



Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda

www.excelenciaenergetica.com.br

BARREIRAS REGULATÓRIAS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ELETRICIDADE POR USINAS SUCROALCOOLEIRAS

- RELATÓRIO TÉCNICO -

Trabalho desenvolvido para:

**CENTRO NACIONAL DE PESQUISA EM ENERGIA E
MATERIAIS - CNPEM**



Maio, 2017

APRESENTAÇÃO

É com satisfação que entregamos o presente relatório, referente a terceira entrega do estudo das barreiras regulatórias para comercialização de eletricidade pelas usinas sucroalcooleiras, conforme o processo CNPEM 0101N2016/01577, que resultou no Contrato de prestação de serviços de consultoria ao Projeto SUCRE - OUTCOME 5 - EXCELÊNCIA ENERGÉTICA.

Neste, além dos capítulos de 1 a 4 que já haviam sido entregues em 02 de dezembro de 2016, e dos capítulos de 5 a 10 submetidos em 14 de fevereiro de 2017, porém incorporando algumas análises adicionais e revendo algumas propostas em virtude dos feedbacks recebidos, este terceiro relatório técnico com os capítulos de 11 a 12, finaliza o relatório técnico.

Enquanto o primeiro relatório tinha um caráter puramente descritivo, o segundo relatório parcial apresentou características analíticas e propositivas. As propostas apresentadas pelo relatório técnico II foram comentadas e discutidas com agentes do setor, selecionados pelo CNPEM e UNICA, a saber: Mauro Nardo (Raizen, 22/02/2017); Matheus Biagi (Usina da Pedra, 22/02/2017); Gustavo Flores (Odebrecht, 23/02/2017); e Luiz Alberto Capelari (ZILOR, 03/03/2017). Já os capítulos referentes ao relatório técnico III sugerem plano de trabalho para efetivação das propostas.

As propostas desenvolvidas ao longo do relatório são resumidamente expostas no Sumário Executivo. Cabe ressaltar que algumas das propostas se sobrepõe, isto porque, este relatório procura fornecer subsídios às conversas com os agentes governamentais, oferecendo mais de um caminho, caso alguns não sejam aceitos.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Abaixo são resumidas as principais barreiras à maior expansão da bioeletricidade da cana-de-açúcar identificadas neste relatório:

- **Imprevisibilidade do preço de venda no MCP:** A hidrologia é importante na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (**PLD**), utilizado para valorar a energia liquidada no Mercado de Curto Prazo (**MCP**), no entanto, não é único fator que influencia na formação deste. Recorrentemente, os parâmetros de entrada são revistos, e os agentes do setor discutem e comentam sobre pontos de melhoria do Newave. A quantidade de itens não necessariamente atualizados por vezes conduz a resultados do software não totalmente coerentes com a realidade, por exemplo, o nível final dos reservatórios a cada período não é coincidente com o simulado pelo software, ainda que se utilize como dado de entrada valores de variáveis conforme os efetivamente observados na prática.
- **Inadimplência rateada entre credores do MCP:** alterações específicas na regulamentação do setor, tal como resolução CNPE nº 03, assim como compartilhamento do risco hidrológico fez com que agentes que se sentiram prejudicados movessem ações judiciais e obtiveram liminares que garantissem sua isenção em responsabilidades que estavam lhes sendo atribuídas, ocasionando assim atrasos na divulgação da contabilização, estagnação do mercado de curto prazo ou liquidações apenas de valores parciais.
- **Garantia dos contratos regulados:** Os **CCEARs** costumam trazer em um de seus anexos o Contrato de Constituição de Garantia (**CCG**). O **CCG** prevê a vinculação da receita do comprador em favor do vendedor. O comprador deve manter fluxo na conta centralizadora do correspondente a 1,2 vezes o valor indicado no documento de cobrança. Na prática, se não houver recursos colocados para este fim por parte do comprador, após dois meses, a garantia não é capaz de suprir as necessidades do vendedor. Não há uma terceira parte garantidora.
- **Desvalorização por compradores do ACL da geração sazonal:** a sazonalidade da produção de usinas movidas a biomassa não é aderente ao perfil de consumo no **ACL**, que são a classe industrial e comercial.
- **Curtos prazos de contratos no ACL:** Mais da metade da energia no **ACL** é transacionada por instrumentos contratuais com prazo de suprimento de duração de um a seis anos. Há incertezas de consumidores quanto às demandas de longo prazo, seja por incertezas nas expectativas de crescimento da economia, de evolução tecnológica de seus equipamentos industriais/ comerciais que resultem em maior eficiência energética, ou mesmo de sua competitividade no mercado. Ao final, os contratos no **ACL** têm prazos reduzidos em relação aos **CCEARs**, que costumam ter períodos entre

