuários conectados – de geradores a consumidores - a fim de prover o fornecimento de energia de maneira eficiente, sustentável, econômica e segura”, disponível em www.ec.europa.eu/energy/strategies/consultations/2010_07_02_energy_strategy_en.htm, acesso em 02.01.2013.

- (d) regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, incluindo a geração distribuída.

Também tramita no Senado Federal o projeto de lei nº 84, apresentado em abril de 2012, que define diretrizes para a implantação de redes elétricas no país. O projeto se encontra sob análise da Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle¹³⁴.

Em agosto de 2012, a ANEEL regulou os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B (REN nº 502, de 07.08.2012), após amplo debate público, por meio da Consulta Pública nº 15/2009 (de 30.01 a 30.04.2009) e da Audiência Pública nº 43/2010 (de 1º.10.2010 a 26.11.2011), na qual foram apresentadas mais de 200 contribuições¹³⁵. Foi definido que as distribuidoras devem adotar os sistemas de medição tratados na REN em até 18 meses da data de sua publicação. A previsão de funcionalidades mínimas para a medição inteligente foi entendida como o início prático para a criação de um plano nacional para a substituição de todos os 67 milhões de medidores analógicos e eletrônicos existentes no país.

Um dos pontos bastante discutidos é sobre os investimentos necessários para a implantação das tecnologias necessárias para a adoção do “smart grid” *vis a vis* os benefícios esperados, como utilização de fontes com menor impacto ambiental (geração distribuída e microgeração – ex. painéis solares e mini eólicas), melhoria do fator de carga do sistema, aumento da eficiência energética, redução da conta de energia elétrica (otimização do consumo em tempo real por meio de tarifas diferenciadas), diminuição de perdas técnicas e comerciais por meio de maior gerenciamento da rede e ampliação da participação do consumidor.

Quanto aos eventuais impactos na comercialização de energia elétrica com o “smart grid”, discutem-se os seguintes pontos: abertura do mercado consumidor, atuação de novos agentes no mercado, gerenciamento do lado da demanda, compra/venda direta de energia no atacado e varejo (oferta de excedentes), ampliação do mercado de geração distribuída e microgeração.

Já existem inúmeras iniciativas de distribuidoras de energia elétrica, como apontado pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – Abradee, que elenca diversos projetos-piloto no Brasil: Minas Gerais (Cidades do Futuro, Cemig, município de Sete Lagoas), São Paulo (Smart Grid, AES Eletropaulo, dois projetos nas regiões oeste e sul de

¹³⁴ Projeto de Lei de autoria do senador Blairo Maggi, www.senado.gov.br, acesso em 24.11.2012.

¹³⁵ Audiência Pública ANEEL nº 43/2010, disponível em www.aneel.gov.br, acesso em 22.11.2012.

SP), Rio de Janeiro (Cidade Inteligente Búzios, Ampla/Endesa; Smart Grid, Light, no RJ), Ceará (Cidade Inteligente Aquiraz, Coelce/ Endesa), Paraná (Fazenda Rio Grande, Copel), Pernambuco (Fernando de Noronha, Celpe)¹³⁶. Segundo o Brasil Energia, as principais distribuidoras brasileiras estão investindo R\$ 400 milhões em 178 projetos-piloto no país¹³⁷. Como citado no item 5.2, o acesso à microgeração e à minigeração também representará ampliação da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira (REN nº 482, de 17.04.2012), o que deve ser viabilizado com a adoção de sistemas de medição inteligentes.

Segundo alguns especialistas, o Brasil não está tão distante de países desenvolvidos no que tange ao desenvolvimento e implantação das redes inteligentes de energia no país, apesar da necessidade de reduzir perdas de energia. As maiores oportunidades para o país se encontrariam, entre outros aspectos, "na integração das energias renováveis à rede, bem como a microgeração distribuída, os sistemas de transmissão em alta tensão (HVDC), a necessária modernização do parque de subestações nacional, a integração dos sistemas de gerenciamento das distribuidoras e a utilização da infraestrutura de transmissão e distribuição nos setores de comunicação, como o de telefonia e Internet".¹³⁸

5.7.2 ÍNDICE DE NACIONALIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

O BNDES é um dos maiores financiadores de projetos de fontes renováveis de energia elétrica, para o que um dos aspectos observados é a existência de conteúdo local – índice de nacionalização de equipamentos utilizados no empreendimento. O objetivo é ampliar a fabricação no país de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão-de-obra, sofisticando o parque produtivo nacional e gerando empregos de qualidade.

No caso de geradores eólicos, a partir de 1º de janeiro de 2013, começaram a vigorar novas regras para credenciamento de projetos¹³⁹. Regularmente, o BNDES trabalha com um índice mínimo de nacionalização, de 60%. Com as novas regras, haverá um credenciamento e verificação de conteúdo local de aerogeradores fabricados no país, com fixação de metas

¹³⁶ Abradee (2013), Redes Inteligentes Brasil, disponível em www.abradee.org.br, acesso em 22.02.2013,

¹³⁷ Revista Brasil Energia nº 384, novembro 2012, p. 72.

¹³⁸ Agência Canal Energia, "Brasil lidera implantação de smart grids entre os Brics, afirma especialista", 24.05.2012, matéria de Milton Leal, disponível em www.canalenergia.com.br.

¹³⁹ Novas regras do BNDES disponíveis em www.bndes.gov.br, Normas / Credenciamento_ de_ Equipamentos / credenciamento_aerogeradores, acesso em 24.01.2013.

físicas e ampliação progressiva da quantidade de componentes nacionais nos equipamentos. Ao aderirem às metas, os fabricantes se comprometem a ampliar de maneira progressiva os componentes locais no processo produtivo, com cumprimento das etapas até janeiro de 2016.

