UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS

ANA PAULA GUAZZELLI FERME

**Análise de mecanismos de penalidade às usinas comprometidas com CCEAR de
energia nova.**

São Paulo
2014

ANA PAULA GUAZZELLI FERME

**Análise de mecanismos de penalidade às usinas comprometidas com CCEAR de
energia nova.**

Dissertação apresentada ao Departamento de
Engenharia de Energia e Automação Elétricas da
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em Sistemas de
Potência

Área de Concentração: Sistemas de Potência
Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2014

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

São Paulo, 29 de janeiro de 2014.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Ferre, Ana Paula Guazzelli

Análise de mecanismos de penalidade às usinas comprometidas com CCEAR de energia nova / A.P.G. Ferre. -- São Paulo, 2014.

161 p.

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

1.Energia elétrica (Regulação) 2.Legislação penal I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos pelo exemplo, orientação, incentivo, disponibilidade, imenso apoio nos momentos mais críticos e por ter me encorajado até o final deste trabalho para que não deixasse de acreditar na sua realização, demonstrando extrema confiança de que, apesar das adversidades, eu seria capaz de ir até o fim.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pela oportunidade de realizar o curso de mestrado.

Ao amigo Fillipe Henrique Neves Soares por ter me aconselhado fortemente a fazer o mestrado e por ter sido o exemplo para que eu o fizesse.

Ao meu gerente executivo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Alexandre Guedes Viana, pela compreensão e incentivo para que eu me dedicasse à pesquisa.

Às equipes das Gerências de Comercialização de Energia e de Operação do Mercado Regulado da CCEE pelo apoio e grande compreensão no período mais crítico, quando me foi exigida uma atenção maior a este trabalho, especialmente ao Fernando Felix e Diego Ferreira pelo total apoio durante os leilões, sem o qual eu não teria conseguido chegar até o fim, e por compartilharem seus interessantes pontos de vista que me permitiram aperfeiçoar a Dissertação.

Aos demais amigos da CCEE pelo suporte e enriquecimento nas discussões conceituais sobre o tema desta Dissertação, dos quais destaco Wendel Ferreira e Raoni Marinho.

À minha professora de inglês e amiga Carla D'elia, também mestranda da USP, pelo apoio, dicas e trocas de experiências acadêmicas, além dos incríveis conselhos nos momentos mais críticos, que me fizeram, por diversas vezes, tomar novo fôlego para continuar, especialmente vendo a sua dedicação à sua própria pesquisa.

Aos amigos e familiares pela compreensão às minhas ausências no período da pesquisa, em especial, aos meus queridos pais Angelo e Delfina e irmãos Rafael, Luciana e Rodrigo.

RESUMO

FERME, A. P. G. **Análise de mecanismos de penalidade às usinas comprometidas com CCEAR de energia nova.** 2014.161f. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

No atual modelo do setor elétrico, conforme previsto na legislação vigente, o Ministério de Minas e Energia (MME) promove leilões de compra de energia elétrica, como mecanismo para o atendimento à demanda das distribuidoras de energia, proporcionando a busca pelo menor valor de compra possível, que será repassado ao consumidor final, por meio de tarifas. A negociação, resultante dos leilões, é firmada entre as empresas geradoras e distribuidoras de energia, por meio de contratos, em um ambiente conhecido por Ambiente de Contratação Regulada, o que caracteriza o reconhecimento por Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Dentre estes leilões, estão previstos os chamados leilões de energia nova, que tem como objetivo não somente atender à demanda futura das distribuidoras de energia, mas também viabilizar a expansão do potencial de oferta na matriz energética brasileira, por meio da construção de novos empreendimentos de geração. Para isto, além de um planejamento de médio e longo prazo que assegure um suprimento sustentável ao mercado regulado de energia elétrica, é necessário que existam regras definidas para a negociação e entrega da energia e que sejam mitigados os riscos do não cumprimento das obrigações dos geradores, previstas nos contratos. Neste sentido, cláusulas contratuais são previstas para assegurar tais obrigações dos geradores durante o compromisso de suprimento, além de outras penalidades na legislação vigente para os agentes do setor elétrico brasileiro. Desta forma, a análise aqui apresentada retrata o estudo aprofundado de todos os mecanismos de penalidades utilizados até o final do suprimento do CCEAR de energia nova, para que se possa então verificar os impactos para o gerador, na ocorrência do descumprimento de cada uma de suas obrigações, além de observar os possíveis impactos para o consumidor final, na contabilização do mercado de energia como um todo e, até mesmo, na operação do sistema interligado nacional (SIN).

Palavras-Chave: Leilão de energia elétrica. Penalidade. CCEAR. Energia nova. Comercialização.

ABSTRACT

In the current institutional model of the Brazilian electricity sector, according to the legislation in force, the Ministry of Mines and Energy promotes auctions of electricity, as a mechanism to meet the demand power distribution, ensuring the lowest possible purchase price, that will be passed through to final consumers tariff. The negotiation associated to the auctions is consolidated between generating and distribution companies through contracts in a business environment known Regulated Contracting Environment, giving rise to the Contract Energy Trading in a Regulated Environment (CCEAR). Among these auctions, it is worthwhile to note the new energy auctions, which aims to not only meet the future demand of energy distribution, but also facilitate the expansion of the supply potential of the Brazilian energy matrix, through the construction of new generation plants. For this, in addition to a medium and long term planning to ensure a sustainable supply to the regulated market of electricity, it is necessary to define rules for the negotiation and delivery of energy and to mitigating the risks of non-compliance with the obligations of generators to these contracts. In this sense, contractual clauses are provided to enforce the generators to comply with such obligations during the commitment to supply, in addition to other penalties in the legislation for the agents of the Brazilian electricity sector. Thus, the analysis presented here synthesizes a study of all penalties mechanisms established in the new energy CCEAR and then verifies the impacts for the generator in the event of non-compliance with each of their obligations and the possible impact to the consumer, in accounting for the energy market as a whole and even in the operation of the national grid (SIN).

Keywords: Auction electricity. Penalty. CCEAR. New energy. Comercialization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração do Mercado de Curto Prazo (MCP)	35
Figura 2 - Modelo institucional do setor elétrico brasileiro.....	38
Figura 3 - Tipos de leilões de energia elétrica previstos na legislação brasileira	43
Figura 4 - Negociação em leilão de energia elétrica	50
Figura 5 – Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade.....	67
Figura 6 – Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade.....	68
Figura 7 - Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 e L2 e para outra usina que participou apenas do L1	69
Figura 8 - Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas aos contratos por disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 (produto t1) e L2 (produto t2) e para outra usina que participou apenas do L1 (produto t3)	69
Figura 9 – Relacionamento do módulo de ressarcimento com os demais módulos de regras	71
Figura 10 – Relação do módulo de penalidades de energia junto aos demais módulos das regras de comercialização	80
Figura 11 – Relação do módulo penalidade de potência junto aos demais módulos das regras de comercialização.....	80
Figura 12 – Histórico de recursos e requisitos a serem considerados na apuração do saldo do lastro de energia	82
Figura 13 – Apuração da insuficiência de lastro de energia.....	82
Figura 14 – Recursos e requisitos considerados na apuração de penalidade de potência por patamar de carga pesada para cada dia do mês de referência “M”	86
Figura 15 – Apuração da insuficiência de lastro de potência	87
Figura 16 – Representação gráfica da comercialização de potência	88
Figura 17 – Relacionamento do módulo de garantias financeiras com os demais módulos de regras.....	89
Figura 18 - Horizonte de cálculo da garantia financeira	90

Figura 19 – Balanço energético para cálculo da garantia financeira	92
Figura 20 – Inflexibilidade e geração acima da inflexibilidade.....	96
Figura 21 – Composição e reajuste do CVU e da receita fixa	96
Figura 22 – Apuração da geração por <i>constrained-on</i> e <i>constrained-off</i>	104
Figura 23 – Curva de aversão ao risco (CAR) para a região Sudeste/Centro-Oeste em 2013/2014	105
Figura 24 - Resultado dos casos 1 e 2 para a primeira semana operativa de junho de 2010	148
Figura 25 - Resultado dos casos 1 e 2 para a segunda semana operativa de junho de 2010	149
Figura 26 - Resultado dos casos 1 e 2 para a terceira semana operativa de junho de 2010	150
Figura 27 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quarta semana operativa de junho de 2010	150
Figura 28 - Resultado dos casos 1 e 2 para a primeira semana operativa de novembro de 2012	151
Figura 29 - Resultado dos casos 1 e 2 para a segunda semana operativa de novembro de 2012	153
Figura 30 - Resultado dos casos 1 e 2 para a terceira semana operativa de novembro de 2012	153
Figura 31 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quarta semana operativa de novembro de 2012	154
Figura 32 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quinta semana operativa de novembro de 2012	154

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução histórica da contratação em leilões por tipo de leilão e preço de venda atualizado com base no IPCA de setembro/2013.....	46
Gráfico 2 - Evolução histórica da contratação por fonte em leilões de energia nova (LEN, LFA e LER) e preço médio de venda atualizado com base no IPCA de setembro/2013	51
Gráfico 3 – Representatividade das fontes energéticas na contratação dos leilões de energia nova (LEN e LFA) realizados até agosto de 2013	52
Gráfico 4 - Histórico da receita de venda e do PLD médio mensal de janeiro de 2012 a janeiro de 2013.....	106
Gráfico 5 - Histórico da geração por despacho na ordem de mérito de preço (DOMP), por demais motivos de despacho e PLD médio mensal de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013	107
Gráfico 6 – Geração térmica segregada em função do motivo de despacho	107
Gráfico 7 - Usinas a biomassa com ressarcimento por insuficiência de geração para CCEAR (RESS_IGR_G) em dezembro de 2012.....	113
Gráfico 8 - Comparação entre a insuficiência de geração anual de usinas a biomassa, apurada em dezembro de 2012, a quantidade de energia anual do CCEAR e o PLD médio mensal	113
Gráfico 9 - Comparação entre o compromisso do CCEAR, a geração de energia e o PLD médio mensal (usinas com RIGBIO_PROD).....	114
Gráfico 10- Ressarcimento por indisponibilidade (RIND_BIO) de usinas a biomassa em março de 2013	115
Gráfico 11 - Comparação entre a geração mensal de usinas a biomassa e o PLD médio mensal (usinas com RIND_BIO)	116
Gráfico 12 – Ressarcimento por indisponibilidade de térmicas (RIND) e o PLD médio mensal.....	117
Gráfico 13 - Representatividade das usinas térmicas com ressarcimento por indisponibilidade relativo ao período de janeiro a março de 2013.....	118

Gráfico 14 - Comparação mensal entre o ressarcimento por insuficiência de geração para atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP) e as curvas do PLD e do CVU	120
Gráfico 15 - Comparação mensal da quantidade de energia indisponível e os valores do RESS_DESP	121
Gráfico 16 - RESS_DESP por usina e a comparação do PLD médio mensal, o CVU e o preço utilizado para o cálculo do ressarcimento em dezembro de 2012	122
Gráfico 17 - Representatividade da energia indisponível em relação a potência por usina em dezembro de 2012	122
Gráfico 18 - Comparação entre a inflexibilidade contratada no CCEAR da Candiota III, a geração associada à inflexibilidade e o PLD médio mensal	124
Gráfico 19 - Comparação entre a receita fixa do CCEAR, os custos do comprador e o ressarcimento relativos à inflexibilidade da usina Candiota III	125
Gráfico 20 - Preços e pagamento das penalidades por insuficiência de lastro de energia	126
Gráfico 21 - Histórico de preços de referência ajustados para a penalidade de potência	127
Gráfico 22 - Risco de déficit de potência – PDE 2021 (%)	128
Gráfico 23 – Curva de geração média horária no Ceará para janeiro de 2013	129
Gráfico 24 - Curva de geração média horária no Rio Grande do Norte para janeiro de 2013	129
Gráfico 25 - Curva de geração média horária na Bahia para janeiro de 2013	130
Gráfico 26 - Curva de geração média horária no Rio Grande do Sul para janeiro de 2013	130
Gráfico 27 - Histórico do balanço energético do submercado Nordeste	152

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Ambiente de contratação de energia.....	39
Quadro 2 – Patamares de carga	86
Quadro 3 – Reajuste do CVU conjuntural e estrutural por leilão – Fonte: Elaborada a partir de CCEE, 2013	98
Quadro 4 –Tipos de combustível e referências utilizadas para reajuste – Fonte: Elaborada a partir de CCEE, 2013	99
Quadro 5 – Reajuste da receita fixa por leilão.....	99
Quadro 6 - Resumo de penalidades e ressarcimentos para usinas com CCEAR.....	109
Quadro 7 - Detalhamento das penalidades e ressarcimentos para usinas com CCEAR	110
Quadro 8 - Exigência dos contratos de leilão para recomposição de lastro com energia tão nova quanto (TNQ) e mesmo submercado	111
Quadro 9 - Lista de usinas do grupo Bertin Energia revogadas ou atrasadas	139
Quadro 10 - Informações das usinas vendedoras no leilão A-3 de 2011	141

LISTA DE SIGLAS

ACL	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE
ACR	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ANP	AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO
CAR	CURVA DE AVERSÃO AO RISCO
CCEAR	CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO
CCEE	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CEC	CUSTO ECONÔMICO DE CURTO PRAZO
CER	CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA
CMO	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
CMSE	COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO
CNPE	CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA
COP	CUSTO VARIÁVEL DE OPERAÇÃO
CVU	CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO
DOMP	DESPACHO POR ORDEM DE MÉRITO DE PREÇO
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
ESS	ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMA
GF	GARANTIA FÍSICA
ICB	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO
MAE	MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA
MCP	MERCADO DE CURTO PRAZO
MCSD	MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DÉFICITS
MME	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MRE	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA
O&M	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
PCH	PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA
PIE	PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA
PLD	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS
POCP	PROCEDIMENTO OPERATIVO DE CURTO PRAZO
PPT	PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE
QL	QUANTIDADE DE LOTES
RE-SEB BRASILEIRO	PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO
RF	RECEITA FIXA
RRV	REAJUSTE DE RECEITA DE VENDA
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
TEIF	TAXA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO FORÇADA
TEIP	TAXA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO PROGRAMADA
TNQ	TÃO NOVA QUANTO
TUSD	TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
TUST	TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
UHE	USINA HIDRELÉTRICA

UTE
VR

USINA TERMELÉTRICA
VALOR DE REFERÊNCIA

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultado dos leilões de energia elétrica realizados no Brasil. Montante financeiro atualizado pelo IPCA de setembro/2013.....	45
Tabela 2 - Informações das usinas do grupo Bertin Energia.....	140
Tabela 3 - Descrição do cenário para cálculo de garantia física	144
Tabela 4 - Resultado dos cenários para cálculo de garantia física	144
Tabela 5 - Custos Marginais de Operação (CMO) obtidos no cenário base original do leilão e no caso simulado	145

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
2	O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.1	Histórico do modelo do setor elétrico brasileiro.....	27
2.3	Instituições do modelo e suas atribuições	37
2.4	Os ambientes de contratação de energia	38
2.4.1	O ambiente de contratação livre (ACL).....	39
2.4.2	O ambiente de contratação regulada (ACR).....	40
3	OS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	42
3.1	Leilões de energia existente (LEE)	46
3.2	Leilões de ajuste (LEA).....	47
3.3	Leilões de Fontes Alternativas (LFA)	47
3.4	Leilões de energia de reserva (LER).....	48
3.5	Leilões de energia nova (LEN)	48
3.5.1	Tipos de leilão de energia nova.....	49
3.5.2	Modalidades de contratação de energia em CCEAR	52
3.5.3	Contratação por quantidade de energia	53
3.5.4	Contratação por disponibilidade de energia	54
3.5.5	Garantias financeiras: Participação e Fiel Cumprimento	56
4	AS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	60
4.1	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEAR).....	63

4.2	Ressarcimentos para usinas comprometidas com CCEAR	70
4.3	Penalidades	78
4.4	Garantias financeiras para o mercado de curto prazo.....	89
4.5	Reajuste de Receita de Venda de CCEAR e atraso na entrada de operação comercial de usinas	94
5	ANÁLISES DAS PENALIZAÇÕES ÀS USINAS COMPROMETIDAS COM CCEAR DE ENERGIA NOVA.....	108
5.1	Ressarcimentos	112
5.1.1	Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa (RIGBIO_PROD)	112
5.1.2	Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa (RIND_BIO).....	114
5.1.3	Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa)	117
5.1.4	Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP).....	119
5.1.5	Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual	123
5.2	Penalidades	125
5.3	Atraso de usinas na entrada em operação comercial.....	131
6	ESTUDO DE CASO: IMPACTO DE USINAS ATRASADAS NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL E REVOGAÇÃO DE OUTORGA	139
6.1	Objetivo e descrição do estudo de caso	139
6.2	Descrição do cenário para análise do impacto no cálculo de garantia física de usinas vendedoras em leilões futuros	141
6.3	Análise dos resultados obtidos: simulação de garantia física	144
6.4	Descrição do cenário para análise do impacto no PLD	146

6.5	Análise dos resultados obtidos: simulação do PLD	148
7	CONCLUSÕES	155
	REFERÊNCIAS.....	158

1 INTRODUÇÃO

A negociação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), proveniente de novos empreendimentos de geração (“energia nova”), a qual é direcionada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e viabilizada pelas operações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tem como objetivo atender a sociedade promovendo o atendimento a uma das necessidades consideradas essenciais pela Constituição brasileira e proporcionando o suprimento sustentável do mercado de energia elétrica, por meio de planejamento de médio e longo prazo, realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao se abordar a questão de suprimento sustentável, abrange-se não somente as questões ambientais, mas também o conceito do suprimento propriamente dito, ou seja, permitir o total atendimento da demanda energética no país de forma estável e constante, com previsibilidade de possíveis futuras dificuldades para otimização dos recursos naturais e financeiros, projetando-se soluções a serem implementadas antecipadamente.

Observando que a maior parte da demanda de energia elétrica brasileira, ou seja, em torno de 75% do consumo de energia do país (EPE, 2011), é atualmente atendido compulsoriamente por empresas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição, que devem garantir o atendimento aos chamados consumidores cativos¹, pertencentes ao ambiente regulado de comercialização de energia elétrica, o modelo setorial brasileiro prevê, através da legislação, que sejam utilizados mecanismos para proteção ao consumidor cativo, regulamentando não só o que diz respeito ao fornecimento de energia, mas também fixando os custos a serem arcados por estes consumidores, em atenção ao conceito de modicidade tarifária, tendo

¹ **Consumidor Cativo** - Consumidor de energia elétrica da concessionária ou permissionária que detém a concessão do serviço de distribuição de energia elétrica para a localidade na qual se encontra instalado, ficando submetido à tarifa e condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL.

em vista que a contratação de energia elétrica, nesse caso, é compulsória e ocorre em regime de monopólio.

Através dos leilões de energia nova, busca-se estimular os investimentos no setor por meio de contratos de longo prazo, denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), assegurando uma receita mais estável e permitindo que o empreendedor fique menos exposto à volatilidade do preço conjuntural do mercado. Além disso, busca-se por meio dos leilões contratar energia de forma eficiente para o consumidor cativo. Pode-se dizer que tal mecanismo de compra, utilizado no ambiente chamado regulado, viabiliza a maior parte dos projetos a serem implantados, com o objetivo de atender a necessidade de suprimento futura, representada pela previsão de aumento de consumo do mercado ou comumente denominado “aumento da carga”. Este aumento do consumo origina-se pelo crescimento da economia, crescimento populacional ou eventual aumento do uso *per capita* da energia elétrica. No intuito de assegurar este atendimento, a regulação vigente estabelece que toda demanda deve estar 100% contratada, suportada por uma capacidade de geração, para lastrear o montante contratado. Complementarmente, entende-se que a implementação de novos empreendimentos de geração auxiliam *per si* na mitigação do risco de suprimento. Contudo, a implementação de novos empreendimentos não elimina eventuais riscos de suprimento dos combustíveis, no caso de empreendimentos termelétricos, ou ainda o impacto da variabilidade pluviométrica sobre a capacidade de geração dos empreendimentos hidroelétricos, observando que o primeiro não está contemplado nos modelos de otimização e operação do sistema.

Apesar da energia de um empreendimento, negociada por meio de um leilão de energia nova, ser uma das soluções para atender a mencionada necessidade futura e, portanto, ter caráter de planejamento, a energia que foi mensurada efetivamente como necessidade futura materializa-se em uma necessidade de compra, ou seja, a demanda do leilão. Portanto, a energia negociada para atendimento desta demanda também será objeto a ser considerado no planejamento energético e, caso o empreendimento não seja implementado, poderá haver desequilíbrio para o sistema elétrico como um todo, dadas as condições iniciais de planejamento estabelecidas.

Para participar dos leilões de energia nova, os empreendedores devem inscrever-se atendendo aos requisitos previstos nos Editais da ANEEL, além de serem avaliadas tecnicamente pela EPE.

Porém, somente o Edital do leilão e o CCEAR a este vinculado, como também os estudos da EPE, não são suficientes para garantir que tais empreendedores cumpram com a entrega da energia pactuada contratualmente. Ademais disso, observa-se que as Regras de Comercialização e demais mecanismos regulatórios buscam por meio de penalidades e de mecanismos de garantias, assegurar que os empreendimentos sejam implementados e, no caso de empreendimentos termoeletricos, assegurar que os empreendedores possuam contratos de suprimento de combustível.

Neste sentido, a ANEEL, visando dirimir o risco de não assinatura dos CCEARs, solicita aos participantes que aportem garantias financeiras para participação no leilão e, da mesma forma, com relação à construção do empreendimento, destacando que esta última é denominada como garantia de fiel cumprimento. Além disso, cláusulas contratuais são inseridas nos contratos resultantes dos leilões para assegurar obrigações dos geradores durante o compromisso de suprimento e outras penalidades são previstas na legislação vigente para os agentes do setor elétrico brasileiro.

Tais mecanismos de penalização tentam assegurar que os participantes dos leilões façam ofertas consistentes, causando ônus aos vencedores, caso desistam do compromisso de implementar o empreendimento e fornecer energia elétrica, ou simplesmente não cumpram o prazo para a entrega prometida. Não obstante, é importante ressaltar mais uma vez que, se o referido descumprimento ocorre, a demanda futura prevista na contratação do leilão poderá não ser atendida e, por consequência, ocasionar desequilíbrio no sistema elétrico, caso a identificação deste descumprimento não ocorra em tempo hábil para mitigar seus efeitos.

As obrigações dos agentes vendedores em leilões de energia nova e que, no caso de não cumprimento, os expõe a penalidades e ressarcimentos para o mercado, podem ser divididas em obrigações no processo de participação no leilão, previstas nos

Editais, as obrigações decorrentes dos CCEARs e as obrigações de participação no mercado de energia elétrica brasileiro.

As obrigações que podem ser consideradas parte do processo de participação nos leilões de energia nova, previstas nos Editais, são:

- garantia de participação nos leilões, para assegurar a assinatura dos CCEARs;
- garantia de fiel cumprimento, para assegurar a construção do empreendimento.

As obrigações decorrentes dos CCEARs são:

- entrada em operação comercial da usina de acordo com o cronograma em ato normativo ou contratos de concessão;
- atendimento ao despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS), para os casos de despacho por ordem de mérito de preço de usinas termoeletricas;
- geração para atendimento ao compromisso contratual;
- geração para atendimento à inflexibilidade² contratada.

As obrigações para atendimento à legislação setorial são:

- garantias financeiras para o Mercado de Curto Prazo (MCP)³;
- pagamentos dos débitos provenientes das liquidações financeiras do MCP;

² A inflexibilidade da usina é o montante de potência mínima que deve ser obrigatoriamente gerado e que não está sujeito, portanto, à regra de despacho do ONS. Pode ser oriunda de limitações operacionais, seja por razões tecnológicas como, por exemplo, tempo de partida do motor ou aquecimento de caldeira, ou proveniente de motivos econômicos como, por exemplo, uma usina de gás natural que possui um contrato de fornecimento do tipo “take or pay” de tal maneira que seja economicamente inviável mantê-la desligada. O investidor deve declarar à EPE a proporção de sua potência que é inflexível e deve cobrar os gastos relativos à inflexibilidade na sua receita fixa anual.

³ Mercado de curto prazo (MCP) também é conhecido no setor elétrico brasileiro como mercado *spot*.

- manter lastro para 100% das operações de compra e venda de energia elétrica e/ou de potência;
- manter combustível necessário para geração de usinas termoelétricas.

Observa-se que, além das penalidades existentes, o não cumprimento de tais obrigações pode acarretar na rescisão dos CCEARs. Além disso, devem ser observadas as modalidades contratuais previstas na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cuja definição é apresentada a seguir sublinhando-se que o tratamento de penalidades pode, em alguns pontos, ser aplicado de forma diferenciada, ou até mesmo inexistir para algumas dessas modalidades:

- I. **Modalidade por quantidade de energia:** ponto de entrega da energia se dá no centro de gravidade do empreendimento de geração e os riscos hidrológicos são assumidos pelas geradoras. Em outras palavras, os geradores devem liquidar no mercado de curto prazo a diferença entre a sua produção física, ou energia alocada, e o montante contratado, ou seja, se a energia gerada ou alocada da usina for inferior ao montante vendido, a diferença deverá ser comprada no MCP ou, caso seja superior ao montante vendido, o excedente será comercializado pelo proprietário da usina no MCP.
- II. **Modalidade por disponibilidade de energia:** os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

Até o ano de 2007, não havia contratos do ambiente regulado negociados em leilões no âmbito do novo modelo do setor energético brasileiro, cujos empreendimentos fossem novos e que teriam sido considerados no planejamento de expansão.

As primeiras experiências com as obrigações deste tipo de contratação ocorreram a partir de 2008, quando foi iniciado o suprimento de energia para os contratos do 1º Leilão de Energia Nova, realizado em 2005. Desde então, situações como indisponibilidades de usinas termoeletricas, atraso em entrada de operação comercial, geração abaixo da inflexibilidade, rescisões contratuais e até mesmo inadimplência no mercado de curto prazo por parte dos geradores vencedores em leilão, vem ocorrendo e causando diversos impactos não só na operação do mercado, como também impactos até mesmo na própria legislação, provocando, por exemplo, alteração ou criação de novas resoluções normativas da ANEEL e portarias do MME.

Segundo Peixoto (2005) a penalização é um problema filosófico porque envolve dificuldades morais relevantes. De acordo com a autora, para Hegel:

O fundamento do direito ou de uma ordem de regras morais e jurídicas, num contrato, não responde, satisfatória ou exaustivamente, entre outros problemas, à questão sobre o dever da punição, no sentido amplo por ele reivindicado. Além disso – ou por isso mesmo – não exaure as dificuldades presentes na justificação do dever da punição.