3 e 10 vezes maiores aproximadamente, fator que impacta na aceitação de contratos como garantia de recebíveis na avaliação das fontes financiadoras.

- **Falta de uma política socioambiental efetiva no ACL:** o comprometimento de uma nação com metas socioambientais não pode se restringir a uma parcela da população, no caso aos consumidores cativos, toda sociedade deve ser envolvida e comprometida. Assim, há atual desequilíbrio entre os consumidores quando do plano de expansão e contratação da energia da biomassa.
- **Chamadas públicas de GD inoperantes:** a REN ANEEL 167/2005 prevê que as distribuidoras podem realizar chamada pública para contratação de energia proveniente de geração distribuída de empreendimentos que estejam conectados em sua rede, no limite de 10% da carga do agente de distribuição verificado com base nos 12 meses precedentes, sendo que, o valor máximo que a distribuidora pode repassar aos consumidores é o Valor de Referência (VR) vigente no ano de início da entrega da energia contratada. Na prática se vê muito pouco uso desta dinâmica, pela não obrigatoriedade das distribuidoras em comprar volume mínimo, VR insuficiente para viabilidade empreendimento a cogeração, e limitação de mercado à distribuidora que a central estiver conectada.
- **Financiabilidade na modalidade *Project finance*:** Dificilmente o BNDES trabalha com a modalidade Project Finance puro, ou seja, sem exigências de garantias reais dos empreendedores, somente com os recebíveis do projeto. Na prática, o banco exige além da cessão fiduciária dos recebíveis, garantias reais, tanto na fase de construção quanto na fase de operação (incluindo garantia de performance). Os riscos associados aos mercados de açúcar e etanol, contribuem para este posicionamento do BNDES, vez que insere risco no fornecimento do combustível à geração de eletricidade no longo prazo.
- **Precificação insuficiente do benefício da sazonalidade da geração:** simulações feitas neste relatório mostram que com a biomassa na matriz, há maior liberdade de operação do sistema, em outras palavras, o perfil de geração da bioenergia permite maior eficiência da otimização dos recursos, realocando despachos ao longo do período, cujo resultado é a redução do risco de déficit, sem piorar as condições dos reservatórios. Em resumo, a operação do sistema fica “mais ótima” com a bioenergia. Este benefício da biomassa ao SIN procurar ser retratado pela variável Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) do Índice de Custo Benefício (ICB). Entretanto, a metodologia de cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) utilizada pela EPE, que no final determina as variáveis COP e CEC, não quantificada corretamente o benefício que a produção de energia proveniente do bagaço de cana durante o período seco, distorcendo o princípio do ICB. Isto porque, as simulações realizadas pela EPE não incorporam os procedimentos operativos usados pelo ONS na operação real do sistema.