Além disso, conforme as regras do BNDES e Finame, existem critérios para indicação de subvenção econômica na etapa de estruturação dos planos de suporte conjunto para financiamento de projetos, de âmbito geral. Esses critérios são os seguintes¹⁴⁰:

- Critério 1 - Grau de inovação e risco tecnológico associado ao projeto. O grau de inovação é o teor de novidade do produto/processo em relação ao mercado, isto é, se é novo para o mercado mundial, se é novo para o mercado nacional ou se é novo só para a própria empresa. O risco tecnológico está associado ao estágio de desenvolvimento da tecnologia; quanto mais próximo estiver o produto de ser colocado no mercado, menor o risco tecnológico. Os projetos com maiores grau deverão ser prioritários para recebimento de subvenção.
- Critério 2 - Grau de importância/externalidades da tecnologia (ou produto): visa considerar o grau de importância da tecnologia proposta para o setor e/ou para a cadeia produtiva, e também o nível de impacto e as externalidades decorrentes da implantação do projeto. Projetos que possuem maior relevância econômica (redução de custos, aumento de produtividade e aumento do conteúdo local), social (maximização da geração de empregos, aumento de infraestrutura/ qualificação em tecnologias de ponta) e ambiental (desenvolvimento de tecnologias mais limpas e substituição de matérias-primas fósseis por renováveis) terão prioridade para o recebimento de subvenção.
- Critério 3 - Grau de nacionalização da tecnologia: contribuem para a nacionalização os projetos capazes de gerar propriedade ou absorção de tecnologia por parte de instituições brasileiras. Terão prioridade os projetos que possuem maior grau de nacionalização da tecnologia desenvolvida.

Assim, em relação aos aspectos tecnológicos, os últimos anos têm apresentado modificações sensíveis no que se refere ao desenvolvimento da energia elétrica no país, o que se observa nos dois aspectos escolhidos para abordagem nesse item, relativos ao "smart grid" e ao índice de nacionalização de equipamentos, cujos reflexos merecem ser analisados com maior profundidade em alguns anos, para verificação quanto aos respectivos resultados alcançados.

¹⁴⁰ Critérios disponíveis em www.bndes.gov.br, acesso em 24.01.2013.

5.8 MEIOS ESPECÍFICOS DE SOLUÇÃO DE CONFLITOS

A existência de meios específicos de solução de conflitos, adotados no setor elétrico, é outro aspecto relevante a ser observado pelos geradores em sua atuação e nas relações no mercado, em razão da possibilidade de surgimento de controvérsias. Atualmente, no setor elétrico, há um rol bastante interessante de meios de solução de conflitos, oferecendo aos agentes mecanismos diversificados, os quais podem trazer maior celeridade à definição da questão:

- (a) Solução amigável. Em diversos contratos do setor elétrico, verifica-se a adoção da cláusula obrigatória de solução amigável de conflitos seguida de arbitragem, como no caso do CCEAR da Usina de Santo Antônio, no Rio Madeira).
- (b) Mediação ou conciliação. As partes definem seus mediadores ou conciliadores, que atuarão conforme condições definidas previamente, ou buscam a mediação da ANEEL¹⁴¹ ou a conciliação no âmbito da CCEE¹⁴².
- (c) Arbitragem¹⁴³, quando ocorrerem conflitos sobre direitos patrimoniais disponíveis, como os relativos à comercialização de energia elétrica¹⁴⁴.
- (d) Judiciário, especialmente na hipótese de debate sobre matéria regulatória.

A obrigatoriedade de solução de conflitos pela arbitragem, meio entendido como mais ágil e célere, foi definida pela ANEEL quando da aprovação da Convenção de Comercialização (REN nº 109, de 2004), que estabeleceu que os Agentes da CCEE e a CCEE deverão dirimir, por intermédio de Câmara de Arbitragem específica¹⁴⁵, todos os conflitos que envolvam direitos disponíveis relativos à comercialização de energia, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996 (art. 58 da Convenção de Comercialização).

Na figura 13 estão elencadas formas de solução de conflitos e órgãos que podem atuar, relativamente à comercialização de energia elétrica.

¹⁴¹ A ANEEL mantém a Superintendência de Mediação Administrativa Setorial – SMA (Portaria ANEEL nº 39, de 14.03.2001), cujo acionamento é voluntário. Por esse mecanismo, as não-conformidades praticadas por agentes, identificadas pela SMA nos processos de mediação e análises técnicas são encaminhadas para as áreas de fiscalização, para providências, inclusive a emissão de possíveis termos de ajustamento de conduta.

¹⁴² A CCEE organiza audiências de conciliação entre os agentes. A duração do procedimento e a gratuidade podem representar alternativa ágil e menos onerosa, minimizando desgastes entre os agentes.

¹⁴³ A adoção da arbitragem ocorreu de forma inequívoca no setor elétrico em 2002 – Lei nº 10.433/2002, quando foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, com atual de denominação de CCEE. Posteriormente, a previsão da arbitragem foi incluída no art. 5º da Lei nº 10.848/2004.

¹⁴⁴ Nem todos os conflitos podem ser submetidos à arbitragem, pois essa somente é aplicável para controvérsias relacionadas a direitos patrimoniais disponíveis (ex.: algumas disposições contratuais), excluindo-se, portanto, discussões sobre política setorial e questões regulatórias (ex.: formação do PLD, cobranças de encargos).

¹⁴⁵ A Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem, integrante da Fundação Getúlio Vargas, foi escolhida para a condução dos processos de arbitragem relacionados à comercialização de energia elétrica, no âmbito da CCEE, conforme aprovado na 32ª AGE da CCEE, ocorrida em 26.01.2005.

Figura 13: Formas de solução de conflitos relacionados à comercialização de energia elétrica

Fonte: A arbitragem e a comercialização de energia elétrica no Brasil, DAVID, Solange, Revista de Arbitragem e Mediação, RARB 20, Editora Revista dos Tribunais, 2009, São Paulo, SP.

No ACR, há previsão de solução de conflitos pela via arbitral, por intermédio da Câmara de Arbitragem adotada no âmbito da CCEE, conforme consta dos milhares de contratos decorrentes dos leilões realizados a partir de 2004 (CCEARs). Para o ACL, a Convenção Arbitral trata da submissão à arbitragem de conflitos de contratos bilaterais, desde que o fato gerador da divergência decorra dos respectivos contratos ou de regras e procedimentos de comercialização e repercuta sobre as obrigações dos agentes no âmbito da CCEE.

Entende-se como fator positivo para o setor elétrico a adoção de uma única câmara arbitral para concentrar os eventuais conflitos relativos à comercialização de energia. De fato, em razão da especialidade da matéria, o conhecimento adquirido pelos árbitros integrantes dessa Câmara pode formar precedentes relevantes acerca do mercado, o que pode, inclusive, tornar mais ágeis e eficientes os procedimentos arbitrais.