Mesmo considerando que, do ponto de vista filosófico, punir envolve uma questão moral, Hegel considera que o crime deve ser suprimido, pois lesa o direito do outro, e o direito deve estar sempre em primeiro plano. (Duarte, 2009)

Porém, quebrar as regras também pode ser visto como uma característica inerente do ser humano que, movido a estímulos internos ou sociais, pode ser levado a cometer uma infração. Desse modo, a penalização muitas vezes é necessária, sem desconsiderar, no entanto, que deve haver uma razoabilidade entre o crime e o castigo, para que se tenha um resultado mais justo e que não sejam afrontadas as questões morais de nossa sociedade.

A partir desta reflexão, surge a motivação para analisar os mecanismos utilizados para penalizar os empreendedores que ofertaram energia em leilões de energia nova e que, em algum momento do processo, não cumpriram com o compromisso contratual e de agente de mercado, tendo em vista que o objetivo dos órgãos reguladores do setor elétrico não é simplesmente punir, mas, como já foi dito no início desse capítulo, garantir sustentabilidade ao suprimento da demanda de energia

do país. A escolha por analisar penalidades especificamente para contratos no ambiente regulado de energia nova foi motivada por dois pontos julgados importantes: a expansão do setor representada por novos empreendimentos e a abordagem por penalidades, que tanto quanto o incentivo à expansão, tem como objetivo principal, mitigar os riscos no planejamento do setor.

Dentro desta análise, busca-se inicialmente levantar e realizar um estudo aprofundado de todos os mecanismos de penalidades utilizados até o final do suprimento dos contratos CCEAR de energia nova, como o previsto na cláusula 14 dos CCEARs, no caso de indisponibilidade de energia, a Resolução Normativa ANEEL nº 165/2005, para atrasos no início de operação comercial, os ressarcimentos e penalidades previstos nas regras de comercialização e demais legislações vigentes, para que se possa então verificar os impactos para o gerador, na ocorrência do descumprimento de cada uma de suas obrigações, além de observar os possíveis impactos para o consumidor cativo, na contabilização do mercado de energia como um todo e, até mesmo, na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)⁴.

Sendo assim, após a descrição do modelo do setor elétrico brasileiro e dos leilões de energia, mecanismos estes que baseiam a contratação do ambiente regulado e que resultam na celebração do CCEAR, no capítulo 4 é apresentada uma pesquisa aprofundada dos mecanismos para penalização e sua aplicabilidade no mercado, no intuito de observar o que está previsto no CCEAR, em regras de comercialização e legislação vigente.

A partir da pesquisa dos critérios para penalização dos agentes vendedores em CCEAR, o capítulo 5 é iniciado com um panorama geral do que foi identificado na pesquisa e um quadro resumo como resultado. Em seguida, é iniciada a apresentação de análises pontuais para cada uma das condições previstas, as diferenças de aplicação entre modalidades de contrato, tipos de usinas e obrigação não cumprida por

⁴ **Sistema Interligado Nacional (SIN):** Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. (ONS, 2013)

parte do gerador, incluindo alguns exemplos numéricos ou amostras do que foi realizado recentemente na prática do mercado.

Enfim, antes da conclusão deste trabalho, é realizado um estudo de caso, o qual é representado pelas vinte e três usinas termelétricas do Grupo Bertin - vencedoras no 6º Leilão de Energia Nova (A-3) e no 7º Leilão de Energia Nova (A-5) realizados em 2008 - que por estarem revogadas ou atrasadas, sem previsão de início de operação, foram retiradas do cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)⁵, inicialmente com seis em junho de 2010 e o restante em novembro de 2012.

Esta situação motivou o questionamento sobre qual seria o impacto destas usinas que somadas representam um total de 2.795,5 MW médios de garantia física. Quando se fala em possível impacto de um grande volume de energia proveniente de usinas vencedoras em leilões para a expansão da oferta de energia futura, levando em consideração a metodologia de cálculo de garantia física estabelecida pela EPE, deve-se obrigatoriamente pensar em avaliar não somente os efeitos no PLD, ou seja, no mercado de curto prazo, mas o que pode causar a ausência desta oferta de energia no cálculo de garantia física de outras usinas que venderam energia em leilões posteriores, mas que só foi desconsiderada da expansão após o efetivo cálculo e venda destas demais usinas. Para a avaliação do cálculo de garantia física, foram selecionadas as usinas termelétricas Maranhão III e Baixada Fluminense, vencedoras no 12º Leilão de Energia Nova (A-3) realizado em 2011.

No capítulo 6 é apresentado o detalhamento da justificativa da seleção destas duas usinas para as análises de garantia física, cumprindo salientar que o leilão A-3 em 2011 foi o primeiro leilão com venda de usinas térmicas com CVU diferente de zero, após o leilão do Grupo Bertin. Dessa forma, considerando que são usinas para as quais se impõe o cálculo de garantia física, é possível realizar a análise desejada sobre o impacto da revogação e atraso das usinas do Grupo.

⁵ **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD):** Preço calculado e divulgado pela CCEE, em bases semanais e mensais, utilizado para precificação da energia na contabilização do mercado de energia elétrica e como base para a comercialização de energia no ambiente livre.

2 O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A fim de entendermos os conceitos que serão explorados dentro desse trabalho, é preciso descrever objetivamente o modelo do setor elétrico brasileiro, estabelecido pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, bem como traçar um breve relato histórico do setor elétrico brasileiro para que se possa entender as principais alterações ocorridas ao longo do tempo dentro de um passado presente.

As diretrizes dadas pela Lei 10.848 são norteadas pelos seguintes objetivos do modelo:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no setor elétrico brasileiro, principalmente

pelos programas de universalização do atendimento.

2.1 Histórico do modelo do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro teve grande impulso na década de 70, a partir da publicação da Lei nº 5.655/71, que implantou o regime tarifário denominado “custo do serviço”, cujas premissas consistiam em estabelecer tarifas de energia elétrica que cobrissem os respectivos custos de geração, transmissão e distribuição, bem como uma remuneração garantida específica ao ano. Entretanto, em função da disparidade entre os custos de geração e distribuição, muitas empresas do setor apresentavam balanços deficitários, levando o governo a adotar um mecanismo de equalização tarifária, através da publicação do Decreto-Lei nº 1.383/74, que determinava que empresas com lucro deveriam transferir recursos para aquelas que apresentavam prejuízos.

Até 1995, o modelo do setor elétrico considerava empresas verticalizadas, predominantemente estatais, que abrangiam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os recursos financeiros para construção de usinas, linhas de transmissão e sistemas de distribuição obtidos em função de financiamentos através de recursos públicos. (CCEE, 2010)

Nesse modelo, toda atividade relacionada à energia elétrica era um monopólio e, conseqüentemente, não existia competição, uma vez que todos os consumidores eram cativos e o mercado era completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos. (CCEE, 2010)

Com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação, uma vez que os investimentos em expansão foram reduzidos drasticamente e, dessa forma, surgiu a preocupação em adotar medidas que viabilizassem o aumento de oferta de energia e a revitalização do setor elétrico brasileiro.

Dessa forma, o governo federal publicou a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e a remuneração garantida para os agentes, criando ainda os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época, sendo essa ação considerada como marco inicial da reforma do setor elétrico brasileiro.

A promulgação da Lei nº 9.074/95 trouxe estímulos à participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), sendo estabelecida a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade que antes era prerrogativa exclusiva de concessionárias estatais de geração. (CCEE, 2010)

A referida lei também estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do conceito de consumidor livre⁶, consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

⁶ **Consumidor Livre** – Consumidor que exerce a opção de compra de energia elétrica, conforme definido nos art. 15 e 16 da Lei nº 9.074/95 (definição conforme Decreto nº 5.163/04).

Em decorrência, o mercado, que era totalmente regulado, possuindo apenas consumidores cativos, passou a considerar também a possibilidade de consumidores livres, que passaram a negociar livremente as cláusulas contratuais para o fornecimento de energia elétrica.

Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo MME, contando com a participação de diversos técnicos brasileiros, bem como com a participação da empresa inglesa de consultoria Coopers & Lybrand. (CCEE, 2010)

Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais⁷.

Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (o ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), entidades constituídas por meio das Leis nº 9.427/96 e nº 9.648/98, dos Decretos nº 2.335/97 e nº 2.655/98 e da Resolução ANEEL nº 351/98. Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor elétrico brasileiro. (CCEE, 2010)

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento⁸ de energia elétrica.

⁷ **Monopólio Natural** - a teoria econômica convencionou denominar monopólios naturais os setores nos quais uma única empresa provê o mercado a um menor custo do que qualquer outra situação, devido ao aproveitamento das economias de escala.

⁸ **Racionamento** - período no qual vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta em função do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (PERCEE), disciplinado pela Medida Provisória nº 2.198-5/01. O racionamento compreendeu o período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para os consumidores atendidos por meio dos Sistemas Interligados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e 1º de julho de 2001 a 31 de dezembro de 2001 para os consumidores dos Estados do Pará e Tocantins atendidos pelo Sistema Interligado Norte.

Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas de aperfeiçoamento do modelo vigente.

Os trabalhos desse Comitê resultaram na publicação de três documentos denominados “Relatórios de Progresso”, que apresentavam as alterações que deveriam ser implementadas em diferentes segmentos do setor elétrico, visando seu aperfeiçoamento. Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847/04, 10.848/04 e pelo Decreto nº 5.163/04. Entre as principais mudanças institucionais implementadas nesse período, destacam-se a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração, de Comercialização e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres. (CCEE, 2010)

Uma alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões, que aboliu o critério de maior preço e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária⁹ ao consumidor cativo. Por fim, este modelo retomou a obrigatoriedade de todos os agentes apresentarem cem por cento de contratação, inclusive consumidores livres, havendo a possibilidade de aplicação de penalidades para quem não observe esse item.

⁹ **Modicidade Tarifária** – Critério para definir tarifas que sejam viáveis para o consumidor pagar e que sejam capazes de assegurar retorno satisfatório do investimento, realizado pelos agentes do setor elétrico, além de viabilizar a expansão da economia, qualidade de vida e desenvolvimento para a sociedade.

A seguir são apresentados os papéis dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, em conformidade com o modelo vigente, implementado em 2004. (CCEE, 2010)

a) Agentes de geração

Os agentes de geração podem ser classificados em:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente¹⁰ mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987/95.
- Produtores Independentes de Energia Elétrica - PIE: são Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- Autoprodutores - AP: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

A atividade de geração de energia elétrica apresenta um caráter competitivo, sendo que todos os agentes de geração podem vender energia tanto no ACR como no ACL. Os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. (CCEE, 2010)

¹⁰ **Poder Concedente** – cabe à União o poder para conceder, permitir e autorizar a expansão da oferta e serviços de energia elétrica, no uso da competência estabelecida pelo art. 21, inciso XII, alínea “b”, da Constituição Federal. Em conformidade com o disposto no inciso II do art. 3-A da Lei nº 9.427/96, incluído pelo art. 9º da Lei 10.848/04, a operacionalização do processo licitatório é delegada à ANEEL, sendo que a expedição de atos autorizativos pode ser delegada a esta Agência.

b) Agentes de transmissão

Tais agentes são responsáveis por gerir as redes de transmissão, as quais consistem em vias de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer outro agente pagando tarifas pelo uso do sistema de transmissão (TUST)¹¹ ou de distribuição (TUSD)¹², conforme o caso. A construção/operação de novas linhas de transmissão é objeto de leilões, nos quais os agentes oferecem o lance pelo menor custo para instalação e manutenção da linha, cooperando para a modicidade tarifária do setor. Após a construção da linha, cabe ao agente de transmissão mantê-la disponível para uso, sendo ressarcido para isto, independentemente da quantidade de energia transportada através da linha de transmissão. (CCEE, 2010)

c) Agentes de distribuição

Os agentes de distribuição são empresas concessionárias, permissionárias ou autorizadas a realizar atividades orientadas a serviços de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (Consumidores Cativos). No modelo atual do setor energético, os distribuidores do SIN têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões. (CCEE, 2010)

¹¹ **As Tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST** referem-se ao pagamento do serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias que, no caso do Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito ao uso da Rede Básica, uma vez atendidas certas exigências técnicas e legais.

¹² **As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD** referem-se ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição de energia elétrica de um agente de distribuição (linhas de transmissão com tensão inferior a 230 kV, estações transformadoras e redes de distribuição).

d) Agentes comercializadores

Os agentes de Comercialização de energia elétrica compram energia através de contratos bilaterais no ambiente livre, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR. (CCEE, 2010)

e) Importadores de Energia

São os agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional. (CCEE, 2010)

f) Exportadores de Energia

São os agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos. (CCEE, 2010)

g) Consumidores livres

São os consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (agentes de geração e comercializadores) através de livre negociação. (CCEE, 2010)

Em junho de 2012, a ANEEL deu início à análise da criação de um novo agente do mercado de energia elétrica, chamado comercializador varejista, por meio da audiência pública nº 044/2012. A proposta é que este agente possa ser responsável pelas operações de comercialização de energia como representante de pequenos consumidores e, assim, permitir a separação de mercados de atacado e varejo e o tratamento adequado a cada um destes, diminuindo os riscos operacionais de consumidores que não tem o foco e preparo adequado para o tratamento das regras de comercialização atuais. A resolução normativa nº 570, que foi divulgada em agosto de 2013, estabelece os requisitos e procedimentos para este novo tipo de agente do mercado de energia.

2.2 A comercialização de energia elétrica

Como já mencionado neste trabalho, a base de comercialização do mercado atual pode ser observada principalmente na Lei 10.848/2004 e no Decreto 5.163/2004 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, regulamenta sua comercialização e dá outras providências.

De acordo com o Decreto citado, as regras gerais de comercialização de energia elétrica estabelecem que a comercialização de energia elétrica aconteça nos ambientes ACR e ACL, estabelecendo também que depende da autorização da ANEEL a comercialização, eventual ou temporária, de excedentes de energia elétrica que um Autoprodutor tenha disponível. Todos os contratos, firmados em ambos ambientes, são registrados na CCEE, sendo esta responsável por realizar a contabilização e liquidação das diferenças entre a compra e a venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

O processo de contabilização tem como objetivo a comparação entre os valores contratados e de energia verificada (consumida ou produzida).

Toda a diferença, seja esta excedente ou de déficit de energia, deve ser liquidada no Mercado de Curto Prazo. A Figura 1 a seguir, ilustra genericamente o funcionamento do mercado de curto prazo.

Figura 1 – Ilustração do Mercado de Curto Prazo (MCP)

Fonte: CCEE, 2008

A contabilização e a liquidação do MCP são feitas com base nas regras e procedimentos de comercialização e no PLD. As regras de comercialização serão abordadas no capítulo 4.

Para evitar que os agentes do setor tracem estratégias vislumbrando o aumento da lucratividade de suas empresas sem garantir a modicidade tarifária, existem algumas regras que os agentes devem cumprir e penalidades aplicadas aos agentes expostos ao mercado de curto prazo, para evitar comportamentos que fujam aos princípios básicos do modelo.

Na comercialização de energia elétrica, os agentes vendedores devem garantir cem por cento de seus contratos, assim como os agentes de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL.

Essas obrigações são aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes estão sujeitos à aplicação de penalidades.

A fim de garantir o equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o CNPE propõe critérios gerais de garantia de suprimento e o MME disciplina a forma de cálculo da garantia física¹³ dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

Se caso o agente vendedor não cumprir o prazo de início da operação comercial de unidades geradoras de um empreendimento e não possuir lastro para a venda, suficiente para o cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para garantir os seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis. Os contratos de compra de energia para garantir os contratos de venda originais aos quais estão vinculados, devem ser firmados sob a integral responsabilidade do agente vendedor, inclusive quanto aos riscos de diferenças de preços entre submercados.

A ANEEL estabelece mecanismos para o tratamento específico desses casos previstos, inclusive quanto à suspensão dos benefícios e dos direitos de repasse aplicáveis à venda da energia gerada ou disponibilizada pelo empreendimento. Eventuais reduções de custos, em especial as decorrentes das contratações para atender aos contratos de venda originais, serão repassados às tarifas dos consumidores finais e os custos de aquisição de energia elétrica para atender aos contratos de venda originais deverão ser comparados com os custos variáveis de geração ou disponibilização da energia do empreendimento.

Desde o segundo semestre de 2012, novas regras e diretrizes para a comercialização tem sido discutidas e até mesmo implementadas. É o caso do registro de contratos de compra e venda de energia elétrica no ACL, devido a publicação da Portaria nº 455 do MME em agosto de 2012.

Devido a esta publicação, desde novembro de 2012, todos os contratos são registrados na CCEE antes do início da entrega da energia.

¹³ **Garantia Física:** A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, 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. (Decreto nº 5.163/2004, artigo 2º, parágrafo 2º)

Além disso, a portaria estabelece que a partir de 1º de fevereiro de 2014, os contratos sejam registrados com frequência semanal e os montantes contratados e registrados 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, com o objetivo de propiciar maior transparência e eficiência ao mercado de energia elétrica. As informações relativas a preços de cada contrato são confidenciais, cabendo à CCEE garantir a sua segurança.

Em janeiro de 2013, o governo federal também criou a Lei 12.783, com suas diretrizes inicialmente instauradas por meio da Medida Provisória nº 579/2012, estabelecendo a venda de energia aos agentes de distribuição por meio de cotas de garantia física das usinas cujas concessões de geração estejam vencendo.

2.3 Instituições do modelo e suas atribuições

O atual quadro institucional centraliza no governo o poder de fixar as políticas, o planejamento e o monitoramento do setor. A agência reguladora tem como funções a implementação das diretrizes governamentais e fiscalização dos agentes. Os agentes participam das entidades responsáveis pela comercialização e operação do sistema.

As principais instituições do atual modelo do setor elétrico e suas respectivas responsabilidades são apresentadas na Figura 2.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética.

Homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas.

MME – Ministério de Minas e Energia.

Formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

Execução de estudos para definição da Matriz Energética e planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão)

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

Monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Regulação e fiscalização, zelando pela qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes de Comercialização.

ONS – Operador Nacional do Sistema.

Coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Administração de contratos, contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, Leilões de Energia.

Figura 2 - Modelo institucional do setor elétrico brasileiro

Fonte: Elaborada a partir de CCEE, 2013

2.4 Os ambientes de contratação de energia

Nos ambientes de contratação de energia, o órgão regulador autoriza a atuação dos agentes, e dependendo da classe e categoria onde se enquadra, o agente pode atuar no ACL, no ACR ou em ambos, como podemos observar no

Quadro 1.

A diferença da comercialização de energia entre os dois ambientes seria o fato de que no ACR o agente comercializa energia mediante contratos regulados pela ANEEL, que podem ser resultado da negociação em leilões, sendo que os preços de venda estão atrelados ao resultado do leilão. Já no ACL, o agente negocia livremente os preços e condições de venda diretamente com o comprador.

Agentes	Ambiente de contratação de energia
Agentes de geração ¹⁴	ACL e ACR
Agentes de distribuição	ACR
Consumidores livres	ACL
Comercializadores	ACL e ACR

Quadro 1 – Ambiente de contratação de energia

Como os agentes geradores não cotistas e comercializadores podem vender energia elétrica tanto no ACR quanto no ACL, podemos observar a existência da competição da oferta entre os ambientes, que será influenciada pelo contexto e pelos incentivos à venda em cada um deles.

2.4.1 O ambiente de contratação livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre é o ambiente no qual a compra e venda de energia é realizada por meio de contratos bilaterais com condições, preços e volume de energia livremente negociados.

¹⁴ Os agentes geradores proprietários de usinas cujas garantias físicas foram estabelecidas como cotas, conforme a Lei 12.783/2012, não podem comercializar energia no ACL. Mais informações sobre os contratos de cotas são apresentados no capítulo 3.

Os vendedores neste ambiente são geradores não cotistas, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os compradores são os consumidores livres.

A legislação do setor elétrico, por meio das regras de comercialização, exige que tanto os vendedores, quanto os compradores, no caso, o consumidor livre, apresentem cem por cento de lastro para consumo e venda de energia, que são apurados mensalmente na contabilização do MCP. A não comprovação de lastro sujeita o agente à exposição no MCP, precificada pelo PLD, e penalidades previstas em regras.

O objetivo principal deste mercado é que o consumidor possa escolher o contrato mais adequado às suas necessidades e estratégia de custo relativo ao suprimento de energia.

2.4.2 O ambiente de contratação regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou Mercado Regulado participam os agentes de distribuição, como compradoras, e os agentes de geração e comercializadores como vendedores de energia elétrica.

Os agentes de distribuição realizam a contratação de energia elétrica para fornecimento de energia aos consumidores cativos ou também denominados consumidores finais, sob a regulamentação da ANEEL.

A contratação neste ambiente é realizada mais comumente por meio de leilões, sob as diretrizes do MME e com edital elaborado pela ANEEL, no qual são estabelecidas as condições de compra e venda, incluindo preço e prazo de comprometimento da entrega da energia pelo vendedor.

A ANEEL pode realizar os leilões direta ou indiretamente. Sendo de forma indireta, delega as atividades de operacionalização do leilão para a CCEE¹⁵.

¹⁵ Conforme parágrafo 11 do artigo 2º da Lei 10.848/2004.

A formalização da compra e venda de energia é realizada por meio de contratos bilaterais denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEAR).

Observa-se que os agentes comercializadores apenas podem negociar energia em determinados leilões, onde é previsto em edital que este tipo de agente poderá participar, tais como leilões de energia existente e leilões de ajuste.

3 OS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Os leilões de energia elétrica são estabelecidos pelo governo federal e constituem o principal mecanismo utilizado atualmente para contratação de energia elétrica no Brasil, além de ter a finalidade de viabilizar a expansão da oferta desta energia no país. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação da energia e o atendimento de um dos pilares do atual modelo do setor elétrico brasileiro, que é a modicidade tarifária.

Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN buscam o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR.

Como descrito no capítulo anterior, as distribuidoras somente podem comprar ou vender energia elétrica no ACR através dos leilões promovidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, sejam estes de energia existente ou energia nova¹⁶.

De acordo com a Lei n. 10.848/2008, que introduziu as principais diretrizes para a realização de leilões, bem como sua finalidade e características, os leilões podem ser divididos de acordo com o tipo de empreendimento, novo ou existente, como mostra a Figura 3.

Na Tabela 1, são apresentados todos os leilões do ACR já realizados até agosto de 2013, com as respectivas datas de realização, montante financeiro transacionado atualizado e energia negociada.

Para melhor visualização da contratação nos leilões ACR, foi elaborado o Gráfico 1, no qual é possível verificar como o processo de leilão tem evoluído ao longo dos anos. Destaca-se o aumento da contratação da energia nova e a descontração da energia existente no portfólio das distribuidoras, sendo que a partir de 2013 ocorre a extinção completa de contratos de energia existente.

¹⁶ Entende-se por *energia existente* aquela oriunda de empreendimentos já existentes e *energia nova* de empreendimentos que ainda serão construídos.

Figura 3 - Tipos de leilões de energia elétrica previstos na legislação brasileira

Fonte: CCEE, 2010

(Continua)

Leilão	Data do Leilão	Montante Negociado (MWh)	Montante Negociado (MW médios)	Montante Negociado atualizado (R\$ milhões)
Leilão de Energia Nova		3.185.326.115,743	17.856,0	504.380,37
1º LEN (A-5)	16/12/2005	528.840.384,000	3.016,0	93.917,95
2º LEN (A-3)	29/06/2006	339.748.320,016	1.556,0	63.305,63
3º LEN (A-5)	10/10/2006	219.992.808,006	1.104,0	39.998,15
4º LEN (A-3)	26/07/2007	171.470.784,000	1.304,0	32.268,35
5º LEN (A-5)	16/10/2007	398.038.392,000	2.312,0	70.925,14
6º LEN (A-3)	17/09/2008	141.489.696,000	1.076,0	23.741,46
7º LEN (A-5)	30/09/2008	422.159.496,000	3.090,0	78.188,04
8º LEN (A-3)	27/07/2009	1.577.952,000	11,0	286,21
9º LEN (A-5)	21/12/2009	Cancelado		
10º LEN (A-5)	30/07/2010	85.998.384,000	327,0	10.281,48
11º LEN (A-5)	17/12/2010	254.576.256,000	968,0	20.047,56

(Continuação)

Leilão	Data do Leilão	Montante Negociado (MWh)	Montante Negociado (MW médios)	Montante Negociado atualizado (R\$ milhões)
12º LEN (A-3)	17/08/2011	285.509.858,100	1.543,8	32.651,27
13º LEN (A-5)	20/12/2011	104.509.233,621	555,2	11.730,49
14º LEN (A-3)	12/12/2012	Cancelado		
15º LEN (A-5)	14/12/2012	66.181.492,800	302	6.267,64
16º LEN (A-5)	30/08/2013	165.233.059,200	691	20.771,01
Leilão de Energia Existente		1.395.803.280,000	20.182,0	141.977,47
1º LEE	07/12/2004	1.192.737.024,000	17.008,0	115.085,97
2º LEE	02/04/2005	92.919.600,000	1.325,0	11.725,40
3º LEE	11/10/2005	2.683.008,000	102,0	251,36
4º LEE	11/10/2005	81.769.248,000	1.166,0	11.549,70
5º LEE	14/12/2006	14.306.112,000	204,0	2.142,48
6º LEE	06/12/2007	Sem negociação		
7º LEE	28/11/2008	Cancelado		
8º LEE	30/11/2009	3.681.216,000	84,0	452,83
9º LEE	10/12/2010	2.577.792,000	98,0	316,79
10º LEE	30/11/2011	5.129.280,000	195,0	452,94
11º LEE	20/06/2013	Sem negociação		
Leilão de Ajuste		14.812.616,500	2.972,0	2.476,15
1º LA	31/08/2005	Cancelado		
2º LA	01/06/2005	71.760,000	17,5	4,52
3º LA	29/09/2006	22.070,000	10,0	2,36
4º LA	29/03/2007	850.824,000	189,0	68,84
5º LA	28/06/2007	Sem negociação		
6º LA	27/09/2007	1.449.426,000	169,5	278,18
7º LA	19/06/2008	346.607,500	109,0	64,18
8º LA	23/09/2008	520.784,000	233,0	111,97
9º LA	20/02/2009	8.668.421,500	1.536,0	1.615,42
10º LA	17/02/2011	1.606.714,000	310,5	203,15
11º LA	30/09/2011	724.453,000	216,5	51,58
12º LA	29/03/2012	89.086,500	13,5	13,77
13º LA	14/06/2012	321.222,000	103,5	42,29
14º LA	27/09/2012	141.248,000	64,0	19,89
15º LA	27/03/2013	Sem negociação		
16º LA	09/05/2013	Cancelado		
17º LA	08/08/2013	Sem negociação		

(Conclusão)

Leilão	Data do Leilão	Montante Negociado (MWh)	Montante Negociado (MW médios)	Montante Negociado atualizado (R\$ milhões)
Leilão de Reserva		469.626.105,600	2.864,0	71.254,57
1º LER	14/08/2008	66.435.840,000	530,0	13.548,83
2º LER	14/12/2009	132.015.960,000	753,0	24.273,42
3º LER	26/08/2010	72.028.317,600	445,1	11.259,23
4º LER	18/08/2011	80.717.328,000	460,4	9.008,47
5º LER	23/08/2013	118.428.660,000	675,5	13.164,61
Leilão de Fontes Alternativas		159.952.912,749	900,3	26.936,26
1º LFA	18/06/2007	30.505.968,000	186,0	5.867,77
2º LFA	26/08/2010	129.446.944,749	714,3	21.068,49
Estruturantes		1.522.810.710,961	6.135,0	148.864,31
UHE Santo Antônio	19/05/2008	379.236.145,674	1.552,6	40.940,73
UHE Jirau	10/12/2007	348.649.462,578	1.382,7	33.105,26
UHE Belo Monte	20/04/2010	794.925.102,709	3.199,7	74.818,32
Total		6.748.331.741,553	50.909,3	895.889,13

Tabela 1 - Resultado dos leilões de energia elétrica realizados no Brasil. Montante financeiro atualizado pelo IPCA de setembro/2013

Fonte: CCEE, 2013

Vale ainda ressaltar que a desconstrução da energia existente traz uma lacuna de contratos para as distribuidoras a partir de 2013. Em alguns casos, o término de contratos está associado ao vencimento de concessões de hidroelétricas, sendo que uma parcela dos empreendimentos com concessão vincenda foi abrangida pela Lei 12.783/2012, como já citada anteriormente nesta Dissertação, e que transformou a garantia física destas usinas em cotas. Desta forma, uma parte destes contratos de leilão de energia existente foi substituída por novos contratos de cotas de garantia física (CCGF) ¹⁷ a partir de janeiro de 2013 e, neste mesmo momento, o portfólio das distribuidoras teve um incremento de 8.329,5 MW médios relativos a estas cotas.