- **Instabilidade do preço-teto:** o preço teto para a fonte biomassa tem grande variação a cada leilão, sendo o menor de R\$ 148,00/MWh no Leilão A-5/2012, onde não houve nenhum lance vencedor, e o maior de R\$ 316/MWh no Leilão A-5/2015, com 37 MW méd contratados. O preço-teto de um leilão não pode oscilar 30% de um leilão para outro, como aconteceu dos preços apresentarem as seguintes variações: R\$ 242 >> 316 >> 240 / MWh no intervalo de aproximadamente 1 ano. Esta falta de previsibilidade afugenta investidores para o desenvolvimento de projetos para os leilões.
- **Falta de sinal de planejamento de longo prazo para a biomassa:** a ausência de um plano de longo prazo de contratação de energia da biomassa, com metas anuais, impede a estímulo ao ciclo virtuoso na cadeia de produção da bioenergia, vez que não há previsibilidade regulatória aos agentes do setor de que será sempre feito de forma específica, desestimulando investimentos em toda a cadeia.
- **Fraco sinal locacional:** nos leilões de contratação de energia elétrica no âmbito do ACR, não são adequadamente precificados os custos com os sistemas de distribuição e transmissão, ou seja, a localização dos empreendimentos não é efetivamente comparada do ponto de vista econômico, tampouco as diferenças de riscos de preços entre os submercados.
- **Inviabilidade econômica de agregar novos combustíveis:** o mecanismo atual de participação nos leilões já prevê a possibilidade de uma usina termelétrica utilizar mais de um combustível na geração. A utilização de combustível adicional ao bagaço de cana, seja com a adição de palha ou serragem, tem como objetivo principal aumentar a quantidade ou estabilidade do fornecimento de energia. Entretanto, as regras dos leilões de comercialização não permitem tratamento distinto entre os combustíveis, ou seja, não considera as particularidades individuais.

Com relação às propostas deste relatório, no âmbito dos modelos computacionais, a proposta que se vislumbra para interesse específico da bioeletricidade é que estas usinas com excedente de exportação acima de 30MW passem a ser tratadas de forma individualizada no “novo Newave”, assim como, mesmo as usinas que exportem valor inferior ao piso, que a fonte biomassa deixe de ser tratada no conjunto “geração de pequenas usinas”, e passem a ser representadas com seu merecido destaque (item 6.2.1). Além do merecido maior destaque à biomassa no planejamento, esta individualização permitirá a operacionalização da proposta de despacho antecipado da geração de energia elétrica a partir da palha, discutida no item 7.1.

Quanto à inadimplência rateada entre credores do MCP, a sugestão para driblar esta barreira é não liquidar a geração, ou seja, buscar contratos prévios, pois desta forma é possível gerenciar melhor o risco de inadimplência através da escolha do comprador (item 6.2.2).

E para mitigar o problema de garantias nos contratos regulados, que atualmente são bilaterais com condições anexas a cada CCEAR, a proposta é a de se criar sistema de liquidação centralizada para CCEARs (item **Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

Com relação as barreiras comerciais (sem considerar os leilões do ACR), no âmbito da regulamentação de contratação pelas distribuidoras de Geração Distribuída, propõe-se: (i) obrigatoriedade de contratação de GD, estabelecendo assim um regime de cotas; (ii) chamadas públicas exclusivas para fonte biomassa; (iii) VR por fonte, com um VR próprio para a biomassa - VR_{BIO}; (iv) para projetos de até 30 MW a expansão do VRES à biomassa, com segmentação por combustível: palha, biogás da vinhaça, RSU, e demais biomassas; (v) maior abrangência da chamada pública, para todo submercado do contratante e não limitando à área de concessão da distribuidora; (vi) organização e promoção das chamadas públicas de GD pela ANEEL (item 6.2.4.1).

Alternativo ao modelo **GD** resumido no parágrafo acima, no qual pressupõe um pagamento fixo pela geração de energia, seja pelo **VR** ou **VRES**, propõe-se que a contratação por cota seja feita no modelo de *feed-in-premium* – **FIP** (vide proposta em 6.2.4.2 e o conceitual em 8.2). Neste modelo, os geradores possuem dois tipos de receita, sendo uma via venda de energia diretamente via mercado competitivo e outra, prêmio, como subsídio, por ser uma fonte renovável. Isto é, o gerador liquidaria a energia no **MCP**, e, ao invés da distribuidora pagar valor fixo ao gerador incentivado (como no caso da **GD**), estabelecer-se-ia o prêmio com piso e teto, permitindo que o risco assumido pelo gerador não seja muito alto (se o preço da energia estiver muito baixo) e permite o compartilhamento do ganho.