Em alguns casos, o Judiciário se manifestou expressamente sobre a adoção da arbitragem no setor elétrico, o que ajuda a consolidar o instituto, como ocorreu quando o Superior Tribunal de Justiça (STJ) reconheceu que a arbitragem pode ser utilizada para questões envolvendo energia elétrica, que é um bem disponível ainda quando sua comercialização esteja vinculada

à atividade econômica desenvolvida por sociedade de economia mista (Recurso Especial nº 612.439). No julgamento desse caso, ocorrido em 25 de outubro de 2005, o STJ destacou que,

"Em se tratando a energia elétrica de commodity de tamanha importância para o país, sobretudo a partir da desregulamentação do setor promovida a partir dos anos 90, cumpre assegurar às empresas que se dedicam à sua comercialização e o seu fornecimento, sejam elas privadas ou estatais, mecanismos ágeis, seguros e eficientes na gestão destes negócios, que possam, efetivamente, contribuir para o aprimoramento destes serviços, com reflexos positivos para o consumidor". (relator ministro João Otávio Noronha)

Na operação do sistema elétrico nacional, no âmbito do ONS, também existe a previsão de utilização de arbitragem para a solução de conflitos. No art. 44 do Estatuto Social do ONS consta previsão de utilização de arbitragem para solucionar divergências entre ele e seus associados. Nos contratos relativos ao uso do sistema de transmissão e à prestação de serviços de transmissão também consta a arbitragem para solução de conflitos:

- (a) Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST¹⁴⁶ firmado entre o ONS e a concessionária do serviço público de transmissão de energia elétrica: na Cláusula 39 do CPST consta que “As PARTES poderão valer-se da arbitragem para dirimir eventuais controvérsias, na forma estabelecida no Artigo 44 do Estatuto do ONS.”, o que não se aplica às divergências de faturamento tratadas no citado contrato.
- (b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST¹⁴⁷, firmado entre o ONS e distribuidoras conectadas à rede básica; geradoras e importadoras, inclusive as conectadas fora da rede básica; consumidores livres e exportadores conectados à rede básica: na Cláusula 27 do CUST consta que “As PARTES poderão valer-se da arbitragem para dirimir eventuais controvérsias, na forma estabelecida no Artigo 44 do Estatuto do ONS”, o que não se aplica às divergências de faturamento tratadas no citado contrato.

Assim, sob a ótica do Poder Público, do consenso, da colaboração e da busca da eficiência no setor, também deve ser observado que a adoção da arbitragem como meio de solucionar controvérsias encontra respaldo no anseio dos agentes estatais e privados, na medida em que possibilita a presença de especialistas que vão analisar mais prontamente os litígios, com a visão do mercado e da complexidade das regras e das operações nele realizadas.

¹⁴⁶ CPST Modelo 07Nov07_Final .doc, disponível no site do ONS – www.ons.org.br, acesso em 12.01.2012.

¹⁴⁷ CUST, modelo disponível no site do ONS – www.ons.org.br, acesso em 12.01.2012.

6.0 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

O ambiente de negócios no Brasil é bastante propício ao desenvolvimento da geração de energia elétrica como uma atividade econômica lucrativa, ainda que esteja circundada por inúmeros riscos (vide capítulo 4) ou que ocorra sob o regime de concessão de serviços públicos (item 3.2), como se observa da análise legal-regulatória apresentada neste trabalho.

Os diversos mecanismos de incentivo à atividade de geração de energia elétrica reforçam a atratividade do investidor para atuação no setor, como consta do capítulo 5, no qual estão indicadas algumas políticas públicas adotadas nos últimos anos, justamente com a finalidade de ampliar a participação privada e pública nessa área essencial da infraestrutura nacional.

Os números confirmam que os riscos não representam gargalo à atividade de geração, quando se observa, por exemplo: (a) que há mais de 500 geradores como agentes da CCEE, num total de 2.298 em dez/2012 (Tabela 1); (b) que no BIG-ANEEL constam em operação 2.770 empreendimentos de geração, além de 162 em construção e mais de 540 outorgados (item 3.1 e Tabela 3); (c) que havia mais de 50 mil contratos registrados na CCEE em dez/2012, a maior parte tendo geradores na ponta da venda, em especial no ACR (figura 9); e (d) que o BNDES desembolsou quase R\$ 19 bilhões para o setor elétrico, em 2012 (item 5.6.1).

As previsões legais ou decisões regulatórias também confirmam que os riscos podem ser afastados, quando se verifica, por exemplo: (a) que pode ser negociada a revogação amigável de outorga de autorização, sem ônus ao empreendedor (item 4.4.6); (b) que a ANEEL pode reconhecer excludentes de responsabilidade do empreendedor, que permanece com o direito ao recebimento de receitas contratadas (item 4.6.6); e (c) que inclusive contratos do ACR podem ser negociados, com a suspensão de obrigações do gerador (item 4.7).

É relevante notar que a decisão brasileira de regular a geração de energia elétrica como atividade econômica decorre da proteção à livre iniciativa (um dos princípios da ordem econômica e financeira - art. 170 da Constituição) e do fato de que o Estado é agente normativo e regulador da atividade econômica (art. 174 da Constituição). Desta forma, com base nesses princípios decorreram, em linhas gerais:

- (a) a estruturação da regulação do setor elétrico, sob responsabilidade da ANEEL (Lei nº 9.427/1996 e Decreto nº 2.335/1997);
- (b) a definição dos regimes jurídicos para a geração de energia elétrica – concessão, permissão, autorização ou registro (item 3.2); e
- (c) a adoção do modelo de mercado de 1998 (Lei nº 9.648/1998), em que se previa que a dinâmica própria do mercado incentivaria a expansão da geração, o que não se observou principalmente em decorrência do racionamento de energia elétrica de 2001 (item 2.1), que representou um momento de profunda reflexão setorial e resultou no aprimoramento do modelo, em 2004, privilegiando-se o planejamento de longo prazo, atividade essencial do Estado (art. 174 da Constituição Federal).

No que se refere ao modelo do setor elétrico de 2004 – Lei nº 10.848/2004 e diversos decretos e regras e procedimentos posteriores (item 2.2), tem-se que esse modelo, em linhas gerais:

- (a) definiu o arranjo da atual governança do setor, com atribuições institucionais específicas (CNPE, MME, ANEEL, CMSE, CCEE, EPE e ONS);
- (b) estabeleceu as atividades funcionais essenciais do setor elétrico, ao lado da regulação, quais sejam: planejamento – EPE (item 2.4.1), comercialização – CCEE (item 2.4.2) e operação do sistema – ONS (item 2.4.3); e
- (c) organizou a comercialização de energia elétrica em ambientes específicos - regulado e livre (Lei nº 10.848 e Decreto nºs 5.163 e 5.177/2004), a partir do que foram definidos segmentos específicos para a atuação dos geradores (item 3.3).