¹⁷ O montantes dos contratos de cotas de garantia física foram definidos pelas Resoluções Homologatórias da ANEEL nº 1.410 e 1.490 de 2013.

Gráfico 1 - Evolução histórica da contratação em leilões por tipo de leilão e preço de venda atualizado com base no IPCA de setembro/2013

Fonte: Elaboração própria a partir de dados divulgados por CCEE, 2013

Ainda assim, há contratos de energia existente com término nos próximos três anos, o que resulta em um montante de reposição¹⁸ que poderá ser declarado pelas distribuidoras para contratação nos próximos leilões A-1. Além disso, as concessões vincendas que não foram convertidas em contratos de cotas poderão ser renovadas por meio de novas licitações, conforme decisão do MME.

3.1 Leilões de energia existente (LEE)

O leilão de energia existente foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo.

¹⁸ Montante de energia elétrica permitido para declaração de compra das distribuidoras em leilões de energia existente (leilão tipo A-1), definido pelo artigo 24 do Decreto 5.163/2004.

Os leilões de energia elétrica de empreendimentos existentes estão previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 , com redações modificadas conforme o Decreto nº 5.271, de 16 de novembro de 2004 , e o Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005 .

3.2 Leilões de ajuste (LEA)

Os leilões de ajuste visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado.

Como resultado desse leilão, são firmados contratos de curta duração (de três meses a dois anos). Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 . A Resolução Normativa Aneel nº 411/2010 aprova o modelo de edital dos Leilões de Ajuste e delega a sua realização à CCEE.

3.3 Leilões de Fontes Alternativas (LFA)

O leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira.

O leilão de fontes alternativas foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.048 , de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163 , de 30 de julho de 2004.

3.4 Leilões de energia de reserva (LER)

A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos leilões de energia de reserva, conforme §3º do art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 , os quais foram regulados pelo Decreto nº 6.353/2008 .

Esta espécie de “seguro” no suprimento de energia gerou o Encargo de Energia de Reserva (EER), destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação da energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. Esses custos são rateados entre todos os usuários da energia de reserva.

O Decreto nº 337/2008 define quem são os usuários de energia de reserva: agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE.

3.5 Leilões de energia nova (LEN)

Os leilões de Energia Nova, nos quais é vendida e contratada a energia de usinas que ainda serão construídas, são realizados a fim de expandir a oferta de energia elétrica no setor. Para que isso ocorra, há um estímulo à contratação de energia por meio desse tipo de leilão, mediante contratos de longo prazo.

Os LEN estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 , com redação alterada conforme art. 18 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009 , e nos arts. 19 a 23 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A contratação através dos leilões a fim de promover a expansão do mercado acontece com antecedência de cinco (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) ou três anos (usinas que entram em operação comercial em até três anos).

Para determinar o período de contratação da energia, a distribuidora deve verificar o montante de energia a ser contratado e declarar até sessenta dias antes da realização do leilão.

3.5.1 Tipos de leilão de energia nova

Os LEN são organizados em “A-5” e “A-3”, possibilitando que as distribuidoras possam contratar a energia necessária para o atendimento de sua demanda estimada três a cinco anos à frente. Nessa formatação, os leilões acontecem cinco ou três anos antes do primeiro ano de entrega da energia.

Chegou-se a esse número pelo fato destes serem os prazos médios para construção de usinas para gerar energia. Visto que o tempo de três anos não é suficiente para a edificação de uma usina de geração de energia elétrica de grande porte que possa oferecer energia a um preço menor em decorrência de ganho de escala, os leilões A-5 seriam voltados para as usinas hidrelétricas (UHE) e os A-3 para usinas termelétricas (UTE), embora haja a participação de termelétricas no A-5 e determinadas hidrelétricas no A-3, como ampliações de UHEs e novas PCHs.

O formato de leilão A-5 implica a realização de um planejamento com cinco anos de antecedência, o que traz um grande número de incertezas, que podem ser tanto de ordem técnica, como também proveniente da estrutura econômica do País nesse período. Já nos leilões com entrega da energia com antecedência de três anos, pode-se medir melhor se as condições avaliadas serão válidas ou não. Podemos observar dois tipos de disputas no LEN realizado em A-5:

- pela concessão de novas usinas hidrelétricas (UHE) e,
- pelo acolhimento da demanda das distribuidoras.

A ANEEL define em cada edital de leilão A-5 quais são os empreendimentos licitados e os interessados podem participar da disputa por meio de sistema eletrônico. Recebe a concessão quem oferecer o menor preço pela entrega de energia.

No sistema dos leilões por meio eletrônico, os empreendedores fazem a oferta com o preço pelo qual estão dispostos a entregar a energia ao *pool* das distribuidoras. O leilão é encerrado quando a demanda declarada pelas distribuidoras ao MME é atendida ao menor preço possível na competição, conforme ilustra a Figura 4.

Figura 4 - Negociação em leilão de energia elétrica

Fonte: CCEE, 2010

A ANEEL ainda pode realizar leilões específicos para concessões de exploração de grandes projetos de usinas hidrelétricas (UHE), os quais são chamados de projetos estruturantes. Três UHEs consideradas estruturantes foram leiloadas até o momento: UHE Santo Antônio, UHE Jirau e UHE Belo Monte.

É apresentada no Gráfico 2 a evolução da contratação de energia nova por fonte energética, nos leilões que oferecem incremento de potência ao SIN, como o LEN, o LFA e o LER. Está incluída neste gráfico a energia contratada dos projetos estruturantes.

Gráfico 2 - Evolução histórica da contratação por fonte em leilões de energia nova (LEN, LFA e LER) e preço médio de venda atualizado com base no IPCA de setembro/2013

Fonte: Elaboração própria a partir de dados divulgados por CCEE, 2013

No Gráfico 3, é apresentada a energia por tipo de fonte contratada nos leilões LEN, LFA e de projetos estruturantes. Destaca-se a participação de 44% de projetos de termelétricas – muito próximo da representatividade de hidroelétricas com 45% - sendo 19% de usinas a óleo combustível, cuja fonte energética é a mesma dos projetos do caso estudado nesta Dissertação. Dessa forma, é possível concluir que a participação da geração destas térmicas e seu comportamento no âmbito dos contratos de leilão (CCEAR) tem um considerável efeito sobre as tarifas do mercado das distribuidoras.

Gráfico 3 – Representatividade das fontes energéticas na contratação dos leilões de energia nova (LEN e LFA) realizados até agosto de 2013

Fonte: Elaboração própria a partir de dados divulgados por CCEE, 2013

3.5.2 Modalidades de contratação de energia em CCEAR

O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes.

Após a assinatura pelos agentes vendedores e compradores, os CCEARs são registrados pela CCEE no sistema de contabilização e liquidação na CCEE,

atualmente chamado CliqCCEE, para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira.

Com a implantação do atual modelo do setor elétrico, a contratação foi definida em duas modalidades: a contratação por quantidade e a contratação por disponibilidade de energia elétrica.

3.5.3 Contratação por quantidade de energia

No CCEAR por quantidade, os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a estes todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir 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.

Nessa modalidade, o vendedor já deve considerar o risco de não haver, por exemplo, ambiente favorável para gerar a energia necessária para atendimento ao compromisso contratual. Nesse caso, o gerador pode adquirir energia por outros meios para cumprir com sua demanda, como por exemplo:

- Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)¹⁹
- MCP valorada ao PLD para usinas não vinculadas ao MRE

¹⁹ O MRE foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado. (CCEE, 2012). Esse mecanismo garante a transferência de energia de usinas participantes que geraram a mais que sua energia assegurada para usinas que geraram a menos a uma taxa previamente estabelecida.

3.5.4 Contratação por disponibilidade de energia

No CCEAR por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores²⁰, no caso as distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela ANEEL.

Nesse caso, a EPE elaborou o Índice de Custo Benefício (ICB), que no leilão será calculado para todos os empreendimentos participantes, de modo a obter um denominador comum para ordenar e tomar a decisão sobre quais empreendimentos atendem melhor a combinação entre as diretrizes de menor custo e maior incremento de garantia física ao SIN.

Pode-se definir ICB como sendo a razão entre os custos globais da usina e o benefício do acréscimo de garantia física ao SIN. Entende-se os custos globais como sendo a soma do custo de investimento, custo socioambiental, custo com juros durante a construção da usina, valores fixos e variáveis dos custos de operação e manutenção (O&M) e o valor esperado do custo econômico da operação no MCP (EPE, 2013). O cálculo do ICB pode ser representado pela equação 1:

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF} \quad (1)$$

ICB: Índice de Custo e Benefício em Reais por MWh;

RF: Receita Fixa em Reais por ano;

QL: Quantidade de Lotes ofertados no leilão;

COP: Valor esperado do Custo de Operação do empreendimento em Reais por ano;

CEC: Valor esperado do Custo Econômico de Curto Prazo do empreendimento em Reais por ano;

GF: Garantia Física do empreendimento em MW médios.

²⁰ Tais como eventuais exposições financeiras no MCP, positivas ou negativas.

A fim de cobrir o custo total de implantação do empreendimento, o investidor solicita a Receita Fixa, representada na equação 1 por RF (R\$/ano). Esse custo inclui os custos socioambientais, os juros durante a construção, a remuneração do investimento. Além disso, também inclui os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, como, por exemplo, o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa, o custo de conexão à rede básica, TUST, TUSD e tributos decorrentes da atividade de geração e comercialização de energia.

Calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) em função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor que determinam a condição de despacho (EPE, 2013). O valor do COP também é expresso em R\$/ano.

As diferenças mensais entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física (GF) deriva do Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), expresso em reais por ano (R\$/ano).

O valor aferido corresponde ao valor acumulado das liquidações no MCP, feitas com base no Custo Marginal de Operação (CMO)²¹ e também com base no nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M declarados pelo empreendedor.

A usina pode ser despachada por diversos motivos, entre estes se pode citar causas energéticas; ordem de mérito econômico (nas ocasiões em que sua geração ao custo declarado representar uma solução otimizada para operação do sistema); ou ainda razões elétricas (decorrentes por alguma necessidade do sistema de transmissão que impede a utilização de um recurso energético programado). Considerando a imprevisibilidade do despacho por razões elétricas, que são decorrentes da programação mensal da operação ou da operação em tempo real e caso incidam, há a divisão do custo por todos os consumidores por meio de Encargos de Serviços do

²¹ O CMO será detalhado no capítulo 6 desta dissertação.

Sistema²², os custos associados a esses despachos não são considerados para efeito de cálculo do COP e CEC (EPE, 2013).

Os valores de COP, CEC e GF são calculados pela EPE para a participação dos empreendimentos no LEN. Já os parâmetros de RF são oferecidos pelos empreendedores durante o leilão. O resultado da equação 1, expressa em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), representa custo da energia do empreendimento para o comprador, pois assume o custo do risco hidrológico com base na expectativa de recebimento ou pagamento do resultado líquido da operação do empreendimento no MCP e na expectativa do custo de operação do empreendimento no caso de despacho (EPE, 2013).

Como a RF cobre o custo de implantação do empreendimento e o *pool* das distribuidoras arca com os custos da operação, o empreendedor recebe a RF como uma espécie de aluguel da usina.

A EPE considera que, através do leilão, será negociada toda a GF do empreendimento, para o cálculo do COP e CEC, e que não haverá perdas do sistema de transmissão. Desse modo, o custo de implantação fica a cargo do empreendedor, cuja cobertura se dá pela RF. O custo do combustível, que engloba também o custo variável com O&M do gerador, mais o custo resultante da aquisição ou entrega de energia ao MCP, ficam a cargo do *pool* de distribuidoras (EPE, 2013).

3.5.5 Garantias financeiras: Participação e Fiel Cumprimento

Os participantes que pretendem ofertar energia nos leilões de energia nova, devem inicialmente submeter seus projetos de empreendimentos novos à avaliação da EPE, cuja aprovação ocorre por meio da emissão de habilitações técnicas.

²² Encargo de Serviço do Sistema (ESS): Valores a serem pagos pelos consumidores destinados à recuperação dos custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos na formação do PLD.

Com a habilitação do empreendimento, o proponente vendedor deve solicitar sua participação no leilão à ANEEL, inscrevendo-se conforme as regras dos editais elaborados pela agência.

Os Editais dos Leilões estão previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e estabelecem as seguintes condições para a participação e habilitação de agentes vendedores e para a assinatura de CCEAR:

- I - aporte de Garantia de Participação do Leilão;
- II - aporte de Garantia de Fiel Cumprimento dos Contratos; e
- III - requisitos mínimos de Qualificação Econômico-Financeira.

Dessa forma, como parte das regras dos editais, além de fornecer os dados do empreendimento e da empresa representante, o proponente vendedor deve aportar garantias de participação, que podem ser materializadas em diversas modalidades, tais como: caução em dinheiro, fiança bancária, seguro garantia, certificado de depósito bancário (CDB) ou títulos públicos federais.

Esta garantia é exigida com o objetivo principal de inibir a desistência dos vendedores, que negociaram no leilão, para a assinatura do CCEAR. Além disso, outras obrigações do vendedor estão contempladas por esta garantia como:

- I. deixar de ratificar sua proposta de lance, no prazo determinado e em conformidade com o edital do leilão;
- II. não apresentar, no prazo determinado e em conformidade com o edital do leilão, a documentação necessária para sua habilitação, para a adjudicação e homologação do leilão e, quando couber, para o recebimento da outorga de geração;
- III. não apresentar a garantia de fiel cumprimento, no prazo determinado e em conformidade com o edital do leilão;
- IV. desistir de outras obrigações e compromissos decorrentes de sua participação no leilão previstos no edital.

Nos leilões realizados até o momento, para empreendimentos totalmente novos, ou seja, que não possuem documento de outorga de geração emitido pelos órgãos reguladores, o proponente deve aportar um por cento do valor a ser investido na construção do empreendimento. Já para proponentes que possuem empreendimentos com outorga e que pretendem ofertar no leilão a ampliação destes empreendimentos, é exigido o aporte de garantia representado por um valor em reais a cada lote de energia que o proponente pretende estar apto a ofertar no leilão. Estes aportes são realizados em uma instituição financeira contratada pela ANEEL ou pela CCEE, conforme delegação da ANEEL, para custodiar as garantias de participação.

Outra garantia que também faz parte das regras estabelecidas pelos editais dos leilões de energia nova é a chamada garantia de fiel cumprimento. Esta garantia tem o objetivo principal de inibir a desistência do vendedor na construção do empreendimento. As infrações que podem motivar a execução desta garantia são:

- I. atrasar, em relação aos prazos definidos no edital do leilão, qualquer um dos marcos de implantação do empreendimento constantes do cronograma estabelecido no ato de outorga, conforme habilitação técnica da EPE;
- II. desistir da outorga de geração a ser emitida em decorrência da comercialização de energia no leilão;
- III. deixar de aportar, mesmo que parcialmente, as garantias financeiras para a liquidação do MCP decorrentes da outorga de geração;
- IV. estar inadimplente com suas obrigações na liquidação financeira das operações do MCP da CCEE decorrentes da outorga de geração; ou
- V. descumprir outros compromissos e obrigações decorrentes de sua participação no leilão, previstos no edital.

Na hipótese do vendedor não cumprir com as obrigações previstas no edital, a ANEEL utiliza o mecanismo de execução da garantia de participação, cujo

emolumento será destinado a conta de energia de reserva (CONER)²³ e destinado à redução do encargo de energia de reserva (EER)²⁴, conforme estabelece a Portaria do MME nº 554, de 7 de setembro de 2011.

Neste caso, a energia descontratada poderá ser objeto de mecanismos de compensação de sobras e déficits (MCSD), de declaração de necessidade de compra em outros leilões previstos no Decreto nº 5.163/2004 ou, em último caso, de tratamento de exposição involuntária da distribuidora.

Em alguns casos, a ANEEL ainda poderá nomear como vendedor, em substituição ao que descumpriu com as obrigações do Edital, um participante que tenha sido classificado no resultado do leilão com o próximo preço mais competitivo do certame, ou seja, aquele cuja oferta tenha sido imediatamente posterior ao atendimento da demanda.

Como exemplo desta prática, podemos citar o 1º Leilão de Energia de Reserva, realizado em agosto de 2008, no qual a venda da UTE Tropical foi substituída pela UTE Ipaussu, mantendo a quantidade e preço ofertados no certame. A usina Tropical teve sua garantia de participação executada.

²³ **Conta de energia de reserva (CONER):** conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de energia de reserva, sendo esta destinada ao aumento da segurança no fornecimento de energia ao SIN.

²⁴ **Encargo de energia de reserva (EER):** encargo específico destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, a ser rateado entre usuários no SIN, nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, e do Decreto nº 6.353, de 2008.

4 AS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As Regras de Comercialização são um conjunto de álgebras e operações aritméticas que traduzem matematicamente as diversas abordagens necessárias para viabilizar a comercialização de energia elétrica no Brasil. Essas regras relacionam as variáveis do processo de comercialização e determinam a sequência de cálculos que devem ser realizados, com base nos dados de entrada fornecidos pelos Agentes, ONS, ANEEL e CCEE. (CCEE, 2008).

As chamadas Regras de Mercado formaram o primeiro conjunto de normas para a comercialização de energia elétrica, homologado pela ANEEL por meio da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000.

A partir de sua implantação, as regras, agora conhecidas como Regras de Comercialização, foram sendo aprimoradas e ajustadas a fim de corrigir falhas detectadas ao longo do tempo, contemplar novos contextos de mercado e demandas regulatórias.

A comercialização de energia elétrica é subdividida em diversos temas chaves. Por este motivo, as regras são desmembradas em cadernos, onde é possível verificar para cada um destes temas a descrição dos fundamentos conceituais, as álgebras escritas para os cálculos necessários, os dados de entrada e dos dados de saída destes cálculos.

Os cadernos de regras vigentes são disponibilizados pela CCEE em seu respectivo site (www.ccee.org.br) e divididos nos seguintes temas:

- 01 - Medição Física
- 02 - Medição Contábil
- 03 - Garantia Física
- 04 - Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
- 05 - Contratos
- 06 - Balanço Energético
- 07 - Tratamento das Exposições

- 08 - Ressarcimento
- 09 - Encargos
- 10 - Consolidação de Resultados
- 11 - Liquidação
- 12 - Ajuste de Contabilização e Recontabilização
- 13 - Penalidade de Energia
- 14 - Penalidade de Potência
- 15 - Cálculo do Desconto aplicado à TUST e TUSD
- 16 – Garantias Financeiras
- 17 - Reajuste de Receita de Venda (RRV)
- 18 - Contratação de Energia de Reserva
- 19 - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)
- 20 - Votos e Contribuição Associativa
- 21 - Sobrecontratação
- 22 - Penalidade de Energia de Reserva
- 23 - Regime de Contas de Garantia Física

Na busca pela segurança das operações de comercialização de energia, foram criadas penalidades técnicas a serem utilizadas como mecanismo de controle no cumprimento das obrigações dos agentes do mercado, estabelecidas pela legislação do setor.

A legislação exige que as operações de compra ou venda de energia elétrica ou potência sejam lastreadas pela garantia física de empreendimentos de geração própria ou de terceiros, esta última por meio de contratos de compra de energia e potência. Esta disposição é dada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de setembro de 2004, nos artigos a seguir:

- Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:
- I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

- II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1^o de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e
 - III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1^o de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.
- § 1^o O lastro para a venda de que trata o inciso I do **caput** será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.
- § 2^o A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, 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.
- Art. 3^o As obrigações de que tratam os incisos do **caput** do art. 2^o serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.
- § 1^o A aferição de que trata o **caput** será realizada a partir da data de publicação deste Decreto, considerando, no caso da energia, o consumo medido e os montantes contratados nos últimos doze meses.
- § 2^o Até 2009, as obrigações de que tratam os incisos II e III do **caput** do art. 2^o serão aferidas apenas no que se refere à energia.
- § 3^o As penalidades por descumprimento do previsto nos incisos do **caput** do art. 2^o, sem prejuízo da aplicação das disposições vigentes relativas à matéria, terão o seguinte tratamento:
- I - para a obrigação prevista no inciso I daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir da data de publicação deste Decreto; e
 - II - para as obrigações previstas nos incisos II e III daquele artigo, as penalidades serão aplicáveis a partir de janeiro de 2006, observado o disposto no § 2^o.
- § 4^o As receitas resultantes da aplicação de penalidades serão revertidas à modicidade tarifária no ACR.

A operacionalização da aplicação das penalidades citadas no artigo 2^o do Decreto é proporcionada pelas regras de comercialização, no âmbito da contabilização do mercado de energia realizada pela CCEE.

Dessa forma, embora para determinadas análises ainda tenha sido necessário observar outros pontos abordados nas regras de comercialização vigentes, os principais cadernos de regras utilizados nesta Dissertação foram:

- 05 - Contratos
- 08 - Ressarcimento
- 13 - Penalidade de Energia
- 14 - Penalidade de Potência
- 16 – Garantias Financeiras
- 17 – RRV

Além das regras de comercialização, também são elaborados pela CCEE, com a respectiva aprovação da ANEEL, os procedimentos de comercialização de energia elétrica, que estabelecem basicamente as etapas operacionais entre os agentes e a CCEE, os prazos a serem obedecidos, as normas, os formulários e a documentação necessária para cada etapa da comercialização no mercado de energia elétrica.

Tanto os cadernos de regras, quanto os cadernos de procedimentos de comercialização de energia elétrica são disponibilizados no site da CCEE, com revisões e atualizações que ocorrem semestralmente ou conforme as diretrizes da Aneel, após alguma alteração regulatória.

Além das penalidades e ressarcimentos por descumprimento das obrigações do CCEAR, existe a penalização por falta de medição da geração ou consumo. Assim como os procedimentos de comercialização de energia e as penalidades previstas para consumidores, a penalidade de medição física não será abordada nesta Dissertação.

Adicionalmente, ressalta-se que este estudo é realizado no âmbito do CCEAR, portanto também não serão abordadas penalidades de Contrato de Energia de Reserva (CER).

4.1 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEAR)

A análise desta Dissertação está baseada no âmbito do ACR, ou seja, dos leilões.

Por este motivo, será abordado neste capítulo apenas o CCEAR, tanto na modalidade de contratação por quantidade de energia, quanto na modalidade de contratação por disponibilidade de energia.

a) CCEAR por quantidade

De acordo com as regras de comercialização aprovadas pela ANEEL e divulgadas pela CCEE, os geradores envolvidos com CCEAR por quantidade podem sofrer penalidades previstas no contrato, como na ocorrência de insuficiência de lastro de energia, insuficiência de lastro de potência ou atraso na entrada de operação comercial da usina.

Para efeito de contabilização do CCEAR por quantidade é necessária a realização de sazonalização e modulação dos volumes de energia anuais negociados no leilão.

A sazonalização de um CCEAR por quantidade é realizada mediante acordo entre as partes e, caso não seja efetuada nos prazos previstos nos procedimentos de comercialização, a distribuição em quantidades mensais é feita seguindo o perfil da carga declarada pela compradora ao final de cada ano, de acordo com limites máximos e mínimos definidos em cláusula contratual.

Por sua vez, a modulação é feita conforme o perfil da carga remanescente, descontados todos os outros contratos registrados na CCEE em nome da distribuidora, respeitando o limite de potência associado do contrato.

Ressalta-se que, para o CCEAR por quantidade, proveniente de leilões de projetos estruturantes, até o mês da entrada em operação comercial da última unidade geradora, definido no contrato de concessão, a modulação é realizada de forma *flat*, ou seja, com volumes de energia iguais em todos os meses do ano em que o contrato esteja vigente.

Não são calculados ressarcimentos para este tipo de contrato, pois a indisponibilidade da usina e a ausência de geração causará a exposição do próprio gerador, devido a já existente obrigação da entrega da quantidade de energia no âmbito da contabilização do mercado, não sendo necessário ressarcir os custos da outra parte

do contrato. A exposição do gerador pode ser mitigada ou até mesmo extinta pelo MRE ou, caso não seja participante deste mecanismo, por meio da recomposição de lastro da usina com contratos de compra de energia de terceiros.

b) CCEAR por disponibilidade

Na modalidade de contratação por disponibilidade de energia os riscos hidrológicos são assumidos por parte dos agentes compradores, enquanto os geradores tem o compromisso de manter disponível a energia contratada nos leilões.

As usinas habilitadas para vender energia em CCEAR por disponibilidade possuem garantia física, calculada pela EPE, e que é utilizada como referência para o limite de energia, expresso em MW médios, que poderá ser negociado nos leilões. A critério do proprietário da usina, a garantia física pode ser totalmente comprometida com a venda no leilão, sendo que, caso parcialmente negociada, a sobra poderá ser ofertada em outro leilão ou no ACL.

As usinas vendedoras nesta modalidade de contrato devem ficar disponíveis para o SIN e obedecer à solicitação de geração, ou seja, o despacho do ONS. Neste caso, quando despachadas, os custos variáveis relativos à geração deverão ser repassados aos distribuidores compradores no CCEAR. Dessa forma, os custos destes dos contratos por disponibilidade para os distribuidores são constituídos de custos fixos e custos variáveis.

O custo fixo, também chamado de parcela fixa do contrato, representa o valor de remuneração anual da usina apresentado pelo vendedor no leilão, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros, a critério do vendedor: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de combustível e da operação e manutenção da usina, correspondentes à declaração de inflexibilidade; (iv) custos de seguros e garantias da usina e dos compromissos financeiros do vendedor; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do contrato.

Já o custo variável, também chamado de parcela variável, é obtido pela geração do empreendimento flexível ao respectivo Custo Variável Unitário (CVU)²⁵ da usina. Estes custos não são gerenciáveis pela parte compradora, uma vez que a operação destas usinas é coordenada pelo ONS. A receita de venda de CCEAR por disponibilidade será mais detalhada neste capítulo, na seção 4.5.

Na contabilização do mercado de energia, a sazonalização de um CCEAR por disponibilidade é uniforme em todos os meses de vigência do contrato no ano (sazonalização *flat*).²⁶

Ainda para efeitos de contabilização, realizada pela CCEE, é feita a comparação da energia disponível e a energia comprometida com os contratos da usina. O resultado desse processo é repassado às distribuidoras na proporção do montante negociado no CCEAR.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por encargos de serviços do sistema também são repassados aos compradores, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas .

Os valores devidos por insuficiência de lastro para venda são previstos nos termos das cláusulas contratuais. Estes valores são de responsabilidade de cada proprietário das usinas e devem ser repassadas às distribuidoras na forma de ressarcimento.

Para alguns contratos, é exigida a recomposição de lastro por meio de contratos de compra de energia proveniente de usinas com data de outorga maior ou igual a data de outorga da usina indisponível ou atrasada e que estejam no mesmo submercado. Este tipo de contrato é comumente conhecido no mercado por contrato de energia tão nova quanto (TNQ).

O contrato CCEAR tem tratamento específico no que se refere à destinação da garantia física de uma usina que tenha vendido em mais de um leilão ou mais de um produto em um mesmo leilão. A seqüência de figuras a seguir ilustram essas condições.

²⁵ A composição do CVU é apresentada na seção 4.5 deste capítulo.

²⁶ Para os contratos das usinas com contratos de cotas de garantia física (CCGF), a sazonalização destes é calculada pela média dos demais geradores e não *flat*.

A Figura 5 exemplifica a condição de uma usina participante de um Leilão “L1”, ofertante de um determinado Produto “t1”, comprometida com contratos por disponibilidade com três distribuidoras participantes “A”, “B” e “C”. As dimensões usina, produto e leilão são utilizadas para cálculo dos ressarcimentos (CCEE, 2013).

Figura 5 – Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade

Fonte: CCEE, 2013

A Figura 6 exemplifica a condição de uma usina comprometida com mais de um produto dentro de um mesmo leilão. Neste caso, cada parte da garantia física da usina é alocada para atendimento aos contratos firmados em ambos os produtos. Cada relacionamento entre usina, produto e leilão recebe um tratamento específico para apuração de eventuais ressarcimentos devidos (CCEE, 2013).

Figura 6 – Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade

Fonte: CCEE, 2013

Além de uma mesma usina estar comprometida com mais de um produto dentro de um leilão, a atual legislação prevê a possibilidade de uma mesma usina participar de mais de um leilão em produtos diferentes, como ilustra a Figura 7. (CCEE, 2013).

A Figura 7 exemplifica os relacionamentos contratuais firmados entre as usinas e as distribuidoras em duas situações de leilões realizados. Na Figura 8, as distribuidoras “A”, “B” e “C” participaram apenas do Leilão “L1”, evento em que as usinas firmaram contratos por disponibilidade por meio dos produtos “t1” e “t3”. A distribuidora “D” participou dos dois Leilões “L1” e “L2” e a distribuidora “E” participou apenas do segundo leilão “L2” (CCEE, 2013).

Figura 7 - Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um contrato por disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 e L2 e para outra usina que participou apenas do L1

Fonte: CCEE, 2013

Figura 8 - Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas aos contratos por disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 (produto t1) e L2 (produto t2) e para outra usina que participou apenas do L1 (produto t3)

Fonte: CCEE, 2013

4.2 Ressarcimentos para usinas comprometidas com CCEAR

Os contratos na modalidade por disponibilidade, resultantes de leilões de energia nova, leilões de energia existente e leilões de fontes alternativas, apresentam cláusulas que prevêem ressarcimentos a serem cobrados dos vendedores devido ao não cumprimento de suas obrigações contratuais, pois, como já mencionando anteriormente, a contratação por disponibilidade faz com que o comprador assuma os riscos hidrológicos. Em outras palavras, neste tipo de contrato, o consumidor assume os riscos estruturais na matriz energética, majoritariamente composta por fonte hidroelétrica, quando não existe água disponível para gerar energia, o que pode ocasionar na geração termelétrica. Sendo a termelétrica uma fonte mais cara do que a água, a respectiva geração desta fonte resultará no aumento do custo da energia elétrica.

Dessa forma, no momento em que a termelétrica for solicitada a gerar, deve cumprir com esta obrigação, já que deve estar disponível para atender o consumo. Além disso, deve-se verificar se a sua garantia física vendida está de fato disponível para este mesmo consumidor, como lastro de sua necessidade, caso este precise desta energia, caracterizada pelo aluguel de sua disponibilidade.

Dentre as regras de comercialização, está previsto um módulo específico para o cálculo destes ressarcimentos. Considerando que estes cálculos estão inseridos em um processo de apuração das condições de cada um dos agentes de mercado, seja na geração, no consumo ou na comercialização da energia, é importante observar como a apuração destes ressarcimentos se relaciona com as demais regras deste mercado. A Figura 9 mostra este relacionamento.

Figura 9 – Relacionamento do módulo de ressarcimento com os demais módulos de regras

Fonte: CCEE, 2013

Na apuração contábil da medição de energia, no cálculo da garantia física dos empreendimentos comprometidos com CCEAR por disponibilidade e com os respectivos comprometimentos, é possível verificar as indisponibilidades das usinas para então verificar os valores a serem ressarcidos aos distribuidores compradores.

As cláusulas dos contratos por disponibilidade vigentes, transcritas nas regras para ressarcimento, prevêm sete motivos para que o comprador seja ressarcido pelo gerador:

- Exposição ao mercado de curto prazo pelo comprador em decorrência do não atendimento ao despacho do ONS pelo gerador;
- Entrada em operação comercial da usina em data posterior ao início do período de suprimento do contrato (evento conhecido como descasamento, sendo aplicável somente às usinas comprometidas com CCEAR);
- Atraso no início de operação comercial da usina;

- Degradação de garantia física;
- Geração em montante inferior à inflexibilidade contratual;
- Insuficiência de geração em relação ao compromisso contratual anual (para usinas eólicas e a biomassa);
- Insuficiência de geração em relação ao compromisso contratual quadrienal (para eólicas).

Dessa forma, estão descritos nas regras de comercialização os seguintes ressarcimentos, cujo cálculo será apresentado nesta Dissertação:

- i. Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa (RIGBIO_PROD);
- ii. Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa (RIND_BIO);
- iii. Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa sem CVU) (RIND);
- iv. Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP)
- v. Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual (RESS_INFLEX);
- vi. Ressarcimento por indisponibilidade de usinas eólicas (anual e/ou quadrienal);
- vii. Energia de usinas com descasamento ou atraso no cronograma de operação comercial (EAPS) para ressarcimento ao PLD no MCP²⁷.

Ressalta-se que, desde 2011, os valores apurados de ressarcimento verificados por indisponibilidade das usinas não hidráulicas e geração abaixo da inflexibilidade não são mais contabilizados dentro do MCP, mas sim divulgados associados à receita de venda de CCEAR, para que os distribuidores possam cobrar

²⁷ Observa-se que a usina com a entrada em operação comercial atrasada tem a obrigação de recompor a venda no CCEAR. O tratamento desta obrigação é dado na receita de venda, conforme é apresentado na seção 4.5 deste capítulo.

tais ressarcimentos através do abatimento da própria receita que deveria ser paga aos geradores. Esse tratamento começou a ser dado aos ressarcimentos associados ao CCEAR por disponibilidade, por decisão da ANEEL, devido ao entendimento sobre o descumprimento de obrigação vinculada ao CCEAR ser bilateral e, dessa forma, não deveria impactar o mercado como um todo, mas somente os agentes envolvidos nestes contratos. A partir disto, é possível perceber que o objetivo de tal ação seria eliminar o risco de possíveis inadimplências a serem rateadas aos credores na liquidação financeira do MCP, por motivos contratuais e não de regras do mercado.

a) Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa sem CVU (RIGBIO_PROD)

Este ressarcimento é calculado apenas para as usinas movidas a biomassa, que apresentam um comportamento diferenciado, se comparado às demais termelétricas que também negociam energia em CCEAR por disponibilidade. Além disso, neste cálculo são consideradas apenas as que usinas que tem CVU nulo, ou seja, que tenha apenas custos fixos para operação e geração da usina, que são pagos pelos distribuidores por meio da receita fixa do contrato.

Se considerarmos, como exemplo de usina a biomassa, uma usina que utiliza bagaço de cana como insumo para geração de energia e que a safra de cana de açúcar é sazonal ao longo do ano, podemos concluir que sua geração também será sazonal. Dessa forma, a verificação desta geração para o CCEAR foi adotada como anual, bem como o respectivo ressarcimento, sempre em dezembro.

Portanto, para este cálculo é realizada a comparação entre a quantidade de energia anual gerada e a quantidade de energia anual contratada e esta valorada ao PLD médio do ano apurado.

Em caso de impossibilidade de geração, o gerador pode recompor a energia não gerada por meio de contratos de compra de terceiros no MCP, para que não precise ressarcir a distribuidora.

Deve-se observar que existem tratamentos distintos para a recomposição, baseados nas regras previstas para cada leilão já realizado. Isso quer dizer que existem CCEARs que não permitem a recomposição de lastro, como é o caso do 1º Leilão de Energia Nova e o 2º Leilão de Fontes Alternativas.

b) Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa sem CVU (RIND_BIO)

Este ressarcimento também é calculado apenas para as usinas a biomassa com CVU nulo que, como já mencionado no item anterior, apresentam um comportamento diferenciado devido às suas características de geração.

Desta vez, o objetivo é avaliar a disponibilidade do lastro da usina para o CCEAR e não mais a geração. No entanto, considerando que o lastro deste tipo de usina é a sua própria geração, esta será considerada na verificação do lastro.

Inicialmente, de forma análoga ao ressarcimento RIGBIO_PROD, é realizada a verificação da geração da usina ao longo do ano e comparada com a energia negociada no CCEAR. A diferença está basicamente na questão da recomposição de lastro, na valoração do ressarcimento e no mês de apuração, que ocorre sempre em março do ano subsequente ao ano da verificação da indisponibilidade da usina.

No caso de indisponibilidade, a energia não gerada poderá ser recomposta por meio de contratos de compra no MCP e ainda, por opção do gerador, utilizar a geração de janeiro e fevereiro do ano subsequente para abatimento da sua indisponibilidade. Caso ainda assim o gerador não consiga suprir a indisponibilidade apurada, será calculado em março do mesmo ano o respectivo ressarcimento.

A energia indisponível é valorada seguindo os critérios para cada leilão já realizado, conforme a seguir:

- 1º LEN: PLD máximo;
- 8º LEN e 8º LEE: razão entre receita fixa e energia do CCEAR;

- 9º LEE e 2º LFA: não tem apuração deste ressarcimento;
- Demais leilões: PLD médio mensal.

c) Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa sem CVU) (RIND)

Este ressarcimento é motivado pela verificação de déficit na comparação entre a garantia física e o compromisso contratual da usina com CCEAR por disponibilidade.

A operação das usinas no SIN possuem referências para indisponibilidades por falhas e manutenção programadas, as quais resultam em taxas de referência de indisponibilidade forçada e programada.

Como base nessa referência, o ONS avalia mensalmente a disponibilidade da usina, utilizando a razão entre a indisponibilidade forçada e programada obtidas no período aferido e as respectivas referências, conhecidas por Taxas Equivalentes de Interrupções Forçadas (TEIF) e Programadas (TEIP).

Sendo assim, caso esse valor seja que menor que 1, é indicado que a usina não está atendendo os requisitos de disponibilidade, o que resultará na redução da sua garantia física de suprimento de energia. A verificação do nível de cumprimento das taxas TEIF e TEIP é realizada anualmente pelo ONS anualmente em agosto, calculando um novo fator que será utilizado para cálculo da garantia física do empreendimento na verificação do atendimento ao CCEAR sempre em janeiro do ano subsequente. Este novo fator passa a ser utilizado pelos próximos 60 meses consecutivos, caso não exista outra redução das taxas, as quais causarão ainda maior degradação ao cálculo da garantia física da usina.

O preço do ressarcimento por indisponibilidade ao CCEAR segue a regra para cada leilão já realizado:

- 1º LEN: PLD máximo;
- 8º LEN e 8º LEE: razão entre receita fixa e energia do CCEAR;

- 9º LEE: não tem apuração deste ressarcimento.
- Demais leilões: $\text{PLD médio} + (\text{Percentual em 4 patamares}) \times (\text{PLD máximo} - \text{PLD médio})$ ²⁸

Na hipótese de indisponibilidade, para determinados leilões, é permitido que o gerador recomponha essa indisponibilidade por meio da parcela da garantia física não vendida ou contratos de compra de energia de terceiros ou ambos, conforme segue:

- 1º LEN: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina;
- 2º LEN e 3º LEN: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina ou contratos de compra. Desconsiderada a energia indisponível por falta de combustível;
- Demais leilões: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina ou contratos de compra.

d) Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP)

Para a determinação deste ressarcimento, inicialmente, é necessário verificar mensalmente qual o montante de energia proveniente da geração da usina termelétrica que poderá ser destinada ao atendimento da energia vendida no CCEAR, considerando que as usinas a biomassa e que tenham CVU nulo não são consideradas neste cálculo.

Neste caso, deve-se desconsiderar as gerações fora da ordem de mérito, ou seja, que tenham sido realizadas ao longo do mês por conta e risco do gerador, para compensar eventuais indisponibilidades de combustível²⁹ e não por solicitação do ONS.

²⁸ No cálculo do preço do ressarcimento, o PLD médio é acrescido da diferença entre o PLD máximo e o PLD mínimo, multiplicado por um percentual que varia entre 25% e 100%, conforme o número de ocorrências de 1 a 4. Atingido o 4º patamar (100%), o preço do ressarcimento é mantido até que seja verificada nenhuma ocorrência durante 12 meses consecutivos, quando então este preço poderá ser recalculado e voltar ao 1º patamar (25%).

²⁹ Possibilidade estabelecida pela Resolução Normativa nº 231, de 19 de setembro de 2006.

Com a determinação da geração disponível da usina, é necessário verificar quanto desta geração está de fato comprometida com CCEAR por disponibilidade para verificação do atendimento deste contrato. Ressalta-se que este ressarcimento é apurado mensalmente e não há possibilidade de recomposição de lastro.

e) Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual (RESS_INFLEX)

Este ressarcimento é calculado anualmente em janeiro, com base na comparação entre a energia inflexível, cuja remuneração é realizada por meio da receita fixa paga pelo distribuidor³⁰ ao longo de todos os meses do ano anterior ao ano de ressarcimento. A apuração da energia inflexível não gerada é realizada sempre no final do ano, em dezembro.

Sendo assim, caso a usina não tenha gerado a energia inflexível comprometida com o CCEAR, o ressarcimento será calculado considerando como preço o maior valor entre o PLD médio de janeiro, ponderado pela geração do submercado da usina, e o CVU médio mensal.

Para efeito desse ressarcimento, não é permitida a entrega da energia equivalente ao montante de geração inflexível que deixou de ser gerado pela usina.

f) Ressarcimento por indisponibilidade de usinas eólicas (anual e/ou quadrienal)

O ressarcimento para usinas eólicas é calculado anualmente ou quadrienalmente, podendo haver ambos os ressarcimentos para a mesma usina, com anos pertencentes ao quadriênio. O cálculo é realizado sempre no último mês do ano ou do quadriênio.

³⁰ A composição da receita fixa do CCEAR por disponibilidade é apresentada na seção 4.5 deste capítulo.

O cálculo é realizado mediante a comparação entre a energia gerada, seja no ano ou no quadriênio, e o respectivo compromisso contratual.

A valoração dos ressarcimentos é realizada pela receita anual da usina, mas o pagamento ocorre em doze parcelas no ano imediatamente posterior ao cálculo.

Não há possibilidade de recomposição de lastro da usina, seja por garantia física não comprometida com contrato de venda, seja por contrato de compra de energia de terceiros.

g) Energia de usinas com descasamento ou atraso no cronograma de operação comercial (EAPS) para ressarcimento ao PLD no MCP

Quando uma usina possui um cronograma de entrada em operação comercial diferente do início de suprimento do contrato, esta pode ser considerada como descasada ou atrasada em relação ao suprimento do CCEAR, basicamente o que difere ambas as situações é a condição em que o cronograma foi originado.

O descasamento é caracterizado pela usina que tem cronograma previamente estabelecido na outorga, por conta e risco do gerador, com a data de entrada em operação comercial posterior ao início de suprimento do CCEAR. Já para a usina atrasada, a data de entrada em operação comercial posterior ao início de suprimento do contrato ocorre sem a concordância prévia da ANEEL, pois se trata de uma alteração de planejamento da construção da usina e que pode ter efeitos no planejamento do SIN, com rebatimento das condições de atendimento do mercado.

No entanto, em ambos os casos, a usina deve ressarcir as exposições no MCP no âmbito do CCEAR por disponibilidade, no intuito de aliviar a exposição do mercado pelo impacto na formação do PLD, devido à indisponibilidade da capacidade instalada da usina.

Para este ressarcimento, não é possível realizar a recomposição de lastro e a precificação do montante do contrato descasado ou atrasado, pois esta ocorre durante o MCP ao PLD.

4.3 Penalidades

As regras de comercialização de penalidade prevêm dois tipos: penalidade de energia e penalidade de potência.

As penalidades de energia têm como objetivo dar o tratamento para os casos de insuficiência de lastro de energia e falta de combustível.

A insuficiência de lastro de energia é calculada anualmente para os distribuidores e mensalmente para o resto dos os agentes e tem como meta verificar o lastro de energia dos agentes para cem por cento de suas operações na CCEE. Caso as usinas termelétricas já estiverem indisponíveis e penalizadas por falta de lastro, não é calculada a penalidade por falta de combustível.

Faz-se necessária a verificação de informações como a geração calculada e medida da usina, a apuração da garantia física a ser utilizada no cálculo, as perdas elétricas e a parcela dessa garantia que esteja comprometida com contratos, bem como as disposições de cada contrato de leilão para a realização do cálculo das penalidades de energia.

Como existem relações do módulo de penalidades de energia junto aos demais módulos das regras de comercialização, os resultados dos cálculos das penalidades de energia refletem em outras apurações previstas, como, por exemplo, no tratamento de exposições financeiras, no cálculo de encargos de serviço de sistema, nos resultados da contabilização do mercado e na apuração das garantias financeiras dos agentes no MCP.

Na Figura 10, podem-se observar as interligações do caderno de penalidades de energia aos demais cadernos de regras de comercialização.

O tratamento dado para a falta de lastro de potência é descrito pelo módulo de penalidade de potência, cujo objetivo é verificar mensalmente a penalidade aos agentes de comercialização que não possuem cem por cento de lastro de potência em todas as suas operações. Para isso é necessária também a utilização dos dados contábeis da usina, como parcela da usina vendida e informações dos contratos.

As penalidades de potência também são interligadas aos demais módulos das regras de comercialização como podemos observar no esquema da Figura 11.

Figura 10 – Relação do módulo de penalidades de energia junto aos demais módulos das regras de comercialização

Fonte: CCEE, 2013

Figura 11 – Relação do módulo penalidade de potência junto aos demais módulos das regras de comercialização

Fonte: CCEE, 2013

a) Penalidade por insuficiência de lastro de energia

Como discutido anteriormente, os agentes do mercado devem apresentar lastro para atender cem por cento de seu consumo ou cem por cento de sua venda de energia. A garantia física das unidades geradoras da usina compõe o lastro dos vendedores de energia, sendo que essa garantia física é cadastrada na CCEE pelo processo conhecido como modelagem de usinas. Por meio de contratos de compra de energia pode ser realizada a garantia física de terceiros (outras usinas), sendo essa outra forma de compor o lastro para contratos de venda ou consumo, prevista no Decreto nº 5.163/2004.

O agente do mercado está sujeito à penalidade caso o lastro não for suficiente para atender o consumo ou os contratos de venda de energia. Os ganhos provenientes desta penalidade são utilizados para o abatimento das exposições negativas dos CCEARs, na contabilização do mercado de curto prazo realizada na CCEE, decorrentes da diferença de preços entre submercados³¹. O uso das receitas de penalidades para abatimento de exposições pode permitir tarifas menores aos consumidores finais, contribuindo para a modicidade tarifária.

A CCEE apura a penalidade por insuficiência de lastro de energia mensalmente com base nas exposições dos doze meses precedentes ao mês de apuração e para os agentes da categoria de distribuição o cálculo da penalidade é feito anualmente.

A Figura 12 mostra o histórico dos recursos e requisitos considerados na apuração feita pela CCEE para cálculo do saldo do lastro de energia e a Figura 13 ilustra a forma de realização da apuração da insuficiência de lastro de energia. Na apuração dos valores para cálculo de penalidade, o mês de referência é representado pela letra “M”.

Para chegar ao cálculo da insuficiência de lastro de energia, são considerados os dados necessários para se determinar montantes de energia, classificados nas rubricas de recursos ou requisitos do agente gerador.

³¹ **Submercados:** Para operação e comercialização, o sistema elétrico brasileiro é dividido em quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A definição destes é realizada pelo ONS.

Figura 12 – Histórico de recursos e requisitos a serem considerados na apuração do saldo do lastro de energia

Fonte: CCEE, 2013

Figura 13 – Apuração da insuficiência de lastro de energia

Fonte: CCEE, 2013

Os recursos são constituídos pela garantia física da usina e os contratos de compra firmados pelo agente gerador com outros agentes do mercado. Já os requisitos calculados para o mesmo agente vendedor são constituídos por contratos de venda de energia do agente gerador a outros agentes do mercado e seu consumo energético.

A energia transacionada pode ser classificada em especial ou não especial e convencional ou incentivada.

A energia não especial é aquela proveniente de usinas com potência superior a 50 MW ou de usina classificada como de cogeração qualificada. Se a energia não atende a essas especificações, é denominada especial.

Já a diferença entre a energia incentivada ou convencional está na fonte de geração, sendo que a energia incentivada é a energia proveniente de usinas de fontes renováveis, como hidrelétricas, eólicas, movidas a biomassa, solar, entre outras. São incentivadas porque o custo de sua produção normalmente é mais elevado e, por este motivo, é concedido um desconto de 50% ou 100% no valor das tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão (TUSD e TUST), com o intuito de viabilizar a competição destas com as demais fontes. As demais fontes são consideradas convencionais e não usufruem destes descontos.

A partir da verificação dos tipos de energia que o agente possui em seu portfólio de usinas é possível a apuração do nível de insuficiência de lastro de energia do agente, pois somente recursos e requisitos do mesmo tipo de energia são comparáveis. No entanto, caso exista sobra de recursos de energia especial, esta pode ser utilizada para cobrir déficits de energia não especial, enquanto que o contrário não é permitido. A apuração da insuficiência de lastro é realizada considerando um histórico dos últimos 12 meses.

A valoração desta penalidade é realizada por meio do maior valor entre o valor do PLD médio mensal, ponderado pela carga do mercado no mês.

b) Penalidade pela falta de combustível

Através das Resoluções Normativas nº 190/2005 e 222/2006, que alteraram os dispositivos da Resolução ANEEL nº 433/2003, as penalidades por falta de combustível foram estabelecidas instituindo os procedimentos e condições para início da operação em teste e da operação comercial de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Caso o empreendimento apresente indisponibilidade por falta de combustível, os agentes proprietários de usinas termelétricas estarão sujeitos a penalização que será calculada mensalmente com base na energia não gerada decorrente da falta do combustível, conforme informado pelo ONS, sendo precificada pela média do PLD.

A penalização ocorre da seguinte forma: primeiramente se define o valor da penalidade pelo PLD médio acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio. Esse valor é cobrado no primeiro mês em que se verifica a energia não gerada. Porém, para próximas verificações após esse primeiro mês, o acréscimo ao PLD médio será de 50%, para a segunda vez, 75%, para a terceira vez e finalmente 100%, para as demais verificações.

O preço somente será calculado conforme o primeiro mês se não ocorrer falta de combustível durante o período de 12 meses seguidos.

A seguir, observa-se a equação que representa o cálculo descrito do preço da penalidade por falta de combustível:

$$PFC = \text{PLD médio} + [(FFC/4) \times (\text{PLD Max} - \text{PLD médio})] \quad (2)$$

Sendo que:

PFC = Preço da penalidade por falta de combustível

PLD médio = preço médio da liquidação das diferenças para penalização

FFC = frequências de indisponibilidades por falta de combustível

PLD máximo = preço máximo de liquidação das diferenças do mês

Os montantes alcançados através da aplicação desta penalidade são revertidos em favor do abatimento do montante de Encargo de Serviço de Sistema (ESS).

c) Penalidade por insuficiência de lastro de potência

Como discutido anteriormente, todos os agentes devem garantir cem por cento de seu consumo instantâneo apresentando seu lastro de potência, seja a energia proporcionado por empreendimento próprio ou de terceiros; neste último caso mediante contratos de compra de energia ou de potência.

Considerando o Decreto nº 5.163/2004, somente estarão sujeitos a penalidades por insuficiência de lastro de potência os contratos de venda firmados a partir da data do decreto.

Para definir uma eventual insuficiência para lastro de potência, calcula-se o valor considerando a potência associada aos contratos de venda acrescida da potência associada ao consumo, deduzido o lastro de potência do agente.

Assim, como a penalidade por insuficiência de lastro de energia, o valor obtido da aplicação das penalidades por insuficiência de lastro de potência é revertido para o abatimento das exposições negativas dos CCEARs.

A CCEE apura a penalidade por insuficiência de lastro de potência mensalmente, baseada nas exposições observadas no patamar pesado ou patamar de carga pesada³² de cada dia. Os horários dos patamares de carga são apresentados no Quadro 2.