Em essência verifica-se que, ao longo do tempo, houve um tratamento específico aos riscos na geração de energia elétrica, de forma a torná-los transparentes ao investidor, de um lado e, por outro lado, buscar mitigá-los para estimular a atividade a longo prazo. Isso sem esquecer princípios básicos que objetivam o desenvolvimento econômico e social sustentável, como a proteção ambiental e o respeito aos direitos sociais (art. 170 da Constituição Federal de 1988 e Convenção 169, da OIT, de 1989).

Assim, conforme a proposta desta dissertação – visão legal-regulatória quanto aos riscos à atividade de geração de energia elétrica e mecanismos de incentivo estabelecidos pelo Poder Público, e com base na análise apresentada nos capítulos 1 a 6, pode-se concluir o que segue.

6.1 EM RELAÇÃO AOS RISCOS

Existem inúmeros riscos e desafios a serem observados, analisados, mensurados e quantificados para o desenvolvimento da atividade de geração de energia elétrica no Brasil, como detalhado ao longo desta dissertação e exemplificado de forma sumariada na tabela 19.

Da análise efetuada, pode-se afirmar que os maiores pontos de atenção na geração de energia elétrica se referem, basicamente, aos riscos advindos da própria atuação do gerador, como a falta de diligência quanto ao cumprimento de suas obrigações. Sob esse aspecto, é relevante considerar que, ainda que terceiros se omitam na adoção de medidas que impliquem eventual descumprimento de obrigação por parte do gerador, este deve agir e comprovar que seus compromissos foram devidamente atendidos. Como exemplo, cite-se a permanência do direito de o gerador de energia de reserva receber a receita contratada, pois havia efetuado a implantação do empreendimento eólico, que somente não entrou em operação comercial na data estabelecida no cronograma por atraso na construção de ICGs, de responsabilidade de terceiros, como foi comprovado pela ANEEL (vide item 4.6.6).

Outro ponto a destacar é a necessidade de o gerador de energia elétrica conhecer adequadamente as regras e as obrigações a que está sujeito (vide tabela 1 e capítulo 4), pois não se pode opor desconhecimento das normas para a busca de eventual isenção de responsabilidades, como indicado no item 4.2, no qual são analisados aspectos gerais quanto ao tratamento dos riscos no setor elétrico brasileiro.

Tabela 19: Riscos na geração de energia elétrica no Brasil – Sumário exemplificativo

RISCO – ORIGEM	OBRIGAÇÕES DO EMPREENDEDOR / GERADOR	IMPACTOS / CONSEQUÊNCIAS	MITIGAÇÃO - POSSIBILIDADES	ITENS
Regulação	<ul style="list-style-type: none"> Atendimento do disposto nos contratos de concessão / atos de autorização Conhecimento e declaração de ciência quanto às regras Atendimento e recolhimento de encargos Concordância quanto à adequação / alteração de regras sob o aspecto legal, técnico, operacional e de segurança do sistema e do mercado de energia elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> Desconhecimento do mercado e seus <i>players</i> e possíveis estratégias Mudança de cenários de atuação Assumir os ônus decorrentes do atraso no início de operação comercial de usinas Penalidades regulatórias (REN 63/2004) Inscrição Cadin ANEEL Intervenção na concessão Extinção da concessão ou revogação de autorização 	<ul style="list-style-type: none"> Análise econômica do Direito Audiências e consultas públicas Análise de Impacto Regulatório – AIR Isenção de responsabilidade por atrasos no caso de atos provocados pelo Poder Público ou casos fortuitos ou de força maior Mudança de combustível e localização usina Equilíbrio econômico financeiro Termo de Ajuste de Conduta - TAC Revogação amigável de outorga de autorização Gestão da informação 	<ul style="list-style-type: none"> 4.1 4.2 4.3 4.6.1 4.6.2 4.6.3 4.6.4 4.6.5 4.6.6
Mercado – Comercialização de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> Cumprimento de obrigações no âmbito da CCEE: Convenção, Regras e Procedimentos de Comercialização Definição de segmento do mercado para atuação Cumprimento dos contratos do ACR e ACL Venda de energia elétrica e potência com 100% de lastro para venda Aporte de garantias financeiras Sujeição ao rateio da inadimplência na liquidação do Mercado de Curto Prazo 	<ul style="list-style-type: none"> Definição de estratégias equivocadas Exposição ao PLD Perda de prazos Não efetivação de registro de contratos para a contabilização do Mercado de Curto Prazo Aplicação penalidades e multas pela CCEE Aplicação penalidades pela ANEEL Revogação da concessão ou da autorização Desligamento da CCEE Conflitos com agentes e/ou com a CCEE Penalidades contratuais bilaterais / agentes 	<ul style="list-style-type: none"> Conhecimento regulatório e do mercado Atuação conforme regras e riscos “razoáveis” Gestão do lastro para a venda: garantia física, contratos, consumo interno, perdas sistêmicas, segurança operacional e comercial MRE e MRA Assunção de resultados negativos (exposições) Média móvel para penalidades de lastro Participação em audiências e consultas públicas Gestão da informação, obrigações e prazos Gestão de resultados 	<ul style="list-style-type: none"> 3.3 4.4.1 4.4.2 4.4.3 4.4.4 4.4.5 4.4.6 4.4.7 4.4.8 4.10
Operação do Sistema	<ul style="list-style-type: none"> Cumprimento de obrigações no âmbito do ONS – Procedimentos de Rede Definição de modalidade de operação de usinas Submissão aos despachos do Operador Regras de indisponibilidade de geração – TEIF e TEIP 	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação de penalidades e multas pelo ONS Informe do ONS para a ANEEL, para a adoção das medidas cabíveis Degradação da garantia física Risco hidrológico 	<ul style="list-style-type: none"> Definição e revisão da garantia física Recebimento de ESS MRE e MRA Gestão da informação, obrigações e prazos Gestão de resultados, vinculados aos resultados divulgados pela CCEE 	<ul style="list-style-type: none"> 4.4.2 4.4.5 4.4.6 4.5.1 4.5.2 4.5.3 4.10
Leilão de energia elétrica no ACR: investidor como vencedor do	<ul style="list-style-type: none"> Depositar garantia de fiel cumprimento Obter licenças ambientais Efetuar a conexão ao SIN Obter financiamentos para empreendimento 	<ul style="list-style-type: none"> Firmar “contratos de substituição” de energia elétrica no caso de atraso ou indisponibilidade de geração Aplicação penalidades pela ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> Isenção de responsabilidade do empreendedor diligente que não der causa ao descumprimento de obrigações Recebimento da receita contratada no caso em 	<ul style="list-style-type: none"> 4.3.1 4.3.2 4.3.3 4.6.1