A potência de referência de todos os empreendimentos do agente mais a potência equivalente aos contratos de compra deste agente forma o lastro de potência. Porém, os recursos e requisitos considerados na apuração de penalidade de potência são formados pelo consumo representado sob esse agente mais a potência equivalente dos contratos de venda, conforme ilustrado na Figura 14.

O lastro de potência será insuficiente quando o seu total de requisitos for superior ao seu total de recursos, como se pode observar na Figura 15.

³² Patamar de carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS. O patamar pode ser leve (horários de baixo consumo), médio (horários de consumo médio) ou pesado (horários em que se verificam picos de consumo).

Patamar de Carga	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2ª a sábado	Domingos e feriados	2ª a sábado	Domingos e feriados
Leve	00:00 às 06:59	00:00 às 16:59 22:00 às 23:59	00:00 às 06:59	00:00 às 17:59 23:00 às 23:59
Média	07:00 às 17:59 21:00 às 23:59	17:00 às 21:59	07:00 às 18:59 22:00 às 23:59	18:00 às 22:59
Pesada	18:00 às 20:59	-	19:00 às 21:59	-

Quadro 2 – Patamares de carga

Fonte: ONS, 2013

Recursos = Potência de Referência + Contratos de Compra (Potência Equivalente)

Figura 14 – Recursos e requisitos considerados na apuração de penalidade de potência por patamar de carga pesada para cada dia do mês de referência "M"

Fonte: CCEE, 2013

Figura 15 – Apuração da insuficiência de lastro de potência

Fonte: CCEE, 2013

Para não ser penalizado por insuficiência de lastro de potência, o agente pode comprar potência de outro agente com superávit em uma fase de negociação especificada pelo procedimento de comercialização dessa penalidade, sendo facultado aos agentes com insuficiência de lastro de potência comprar o necessário para cobrir seu déficit.

A venda do excedente de potência pode ser realizada pelos agentes da categoria da geração ou da classe dos comercializadores de forma livre e direta para os agentes com falta de potência, ao contrário dos agentes da categoria de distribuição ou classe dos consumidores livres ou especiais, que não podem comercializar um eventual superávit de potência, mas também não sofrem aplicações deste tipo de penalidade. O Decreto nº 7.317 de 2010, estabelece que a penalidade de potência para os distribuidores não deve ser aplicada até 2014, sendo permitida a comercialização ao término deste prazo.

As negociações de potência ocorrem bilateralmente, ou seja, envolvendo superávits e défits de potência no mesmo período de apuração. A venda de potência é limitada ao eventual superávit, não sendo permitida sua revenda. Essa potência negociada não produz efeitos na contabilização do MCP.

Após o término do período de negociação, se os agentes ainda apresentarem insuficiência de lastro de potência, a penalização será aplicada, conforme se pode observar na Figura 16.

Figura 16 – Representação gráfica da comercialização de potência

Fonte: CCEE, 2013

O preço de referência para pagamento da penalidade por insuficiência de lastro de potência será calculado com base no preço determinado pela ANEEL, estabelecido por meio da Resolução Normativa nº 168 de 2005, o qual é atualizado pelo IPCA anualmente em outubro, sendo corrigido por um fator de ajuste. O valor de referência é de 2,61 R\$/kWmês, definido a partir de 2006.

O fator de correção do preço de referência é calculado de forma a refletir as variações da relação entre oferta e demanda, com distinção de valor entre os períodos de sobra e de escassez de potência do patamar pesado, sendo que, nos períodos de escassez, o preço ficará maior que nos períodos com sobra de potência.

Dessa forma, o fator de ajuste do preço é determinado pela comparação entre o fator de sobra de potência e quatro índices, pré-estabelecidos pela ANEEL, que variam de um a quatro. Por meio destes índices é que a penalidade de potência pode aumentar, conforme citado no parágrafo anterior.

4.4 Garantias financeiras para o mercado de curto prazo

A CCEE fica responsável por contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no MCP e realizar a liquidação financeira destas operações. Na liquidação financeira, há a verificação de quem deve pagar ou receber energia do mercado, apurando a posição dos agentes como credores ou devedores do mercado.

Como existem agentes devedores no MCP, os credores no mercado devem assumir a dívida de possíveis inadimplências na liquidação financeira. Foi criado o mecanismo de cálculo de garantias financeiras para mitigar esse risco, somado ao tratamento dos ressarcimentos dos CCEARs por disponibilidade terem sido retirados do MCP. Estes cálculos devem ser obrigatoriamente ancorados por cada agente do mercado que tem operações realizadas na CCEE. Sendo assim, na ocorrência de inadimplências, tais garantias são executadas para cobrir a exposição do mercado nestes casos.

Na Figura 17 é possível observar como se relaciona o caderno de garantias financeiras com os demais cadernos de regras.

Figura 17 – Relacionamento do módulo de garantias financeiras com os demais módulos de regras

Fonte: CCEE, 2013

Mensalmente cada agente deve efetuar um aporte financeiro no montante definido com base na análise de sua exposição no MCP em um horizonte de seis meses. No cálculo da garantia financeira é considerado o resultado do agente no MCP referente ao último mês contabilizado (M-1) e as exposições do agente nos cinco meses subsequentes (“M” a “M+4”), em função de dados preliminares e dados de geração e consumo declarados pelo agente para esses meses (“M” a “M+4”), como pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 - Horizonte de cálculo da garantia financeira

Fonte: CCEE, 2013

Todas as somas de cargas e contratos de venda, registradas e validadas no SCL, não cobertas por geração própria e/ou contratos de compra são consideradas como exposições do mercado de curto prazo e, para efeito de cálculo das garantias financeiras, compõe o montante final de garantias financeiras a serem aportadas pelo agente no mês, sendo valoradas da seguinte forma:

- M-1: PLD verificado, calculado pela CCEE
- M: PLD médio;
- M+1 a M+4: PLD esperado, considerando uma média de 2000 séries do modelo computacional NEWAVE.

Para mitigar um possível risco de inadimplência caso o pagamento não seja efetuado, é apurada uma garantia correspondente a essa posição devedora nos meses do horizonte de apuração da garantia financeira em que o agente apresentar uma posição devedora na liquidação financeira da CCEE.

Existe também a possibilidade de correção dos valores de aportes de garantias inferiores àqueles que deveriam ter sido realizados pelos agentes. Nos meses “M” a “M+4”, a CCEE registra os dados declarados de geração e/ou consumo pelos agentes a fim de diminuir o erro nas declarações e considera um ajuste de 10%. Caso exista diferença, em relação aos valores realizados após o ajuste nas declarações, a diferença não aportada deverá ser complementada pelo agente e com o valor fixado ao PLD da época em que a garantia deveria ter sido paga.

Quanto às exposições no mercado de curto prazo temos a exposição passada e exposições futuras, sendo que a exposição passada é a posição líquida do agente verificada no último mês contabilizado M-1 e as exposições futuras a posição verificada para os meses ainda não contabilizados M a M+4.

Calcula-se as exposições futuras dos agentes no MCP considerando a expectativa de geração e de consumo de cada agente, determinadas através do cálculo do lastro e requisito físico e o compromisso diante dos contratos de compra e venda de energia registrados na CCEE.

O balanço energético para cálculo da garantia financeira determina a expectativa de exposição do agente no mercado de curto prazo, no qual a energia contratada significa a posição líquida de contratos, como pode ser observado na

Figura 19

Figura 19 – Balanço energético para cálculo da garantia financeira

Fonte: CCEE, 2013

Como observado, quando o lastro físico do agente está exposto positivamente no mercado de curto prazo significa que ele conseguiu cobrir o seu requisito físico e contratos de venda. Porém, se o agente está exposto negativamente quer dizer que o seu lastro físico e contratos de compra não foram suficientes para cobrir o seu requisito físico e contratos de venda.

Em janeiro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 531, que altera o processo de garantia financeira. O cálculo é realizado da mesma forma que apresentado anteriormente, mas durante o cálculo da contabilização na CCEE de um determinado mês, é realizado o cálculo de garantia financeira e na ocorrência de exposições negativas de agentes vendedores, alguns contratos de venda são retirados da apuração da contabilização, sendo esta processada mais uma vez, para que por meio deste arranjo, a exposição do agente seja anulada e, assim, mitigados os riscos de inadimplência no aporte de garantias.

As etapas do cálculo de garantias financeiras são:

- **Determinação do lastro físico:** determinar a quantidade de energia de cada usina que será considerada como lastro físico do agente no balanço energético para cálculo da garantia financeira.
- **Determinação do requisito físico:** calcular a quantidade de energia consumida por cada agente que será considerada como requisito físico do agente no balanço energético para cálculo da garantia financeira.
- **Tratamento dos contratos:** detalhar o tratamento dado a cada tipo de contrato, registrado na CCEE e validado pelo agente, e que será considerado no balanço energético do agente para cálculo da garantia financeira.
- **Cálculo da garantia financeira:** determinar o montante financeiro a ser aportado pelos agentes a título de garantia financeira, a partir da apuração do balanço energético, das diferenças verificadas sobre valores declarados, das exposições passadas no mercado de curto prazo, e penalidades aplicadas.
- **Determinação do fator de rateio médio das perdas da rede básica:** calcular o fator médio de rateio das perdas da rede básica para ajuste do montante gerado/consumido, na apuração do lastro/requisito físico dos agentes.
- **Determinação do preço de liquidação de diferenças utilizado no cálculo da garantia financeira:** determinar o PLD médio utilizado para

calcular o montante financeiro a ser aportado pelo agente relativo aos meses do horizonte de cálculo da garantia financeira.

- **Cálculo da garantia para contratação por disponibilidade:** calcular o montante financeiro a ser aportado pelo agente relativo aos contratos CCEARs por disponibilidade, celebrados pelos agentes.
- **Tratamento das exposições financeiras para cálculo de garantia financeira:** determinar o montante referente ao alívio de exposições financeiras de agentes com direito a alívio, a ser considerado no cálculo do montante financeiro a ser aportado pelo agente como garantia financeira.

4.5 Reajuste de Receita de Venda de CCEAR e atraso na entrada de operação comercial de usinas

A CCEE é responsável por apurar e divulgar aos compradores e vendedores os valores para faturamento da receita de venda dos CCEARs na modalidade por disponibilidade de energia, de acordo com as regras vigentes em cada contrato.

Na modalidade quantidade, os vendedores apuram os valores a serem faturados em função dos preços e quantidades negociadas nos leilões. A atualização dos preços é realizada pelos próprios vendedores, por meio da aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Observa-se que a CCEE auxilia os vendedores no cálculo de preço de repasse de usinas em atraso de operação comercial, tanto para CCEAR por disponibilidade, quanto para CCEAR por quantidade. O preço para o CCEAR por disponibilidade é usado na apuração da receita de venda realizada pela CCEE.

A receita de venda de CCEAR por disponibilidade é composta por uma parcela fixa e uma parcela variável, deduzidas as cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)³³ e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)³⁴, para

³³ **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):** Alterada pela Lei 12.111/09, a CCC é uma conta cuja arrecadação é usada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica no SIN e nos sistemas isolados. A conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do país.

aqueles que as recebem. A composição da receita de venda é apresentada na equação 3.

$$\text{Receita de Venda} = \text{Receita Fixa} + \text{Parcela Variável} - (\text{CCC} + \text{CDE}) \quad (3)$$

A receita fixa é estipulada pelo vendedor no leilão e contempla os custos com combustível relacionados à inflexibilidade da usina e demais custos fixos como:

- (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno);
- (ii) custos de conexão ao sistema de distribuição e transmissão;
- (iii) custo de uso do sistema de transmissão e distribuição;
- (iv) custos fixos de O&M;
- (v) custos de seguro e garantias da usina e compromissos financeiros do gerador; e
- (vi) tributos e encargos diretos e indiretos.

A parcela variável é obtida da multiplicação da geração da usina acima da inflexibilidade – já que esta última é contemplada na receita fixa - pelo valor atualizado do CVU, expresso em reais por megawatt hora. A Figura 20 ilustra geração flexível e inflexível. (CCEE, 2013) e a equação 4 mostra o cálculo da parcela variável.

As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota homologada pela ANEEL. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas (ANEEL, 2013).

³⁴ **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** Instituída pela Lei 10.438/02, a CDE é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. Parte dos recursos provenientes da conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no país. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo SIN. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota homologada pela ANEEL. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas (ANEEL, 2013).

Figura 20 – Inflexibilidade e geração acima da inflexibilidade

$$\text{Parcela Variável} = \text{CVU} \times \text{Geração acima da inflexibilidade} \quad (4)$$

A receita de venda é reajustada de acordo com as regras contratuais de cada leilão. Assim como a receita fixa, o CVU é composto por custo de combustível e custo de operação e manutenção da usina.

Sendo o CVU o responsável pela valoração da geração e a receita fixa pelo pagamento dos custos fixos do contrato, o reajuste a ser realizado será efetivamente sobre estes dois componentes, como mostra a Figura 21.

Figura 21 – Composição e reajuste do CVU e da receita fixa

O custo do combustível, como parte do CVU, será utilizado para pagamento da geração acima da inflexibilidade declarada pelo vendedor. Sendo assim, caso o vendedor não tenha declarado inflexibilidade, este custo será utilizado para pagamento de toda a geração da usina.

Observa-se que o ONS utiliza valores de CVU para ordenar as usinas por mérito de preço no modelo de otimização de preço de curto prazo chamado DECOMP, para horizonte de dois meses, e valores de CVU no modelo de otimização de preço de longo prazo chamado NEWAVE, para horizonte de cinco anos. Para o primeiro modelo, o ONS utiliza o chamado CVU conjuntural, o qual também é utilizado para o faturamento dos CCEARs por disponibilidade. Contudo, para o NEWAVE, o ONS utiliza o CVU estrutural, com o objetivo de buscar a previsibilidade de variação futura do combustível.

Sendo assim, o CVU conjuntural é calculado mensalmente utilizando os dados de combustíveis em conformidade com a regra do leilão. Já o CVU estrutural é calculado considerando as premissas utilizadas para o cálculo da garantia física das usinas que solicitaram habilitação técnica para o leilão, observando que este conceito só é válido para os leilões de energia nova realizados a partir de 2007.

No Quadro 3 são apresentados os critérios vigentes de reajuste do CVU conjuntural e estrutural por leilão.

As regras indicam que para o cálculo da variação dos preços dos combustíveis no mercado internacional, deve-se utilizar os valores publicados pela empresa Platts - provedora internacional de informações do mercado de energia, petroquímica, metal e agricultura - por meio da plataforma “Platts on the net”, dentre outras publicações desta empresa. Os preços dos combustíveis internacionais são convertidos pela taxa média de câmbio de venda do dólar divulgada pelo Banco Central.

Leilão	CVU Conjuntural	CVU Estrutural	Mês de Reajuste do Custo do Combustível	Mês de Reajuste do Custo de O&M
1º LEN e 1º LFA	Sim	Não	Fevereiro, com base em dados do último trimestre do ano anterior no mercado nacional e internacional	Mês de reajuste tarifário das distribuidoras, utilizando o IPCA do mês anterior
2º e 3º LEN	Sim	Não	Novembro, com base em dados do mês de outubro no mercado internacional, exceto gás natural do PPT que permanece em Fevereiro	Mês de reajuste tarifário das distribuidoras, utilizando o IPCA do mês anterior
A partir do 4º LEN	Sim	Sim	Mensal, com dados do mês anterior no mercado internacional, para o CVU conjuntural, e com dados dos últimos 12 meses para o CVU estrutural. A partir do 8º LEN utilizará os dados do DOE-EIA-US (previsão de 10 anos futuros).	Novembro, utilizando o IPCA de outubro

Quadro 3 – Reajuste do CVU conjuntural e estrutural por leilão – Fonte: Elaborada a partir de CCEE, 2013

Já para o mercado nacional, os dados indicados para cálculo do reajuste do combustível são os valores disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo – ANP ou até mesmo o IPCA.

No Quadro 4 é apresentado um resumo dos tipos de combustíveis previstos na regra de reajuste de receita de venda, bem como o índice de reajuste utilizado e as descrições e publicações disponibilizadas pela Platts, quando cabível.

De forma similar ao CVU, no Quadro 5 são apresentados os critérios para reajuste da receita fixa dos CCEARs por disponibilidade. Observa-se que para o reajuste do combustível, utiliza-se as mesmas referências de preço de combustível nacional e internacional do CVU.

Combustível	Descrição Nacional	Base para reajuste	Código “Platts on the net” / publicação Platts
USGulf No. 6 3.0% USG waterborne Platt's Mid	Óleo combustível Alto Teor de Enxofre - Tipo A1	Platts / ANP	PUAFZ00
USGulf No. 6 1.0% USG waterborne Platt's Mid	Óleo combustível Baixo Teor de Enxofre - Tipo B1	Platts / ANP	PUAAI00
USGulf No. 2 USG waterborne Platt's Mid	Óleo Diesel	Platts / ANP	POAEE00
Coal	Carvão Mineral Importado	Platts	CIF ARA / Coal Trader International
Petróleo Brent (Dated Brent)	-	Platts	PCAAS00
Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy	-	Platts	PUAAZ00
Fuel 1% Sulphur Cargoes FOB NWE	-	Platts	PUAAM00
Fuel Oil 6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne	-	Platts	PUAAI00
(petcoke) US Gulf 5/6% sulfur, < 50HGI - International Coal Report	Coque de Petróleo	Platts	CPAGF00/International Coal Report
Gás Natural não enquadrado no PPT e GNL	Gás Natural não enquadrado no PPT e GNL	Platts / ANP	GAS DAILY
Gás Natural enquadrado no PPT	Gás Natural enquadrado no PPT	ANP	-
Gás de Processo	Gás de Processo	IPCA	-
Carvão Mineral Nacional	Carvão Mineral Nacional	IPCA	-
Biomassa e demais combustíveis	Biomassa e demais combustíveis	IPCA	-

Quadro 4 –Tipos de combustível e referências utilizadas para reajuste – Fonte: Elaborada a partir de CCEE, 2013

Leilão	Mês de Reajuste do Custo do Combustível	Mês de Reajuste do Custo de O&M
1º LEN e 1º LFA	Mês de reajuste tarifário das distribuidoras, utilizando o IPCA do mês anterior	
2º e 3º LEN	Novembro, com base em dados do mês de outubro no mercado internacional, exceto gás natural do PPT que permanece em Fevereiro	Mês de reajuste tarifário das distribuidoras, utilizando o IPCA do mês anterior
A partir do 4º LEN	Novembro, com base em dados do mês de outubro (quando reajustado no ano anterior ao suprimento) ou com base nos últimos 12 meses (quando reajustado no ano de suprimento)	Novembro, utilizando o IPCA de outubro

Quadro 5 – Reajuste da receita fixa por leilão

A regra de reajuste de receita de venda prevê um cálculo diferenciado de receita fixa para as usinas que apresentem atraso no cronograma de entrada em operação comercial³⁵ das respectivas unidades geradoras comprometidas com CCEAR, tanto na modalidade de venda por disponibilidade, quanto na modalidade por quantidade de energia elétrica.

Este cálculo se baseia na Resolução Normativa da ANEEL nº 165, publicada em 2005, que estabelece que em caso de atraso do cronograma de implantação da usina vendedora em CCEAR, o vendedor deverá recompor o lastro da venda no ACL, na proporção do atraso, com contratos no ACL, para assim fazer jus à receita fixa do CCEAR. No entanto, a resolução estabelece que o vendedor com a usina atrasada não poderá receber 100% do valor original do CCEAR, limitando o repasse ao distribuidor em função do custo da recomposição de lastro.

Essa limitação é dada pelo artigo 3º da resolução, que estabelece que o preço do CCEAR deverá ser o menor entre quatro valores (três valores para usinas com CVU igual a zero):

- Preço médio dos contratos de compra firmados no ACL para a recomposição do lastro, expresso em R\$/MWh;
- CVU da usina, expresso em R\$/MWh (somente para termelétricas com CVU diferente de zero);
- PLD acrescido de 10%, expresso em R\$/MWh; e
- Preço atualizado do CCEAR, reduzido de um percentual associado ao período de atraso de cada unidade geradora da usina.

Com relação à redução do preço do CCEAR, a resolução estabelece que deve respeitar os seguintes percentuais, conforme o período de atraso da unidade geradora da usina:

³⁵ **Entrada em operação comercial:** A data para entrada em operação comercial é estabelecida pelo cronograma de implantação aprovado pela ANEEL e constante no ato regulatório de permissão de operação da usina.

- Para atrasos de até três meses, o fator redutor será de noventa por cento (90%);
- Para atrasos superiores a três meses até seis meses, o fator redutor será de oitenta e cinco por cento (85%);
- Para atrasos superiores a seis meses até nove meses, o fator redutor será de oitenta por cento (80%);
- Para atrasos superiores a nove meses até 12 meses, o fator redutor será de setenta por cento (70%); e
- Para atrasos superiores a 12 meses, o fator redutor será de cinquenta por cento (50%).

Para o CCEAR por quantidade, o preço do CCEAR refere-se ao preço de venda resultante do leilão, em R\$/MWh, com a atualização pelo IPCA prevista no próprio contrato.

Por outro lado, para o CCEAR por disponibilidade, o preço do CCEAR refere-se ao ICB que classificou a usina como vencedora no leilão, com a mesma atualização pelo IPCA prevista no contrato para a receita fixa.

Observa-se que no 2º Leilão de Fontes Alternativas, cujos empreendimentos são eólicos ou movidos a biomassa, o preço do CCEAR por disponibilidade é a razão entre a receita fixa do contrato e a energia contratada, ou seja, da mesma forma que um CCEAR por quantidade.

Para o vendedor com mais de um contrato de compra no ACL para recomposição do lastro, o preço médio dos contratos de compra realizados no ACL será a média dos preços dos contratos ponderados pela energia contratada em cada um dos contratos. Se o vendedor não efetuar a compra no ACL para a recomposição do lastro, o preço médio dos contratos de compra será igual a zero.

A equação 5 apresenta a fórmula resumida do cálculo da receita fixa de uma usina com atraso no início da operação comercial.

$$\text{Receita fixa de atraso} = \text{Preço "REN 165"} \times \text{Montante de Energia do CCEAR (5)}$$

O cronograma de operação comercial da usina consiste em datas de início de operação comercial para cada unidade geradora. Sendo assim, caso a usina esteja parcialmente atrasada, ou seja, com algumas unidades geradoras em operação comercial e algumas unidades geradoras em atraso, deverá receber a soma da receita fixa do CCEAR reajustada na proporção das unidades geradoras em operação comercial e a receita fixa referente ao atraso na proporção das unidades geradoras atrasadas.

Dando continuidade ao cálculo da receita de venda, verificamos o cálculo da parcela variável.

A geração paga na parcela variável é valorada ao CVU e refere-se ao montante superior à inflexibilidade declarada pelo agente e que tenha sido gerada por solicitação (despacho) do ONS pelos seguintes motivos:

- Despacho por ordem de mérito de preço (CVU);
- Restrição elétrica;
- Segurança Energética (decisão do CMSE);
- Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR)³⁶ ou Curva Bianual de Segurança.

O despacho por ordem de mérito é decidido pelo ONS, no Programa Mensal de Operação (PMO)³⁷, após a determinação pelo processamento do modelo de

³⁶ A CAR foi instituída pela Resolução CGE nº 109/2002 e pela Resolução CNPE nº 08/2007. Em 2013, o Comitê Nacional de Políticas Energéticas – CNPE publicou a Resolução CNPE nº 03, onde é estabelecida a substituição da CAR por outra metodologia de aversão ao risco para a operação do SIN. Dessa forma, no modelo computacional NEWAVE, foi inserido o CVaR (Valor Condicional a um dado Risco – *Conditioned Value at Risk*), já utilizado no mercado financeiro, que faz com que o NEWAVE passe a considerar, além da minimização do valor esperado do custo de operação, um fator de proteção a risco.

³⁷ O Programa Mensal de Operação Energética (PMO) é elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS com a participação dos agentes. Os estudos – realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga, revistos semanalmente – fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação Eletroenergética e da

otimização de preço, utilizando a configuração do SIN com, dentre outras informações, as capacidades instaladas, índices de indisponibilidade e o CVU de cada usina termelétrica que compõe o sistema.

Quando a usina faz jus ao recebimento da parcela variável por outro motivo que não seja a ordem de mérito de preço, o cálculo da geração é análogo ao cálculo da geração para recebimento de ESS.

Dessa forma, no que se refere à geração para recebimento da parcela variável por motivo de restrições elétricas, devem ser observadas duas possibilidades de despacho do ONS, denominadas *constrained-on* e *constrained-off*.

- *Constrained-on*: usinas que não foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, por sua geração ser mais cara, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem acima do despacho programado.
- *Constrained-off*: usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despacho programado.

Em outras palavras, a diferença entre a geração efetivamente solicitada pelo ONS em tempo real e a geração prevista na programação sem restrições utilizadas na contabilização da CCEE pode resultar em duas situações possíveis, conforme mencionado anteriormente, quais sejam: (i) *constrained-on* e (ii) *constrained-off*. A Figura 22 ilustra ambas as condições de restrição operacional.

Figura 22 – Apuração da geração por *constrained-on* e *constrained-off*

Os demais motivos basicamente tem como principal objetivo manter a segurança energética, controlando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, seja por decisão de um comitê ou por um mecanismo de aversão ao risco de déficit, como a CAR ou o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP)³⁸.

Conforme ilustra a Figura 23, a CAR é um mecanismo que estabelece o nível mínimo de armazenamento de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas indispensável à produção de energia com segurança para o SIN.

Apuradas as parcelas fixa e variável, o vendedor do CCEAR realiza o faturamento da receita de venda do contrato.

Tendo em vista que a apuração efetiva dos despachos do ONS e da geração da usina ocorre apenas na contabilização do MCP, que tem prazo de finalização que pode chegar a mais de um mês após a geração da usina, alguns leilões permitiram no contrato uma antecipação de receita, por meio da apuração preliminar da receita de venda e do parcelamento do faturamento mensal.

³⁸ **Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP):** é um mecanismo adicional de segurança cujo objetivo é atingir os níveis meta calculados pelo ONS e ratificados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para as regiões Sudeste e Nordeste ao final do mês de novembro (CCEE, 2012).

Figura 23 – Curva de aversão ao risco (CAR) para a região Sudeste/Centro-Oeste em 2013/2014

Fonte: ONS, 2013

O Gráfico 4 mostra a receita de venda realizada no ano de 2012, com a segregação dos montantes de receita fixa e variável, onde é possível perceber a relação direta do aumento da parcela variável e o aumento PLD. Isso se deve ao CVU ser o componente utilizado para ordenar por preço o despacho das usinas que devem atender a demanda de energia do mercado. Dessa forma, com vistas a manter a segurança do suprimento futuro, mediante o resultado da aplicação dos conceitos do modelo de otimização de preço, no último trimestre foi necessário solicitar a geração de mais usinas térmicas do que o restante do ano. Embora menos expressivo, isso também foi necessário no período de março a junho de 2012.

Gráfico 4 - Histórico da receita de venda e do PLD médio mensal de janeiro de 2012 a janeiro de 2013

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2013

No Gráfico 5, é possível verificar o despacho por ordem de mérito econômico e, no Gráfico 6, a representatividade da geração por outros motivos que não a ordem de mérito econômico.

É possível ainda perceber que com o aumento do PLD, a geração por ordem de mérito também aumenta, no entanto, nos meses de novembro e dezembro de 2012, o aumento da geração por demais motivos de despacho é expressivo. Isso se deve ao início de despacho por segurança energética, devido à sinalização do modelo de otimização de preço, no intuito de reduzir risco de déficit futuro, sendo mais grave no mês de dezembro, quando algumas usinas foram despachadas para atendimento à CAR.

Gráfico 5 - Histórico da geração por despacho na ordem de mérito de preço (DOMP), por demais motivos de despacho e PLD médio mensal de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2013

Gráfico 6 – Geração térmica segregada em função do motivo de despacho

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2013

5 ANÁLISES DAS PENALIZAÇÕES ÀS USINAS COMPROMETIDAS COM CCEAR DE ENERGIA NOVA

Neste capítulo são apresentadas as análises de cada uma das penalizações previstas nas regras de comercialização, caso os vendedores em CCEAR descumpram suas obrigações previstas no referido contrato e no MCP, com base em algumas amostras provenientes das ocorrências percebidas por meio das divulgações da CCEE.

Antes de iniciar as análises, no entanto, convém rever os conceitos apresentados no capítulo 4 com relação às penalidades e ressarcimentos para usinas que estejam comprometidas com CCEAR, de forma resumida e objetiva, para melhor compreensão do que será aqui exposto como análise. O Quadro 6 apresenta este resumo e o Quadro 7 mostra o detalhamento. Em seguida são apresentadas as considerações para cada um dos temas.

Adicionalmente, no Quadro 8 é apresentado um resumo para cada um dos leilões, que tenham regras de comercialização já aprovadas pela ANEEL, indicando quais contratos tem a obrigação de recompor lastro com energia proveniente de usinas que seja tão nova quanto (TNQ) e que estejam no mesmo submercado da usina sujeita a penalização, seja por atraso ou por indisponibilidade.

Por meio deste resumo, observa-se que praticamente foi extinta a obrigação de contratação de energia TNQ e de mesmo submercado para a recomposição de lastro por atraso, no entanto, para indisponibilidade, esta exigência permanece para boa parte dos leilões. Com relação à indisponibilidade, a maior exigência de contratação no mesmo submercado da usina ocorre para os contratos por disponibilidade, por se tratarem normalmente de usinas térmicas, pois as hidrelétricas vinculadas ao MRE compartilham os riscos de indisponibilidade, não sendo necessário que estejam no mesmo submercado.

Tipo de penalização	Motivação para penalização	Valoração
Penalidade de energia por insuficiência de lastro de energia	Déficit no balanço energético dos últimos 12 meses anteriores: (GF + Contratos Compra) - (Consumo + Contratos Venda)	Valor máximo entre PLD médio* e VR *PLD médio ponderado pela carga do mercado no mês
Penalidade de energia por falta de combustível	Indisponibilidade da usina por falta de combustível	PLD médio* + (Nº de ocorrências x 1/4) x (PLD máximo - PLD médio*) Atingido o 4º patamar (100%), o preço somente será recalculado após 12 meses consecutivos sem ocorrência *PLD médio ponderado pela carga do mercado no mês
Penalidade de potência	Déficit de potência no patamar de carga pesada: Potência: (Usinas + Contratos de Compra) - (Consumo + Contratos de Venda)	Preço de referência da ANEEL (REN nº 168/2005) convertido em R\$/MWh atualizado pelo IPCA anualmente em outubro e corrigido por um fator de ajuste com 4 índices (1, 2, 3 e 4), selecionado conforme a escassez da energia no patamar pesado.
Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa (RIGBIO_PROD)	Quantidade de energia anual contratada do CCEAR não gerada	PLD médio anual
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas eólicas	Quantidade de energia anual e/ou quadrienal contratada do CCEAR não gerada* *Descontada a energia proporcional ao atraso da usina, cujo montante já será considerado para abatimento da receita fixa	Receita fixa anual
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa (RIND_BIO)	Quantidade de energia anual contratada do CCEAR não gerada	1º LEN: PLD máximo 8º LEN e 8º LEE: razão entre receita fixa e energia do CCEAR 9º LEE e 2º LFA: não tem apuração deste ressarcimento Demais leilões: PLD médio mensal
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa sem CVU) (RIND)	Déficit na comparação da garantia física* e a energia contratada do CCEAR *Garantia física em operação comercial, na proporção comprometida com o CCEAR, degradada pelas taxas TEIF e TEIP calculadas anualmente em agosto com base no histórico de 60 meses passados, contados a partir do mês de cálculo. As taxas recalculadas são consideradas a partir do mês de janeiro do ano subsequente.	1º LEN: PLD máximo 8º LEN e 8º LEE: razão entre receita fixa e energia do CCEAR 9º LEE: não tem apuração deste ressarcimento Demais leilões: PLD médio* + (Nº de ocorrências* x 1/4) x (PLD máximo - PLD médio) *Atingido o 4º patamar (100%), o preço somente será recalculado após 12 meses consecutivos sem ocorrência
Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP)	Déficit na comparação entre o despacho por ordem de mérito de preço (DOMP), solicitado pelo ONS, e a geração mensal disponível para o CCEAR	PLD médio mensal - CVU da usina (INC) PLD médio mensal: para valorar a exposição do distribuidor no MCP CVU da usina (INC): para valorar a geração da usina não realizada que não precisa ser ressarcida ao distribuidor
Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual (RESS_INFLEX)	Déficit* na comparação entre a geração inflexível comprometida com o CCEAR e a geração inflexível efetivamente disponível para o CCEAR no ano * A apuração da ausência de geração inflexível é realizada em dezembro, para ressarcir em janeiro	Máximo entre o PLD médio mensal ponderado pela geração do submercado da usina e o CVM (média mensal do INC)
Energia de usinas com descasamento ou atraso no cronograma de operação comercial (EAPS)	Descasamento ou atraso no cronograma de implantação da usina (proporcional a capacidade de cada unidade geradora descasada ou atrasada)	PLD médio mensal
Receita fixa de usina em atraso na entrada em operação comercial	Atraso no cronograma de entrada em operação comercial da usina (proporcional a capacidade de cada unidade geradora atrasada)	Menor valor entre: (i) PLD médio mensal + 10% (ii) Preço do contrato de compra para recomposição de lastro (iii) CVU (aplicado apenas para térmicas com CVU) (iii) Preço original* do CCEAR com redução: 10% para atraso até 3 meses, 15% para atraso de 3 a 6 meses, 20% para atraso de 6 a 9 meses, 30% para atraso de 9 a 12 meses e 50% para atraso superior a 12 meses. * Para as térmicas com CVU, o preço do CCEAR é o ICB e para as demais é a razão da receita fixa e a energia contratada

Quadro 6 - Resumo de penalidades e ressarcimentos para usinas com CCEAR

Tipo de penalização	Periodicidade do cálculo	Periodicidade do pagamento	Tipo de usina	Tipo de CCEAR	Destinação dos recursos da penalidade	Benefício	Exposição no MCP	Situação de contorno para o gerador exposto
Penalidade de energia por insuficiência de lastro de energia	Mensal	Mensal	Todas	-	Exposições negativas dos CCEARs	Modicidade tarifária	Sim	-
Penalidade de energia por falta de combustível	Mensal	Mensal	Todas	-	Abatimento de ESS	Alívio da exposição do mercado pelo impacto na formação do PLD devido à ausência da disponibilidade da usina	Não	-
Penalidade de potência	Mensal	Mensal	Todas	-	Exposições negativas dos CCEARs	Modicidade tarifária	Não	Negociação de potência com superavitários em período específico
Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa (RIGBIO_PROD)	Anual (dezembro)	Anual (dezembro)	Térmica a biomassa	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	Recomposição de lastro com contratos de compra (exceto 1º LEN e 2º LFA)
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas eólicas	Anual (último mês do ano contratual) e Quadrienal (último mês do quadriênio)	Mensal (valor calculado dividido pelos 12 meses subsequentes)	Eólica	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	-
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa (RIND_BIO)	Anual (março)	Anual (março)	Térmica a biomassa	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	Recomposição de lastro com contratos de compra (exceto 1º LEN e 2º LFA) e geração em janeiro e fevereiro do ano subsequente a apuração da indisponibilidade
Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa sem CVU) (RIND)	Mensal	Mensal	Térmica (exceto biomassa sem CVU)	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	1º LEN: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina 2º LEN e 3º LEN: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina ou contratos de compra. Desconsiderada a energia indisponível por falta de combustível. Demais leilões: Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina ou contratos de compra
Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP)	Mensal	Mensal	Térmica (exceto biomassa sem CVU)	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	-
Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual (RESS_INFLEX)	Anual (janeiro)	Anual (janeiro)	Térmica (exceto biomassa sem CVU)	Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	-
Energia de usinas com descasamento ou atraso no cronograma de operação comercial (EAPS)	Mensal	Mensal	Térmica (exceto biomassa sem CVU) e eólicas	Disponibilidade	MCP	Alívio da exposição do mercado pelo impacto na formação do PLD devido à ausência da disponibilidade da capacidade da usina	Sim	-
Receita fixa de usina em atraso na entrada em operação comercial	Mensal	Mensal	Hidrelétricas Térmicas (exceto biomassa sem CVU) Eólicas Biomassa do 2º LFA	Quantidade e Disponibilidade	Distribuidora	Modicidade tarifária	Não	Recomposição de lastro com parcela da garantia física não vendida da própria usina ou contratos de compra

Quadro 7 - Detalhamento das penalidades e ressarcimentos para usinas com CCEAR

Tipo de CCEAR	Leilão (Ano)	Início da Vigência	Atraso		Indisponibilidade	
			TNQ	Submercado	TNQ	Submercado
Quantidade	1º LEN (2005)	2008/2009/2010	---	---	---	---
	1º LFA (2007)	2010	---	---	---	---
	2º LEN (2006)	2009	NÃO	SIM (não MRE)	SIM	SIM (não MRE)
	3º LEN (2006)	2011	SIM	---	SIM	---
	5º LEN (2007)	2012	---	---	SIM	---
	7º LEN (2008)	2013	---	---	SIM	---
	8º LEN (2009)	2012	---	---	---	---
	10º LEN (2010)	2015	---	---	---	---
	11º LEN (2010)	2015	---	---	---	---
	12º LEN (2011)	2014	---	---	---	---
	Belo Monte (2010)	2015	---	---	---	---
	Jirau (2008)	2013	---	---	SIM	---
	Sto. Antônio (2007)	2012	---	---	SIM	---
	1º LEN (2005)	2008/2009/2010	---	---	SIM	SIM
Disponibilidade	1º LFA (2007)	2010	---	SIM	---	SIM
	2º LEN (2006)	2009	---	---	SIM	SIM
	3º LEN (2006)	2011	---	---	SIM	SIM
	4º LEN (2007)	2010	---	---	SIM	SIM
	5º LEN (2007)	2012	---	---	SIM	SIM
	6º LEN (2008)	2011	---	---	SIM	SIM
	7º LEN (2008)	2013	---	---	SIM	SIM
	8º LEN (2009)	2012	---	---	---	SIM
	2º LFA (2007)	2013	---	---	---	---
	12º LEN (2011)	2014	---	---	---	---

Quadro 8 - Exigência dos contratos de leilão para recomposição de lastro com energia tão nova quanto (TNQ) e mesmo submercado

Além das penalizações e ressarcimentos listados, é importante ressaltar que para evitar qualquer exposição negativa, o agente do mercado deve manter as garantias financeiras do MCP, pois, em caso de não aporte, os montantes dos contratos de venda do agente registrados na CCEE são reduzidos, respeitando a ordem listada no artigo 10 da Resolução nº 531/2013, até o ponto em que a exposição negativa da ausência de aporte seja anulada, quando possível. Como já mencionado anteriormente, vale lembrar que o objetivo desta prática, conforme a resolução, é que os riscos de compartilhamento de débitos para todos os agentes com operações no MCP sejam reduzidos.

Em princípio, este tratamento pode parecer vantajoso para o agente que está exposto negativamente, pois com a redução de contratos de venda, no processamento da contabilização do mercado e na apuração dos ressarcimentos, este ficará livre de exposições. No entanto, é importante observar que, os contratos de venda com redução de energia, deixam os respectivos compradores vulneráveis, podendo transferir, de certa forma, parte da referida exposição negativa no mercado. Contudo, embora não

sejam conhecidas as cláusulas destes contratos bilaterais, pode ser plausível pensar que tais contratos possuem cláusulas que protejam as partes para eventuais riscos na contratação, o que pode deixar o vendedor em dificuldades tanto quanto com uma penalização no âmbito da CCEE, como uma penalização no contrato firmado no MCP, que pode ser ainda mais severa, inclusive podendo causar ônus a sua credibilidade no mercado e trazendo dificuldades para novos negócios.

5.1 Ressarcimentos

5.1.1 Ressarcimento por geração abaixo da energia contratada no CCEAR para usinas a biomassa (RIGBIO_PROD)

O primeiro passo, para iniciar a análise deste ressarcimento, por meio das informações divulgadas, foi buscar quais usinas apresentaram este tipo de ressarcimento na última apuração, a qual foi realizada em dezembro de 2013, considerando que o PLD médio anual, utilizado no ressarcimento, foi de 164,06 R\$/MWh. O Gráfico 7 apresenta esta informação.

Observa-se que o maior valor a ser ressarcido é de 19,47 milhões de reais, pela usina LDC Lagoa da Prata, seguida pela usina Pioneiros II, com o valor a ressarcir de 17,29 milhões.

Em seguida, é verificada a quantidade de energia indisponível que motivou o ressarcimento, que foi precificada ao PLD anual, bem como a compromisso contratual ao longo de 2012, conforme mostra o Gráfico 8. Já no Gráfico 9, é possível verificar a geração mensal das usinas que tiveram ressarcimento calculado devido geração abaixo da energia contratada no CCEAR e o PLD médio.

Com base nestas informações e considerando que a sazonalização do CCEAR disponibilidade é *flat* ao longo do ano, é possível verificar que o período de maior indisponibilidade coincidiu com o período de PLD mais barato em 2012, significa que a energia indisponível pode ser reposta, pelo agente comprador, a preço relativamente reduzido. Sendo assim, o ressarcimento ao PLD anual torna-se razoável,

já que pode ressarcir parte do custo de oportunidade gerado por estas usinas às distribuidoras, além da receita fixa que foi paga pela energia que deveria ter sido entregue ao contrato.

Gráfico 7 - Usinas a biomassa com ressarcimento por insuficiência de geração para CCEAR (RESS_IGR_G) em dezembro de 2012

Gráfico 8 - Comparação entre a insuficiência de geração anual de usinas a biomassa, apurada em dezembro de 2012, a quantidade de energia anual do CCEAR e o PLD médio mensal

Gráfico 9 - Comparação entre o compromisso do CCEAR, a geração de energia e o PLD médio mensal (usinas com RIGBIO_PROD)

5.1.2 Ressarcimento por indisponibilidade de usinas termelétricas a biomassa (RIND_BIO)

De forma semelhante ao ressarcimento anterior, a análise do ressarcimento por indisponibilidade de usinas a biomassa é iniciada, também por meio das informações divulgadas, observando as usinas que apresentaram este ressarcimento na última apuração, a qual foi realizada em março de 2013, considerando que o PLD médio deste mês, utilizado no ressarcimento, foi de R\$ 339,69/MWh³⁹. O Gráfico 10 apresenta os valores dos ressarcimentos por usina.

³⁹ Conforme divulgado pela CCEE, em abril de 2013, por meio dos relatórios de ressarcimento e do PLD médio mensal.

Gráfico 10- Ressarcimento por indisponibilidade (RIND_BIO) de usinas a biomassa em março de 2013

Observa-se que as usinas expostas ao ressarcimento são usinas basicamente vendedoras do 1º LFA, 2º LEN e do 3º LEN⁴⁰, portanto o preço do ressarcimento é exatamente o preço do PLD médio de março de 2013. Observa-se que o maior valor a ser ressarcido é de 3,63 milhões de reais, pela usina São João Biogás.

Em seguida, é verificada a geração das usinas ao longo de 2012 e o PLD mensal, conforme mostra o Gráfico 11.

⁴⁰ Informações obtidas por meio do Resultado Consolidado de Leilões, publicado mensalmente pela CCEE.

Gráfico 11 - Comparação entre a geração mensal de usinas a biomassa e o PLD médio mensal (usinas com RIND_BIO)

Como visto no RIGBIO_PROD, estas usinas também geraram mais energia exatamente no período em que o PLD era menor ao longo do ano, em uma ordem de grandeza muito inferior ao PLD utilizado em março, o que pode parecer trazer um desequilíbrio entre o custo de oportunidade gerado por estas usinas às distribuidoras e o custo a ser ressarcido, já que para precificar o ressarcimento, utiliza-se o PLD de março. No entanto, deve-se observar que as usinas com insuficiência de geração já seriam penalizadas pelo ressarcimento calculado em dezembro (RIGBIO_PROD).

Sendo assim, considerando que a exigência de geração e ressarcimento à distribuidora pela exposição ao MCP já foi realizada, o ressarcimento calculado em março (RIND_BIO), tem como objetivo principal verificar o cumprimento da obrigação do gerador de manter lastro para sua disponibilidade vendida no CCEAR, seja por meio de sua própria geração, seja por meio de contratos de compra de terceiros.

5.1.3 Ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas (exceto biomassa)

Para a primeira análise relativa ao ressarcimento por indisponibilidade de usinas não hidráulicas, foi realizada a comparação entre o ressarcimento mensal do período entre janeiro de 2012 e março de 2013, a qual é apresentada no Gráfico 12.

Gráfico 12 – Ressarcimento por indisponibilidade de térmicas (RIND) e o PLD médio mensal

Por meio desta amostragem, é possível verificar a elevação do ressarcimento no período de janeiro a março de 2013. Observa-se que a partir do mês de outubro de 2012 o PLD cresce substancialmente, depois apresenta uma queda em fevereiro de 2013 e eleva novamente no mês seguinte. Assim, poderíamos dizer que para este ressarcimento o gerador poderia utilizar a recomposição de lastro por meio de contratos de compra e, de forma análoga à conclusão com relação à penalidade de energia, o gerador tenha preferido ficar exposto ao ressarcimento a ter que comprar energia a preço mais elevado do que a própria valoração do montante a ser ressarcido. No entanto, neste caso, devem ser observadas algumas condições específicas.

A primeira condição a ser observada é que o ressarcimento da energia indisponível é calculado com base na degradação da garantia física da usina, contemplando taxas de indisponibilidade calculadas anualmente em agosto e

consideradas no mês de janeiro subsequente. Desta forma, já é possível concluir que provavelmente as usinas que tiveram incremento do ressarcimento, a partir de janeiro de 2013, tiveram suas taxas de indisponibilidade degradadas no período de 60 meses anteriores aos cálculos.

Além disso, outras duas condições devem ser consideradas na análise. Uma delas é que nem todos os leilões permitem que o gerador recomponha seu lastro com contrato de compra, mas apenas com a garantia física da própria usina que não esteja vendida, conforme foi informado no Quadro 6. A outra condição é que a valoração não é uma simples comparação entre um valor de referência e o PLD mensal, mas, dependendo do leilão em que a usina for vendedora, leva em consideração apenas o PLD máximo ou o PLD mensal com acréscimo gradual. Em ambos os casos, a participação do PLD máximo pode ser suficiente para motivar o gerador a buscar cumprir com o compromisso da disponibilidade da usina.

Dessa forma, para que se possa avaliar o que de fato pode ter provocado o aumento do ressarcimento no primeiro trimestre de 2013, buscou-se averiguar quais usinas que tiveram ressarcimento calculado e a sua representatividade no montante total, o que pode ser visto no Gráfico 13.

Gráfico 13 - Representatividade das usinas térmicas com ressarcimento por indisponibilidade relativo ao período de janeiro a março de 2013

A partir de então, é possível verificar que Candiota III é a usina com maior representatividade (69%) no ressarcimento por indisponibilidade no período de janeiro a março de 2013.

Com essa informação e observado que esta usina é uma usina a carvão, vendedora no 1º LEN, cuja venda foi de aproximadamente 96% da garantia física (CCEE, Resultado Consolidado de Leilões, 2013), é possível concluir que trata-se de uma usina que não tinha uma opção de contorno disponível e, além disso, deve carregar os efeitos sobre a garantia física durante os próximos 60 meses.

Observa-se que não foram levados em consideração nesta análise quais seriam os motivos da indisponibilidade da usina e, conseqüentemente, da degradação de sua garantia física. Observa-se ainda que, sem a situação de contorno, esta usina provavelmente teria um ressarcimento no mês de janeiro de 2012, já que o CCEAR em que se comprometeu teve início de suprimento em 2010, mas como não houve este ressarcimento, permite concluir que suas taxas de indisponibilidade tenham sido degradadas em agosto de 2012.

Por fim, cabe destacar que mesmo usinas que tenham sido vencedoras em leilões que permitem a recomposição de lastro para indisponibilidade, uma vez degradada a sua garantia física, a usina carregará este histórico por 60 meses e, portanto, deverá cumprir com a recomposição de lastro durante este período, para que não fique exposta ao ressarcimento.

5.1.4 Ressarcimento por não atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP)

Para a análise do RESS_DESP, foram levantados os valores do ressarcimento de janeiro de 2012 a março 2013, além do histórico de PLD e CVU das usinas com ressarcimento, como mostra o Gráfico 14.

Por meio deste gráfico, é possível perceber a influência do CVU no PLD, devido à semelhança das respectivas curvas. Essa semelhança acontece devido à

formação do PLD ser composta pela ordem de mérito de preço, que se trata exatamente do motivo pelo qual esta usina teve que ressarcir o distribuidor, ou seja, a ausência de geração ao despacho por ordem de mérito de preço do ONS.

Gráfico 14 - Comparação mensal entre o ressarcimento por insuficiência de geração para atendimento ao despacho do ONS (RESS_DESP) e as curvas do PLD e do CVU

O Gráfico 15 confirma esta afirmação, onde são apresentadas as curvas dos valores de ressarcimento e da energia indisponível da usina. Analisando estas duas curvas, é possível verificar que nem sempre o ressarcimento acompanha a curva da energia indisponível, já que o valor desta última em dezembro é menor do que em maio, o que não acontece para o ressarcimento, pois este é mais influenciado pela diferença entre CVU e PLD no mês, como verificado no gráfico anterior (curvas invertidas).

Gráfico 15 - Comparação mensal da quantidade de energia indisponível e os valores do RESS_DESP

No Gráfico 16 é apresentado o valor do ressarcimento por usina, com as curvas de PLD médio mensal, do CVU das usinas e do preço do ressarcimento. No Gráfico 17 é apresentada a representatividade da quantidade de energia indisponível sobre a potência da usina. Tanto o primeiro, quanto o segundo gráfico mostram os dados relativos a dezembro de 2012.

Fazendo uma análise combinada com as informações do Gráfico 16 e do Gráfico 17 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, podemos dizer que, embora a Candiota III tenha uma representatividade de indisponibilidade da usina muito próxima do valor da Porto Pecém I, sendo até mesmo um pouco inferior, a diferença entre os respectivos CVU e PLD é maior (Gráfico 16), o que resultou o valor do ressarcimento da Candiota III (Gráfico 16) superior ao da Porto Pecém I.

Gráfico 16 - RESS_DESP por usina e a comparação do PLD médio mensal, o CVU e o preço utilizado para o cálculo do ressarcimento em dezembro de 2012

Gráfico 17 - Representatividade da energia indisponível em relação a potência por usina em dezembro de 2012

A partir disso, pode ser concluído que uma usina com CVU menor, em situação de escassez de água (PLD maior), deve ressarcir mais o distribuidor na falta de sua geração, quando estiver em ordem de mérito de preço, o que pode ser justificado pela relevância ao atendimento do mercado de energia por usinas mais baratas, trazendo como consequência para uma empresa distribuidora que, quando a usina em tela fica indisponível, ao invés da distribuidora pagar pela energia o preço do despacho da usina, ou seja, o respectivo CVU, terá que pagar a PLD e posteriormente onerar o consumidor com o repasse à tarifa. Além disso, a indisponibilidade da usina com valor de CVU menor, causa um ônus que não se limita ao CCEAR, mas também replica no MCP, quando para gerar em seu lugar, uma usina mais cara deve ser acionada.

Por este motivo, o preço deste tipo de ressarcimento da usina ao distribuidor, conforme previsto nas regras de comercialização, é a diferença do PLD e o CVU.

5.1.5 Ressarcimento por geração abaixo da inflexibilidade contratual (RESS_INFLEX)

Na busca pelas informações deste ressarcimento, verifica-se que até então, a única usina que foi impactada é a usina Candiota III, com cálculos em 2010, 2011 e 2012.

Por se tratar de um cálculo anual, no Gráfico 18 são apresentados os montantes relativos à inflexibilidade contratual, que o gerador deve entregar, a geração inflexível efetivamente realizada e o PLD médio mensal, durante todo o ano de 2012.

Percebe-se que os menores valores de geração inflexível ocorrem em meses de PLD mais elevado. Na análise de RESS_DESP, onde verificamos que a usina Candiota III também esteve presente, faz sentido verificar que, se a usina não conseguiu gerar ao menos a sua geração inflexível, com certeza não conseguiria gerar a potência, como é o caso do despacho por ordem de mérito de econômico.

Gráfico 18 - Comparação entre a inflexibilidade contratada no CCEAR da Candiota III, a geração associada à inflexibilidade e o PLD médio mensal

Outro ponto importante a observar é que, como já mencionado anteriormente, a geração inflexível da usina é remunerada pela receita fixa paga pelo distribuidor.

Considerando que o preço deste ressarcimento é definido pelo maior valor entre o PLD e o CVU médio mensal da usina, na decisão de um ou outro, somente os efeitos do MCP (custo de oportunidade pela falta de geração) são ressarcidos, pois a parcela da receita fixa para cobrir o custo de combustível para a geração flexível continuará sendo paga ao gerador por meio da receita mensal. Além disso, quando o preço aplicado é o PLD, este se refere ao PLD de janeiro, podendo causar uma diferença de preço entre o PLD de janeiro e o PLD do mês que o distribuidor deixou de receber por meio do MCP.

O Gráfico 19 mostra o que ocorre com o caso da usina Candiota III, com relação ao ressarcimento do custo de oportunidade do MCP e a receita fixa para pagamento do custo de combustível da geração inflexível.