RISCO – ORIGEM	OBRIGAÇÕES DO EMPREENDEDOR / GERADOR	IMPACTOS / CONSEQUÊNCIAS	MITIGAÇÃO - POSSIBILIDADES	ITENS
certame para implantação de novos empreendimentos de geração	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cumprir cronograma de implantação do empreendimento ▪ Atender data de entrada em operação comercial ▪ Atender data de início de suprimento prevista nos CCEARs 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Revogação da concessão ou autorização ▪ Execução da garantia de fiel cumprimento ▪ Resolução dos CCEARs com as distribuidoras e pagamento de multa contratual ▪ Proibição de contratar com a Administração Pública ▪ Penalidades previstas em contratos de financiamento 	<p>que o empreendimento esteja em condições de início de operação comercial</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cessão de energia ▪ Termo de Ajuste de Conduta com a ANEEL ▪ Devolução da concessão / autorização antes da imputação de penalidades ▪ Resolução amigável de CCEARs com as distribuidoras 	<p>4.6.2</p> <p>4.6.3</p> <p>4.6.4</p> <p>4.6.5</p> <p>4.6.6</p>
Contratos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CCEAR “energia existente” – sujeição à redução de montantes ▪ CCEAR quantidade – risco hidrológico ▪ CCEAR disponibilidade – sujeição ao despacho do ONS e disponibilidade de combustível ▪ CCEARs “energia nova” – atraso no início da operação comercial ▪ Atender despachos do ONS ▪ Contratos do ACL 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Redução de montantes contratados de “energia existente”, a critério da distribuidora ▪ Suspensão do registro do CCEAR na CCEE / distribuidoras pode resolver o contrato e cobrar multa contratual ▪ Exposição ao PLD ▪ Exposição no Mercado de Curto Prazo e penalidades apuradas no âmbito da CCEE e do ONS 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits antes da redução de montantes de CCEARs ▪ MRE ▪ Contratos de “substituição” de energia elétrica ▪ Acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras para suspensão ou rescisão amigável de CCEARs ▪ Garantias exigidas nos contratos do ACL 	<p>4.4</p> <p>4.5</p> <p>4.7</p>
Ambiental / Social	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Licenças ambientais - atender condicionantes e compromissos e ambientais e sociais ▪ Consultas prévias aos povos atingidos ▪ Observar Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT, de 1989 ▪ Preservação dos direitos sociais, econômicos e culturais dos povos atingidos pela implantação de usinas ▪ Proteção quanto à contratação e condições de emprego e sindicalização dos trabalhadores na implantação de usinas ▪ Atender novo Código Florestal, de 2012 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Suspensão / paralisação de obras e atividades, inclusive por decisões judiciais ▪ Ampliação de custos ▪ Pagamento de multas ▪ Infração de direitos trabalhistas ▪ Penalidades pela ANEEL ▪ Sanções administrativas e penais – Lei dos Crimes Ambientais 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Estudos prévios (EIA, RIMA) e discussão sobre a necessidade da Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) ▪ Termo de Ajuste de Conduta com Ministério Público ▪ Alteração de projeto original e restrição da concessão ou autorização ▪ Provisão para contingências ambientais e sociais 	<p>4.8.1</p> <p>4.8.2</p> <p>4.8.3</p> <p>4.8.4</p> <p>4.8.5</p> <p>4.9.1</p> <p>4.9.2</p>

6.2 EM RELAÇÃO AOS MECANISMOS DE INCENTIVO

Quanto aos mecanismos de incentivo estabelecidos pelo Poder Público para expandir a atividade de geração de energia elétrica no Brasil, verifica-se que há um extenso e atrativo rol de incentivos, o que pode contribuir de forma decisiva para a participação da iniciativa privada e do próprio Estado (via sociedades de economia mista) no setor elétrico.

Da análise dos mecanismos de incentivo indicados nesta dissertação foi elaborado o sumário exemplificativo constante da Tabela 20:

Tabela 20: Mecanismos de incentivo à geração de energia elétrica no Brasil – Sumário exemplificativo

INCENTIVO - ORIGEM	CONTEÚDO	BENEFÍCIOS	ITENS
Regulação	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Livre iniciativa como princípio da ordem econômica brasileira ▪ Regulação econômica, técnica, concorrência, incentivo, planejamento, de acordo com políticas setoriais definidas ▪ Regimes jurídicos definidos: concessão, autorização, permissão ou registro de geração ▪ ANEEL estabelece regras, procedimentos, obrigações e penalidades aplicáveis no exercício da atividade 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geração aberta à competição, no ACR e no ACL ▪ A atividade é desenvolvida por conta e risco do gerador, que escolhe o segmento do mercado no qual irá atuar, de acordo com suas estratégias ▪ A geração não é regulada economicamente no sentido de haver tarifas (distribuição) nem receita permitida (transmissão) fixadas pelo Poder Público, existindo preços para a venda de energia decorrentes dos leilões do ACR ou de contratos do ACL ▪ Garantia de livre acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão, com tarifas definidas ▪ Transparência e eficiência: conhecimento e participação na construção dos atos do regulador, discutidos em audiências e consultas públicas / análise de impacto regulatório ▪ Encargos do gerador fixados conforme os regimes jurídicos aplicáveis ▪ Possibilidade de estimativa e mensuração de custos e retorno financeiro (capital investido) 	5.1
Mercado	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leilões e contratações de longo prazo no ACR ▪ Segmentos possíveis de atuação dos geradores: ACR, ACL, Energia de Reserva e liquidação de energia no Mercado de Curto Prazo, ao PLD ▪ Garantias financeiras ▪ MRE 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leilões como instrumento de política pública para a expansão da geração ▪ Contratações de longo prazo vinculadas à garantia de recebíveis – ativos negociáveis e passíveis de oferecimento em financiamentos para implantação do empreendimento ▪ Liberdade de atuação do gerador / definição de estratégias conforme objetivos almejados ▪ As garantias financeiras visam mitigar impactos de eventuais inadimplências /busca do aprimoramento da metodologia de garantias para o Mercado de Curto Prazo ▪ Riscos hidrológicos mitigados pelo MRE 	3.3 4.4
Fontes renováveis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leilões do ACR e leilões de Energia de Reserva ▪ Desconto na TUSD e TUST 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ampliação das fontes renováveis na matriz via contratações de longo prazo nos leilões do ACR e como energia de reserva, com garantia de recebimento da receita contratada 	5.2

INCENTIVO - ORIGEM	CONTEÚDO	BENEFÍCIOS	ITENS
	<ul style="list-style-type: none"> Conselho de Competitividade de Energias Renováveis 	<ul style="list-style-type: none"> Descontos de 50 a 100% nas tarifas de uso do sistema de distribuição ou de transmissão Ampliação do alcance das fontes com definição de condições para acesso de microgeração e minigeração distribuída Definição de planejamento e políticas públicas no Conselho de Competitividade – ex.: leilões exclusivos para energia solar 	
PAC	<ul style="list-style-type: none"> Programas relacionados à geração de energia elétrica incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento - PAC 	<ul style="list-style-type: none"> Instrumentos públicos de incentivo: <ul style="list-style-type: none"> (c) Linhas de financiamento do BNDES, com condições pré-definidas e isonomia entre autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica. (d) Constituição de Fundo de Investimento em Participação em Infraestrutura – FIP-IE 	5.3
REIDI	<ul style="list-style-type: none"> Projetos habilitados no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI 	<ul style="list-style-type: none"> Suspensão de contribuição para PIS e COFINS, por 5 anos Descontos de créditos na contribuição para PIS/PASEP e COFINS, para edificações Ampliação do prazo de recolhimento de impostos e contribuições 	5.4
Projetos de Investimentos Prioritários	<ul style="list-style-type: none"> Projetos classificados como prioritários pelo Poder Executivo Federal, conforme decisão MME 	<ul style="list-style-type: none"> Benefício tributário: emissão de “debêntures incentivadas” para captação de recursos a serem aplicados no projeto, com incidência de imposto de renda exclusivamente na fonte 	5.5
Aspectos financeiros	<ul style="list-style-type: none"> Financiamentos: <i>Project finance</i> e financiamento corporativo Dação de bens e recebíveis em garantia – definição de critérios pela ANEEL 	<ul style="list-style-type: none"> BNDES possui linhas de financiamento específicas para geração de energia elétrica, em especial para contratos do ACR, com garantia de recebíveis de longo prazo. Em estudo aprimoramento de financiamentos de projetos para ACL. Gestão e definição de estratégias pelo gerador quanto à possibilidade de dação de bens e recebíveis em garantia de operações de mútuo de longo prazo, por exemplo. 	5.6.1 5.6.2
Aspectos tecnológicos	<ul style="list-style-type: none"> <i>Smart grid</i> Financiamento do BNDES – índice de nacionalização 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de abertura do mercado consumidor – compra e venda direta de energia no atacado e varejo Possibilidade de ampliação da geração distribuída e microgeração Crítérios definidos para financiamento Possibilidade de ampliação de projetos de fontes renováveis, como a eólica 	5.7.1 5.7.2
Meios de solução de conflitos	<ul style="list-style-type: none"> Definição dos mecanismos de solução de conflitos aplicáveis no mercado e na operação 	<ul style="list-style-type: none"> Pode haver maior celeridade e eficiência nas decisões sobre conflitos existentes no setor, via mecanismos específicos, como solução amigável, mediação, conciliação ou arbitragem. Em último caso há a judicialização de questões. 	5.8

6.3 RECOMENDAÇÃO

Como verificado ao longo deste trabalho, no Brasil há uma gama bastante diversificada de riscos e de incentivos relacionados à geração de energia elétrica, a qual foi sendo construída, ao longo dos últimos anos, conforme definições para estabelecimento de políticas públicas ou análise de fatos e questões concretas decorrentes do desenvolvimento da própria atividade.

Entretanto, essa relação de riscos e incentivos é complexa e não organizada, o que pode dificultar o acesso, entendimento, controle e análise quanto ao seu alcance, aplicação e resultados, por parte dos empreendedores e do próprio Estado. E isso pode representar custos, na medida em que inúmeros recursos devem ser despendidos para que se estruture e/ou se analise uma operação com a observância de todos os aspectos a ela relacionados.

Como recomendação sob esse aspecto, poderia ser criado um Sistema Integrado Brasileiro de Energia Elétrica – SIBEE / Geração, em especial quanto aos empreendimentos que em sua maior parte estejam vinculados ao ACR. Nele constariam todas as informações relativas ao empreendimento de geração, de forma individualizada, ou seja, constaria a “vida do empreendimento”, com variados dados, sob diversos ângulos, desde sua concepção até a operação, riscos e benefícios, direitos e obrigações vinculados, como indicado na figura 14.

A adoção de um sistema integrado brasileiro sobre geração de energia elétrica representaria uma contribuição para o setor elétrico, sob diversos aspectos, quais sejam:

- (a) Visão integrada do empreendimento de geração, sob a ótica do Estado, do regulador, do investidor, do pesquisador, da sociedade em geral.
- (b) Aumento da eficiência na adoção de políticas públicas e sua avaliação. No ACR, por exemplo, pode ser observado qual o verdadeiro “custo” da energia elétrica, pois este, de fato, pode ser entendido como a somatória do preço de venda nos leilões e dos custos evitados em razão dos benefícios públicos concedidos.
- (c) Melhoria da qualidade de determinadas atividades, que ocorrem até de forma descentralizada, como a fiscalização da geração de energia elétrica.
- (d) Aumento da eficiência e dinamismo quanto à verificação de metas relativas ao empreendimento, sob o aspecto operacional, comercial e financeiro, por parte do empreendedor, o que poderia incentivar o investimento no segmento.

- (e) Disseminação do conhecimento sobre as atividades de geração de energia elétrica e todas as suas inter-relações, direitos e obrigações, riscos e incentivos.

Figura 14: Sistema Brasileiro Integrado de Energia Elétrica / Geração – SIBEE/Geração (exemplificativo)

A melhor estruturação e a organização de um sistema de incentivos à geração de energia elétrica podem ampliar a eficiência de determinadas políticas públicas, que precisam ser integradas. Como exemplo, verifica-se a existência do PAC, do REIDI, do Plano Brasil Maior (com os diversos conselhos de competitividade), dos Projetos Prioritários, dos programas de financiamento do BNDES. Certamente, seriam ampliados os benefícios dessas iniciativas públicas com a integração das ações, ou seja, o Governo e o investidor poderiam observar, comparar, analisar e decidir sobre ações ou sobre investimentos considerando todos os elementos organizados e incentivos vinculados à atividade de geração de energia elétrica.

6.4 PERSPECTIVAS

Além da integração de conhecimento, ações e políticas públicas (item 6.3), também devem ser observadas as perspectivas e discussões que estão na pauta do setor elétrico brasileiro.