Gráfico 19 - Comparação entre a receita fixa do CCEAR, os custos do comprador e o ressarcimento relativos à inflexibilidade da usina Candiota III

5.2 Penalidades

a) Penalidade de energia

Como já apresentado no capítulo 4, o preço utilizado para valorar a insuficiência de lastro de energia, para os agentes que não são distribuidores de energia, corresponde ao maior valor entre o PLD e o VR. No Gráfico 20 podemos observar como se realizou a valoração da penalidade de energia de janeiro de 2012 a janeiro de 2013.

Gráfico 20 - Preços e pagamento das penalidades por insuficiência de lastro de energia

Fonte: CCEE, InfoMercado, janeiro de 2013

É possível observar que na maior parte da amostragem, o preço da penalidade foi maior que o VR. Além disso, verifica-se que, em abril de 2012, quando o preço da penalidade alcança um valor maior que VR, pela primeira vez no ano, ocorre uma expressiva elevação no pagamento da penalidade de lastro de energia, sendo seguida por valores tendendo a zero.

Dessa forma, considerando o PLD realizado a partir de setembro de 2012, pode-se dizer que, com o impacto do mês de abril, os agentes de mercado tenham se precavido para uma prospecção “ruim” de preço no MCP, do ponto de vista de pagamento de penalidade, já que, em caso de insuficiência de lastro, ficam expostos tanto ao ônus da penalização, quanto à exposição ao PLD no MCP.

Portanto, é possível dizer que a precificação da penalidade, com o maior valor entre VR e PLD mensal, provavelmente, incentiva a maior parte dos agentes a manterem seus lastros de compra e venda em equilíbrio, ou seja, manterem suas operações no mercado lastreadas.

b) Penalidade de potência

Esta penalidade tem como objetivo a verificação da potência no período mais crítico de atendimento de carga de energia elétrica, com duração de algumas horas ao longo do dia, chamado de patamar pesado ou patamar de carga pesada.

Como apresentado no capítulo 4, o preço da penalidade é ajustado monetariamente pelo IPCA e também mediante a escassez de potência no patamar pesado que, utilizando três degraus iguais de índices de um a quatro, torna-se mais caro a medida que a escassez aumenta. No Gráfico 21, é apresentado o preço ajustado realizado no período de janeiro de 2012 a janeiro de 2013, conforme informado pela publicação "InfoMercado" da CCEE de janeiro de 2013.

Gráfico 21 - Histórico de preços de referência ajustados para a penalidade de potência

Fonte: CCEE, InfoMercado, janeiro de 2013

Percebe-se que há uma elevação no preço da penalidade a partir de setembro e dezembro, o que indica que nestes meses houve maior escassez de potência no patamar pesado, o que deve preocupar os geradores que passam a ter que se organizar para não ficar expostos a tal penalização, já que, como já mencionado, o aumento do preço é proporcional à falta de potência na ponta.

Por outro lado, a projeção do risco de déficit de potência do SIN, apresentado pelo Plano Decenal de Expansão - PDE 2021 da EPE, mostra uma probabilidade muito baixa, como mostra o Gráfico 22.

Gráfico 22 - Risco de déficit de potência – PDE 2021 (%)

Fonte: EPE, 2013

Percebe-se que, para os cenários hidrológicos analisados, os déficits ocorrem apenas após 2019, em somente quatro períodos, com probabilidade de aproximadamente 1%.

Se adotarmos o ponto de vista otimista do planejamento, podemos concluir que com oferta abundante, o preço da penalidade tende a baixar, resta saber se há proporcionalidade entre os preços praticados na negociação de lastro de potência e a penalidade. Tais preços de negociação não são acessíveis ou divulgados.

Outro ponto interessante a se observar, no âmbito desta penalidade, é com relação ao cálculo da penalidade de potência no patamar pesado para as usinas eólicas, que também são vendedoras em CCEAR de energia nova. Pode haver uma preocupação se uma usina eólica consegue gerar no patamar de carga pesada o suficiente para atender a exigência dos CCEARs com relação à potência associada, que é definida por um valor igual a 1,5 vezes a energia negociada no contrato.

Para que se possa avaliar se seria cabível essa preocupação, são apresentados no Gráfico 23 ao Gráfico 26 a média de geração horária do mês de janeiro de 2013 para as regiões avaliadas pelo ONS.

Gráfico 23 – Curva de geração média horária no Ceará para janeiro de 2013

Gráfico 24 - Curva de geração média horária no Rio Grande do Norte para janeiro de 2013

Gráfico 25 - Curva de geração média horária na Bahia para janeiro de 2013

Gráfico 26 - Curva de geração média horária no Rio Grande do Sul para janeiro de 2013

Por se tratar de janeiro, devemos considerar que apenas o Rio Grande do Sul teria um horário de patamar de carga pesada diferenciado, ou seja, ao invés de ser das 18:00 horas às 20:59 horas, é das 19:00 horas às 21:59 horas.

Analisando cada uma das regiões, percebe-se que o Rio Grande do Norte é o estado que aparentemente estaria mais suscetível a uma exposição de lastro de potência, tendo em vista que sua geração começa a declinar exatamente às 18:00 horas, início do patamar de carga pesada. Já nas demais regiões, não fica tão evidente esta percepção ou até mesmo o gráfico nos dá uma percepção contrária, como é o caso do Ceará e da Bahia. No Rio Grande do Sul, embora apresente uma rampa crescente a partir das 12:00 horas, o gráfico mostra que ainda atingiu a capacidade máxima no patamar pesado.

Observa-se que a análise dá a percepção generalizada do que pode ser o comportamento médio das usinas eólicas nessas regiões, portanto para se ter uma percepção mais acurada deve-se observar as características individuais da usina, bem como a comparação entre a proporção da garantia física comprometida com energia negociada no CCEAR e a efetiva capacidade de geração da usina.

5.3 Atraso de usinas na entrada em operação comercial

Nesta seção são apresentadas algumas análises para o tratamento da Resolução Normativa nº 165/2005, ou seja, no que diz respeito ao cálculo do custo de repasse às distribuidoras da recomposição de lastro de usinas em atraso de operação comercial.

A primeira análise é voltada para o caso de usinas de CCEAR por disponibilidade com atraso na entrada de operação comercial. Neste caso, o foco dessa primeira análise é verificar a adequação da utilização do ICB como preço de venda original de empreendimento termelétrico (exceto usinas movidas a biomassa com CVU nulo) em detrimento à receita fixa do contrato.

Observa-se inicialmente que as usinas atrasadas não poderão contribuir com suas gerações para a não exposição dos compradores, cuja expectativa de custo é representada na fundamentação do ICB:

$$\text{ICB} = \frac{\text{Custos Fixos} + (\text{Custos de Operação} + \text{Custos Econômicos de Curto Prazo})}{\text{Garantia Física do empreendimento}}$$

Dessa forma, para uma usina que esteja em atraso de operação comercial e, portanto, esteja apenas utilizando recursos financeiros para construção e, portanto, não subsista possibilidade de geração, ou seja, não haveria necessidade de ressarcimento pelo custo da geração, pode-se concluir que o CCEAR disponibilidade neste momento tem características similares a um CCEAR por quantidade, onde o preço do contrato utilizado para o cálculo de atraso é a receita fixa.

Destarte, seria possível concluir, de forma eventualmente precipitada, que não é justificável o recebimento de ICB, que prevê uma receita que cobriria outros custos variáveis que não tem possibilidade de serem realizados, além dos custos fixos que já prevêm o custo de investimento.

Não obstante, se está enfocando o caso que a usina praticou uma recomposição de lastro e a questão está endereçada meramente ao preço regulatório da recomposição de lastro a ser alocado ao consumidor quando do repasse tarifário. Nesse caso, se pode interpretar que se a usina estivesse pronta e operando, a distribuidora pagaria, na média das situações, o próprio ICB.

A questão é controversa, já tendo suscitado algumas discussões sobre o tema entre agentes penalizados e o regulador.

A título de contribuição, se poderia esboçar uma solução que passaria pela assunção de que o preço de repasse deveria ser aquele que tornasse a situação neutra para o distribuidor (e conseqüentemente para o consumidor), avaliando qual seria o balanço para uma distribuidora detentora de CCEAR por disponibilidade da usina atrasada e que reconstituiu lastro.

Para tanto, o preço da recomposição de lastro deveria ser tal que a energia comprada a esse título custasse o equivalente à receita fixa somada ao CVU da usina,

caso houvesse despacho, subtraindo-se a receita no MCP que seria auferida pelo fato de que a usina seria despachada pela potência instalada e haveria a receita correspondente à diferença entre despacho e Garantia Física, valorizada a PLD. Caso o PLD fosse tal que a usina não estivesse despachada por mérito econômico, o preço de repasse poderia ser a Receita Fixa apenas, adicionada ao custo equivalente da Garantia Física valorizada a PLD, que teria que ser adquirida no MCP pela distribuidora nessa situação.

É bastante discutida ainda a questão de ser justo ou não um pagamento dessa ordem para o gerador em atraso, posto que mesmo tendo recomposto lastro, a oferta do sistema não é a mesma nos dois casos (com e sem o atraso) e na situação de recomposição o sistema estaria operando de fato a um nível de risco mais elevado. É uma questão difícil, sem sombra de dúvida, mas há que se observar que, na maior parte dos casos, atrasos são episódicos e que uma usina atrasada não afeta praticamente o nível de risco do sistema, a não ser que haja um movimento organizado de um conjunto importante de geradores para atrasar deliberadamente, fato que não é plausível.

Além disso, cabe observar que se a situação do sistema é de escassez, provavelmente o gerador terá dificuldade em encontrar lastro para recompor e, se encontrar, será a preço muito mais elevado do que aquele que se está propondo para ressarcimento. Na medida em que os agentes geradores são racionais, essa possibilidade é suficiente para que não atrasem suas obras, salvo por motivos absolutamente inevitáveis.

Apenas como observação, há de se considerar que, no caso do preço do CCEAR, seja receita fixa ou ICB, ser o menor valor dentre as opções do repasse do custo de usinas em atraso e assim ser aplicado, o gerador poderá estar contratando energia no mercado a um preço que pode ser tão elevado que a receita recebida, ao valor do CCEAR, não seja suficiente para manter a construção da usina e se manter com lastro de energia, colocando em risco o próprio agente. Esta situação pode ocorrer tanto para contratos por disponibilidade, quanto para quantidade.

Dessa forma, ressalta-se mais uma vez que as usinas vendidas em leilões de energia nova devem incrementar potência ao sistema elétrico e, portanto, o não

cumprimento do cronograma de implantação destes projetos pode comprometer a expansão planejada. Porém, isto reafirma que a questão de fato é bastante polêmica, pois a solução para o estímulo ao cumprimento dos acordos contratuais do leilão deve ser razoável a ponto de preservar tanto o projeto de expansão do SIN, prospectado pelo planejador, como a capacidade de entrega da implantação por parte do gerador, o que pode ser prejudicado por uma punição demasiadamente severa, especialmente por não ter relação com o contexto do mercado de curto prazo.

Em outro ângulo dessa análise, verifica-se o caso de usinas movidas a biomassa com CVU nulo, que na hipótese de utilização de índice que inclua expectativa de geração (ICB, por exemplo) seria prejudicada, tendo em vista que sua expectativa de custo para o distribuidor no mercado de curto prazo é negativa, ou seja, este tipo de usina normalmente gera receita para o distribuidor no MCP (custo negativo), pois gera em boa parte do ano, quando o PLD é mais elevado (período seco). Ressalta-se que na apuração da receita de venda dessas usinas, até o momento, a aplicação da REN nº 165/2005 ocorre apenas para as que venderam no 2º Leilão de Fontes Alternativas, utilizando a razão da receita fixa sobre a energia do contrato como preço do CCEAR. Dessa forma, pode-se concluir que não seja adequada a utilização do ICB como preço de contrato de venda original para usinas termelétricas.

Com intuito ilustrativo, realizou-se uma análise numérica, em que se verificou a adequação de duas formas de valoração do lastro recomposto, à zero ou ao PLD, do montante de energia relativo à parcela da usina comprometida com CCEAR, seja na modalidade disponibilidade ou quantidade de energia, e que esteja em atraso na entrada de operação comercial, considerando a não recomposição pelo gerador por meio de contratos de compra.

No caso da valoração à zero, considerando cenários em que o PLD + 10% seja o valor de repasse previsto pela REN nº 165/2005, ou seja, o menor valor dentre os limites do artigo 3º, o gerador poderá não contratar a totalidade de energia referente ao atraso de operação comercial (energia sazonal proporcional ao número de máquinas em atraso), pois a variação do preço médio de seus contratos bilaterais não influenciará na receita fixa calculada a partir da resolução, já que o preço de repasse estará limitado

ao PLD + 10%, como mencionado anteriormente. Para demonstrar esta afirmação, são apresentados dois exemplos a seguir.

No primeiro exemplo, considera-se a contratação para recomposição de lastro igual à quantidade de energia comprometida com CCEAR:

- Preço do contrato bilateral: \$ 100,00
- Quantidade de energia do contrato bilateral: 1200 MWh
- PLD + 10%: \$ 11,00
- Quantidade de energia referente ao atraso a ser recomposta: 1200 MWh
- Quantidade de energia não recomposta: 1200 MWh – 1200 MWh = 0 MWh
- Preço médio da recomposição de lastro: $[(\$ 100 \times 1200 \text{ MWh})] / 1200 = \$ 100,00$
- Preço de repasse da REN 165: \$ 11,00 (PLD + 10%)

No segundo exemplo, considera-se a contratação para recomposição de lastro inferior à quantidade de energia comprometida com CCEAR:

- Preço do contrato bilateral: \$ 100,00
- Quantidade de energia do contrato bilateral: 1000 MWh
- PLD + 10%: \$ 11,00
- Quantidade de energia referente ao atraso a ser recomposta: 1200 MWh
- Quantidade de energia não recomposta = 1200 MWh – 1000 MWh: 200 MWh
- Preço médio da recomposição de lastro:
 $[(\$ 100 \times 1000 \text{ MWh}) + (\$ 0 \times 200 \text{ MWh})] / 1200 = \$ 83,33$
- Preço de repasse da REN 165: \$ 11,00 (PLD + 10%)

Neste último resultado, o preço de repasse apresenta valor igual ao primeiro exemplo. Dessa forma, se poderia concluir, novamente de modo precipitado, que o gerador pode não ser incentivado a recompor toda a energia comprometida com o CCEAR, já que seu preço de repasse não é influenciado pelo preço médio da contratação para recomposição de lastro. Poderia ainda ser dito que este gerador será penalizado por lastro de venda, porém caso possua outras usinas que tenham sobra de

lastro de energia, essa quantidade que não foi contratada para recomposição não traria ônus ao gerador no cálculo de penalidades.

Não obstante, há que se lembrar que Geradores, que são agentes econômicos racionais e prezam seu negócio, não recompõem lastro “na boca do caixa”, isto é, deixando a situação se cristalizar para daí decidir se compram ou não lastro, posto que esse tipo de “game” poderia levar a empresa à insolvência, caso ocorra um PLD muito alto e, além da penalidade, haveria a exposição ao MCP valorada a PLD. Por isso mesmo, não se acredita que a forma de cálculo apresentada seja incentivo perverso ao gerador, no sentido de desincentivar a compra de lastro.

Na hipótese de passar a valorar ao PLD o montante de energia não recomposto para atendimento à energia comprometida com CCEAR, a situação descrita acima ocorre de forma inversa, ou seja, em cenários em que o preço de recomposição de lastro seja o valor de repasse previsto pela REN 165, o gerador poderá não contratar sua totalidade de energia referente ao atraso de operação comercial, pois considerando o valor da energia não recomposta à PLD, o preço médio de recomposição de lastro poderá eventualmente ser maior do que se houvesse a recomposição total da energia do CCEAR. De forma análoga à hipótese anterior, são apresentados dois exemplos.

No primeiro exemplo desta hipótese, considera-se a contratação para recomposição de lastro é igual à quantidade de energia comprometida com CCEAR:

- Preço do contrato bilateral: \$ 100,00
- Quantidade de energia do contrato bilateral: 1200 MWh
- PLD: \$ 110,00
- PLD + 10%: \$ 121,00
- Quantidade de energia referente ao atraso a ser recomposta: 1200 MWh
- Quantidade de energia não recomposta: 1200 MWh – 1200 MWh = 0 MWh
- Preço médio da recomposição de lastro: $[(\$ 100 \times 1200 \text{ MWh})] / 1200 = \$ 100,00$
- Preço de repasse da REN 165: \$ 100,00 (preço médio da recomposição de lastro)

No segundo exemplo, considera-se a contratação para recomposição de lastro inferior à quantidade de energia comprometida com CCEAR:

- Preço do contrato bilateral: \$ 100,00
- Quantidade de energia do contrato bilateral: 1000 MWh
- PLD: \$ 110,00
- PLD + 10%: \$ 121,00
- Quantidade de energia referente ao atraso a ser recomposta: 1200 MWh
- Quantidade de energia não recomposta: 1200 MWh – 1000 MWh = 200 MWh
- Preço médio da recomposição de lastro:

$$[(\$ 100 \times 1000 \text{ MWh}) + (\$ 110 \times 200 \text{ MWh})] / 1200 = \$ 103,50$$
- Preço de repasse da REN 165: \$ 103,50 (preço médio da recomposição de lastro)

Neste último resultado, o preço de repasse apresenta valor maior do que o exemplo anterior. Dessa forma, conclui-se que o gerador pode não ser incentivado a recompor toda a energia comprometida com o CCEAR, já que seu preço de repasse pode ser reduzido com a contratação total para recomposição de lastro. Poderia ser argumentado, ainda, que este gerador será penalizado por lastro de venda, porém caso possua outras usinas que tenham sobra de lastro de energia, essa quantidade que não foi contratada para recomposição não traria ônus ao gerador no cálculo de penalidades e isso caracterizaria incentivo perverso. Na verdade esse é um falso argumento, na medida em que essa sobra tem custo de oportunidade que deixará de ser auferido caso a sobra existente seja utilizada para cobrir falta de lastro de uma das usinas do grupo.

Sendo assim, embora nas duas hipóteses apresentadas (valorado à zero ou a PLD) pode ocorrer falta de lastro para cobertura do comprometimento de entrega ao CCEAR, a exemplificação indica como mais adequado valorar a zero a energia do CCEAR não atendida, pois assim o valor de repasse ao consumidor cativo poderia ser menor. O que se pode avançar como percepção, a partir dessas aplicações, é que esse “preço médio” da falta de lastro complica a obtenção de sinalização efetiva, por um lado, e justa, de outro lado. Uma solução possível, ratificando o que foi sugerido antes, é o repasse do montante de lastro recomposto por um preço regulatório calculado de modo a representar uma situação neutra para Distribuidor / Consumidor.

A terceira análise realizada refere-se à inclusão das usinas movidas a biomassa e que estejam em atraso de operação comercial na aplicação da REN nº 165/2005.

A análise se refere à possibilidade de equiparação das obrigações das usinas movidas a biomassa em relação às demais. Nesse sentido, pode ser adequado propor o tratamento diferenciado, em termos de verificação de lastro, entre a usina em atraso de entrada de operação comercial e a usina já em operação.

A usina em operação comercial tem sua verificação de lastro contratual apurada uma vez por ano.

Já a usina em situação de atraso teria seu lastro verificado mensalmente, sendo necessária a apresentação de contratos de compra para recomposição de lastro em montante equivalente ao montante mensal de energia associada ao CCEAR por disponibilidade, que possui sazonalização *flat*. Nesse caso, entende-se aplicável o repasse dos custos da recomposição de lastro conforme prevê o Decreto nº 5.163/2004.

Dessa forma, durante o período de atraso das unidades geradoras, propõe-se que a energia seja entregue por meio de contratos de recomposição, que devem ser liquidados no MCP com a receita revertida para os distribuidores compradores. Esse montante de energia entregue por contratos deve reduzir o compromisso de entrega de energia anual remanescente para o período posterior a entrada em operação comercial. Por exemplo, se uma usina possuir 10.000 MWh de energia a ser entregue no ano contratual do CCEAR e tiver entregue 4.000 MWh por meio de contratos durante a fase de atraso, restará para aquele ano o compromisso de entrega de 6.000 MWh, até o seu fim. Sendo que a eventual geração excedente ocasionará liberação antecipada da geração destinada para o ACR, ou seja, essa geração adicional será normalmente alocada para a parcela da usina vinculada ao ACL.

6 ESTUDO DE CASO: IMPACTO DE USINAS ATRASADAS NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL E REVOGAÇÃO DE OUTORGA

6.1 Objetivo e descrição do estudo de caso

O objetivo do estudo é aprofundar a avaliação dos possíveis impactos de uma das motivações para penalização de vendedores em CCEAR de leilões de energia nova. Sendo assim, foram selecionadas 23 usinas do grupo econômico Bertin Energia, cuja venda foi realizada em dois leilões do ACR em 2008, o 6º Leilão de Energia Nova (A-3) e o 7º Leilão de Energia Nova (A-5), e que tiveram suas outorgas revogadas ou estão em situação de atraso no cronograma de implantação. A lista das usinas e sua respectiva situação é apresentada no Quadro 9.

Quantidade	Leilão	Nome da usina	UF	Submercado	Combustível	Situação	Data de revogação
1	05º LEN	Maracanaú II	CE	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	11/12/2012
2	06º LEN	MC2 Catu	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
3	06º LEN	MC2 Camaçari 1	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
4	06º LEN	MC2 Dias D'ávil 1	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
5	06º LEN	MC2 Dias D'aila 2	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
6	06º LEN	MC2 Senhor do Bonfim	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
7	06º LEN	MC2 Feira de Santana	BA	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
8	06º LEN	José de Alencar	CE	NE	GNL	REVOGADA	27/03/2012
9	07º LEN	Cacimbaes	ES	SE	GNL	REVOGADA	18/12/2012
10	07º LEN	Escolha	ES	SE	GNL	REVOGADA	18/12/2012
11	07º LEN	Iconha	ES	SE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
12	07º LEN	MC2 Suape II B	PE	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	21/12/2012
13	07º LEN	MC2 Messias	AL	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	21/12/2012
14	07º LEN	MC2 Rio Largo	AL	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	21/12/2012
15	07º LEN	MC2 Pecém 2	CE	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	21/12/2012
16	07º LEN	MC2 Macaíba	RN	NE	Óleo Combustível	REVOGADA	18/12/2012
17	07º LEN	MC2 Camaçari 2	BA	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
18	07º LEN	MC2 Camaçari 3	BA	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
19	07º LEN	MC2 Governador Mangabeira	BA	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
20	07º LEN	MC2 Santo Antônio de Jesus	BA	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
21	07º LEN	MC2 Sapeaçu	BA	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
22	07º LEN	MC2 Nossa Senhora do Socorro	SE	NE	Óleo Combustível	ATRASADA	-
23	07º LEN	MC2 Nova Venécia 2	ES	SE	Óleo Combustível	ATRASADA	-

Quadro 9 - Lista de usinas do grupo Bertin Energia revogadas ou atrasadas

As 23 usinas utilizadas no estudo somam um montante total de 2.795,5 MW médios de garantia física e 4.758,1 MW de potência, montante este que pode ser considerado expressivo se comparado uma usina estruturante, como por exemplo a UHE Santo Antônio, no rio Madeira, com uma garantia física de 2.218,0 MW médios e 3.150,4 MW de potência. Os valores de garantia física e potência, além de outras características das usinas relativas a participação nos leilões, são apresentados na Tabela 2.

Leilão	Nome da usina	Potência (MW)	Garantia Física (MW médio)	Energia negociada no leilão (MW médio)	CVU do leilão (R\$/MWh)	CVU estrutural do PMO de nov/12 (R\$/MWh)	ICB do leilão (R\$/MWh)	ICB atualizado em nov/12 (R\$/MWh)	Receita fixa do leilão (R\$/ano)	Receita fixa atualizada em nov/2012 (R\$/ano)	
05º LEN	Maracanaú II	70,0	53,3	51,0	210,62	541,41	130,95	172,23	27.209.796,68	35.787.970,42	
06º LEN	MC2 Catu	176,0	105,7	102,0	185,57	379,42	126,85	157,50	57.190.384,00	71.007.571,18	
06º LEN	MC2 Camaçari 1	176,0	105,7	102,0	185,57	379,42	125,85	156,26	56.296.864,00	69.898.176,90	
06º LEN	MC2 Dias D'ávila 1	176,0	105,7	102,0	185,57	379,42	126,35	156,88	56.743.624,00	70.452.874,04	
06º LEN	MC2 Dias D'ávila 2	176,0	105,7	102,0	185,57	379,42	125,35	155,63	55.850.104,00	69.343.479,76	
06º LEN	MC2 Senhor do Bonfim	176,0	105,7	102,0	185,57	379,42	127,84	158,73	58.074.969,00	72.105.871,77	
06º LEN	MC2 Feira de Santana	176,0	105,2	101,0	186,04	380,42	127,85	158,74	57.579.745,00	71.491.001,73	
06º LEN	José de Alencar	300,0	173,3	169,0	195,27	89,24	131,44	163,20	87.159.929,67	108.217.754,06	
07º LEN	Cacimbaes	126,6	66,2	64,0	209,86	111,26	145,00	180,03	41.432.552,31	51.442.650,00	
07º LEN	Escolha	337,6	194,1	189,0	191,42	95,48	144,50	179,41	123.667.598,10	153.545.669,06	
07º LEN	Iconha	184,0	104,1	100,0	194,16	382,35	146,00	181,27	73.380.349,63	91.109.029,79	
07º LEN	MC2 Suape II B	350,0	208,4	201,0	190,59	374,32	146,00	181,27	145.345.946,38	180.461.502,64	
07º LEN	MC2 Messias	176,0	101,4	97,0	195,06	383,51	146,00	181,27	70.392.313,82	87.399.085,03	
07º LEN	MC2 Rio Largo	176,0	101,4	97,0	195,06	383,51	146,00	181,27	70.392.313,82	87.399.085,03	
07º LEN	MC2 Pecém 2	350,0	208,4	201,0	190,59	374,32	146,00	181,27	145.345.946,38	180.461.502,64	
07º LEN	MC2 Macaíba	400,0	232,6	224,0	193,47	380,24	146,00	181,27	162.505.481,88	201.766.779,04	
07º LEN	MC2 Camaçari 2	176,0	103,3	99,0	192,67	378,60	145,98	181,25	71.661.916,48	88.975.423,48	
07º LEN	MC2 Camaçari 3	176,0	103,3	99,0	192,67	378,60	145,97	181,24	71.653.244,08	88.964.655,83	
07º LEN	MC2 Governador Mangabeira	176,0	103,3	99,0	192,67	378,60	146,00	181,27	71.679.261,28	88.996.958,78	
07º LEN	MC2 Santo Antônio de Jesus	176,0	103,3	99,0	192,67	378,60	145,99	181,26	71.670.588,88	88.986.191,13	
07º LEN	MC2 Sapeaçu	176,0	103,3	99,0	192,67	378,60	146,00	181,27	71.679.261,28	88.996.958,78	
07º LEN	MC2 Nossa Senhora do Socorro	176,0	100,5	97,0	196,66	386,80	146,00	181,27	70.404.193,80	87.413.835,21	
07º LEN	MC2 Nova Venécia 2	176,0	101,6	98,0	192,67	378,60	146,00	181,27	71.899.231,92	89.270.074,29	
		4.758,1	2.795,5	2.694,0						1.789.215.616,39	2.223.494.100,61

Tabela 2 - Informações das usinas do grupo Bertin Energia

Neste estudo, foram realizadas duas análises. A primeira análise refere-se à verificação de possíveis efeitos no cálculo de garantia física de usinas que negociaram energia elétrica em leilões realizados após a venda das usinas do grupo Bertin nos leilões de 2008. Para essa análise, foi realizada a comparação entre a simulação do cálculo da garantia física com as vinte e três usinas do estudo presentes no *deck*⁴¹ do

⁴¹ O *deck* de preços é o conjunto de arquivos necessários para o processamento dos programas NEWAVE ou DECOMP.

modelo de otimização de preço NEWAVE e a simulação do mesmo cálculo sem estas usinas.