Com relação à comercialização de energia elétrica, baseada no ACR, no ACL, no MCP e na contratação de energia de reserva, entende-se relevante a análise do modelo de mercado, o que deve ser observado pelos geradores quando de suas avaliações de expectativas de futuro. Discute-se, por exemplo, o futuro do mercado no país, bem como o modelo de formação do PLD e sua eventual desvinculação da operação do sistema (item 4.4.3).

A discussão de modelos de mercado e de preços já foi iniciada pela ANEEL (item 5.1, agenda regulatória) e pela CCEE. Em 2011 (23-25.10.2011), a CCEE foi a responsável pela Conferência da Association of Power Exchange APEX –2011, na qual representantes de mercados internacionais debateram suas estruturas, formação de preços, despacho comercial, smart-grid, energias renováveis, *clearing houses*, bolsa de energia e derivativos, etc.

Em novembro de 2012, foi divulgado pela CCEE o White Paper – Building a Smart Brazilian Electricity Market, elaborado em colaboração com EPEX SPOT SE e AG ECC, “em resposta às necessidades crescentes da sociedade brasileira para a viabilização de um mercado competitivo de energia elétrica, sustentável e seguro”¹⁴⁸. Foram destacados aspectos entendidos como essenciais para o aperfeiçoamento do desenho do mercado brasileiro nos próximos cinco anos, a fim de facilitar a transição para um mercado mais maduro e eficiente.

Como o mercado brasileiro está baseado no ACR ($\pm 70\%$), que é um mercado organizado, no White Paper a discussão se concentrou no ACL. Almeja-se para o ACL um ambiente de negócios mais organizado e propício a investimentos de longo prazo em geração, como outra solução de segurança no suprimento. A premissa adotada é a de que mercados organizados são o pilar fundamental de qualquer mercado, com instrumentos flexíveis para transações eficientes, transparentes e seguras de produtos padronizados no atacado, o que pode reduzir custos de transação e aumentar a liquidez, levando a uma formação robusta de preço. A segurança seria alcançada por meio da liquidação centralizada via *clearing houses*, especializadas em operações financeiras e em sistemas de segurança financeira.

¹⁴⁸ Disponível em www.ccee.org.br, acesso em 18.12.2012.

Essa iniciativa representa as melhores práticas adotadas nos principais mercados do mundo, alinhadas a compromissos dos líderes do G-20 (Pittsburgh, setembro de 2009), relativos à padronização de transações, negociação em plataformas eletrônicas, compensação e liquidação centralizada, transparência de informações de negócios no mercado de derivativos.

6.5 EPÍLOGO

Em conclusão, fica configurado o quadro geral de riscos e de incentivos relacionados à geração de energia elétrica no Brasil e algumas perspectivas em debate. Esse quadro revela ser bastante propício e estimulante o cenário para a geração de energia elétrica como uma atividade econômica lucrativa, como um reflexo do movimento desenvolvimentista adotado no país nos últimos anos, em especial após a Constituição Federal de 1988.

Ressalte-se que a análise do tema ainda pode ser ampliada, quando se verifica a magnitude das ações existentes no país em relação a diversas políticas públicas. Por exemplo, no caso da expansão da geração e da transmissão (política pública de garantia de suprimento), essa deve estar alinhada com a política energética geral (gás, petróleo e derivados), com a devida prestação de serviços de distribuição de energia elétrica e tarifas (política econômica), com políticas ambientais (redução de emissão de gases de efeito estufa e fontes “limpas”), com políticas sociais (universalização, cidadania), com novas tecnologias (competitividade, desenvolvimento), com a política de participação pública e privada e o devido retorno dos investimentos, com a atuação das instituições (CNPE, MME, ANEEL, CMSE, EPE, CCEE, ONS) e demais agentes do setor – distribuidores, geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores cativos, livres e especiais.

Ao lado de toda a estruturação legal-regulatória das atividades da indústria elétrica e da integração de iniciativas, outro aspecto essencial a ser considerado é a necessidade de haver o devido conhecimento das regras e procedimentos por parte dos agentes e a eficiente gestão de seus direitos e obrigações, para que possa ocorrer o efetivo desenvolvimento da geração de energia elétrica no país, garantindo-se maior estabilidade, segurança jurídica, transparência, confiança e boa fé nas relações estabelecidas no setor elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALMEIDA PRADO Jr., Fernando Amaral, A postura empresarial de empresas energéticas diante de novos negócios: CESP um estudo de caso. Dissertação de Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos, Campinas, UNICAMP, 1994.
- [2] ARAÚJO, João Lizardo, OLIVEIRA, Adilson, Diálogos da Energia – Reflexão sobre a última década, Editora Sete Letras.
- [3] BARDELIN, Cesar Endrigo Alves, “Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica”, Dissertação Mestrado, Escola Politécnica, USP, 2004.
- [4] BAUCCELLS, Manel, RATA, Cristina, Decisions Under Uncertainty, in Decision Analysis, vol. 3, Nº 3, p. 163-174, 2006, ABI/Inform Global.
- [5] BERSTEIN, P., Desafio dos deuses: A fascinante história do risco, 2ª ed., RJ, 1997.
- [6] BOWER, J. and BUNN, D., A model-based comparison of pool and bilateral market mechanisms for electricity trading, U.K., London Business School, May 1999.
- [7] COASE, Ronald, A natureza das firmas, 1937; O problema dos custos sociais, 1960.
- [8] CONDE, C.L.R., MONTEIRO, M.A., e RAVENA, N., Impactos Socioeconômicos de Longo Prazo de Empreendimentos Hidrelétricos na Amazônia, Congresso UFSC, 2012.
- [9] DAHLGREN, R. and LIU, C. C., Risk assessment in energy trading, IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 503–511, May 2003.
- [10] DENTON, M., Palmer, A., MASIELLO, R. and SKANTZE, P., Managing market risk in energy, IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 494–502, May 2003.
- [11] EPE, Mercado de Energia Elétrica 2006-2015, publicação EPE, RJ, RJ, 2005.
- [12] FARO, Marcus e LOUREIRO, Gustavo, Direito da Energia Elétrica no Brasil, Aspectos Institucionais, Regulatórios e Socioambientais, ANEEL e UNB, 2010.
- [13] FOSCHIERA, Atamis Antonio, A Luta dos atingidos por barragens no Brasil: o caso dos atingidos pela UHE de Barra Grande, Anais do IV Simpósio Lutas Sociais na América Latina ISSN: 2177-9503, Londrina, 2010.
- [14] GOLDEMBERG, José, Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento, Edusp, SP, 1998.
- [15] GREINER, Peter, Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) – São Paulo. Fundação Getulio Vargas, 1995.
- [16] HERERY, Daniel, DEBEIR, Jean-Claude, DELEAGUE, Jean-Paul, Uma História da Energia, 2ª Ed., Editora Universidade de Brasília.
- [17] HUNT, Sally e SHUTTLEWORTH, Competition and Choice in Electricity, Wiley & Sons, England, 1996.
- [18] KELMAN, R.; BEZERRA, B.; BARROSO, L.A.N; ROSENBLATT, J.; PEREIRA, M. V. F. ; PINTO, A., Uma metodologia para o cálculo da probabilidade de decretar racionamento. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNTPEE, RJ, 2007.

- [19] KELMAN, R.; BARROSO, L.A.N ; PEREIRA, M.V.F., Market Power Assessment and Mitigation, IEEE Transactions on Power Systems, v. 16, p. 354-359, 2001.
- [20] KELMAN, Jerson, Desafios do Regulador, Rio de Janeiro, Synergia, CEE/FGV, 2009.
- [21] LANDAU, Elena – Coordenadora, Regulação Jurídica do Setor Elétrico, Editora Lúmen Júris, Rio de Janeiro - RJ, 2006.
- [22] NERES, Júlio Cesar Ibiapina, Avaliação Ambiental da Ocupação Espacial do Vale do Rio Tocantis por UHEs, Mestrado Ciências Ambientais, PUC Goiás, 2008.
- [23] NÓBREGA, Maílson, O Futuro Chegou, Editora Globo, Rio de Janeiro, RJ, 2005.
- [24] PAIXÃO, L. E., Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro, Massao Ohno Editor, SP, 2000.
- [25] PIERCE, R., et al, Regional electricity Market Integration: A Comparative Perspective, Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 8, Issue 2, 2007.
- [26] REIS, Lineu Belico, Geração de Energia Elétrica, EDUSP, São Paulo, SP, 2006.
- [27] SILVA, Ana Lúcia Rodrigues, Marketing Energético – Estratégias Competitivas na Energia, Synergia, Rio de Janeiro, RJ, 2009.
- [28] SILVA, Wendel Alex Castro, Investimento, Regulação e Mercado: Uma Análise do Risco no Setor Elétrico, doutorado na Universidade Federal de Lavras, MG, 2007.
- [29] TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, Synergia Editora, Rio de Janeiro, RJ, 2011.
- [30] TSUBONE, Rubens Takashi de Melo, Apresentação Garantias em Project Finance – Visão do Financiador, BNDES, Área de Infraestrutura, Gerência Executiva Jurídica, em 01.03.2012.
- [31] UGEDA SANCHES, Luiz Antonio, Curso de Direito de Energia, Tomo I – Da História, São Paulo, SP, Instituto Geodireito Editora, 2011.
- [32] UGUR, Mehmer, Risk, uncertainty and probabilistic decision making in na increasingly volatile world, Handbook of Business Strategy, 2005, Emerald Group Publishing Limited.
- [33] WALD, Arnaldo, Direito de Parceria e a Lei de Concessões; Empresa no Terceiro Milênio – Aspectos Jurídicos.
- [34] Web sites: ANEEL, www.aneel.gov.br; ANA – Agência Nacional de Águas, www.ana.gov.br; ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, www.anp.gov.br; Abdib – Associação Brasileira das Indústrias de Base, www.abdib.org.br; Abeeólica – Associação Brasileira da Energia Eólica, www.abeeolica.org.br; Abiape – Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia, www.abiape.org.br; Abraceel – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica, www.abraceel.org.br; Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, www.abradee.org.br; Abrage – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica, www.abrage.com.br; Abraget – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas, www.abraget.org.br; Apine - Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica, www.apine.org.br; BNDES - Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, www.bndes.gov.br, Canal Energia – www.canalenergia.com.br; CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, www.ccee.org.br; Cigre – International Council on Large Electric Systems, www.cigre.org; EPE - Empresa de

Pesquisa Energética, www.epe.gov.br; EIA/DOE– Energy Information Administration, Department of Energy, USA, www.eia.doe.gov; Fiesp – Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, www.fiesp.org.br; Instituto Acende Brasil, www.acendebrasil.com.br; Ibama – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, www.ibama.gov.br; Ministério de Minas e Energia – MME, www.mme.gov.br; ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, www.ons.org.br; U.S. Department of Energy, www.energy.gov; Tribunal de Contas da União – TCU, www.tcu.gov.br.

Publicações / trabalhos diversos:

- [35] Ações judiciais diversas, Tribunais: www.stf.jus.br, www.stj.jus.br, www.trf1.jus.br.
- [36] Audiências, consultas públicas, despachos e resoluções ANEEL, www.aneel.gov.br,
- [37] Balanço Energético Nacional 2011, ano-base 2010, www.mme.gov.br.
- [38] Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL, www.aneel.gov.br.
- [39] Contratos regulados / leilões: modelos CCEAR e CER, www.aneel.gov.br, www.ccee.org.br.
- [40] CUSD, CUST, CPST, www.ons.org.br, editais de leilões e anexos, contratos.
- [41] Disciplina PEA 5831 - Metodologias para avaliação e gestão de riscos na área energética, Pós-graduação USP, Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, 2010, São Paulo, SP.
- [42] Editais de leilões, www.aneel.gov.br, Editais de Geração, desde 1999.
- [43] Licenças Ambientais, Ibama, www.ibama.gov.br.
- [44] InfoLeilão, www.ccee.org.br.
- [45] InfoMercado, www.ccee.org.br.
- [46] Legislação federal, www.planalto.gov.br, link Legislação.
- [47] Plano Decenal de Energia Elétrica, www.mme.gov.br.
- [48] Procedimentos de Rede, Atuação do ONS sobre o SIN, www.ons.org.br, [br](http://www.ons.org.br).
- [49] Regras e Procedimentos de Comercialização, www.ccee.org.br.
- [50] Relatórios de Progresso nº 1 e nº 2, disponíveis em www.energiabrasil.gov.br.
- [51] Relatório do PAC, www.planalto.gov.br, link PAC, Eixo Energia.
- [52] Revistas Brasil Energia, Editora Brasil Energia Ltda., Rio de Janeiro, RJ.
- [53] Revistas do Direito da Energia, Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia – IBDE.
- [54] Projetos de leis, Congresso Nacional, www.camara.gov.br.