De forma análoga à análise de garantia física, a segunda análise do estudo de caso refere-se à comparação do cálculo do PLD de dois meses, com as vinte e três usinas do grupo Bertin em dois cenários para cada mês: incluídas e não incluídas nos *decks* dos modelos NEWAVE e DECOMP.

6.2 Descrição do cenário para análise do impacto no cálculo de garantia física de usinas vendedoras em leilões futuros

Para análise do cálculo de garantia física foi utilizado o *deck* do caso base disponibilizado pela EPE para o cálculo de garantia física do 12º Leilão de Energia Nova (A-3 de 2011). A escolha deste leilão deve-se ao fato de que, após os leilões de 2008, este foi o primeiro leilão com mais de uma usina térmica vencedora, o que permite uma amostra mais abrangente, ou seja, com usinas que tenham garantia física e CVU diferentes. Além disso, propositalmente foram selecionadas usinas térmicas com CVU para esta análise e que tenham cálculo de garantia física similar ao cálculo das usinas causadoras de possível impacto. No Quadro 10 são apresentadas as usinas utilizadas na simulação e as respectivas características.

Usina	UF	Submercado	Potência (MW)	Garantia Física (MW médios)	Combustível	Custo de O&M (R\$/MWh)	Fator i (MBTU/MWh)	CVU (R\$/MWh)	FCMax (%)	IP (%)	TEIF (%)
BAIXADA FLUMINENSE	RJ	SUDESTE / CENTRO - OESTE	530,0	430,2	Gás Natural	6,18	10,5247	85,36	100,00%	3,00%	2,00%
MARANHÃO III	MA	NORTE INTERLIGADO	499,2	470,7	Gás Natural	52,00	0,0001	52,00	100,00%	1,62%	1,85%

Quadro 10 - Informações das usinas vendedoras no leilão A-3 de 2011

Para a preparação do cenário foi necessário observar a metodologia de cálculo de garantia física, estabelecida pela Portaria nº 258, publicada em 2008 pelo MME, a descrição da nota técnica EPE-DEE-RE-121/2008-r0, de 09 de setembro de 2008, e as premissas divulgadas pela EPE.

De forma resumida, a metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos de geração que comporão o SIN em um dado momento (configuração estática de referência), consiste nos passos descritos na nota técnica e que são transcritos a seguir:

- 1) Determinação da oferta total de energia física, correspondente à garantia física do sistema interligado (Norte/Macapá/Manaus, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia e Sul), obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE. No processo iterativo de ajuste da oferta total, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste/C. Oeste/Acre/Rondônia, assim como entre as ofertas dos subsistemas Norte/Macapá/Manaus e Nordeste, havendo, no entanto, uma variação livre da oferta conjunta e da proporção relativa entre estes dois grandes sistemas regionais. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um subsistema de cada sistema regional atende ao critério de igualdade entre o CMO e o CME, admitindo-se uma tolerância. Neste processo, nenhum subsistema poderá estar com riscos de déficit superiores ao risco de déficit estabelecido na Resolução CNPE nº1/2004, admitida uma tolerância.
- 2) Rateio da garantia física do SIN ou oferta total (igual ao somatório das cargas críticas resultantes para os quatro subsistemas) em dois grandes blocos de energia, oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET, que são obtidos multiplicando-se a oferta total por um Fator Hidro – FH e um Fator Térmico – FT. Estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total e são calculados com base em uma ponderação pelo custo marginal de operação – CMO das gerações hidráulicas – GH e térmicas – GT que são obtidas na simulação com o modelo NEWAVE, utilizando-se configuração estática, horizonte de 5 anos e 2000 séries sintéticas de energias afluentes.
- 3) Rateio da oferta hidráulica do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, ou oferta Garantia Física das Usinas Termelétricas para o LEN A-5 de 2008 8 Ministério de Minas e Energia hidráulica – EH, é feito proporcionalmente às energias firmes das usinas hidráulicas. Estas energias firmes são obtidas com auxílio do modelo MSUI, por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e tendo como referência o período crítico do sistema interligado, sendo limitada ao valor da sua disponibilidade máxima de geração contínua.
- 4) Rateio da oferta térmica do conjunto das usinas termelétricas da configuração. É feito por usina termelétrica e está limitada ao valor de sua disponibilidade máxima de geração contínua, sendo o excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas garantias físicas.

De acordo com a metodologia de cálculo de garantia física, são adotadas também algumas premissas, dos quais, as mais relevantes são:

- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: Custo Marginal de Operação - CMO igual a Custo Marginal de Expansão - CME em pelo menos um dos subsistemas das regiões SE/CO/AC/RO-S e N/MAN-NE, limitado ao risco de déficit de 5%;
- CME calculado para o PDEE 2020 de 113,00 R\$/MWh, admitida uma tolerância de aproximadamente 2% no critério de igualdade com o CMO;
- Adotados os valores mínimos e máximos do PLD do ano base de 2011 de 12,08 R\$/MWh e 689,19 R\$/MWh, respectivamente;
- Período de estudo de 2016 a 2020.

Na Tabela 3 são apresentadas as informações utilizadas para configuração dos cenários de teste.

O cenário compreende as informações retiradas do *deck* do caso base do leilão A-3 de 2011, divulgado pela EPE e que considerava as vinte e três usinas do Grupo Bertin na configuração de oferta. A partir desses arquivos, o caso base da EPE foi reprocessado no modelo NEWAVE, com as devidas alterações para o objetivo deste estudo.

Além da retirada de todas as usinas, para manter os critérios da metodologia do cálculo na tentativa de buscar a igualdade do CMO e do CME e o risco de déficit de até 5%, foi adotada a premissa de redução da carga crítica nos blocos SE/S e NE/N de 1% e 5%, respectivamente. A adoção de um percentual maior para o segundo bloco é devido ao fato da maior parte da oferta retirada ser proveniente de usinas no submercado Nordeste.

Foram mantidas as configurações adotadas para o caso base, tais como: a busca da igualdade do CMO com o CME de 113,00 R\$/MWh, com tolerância de 2%, PLD mínimo e máximo de 2011 e o período de estudo de 2016 a 2020.

Usinas Grupo Bertin	Deck Newave	Ano Base	PLD mín (R\$/MWh)	PLD máx (R\$/MWh)	CME (R\$/MWh)	PDEE Base	Período de estudo	Carga Crítica (MW médio)	Leilão	Usina simulada	CVU (R\$/MWh)	Potência (MW)
Não Incluídas	Caso base EPE para o leilão A-3 2011 <u>alterado</u>	2011	12,08	689,18	113,00	2020	2016 a 2020	70628	12º LEN (A-3 2011)	Maranhão III	52,00	499,2
										Baixada Fluminense	85,36	530,0

Tabela 3 - Descrição do cenário para cálculo de garantia física

6.3 Análise dos resultados obtidos: simulação de garantia física

Na Tabela 4 é apresentado o resultado da simulação do cenário descrito anteriormente.

Usinas Grupo Bertin	Deck Newave	Usina simulada	CVU (R\$/MWh)	Potência (MW)	GF do leilão (MW médio)	GF simulada (MW médio)	Resultado
Não Incluídas	Caso base EPE para o leilão A-3 2011 <u>alterado</u>	Maranhão III	52,00	499,2	470,7	429,6	Os critérios de risco de déficit de até 5% e de CMO = CME foram atendidos. Houve redução de GF da usina Maranhão III.
		Baixada Fluminense	85,36	530,0	430,0	397,4	Os critérios de risco de déficit de até 5% e CMO = CME foram atendidos. Houve redução de GF da usina Baixada Fluminense

Tabela 4 - Resultado dos cenários para cálculo de garantia física

Além da garantia física simulada, foram comparados os custos de operação de cada um dos cenários, para verificar em ambos o atendimento da restrição de CMO=CME, em ao menos um dos blocos de subsistema (SE/S ou NE/N), com a tolerância de 2%, lembrando que o CME utilizado é de R\$ 113,00/MWh, ou seja, a tolerância é de R\$ 2,26 /MWh. Os CMOs são apresentados na Tabela 5, em R\$/MWh. Observa-se que no cenário base da EPE, foram configurados cinco subsistemas, sendo Sudeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N) e a usina de Belo Monte, configurada como um subsistema segregado.

Cenários	Média dos custos marginais de operação - CMO (R\$/MWh) Todo horizonte do NEWAVE				
Submercado	SE	S	NE	N	Belo Monte
Cenário Base de Leilão (EPE)	106,41	106,41	104,97	104,78	104,77
Cenário Base de Leilão (Simulação)	106,74	106,74	106,52	105,53	105,52
Diferenças	-0,33	-0,33	-1,55	-0,75	-0,75
Cenários	Média dos custos marginais de operação - CMO (R\$/MWh) Período de planejamento (2016 a 2020)				
Submercado	SE	S	NE	N	Belo Monte
Cenário Base de Leilão (EPE)	113,00	113,00	112,96	111,07	111,06
Cenário Base de Leilão (Simulação)	112,80	112,80	114,58	111,77	111,77
Diferenças	0,20	0,20	-1,62	-0,70	-0,71

Tabela 5 - Custos Marginais de Operação (CMO) obtidos no cenário base original do leilão e no caso simulado

Com base no resultado apresentado na Tabela 4, onde foi possível verificar a redução da garantia física das duas usinas simuladas, a primeira conclusão é que de fato o grupo de usinas estudado causa um impacto considerável no planejamento da expansão, quando estas são configuradas como se em uma determinada data futura, o SIN poderia contar com esta capacidade.

A partir de então, conclui-se que a função de custo futuro do NEWAVE sofreu uma alteração, para compensar o corte de oferta. Inclusive, o corte da carga crítica e o atendimento do critério de $CMO = CME$ já demonstrou, de forma direta, que um mercado de energia menor seria atendido com a nova configuração da oferta.

Por último, é importante ressaltar que a usina com CVU menor, tem como resultado uma garantia física maior, o que acontece inclusive com o caso base do leilão. Isso ocorre porque a usina com CVU mais baixo tem mais chances de ser solicitada a gerar, já que comparado às 2000 séries do CMO do NEWAVE, terá mais oportunidades, por mérito econômico, de gerar do que a usina com CVU mais alto. Além disso, com uma oferta maior, ou seja, com um atendimento maior de carga crítica, como no cenário base, as usinas com CVU mais baixo do que o grupo Bertin, como é o caso das usinas Maranhão III e Baixada Fluminense, apresentam uma garantia física maior porque efetivamente foram mais solicitadas a gerar para atender uma demanda maior.

6.4 Descrição do cenário para análise do impacto no PLD

A segunda análise do estudo de caso desta Dissertação tem o objetivo de avaliar possíveis impactos da retirada do grupo Bertin no cálculo do PLD de junho de 2010 e novembro de 2012. Considerando que o cálculo oficial do PLD não considerou estas usinas, a simulação realizada foi exatamente do oposto, para que fosse possível comparar os resultados.

A razão da seleção destes meses começa pelo fato de que em junho de 2010 foram retiradas do PMO, pela primeira vez, seis usinas do Grupo Bertin, que somam um total de 635 MW médios de garantia física e 1.056 MW de potência e são listadas a seguir:

- MC2 Camaçari I
- MC2 Catu
- MC2 Dias D'Ávila I

- MC2 Dias D'Ávila II
- MC2 Senhor do Bonfim
- MC2 Feira de Santana

Na época, o empreendedor propôs a ANEEL a instalação das seis usinas em um mesmo local, o que necessita de estudos adicionais de conexão à rede. De acordo com o ONS, estas usinas foram retiradas da configuração do PMO até que os estudos de conexão sejam finalizados, conforme orientação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

As demais usinas do grupo estudado foram retiradas gradualmente da configuração do PMO até que, em novembro de 2012, resultou no total das vinte e três usinas do grupo excluídas para o processamento do cálculo do PLD, as quais estão apresentadas no Quadro 9, sendo o que motivou a inclusão deste mês neste estudo de caso.

Escolhidos os meses para estudo, foram realizados dois processamentos para cálculo do PLD de cada mês: o primeiro caso sem as usinas estudadas (**caso 1**) e o segundo caso com estas usinas (**caso 2**).

Os *decks* originais de cada um dos meses foram obtidos a partir do site da CCEE e ambos os casos foram processados na mesma versão do NEWAVE e DECOMP da época, para evitar diferenças por este motivo. Sendo assim, para junho de 2010 foram utilizadas as versões 15 do NEWAVE e 16 do DECOMP. Já para novembro de 2012, as versões utilizadas foram 16 para NEWAVE e 17 para DECOMP.

É importante observar que, na inclusão das usinas no cálculo de ambos os meses do estudo, foram consideradas duas premissas: todas as usinas como expansão e o mês de novembro de 2013 como o mês de entrada em operação comercial de todas elas.

6.5 Análise dos resultados obtidos: simulação do PLD

Para a comparação dos resultados obtidos nos casos 1 e 2 relativos a cada mês, foi utilizada a planilha de comparação de resultados do DECOMP, disponibilizada no site do ONS. A comparação foi entre as semanas operativas de cada mês.

Os primeiros resultados apresentados são referentes ao mês de junho de 2010, por meio dos diagramas de intercâmbio apresentados para cada semana operativa.

A Figura 24 apresenta o resultado da primeira semana operativa de junho de 2010.

Figura 24 - Resultado dos casos 1 e 2 para a primeira semana operativa de junho de 2010

Nesta semana, é possível verificar que no caso 2 em que as usinas do grupo Bertin foram consideradas nos decks, o PLD em todos os submercados ficou em torno de 1,3% menor do que o caso 1, no qual as seis usinas do grupo foram retiradas originalmente no cálculo do PLD de junho de 2010. Mesmo ainda não tão expressivo no preço, por ser um período que teve um reflexo positivo da hidrologia na época, é

possível verificar que houve alteração considerável nas interligações entre os subsistemas, com a transferência para o Sudeste de boa parte da energia que era importada para o Nordeste.

Considerando que 100% das seis usinas do grupo Bertin, envolvidas na análise de junho, possuíam projetos originalmente no Nordeste, como foi mostrado no Quadro 9 e considerando que se trata de um submercado que era importador no caso 1, é possível concluir que havendo mais usinas no Nordeste, mesmo que consideradas caras, faz com que este subsistema seja autosuficiente, liberando capacidade para atendimento da demanda do Sudeste.

Para as demais semanas operativas de junho de 2010, o comportamento do sistema se mantém dessa mesma forma, com uma redução do PLD de até 2%, podendo ser replicada a análise da primeira semana. A Figura 25, Figura 26 e Figura 27 mostram os resultados da segunda à quarta semana operativa de junho de 2010.

Vale apenas ressaltar que, embora o Nordeste ainda continue importando um montante bem menor de energia no caso 2, na quarta semana operativa ocorre uma inversão com relação aos preços dos submercados, que ficam mais elevados no caso 2 do que no caso 1, diferentemente do que ocorre nas demais semanas.

Figura 25 - Resultado dos casos 1 e 2 para a segunda semana operativa de junho de 2010

Figura 26 - Resultado dos casos 1 e 2 para a terceira semana operativa de junho de 2010

Figura 27 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quarta semana operativa de junho de 2010

Para a análise do mês de novembro de 2012, também são apresentados os diagramas de interligação para todas as semanas operativas do mês, considerando mais uma vez o caso 1 para a retirada das usinas do grupo estudado, dessa vez com um total de vintes e três usinas, e o caso 2 com a inclusão deste grupo nos *decks* dos NEWAVE e DECOMP.

Na Figura 28 é apresentado o resultado da primeira semana operativa de novembro de 2012.

Figura 28 - Resultado dos casos 1 e 2 para a primeira semana operativa de novembro de 2012

Considerando que neste mês a quantidade de energia avaliada representa 83% do total de usinas do grupo Bertin no Nordeste e 17% no Sudeste, nesta primeira semana, embora com impacto na redução do PLD, o comportamento das interligações no caso 2 permaneceu parecido com o que ocorreu no caso 1, inclusive com uma importação do Nordeste ainda maior. Isso pode ser justificado pelo histórico de importação que o Nordeste apresentou, conforme informações diárias informadas no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, divulgado pelo ONS, e que são

apresentadas no Gráfico 27. Por ser a primeira semana do mês em questão, a influência deste histórico, mesmo com acréscimo de oferta, ainda pode ser considerável.

Gráfico 27 - Histórico do balanço energético do submercado Nordeste

Fonte: Elaborado a partir de ONS, IPDO, 2012 e 2013

Na Figura 29, é apresentado o diagrama de interligação na segunda semana operativa de novembro de 2012. Embora com impacto no PLD proporcionalmente semelhante à primeira, não há alteração considerável nas interligações, no entanto, deve ser observado que em um mês com PLD bastante elevado, a proporção que se assemelha à primeira semana, reflete em aumento da ordem de R\$ 10,00/MWh, que é muito impactante na liquidação dos contratos no MCP, tendo em vista o volume de energia transacionado no mercado. Esta situação praticamente se repete em todas as semanas operativas seguintes do mês, conforme pode ser observado na Figura 30, Figura 31 e Figura 32.

Figura 29 - Resultado dos casos 1 e 2 para a segunda semana operativa de novembro de 2012

Figura 30 - Resultado dos casos 1 e 2 para a terceira semana operativa de novembro de 2012

Figura 31 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quarta semana operativa de novembro de 2012

Figura 32 - Resultado dos casos 1 e 2 para a quinta semana operativa de novembro de 2012

7 CONCLUSÕES

Esta Dissertação teve como principal objetivo avaliar o contexto das penalizações dos contratos do ACR, especialmente aqueles associados à expansão, ou seja, os de energia nova, observando os rebatimentos por modalidades, como os contratos por disponibilidade, que possuem um conceito complexo quando associado à operação física do sistema.

Por meio da descrição e pesquisa de cada uma das abordagens em regras de comercialização foi possível adquirir uma visão global do contexto destes contratos e quais os espaços existentes para melhorar o processamento destes e promover o contínuo amadurecimento do modelo.

Em 2008, com o início do cálculo da receita de venda de CCEAR por disponibilidade, inclusive estreando em um cenário de hidrologia ruim e, um ano depois, em 2009, quando as primeiras usinas com atraso na operação comercial vendedoras em CCEARs por disponibilidade e quantidade tiveram seus compromissos sendo exigidos, é que de fato o mercado vivenciou os conceitos criados em 2004 para cada modalidade de contratação no ACR.

Com as análises realizadas no capítulo 5, foi possível averiguar os reais comportamentos no ACR e buscar respostas ou reavivar questionamentos sobre o que de fato está sendo sinalizado ao gerador, quais os efeitos para o consumidor, as diferenças entre os diversos contratos de leilões e o relacionamento do ACR com o MCP.

O quadro resumo, ainda no início do capítulo 5, foi incluído para que não se perca de vista quais as regras aplicadas a cada uma das análises, tanto na elaboração dos questionamentos, quanto na construção dos resultados.

Durante este processo, foi percebido que as diferenças de regras e os diferentes tratamentos dados à mesma motivação de uma penalização, podem causar disparidades entre geradores de mesma característica técnica.

Foi percebido também que, embora algumas regras estejam alinhadas à proposta de cada tipo de contrato, outras, em compensação, tem espaço para aprimoramentos e discussões conceituais, como é o caso do atraso de usinas em operação comercial para os CCEAR's por disponibilidade.

Ainda foi possível concluir que para uma mesma modalidade de contrato, os diversos tratamentos diferenciados podem mostrar que algumas fontes possam hoje estar vinculadas a um tipo de contrato que, conceitualmente, não condiz com a realidade da fonte de energia, provocando adequações em regras que talvez nem precisassem ser feitas.

Contudo, a partir dos estudos realizados, é possível dizer que há razões para cada uma das penalidades existentes, sendo a sua aplicabilidade necessária para melhor avaliação e equilíbrio entre infração e penalização, ou seja, no que diz respeito a precificação e destinação dos recursos desta penalização.

Outro ponto bastante relevante observado nesta Dissertação é que as infrações de maior impacto estrutural no SIN, como, por exemplo, o atraso de usinas e até mesmo revogações de outorga, devem ser alvo de penalizações severas, pois podem comprometer fortemente o suprimento de energia futura. Por meio do estudo de caso, as suspeitas do impacto, especialmente no cálculo da garantia física de novas usinas, forma confirmadas com o resultado de uma expressiva alteração do cálculo original, com a retirada das usinas do grupo Bertin, no *deck* do NEWAVE, em um leilão após a venda do grupo. Além disso, também foi possível verificar a alteração do PLD e do intercâmbio de energia, em junho de 2010 e novembro de 2012, praticamente para todas as semanas e submercados.

É importante ressaltar que para as análises desta Dissertação foram utilizados dados divulgados pelas instituições do setor, portanto, o alcance dos resultados está limitado ao que foi obtido destas fontes. Além disso, algumas análises tornam-se mais generalistas, pois não é possível saber exatamente qual a composição do portfólio de compra e venda das usinas e respectivas empresas proprietárias.

No entanto, o objetivo desta Dissertação, como já mencionado anteriormente, não é apontar quais agentes de mercado estão expostos e como se comportam, mas avaliar o conceito, a aplicabilidade e os impactos das penalizações previstas no âmbito dos CCEAR's de energia nova, do ponto de vista dos geradores.

Por último, foi percebido que existem alguns detalhamentos que, a partir desta Dissertação, ainda podem ser desdobrados em estudos futuros, tanto voltados para as regras de comercialização, quanto para a expansão do sistema. Alguns destes possíveis desdobramentos são listados a seguir:

- i. O valor da penalidade de potência e o cálculo para distribuidoras;
- ii. A questão da energia TNQ, no que diz respeito à dificuldade de se encontrar esta energia no mercado, para as usinas que tem CCEAR de energia nova;
- iii. O impacto das usinas atrasadas ou indisponíveis na nova metodologia de cálculo do PLD (inclusão do CVAR);
- iv. Expandir a análise de impactos da indisponibilidade para usinas com contratos de energia existente, tendo em vista que outros tipos de fonte passam a fazer parte do portfólio de venda nos LEE (não somente hidráulicas, embora ainda a oferta de hidráulicas seja expressiva). Mas antes se recomenda avaliar se há espaço para estes ofertantes negociarem em LEE;
- v. Avaliação da metodologia existente para cálculo de garantia física, no que tange à consideração de usinas atrasadas no momento do cálculo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Editais de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=53&idPerfil=5>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informação de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Contratos de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=43&idPerfil=2>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 165/2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005165.pdf>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 437/2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011437.pdf>

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as leis n 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoLeilão. Disponível em:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado/info_mercado?_afLoop=264577081182000#%40%3F_afLoop%3D264577081182000%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_192

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoMercado. Disponível em:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado/info_mercado?_afLoop=264517387809000#%40%3F_afLoop%3D264517387809000%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_179

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. InfoPLD. Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/info_pld?_afLoop=264619227822000#%40%3F_afLoop%3D264619227822000%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_205

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Leilões. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Penalidades. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=268da5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Preços médios e Deck de Preços (PLD). Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos?_afLoop=264228215043000#%40%3F_afLoop%3D264228215043000%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_77

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Receita de Venda e Ressarcimentos. Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/receita_vendas?_afLoop=264069954257000#%40%3F_afLoop%3D264069954257000%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_60

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras de Comercialização. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=0f9ba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Resultado Consolidado de Leilões. Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=264378589767000#%40%3F_afLoop%3D264378589767000%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D5higqasuv_112

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estatística e análise do mercado de energia elétrica. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/Forms/EPEBoletimMensal.aspx>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Energia. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Decenal%20de%20Energia%20%E2%80%93%20PDE/Estudos_8.aspx?CategoriaID=345

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional – BEN. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%20E2%80%93%20BEN/Estudos_13.aspx?CategoriaID=347

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Índice de Custo Benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica. Metodologia de Cálculo. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_5/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica sobre a Metodologia de Cálculo do Custo Marginal de Expansão. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT_MetodologiadCalculoCME_2011.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20111213_1.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Metodologia de cálculo de garantia física. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA32008_31/NT%20EPE-DEE-RE-116_GF%20UTE%20LENA3-2008rv2.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caso base do 6º Leilão de Energia Nova (A-3 de 2008) para cálculo de garantia física. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202008/LeilaoA32008_30.aspx?CategoriaID=21

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caso base do 7º Leilão de Energia Nova (A-5 de 2008). Disponível em:
http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202008/LeilaoA52008_28.aspx?CategoriaID=38

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caso base do 12º Leilão de Energia Nova (A-3 de 2011). Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202011/CasobasedoLeil%C3%A3oA-3de2011-C%C3%A1lculodasGarantiasF%C3%ADsicas.aspx?CategoriaID=6734>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Portaria MME nº 258/2008. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Portaria MME nº 10/2009. Disponível em:
http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-1_A-3_A-5%202009/Portaria%20MME%20n%C2%B0%2010-09.pdf

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <http://www.ons.org.br>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>

PEIXOTO, K. R.; Crime e Castigo na Filosofia do Direito de Hegel. Porto Alegre. Pós-graduação em Filosofia - Universidade Federal do Rio Grande do Sul; 2005.

SILVA, E. S.; Principais Condicionantes das Alterações no Modelo de Comercialização de Energia Elétrica: Restrospectiva e Análise Crítica. São Paulo. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo (USP); 2008.

SOARES, F. H. N.; Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas, técnica, econômica e financeira. São Paulo. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo (USP); 2009.

SOARES, L. B.; Seleção de projetos de investimento em Geração de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO); 2008.

SILVA, C.V.; Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos. Rio de Janeiro. Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE25.pdf>