E, como terceira via ao **GD** e **FIP**, introduzindo elementos de mercado com maior eficiência econômica na alocação dos custos marginais, propõe-se estabelecer cotas mínimas de contratação de geração distribuída (de forma direta ou por meio de certificados verdes), por compradores com demanda igual ou superior a 3MW, sejam distribuidoras ou consumidores de qualquer natureza no ACL. A flexibilização das cotas por meio da incorporação de certificados verdes permite que agentes que não tenham o interesse em gerenciar seus portfólios, de forma a garantir o suprimento necessário em cada época do ano dada a sazonalidade das fontes renováveis, assim como, garante maior eficiência de alocação dos custos marginais de produção (vide item 6.2.5).

Com relação a adição de combustível ao bagaço (palha, por exemplo) nos leilões do ACR, a proposta é de que cada combustível extra que se pretende utilizar passa a ser tratado com uma ampliação, e, neste caso, a geração poderia ser flexível. E de forma análoga ao que acontece com as UTE à gás natural quando do fechamento do ciclo térmico, a usina passaria a ter **CVU** do bagaço (recomendável nulo para gerar na base) e **CVU** da palha. Para os cálculos do Índice Custo Benefício – **ICB**, para fins de participação nos leilões, o empreendedor poderia ter duas opções (i) como cada adição tem caráter de ampliação, com garantia física e **CVU** específicos, teriam também **ICBs** específicos (um **ICB** para cada combustível, o que significaria lances específicos nos leilões); (ii) um valor único do **ICB**. Já o despacho da Garantia Física associada ao uso da palha como combustível seria feito de forma antecipada, assim como já acontece com o GNL, para efeito pelo período de safra, com antecedência suficiente para a programação da usina (proposta que seja feito o despacho do período da safra em março de cada ano). E, de forma a melhor retratar as características operacionais da queima da palha (ou serragem), o prazo dos contratos deve ser em múltiplos de 5 anos (item 7.1).

Já com relação aos leilões do ACR, o importante é proporcionar previsibilidade e estabilidade regulatória aos agentes do setor de que será sempre feito de forma específica. Adicionalmente, é necessário um plano de longo prazo de contratação, com metas de, por exemplo, 500 MW médios por ano, por período longo suficiente para criar um ciclo virtuoso na cadeia de produção da bioenergia (item 8.1).

Ainda com relação aos leilões do ACR, encaminha-se também proposta de desenho de pacote de produtos de geração. Nesse sentido, os leilões poderiam permitir a combinação de partes ou todo dos produtos, sendo declarados vencedores, aqueles que oferecessem as melhores propostas para as combinações viáveis. Ao ser permitido vender, por exemplo, energia a partir da combinação de bagaço e/ou bagaço + palha e/ou bagaço + palha + biogás e/ou qualquer outra combinação, assim gerador pode montar seu portfólio (item 7.3).

Propõe-se também que, nos leilões de contratação de energia elétrica seja incorporado ao **ICB** dois adicionais (custo total da transmissão e risco de submercado) ao lance do gerador, que refletisse o custo do consumidor com os sistemas de distribuição e transmissão e submercado de instalação da central de geração. Assim, os projetos passariam a ser classificados a partir da soma desses adicionais com o valor da sua proposta de venda de energia elétrica, sendo então ranqueados os projetos de geração pelo custo global (geração mais transporte mais submercado), ou seja, internalizando a

externalidade locacional, pela necessidade de reforços nos sistemas de transmissão intra e entre submercados (item 8.1.1).

Ainda com relação ao ICB, entende-se que há problema de precificação do benefício que a produção de energia proveniente do bagaço de cana durante o período seco proporciona (item 9.1) no cálculo do CEC. Assim, propõe-se que os parâmetros de entrada no NEWAVE, utilizado para cálculo do COP e CEC, sejam adequados à realidade operativa (item 8.1.3).

Com relação ao preço-teto do leilão, duas propostas são endereçadas, a primeira, de ao invés de sugerir um preço-teto, dada a dificuldade em se estabelecer seu valor ótimo, é de deixar que o mercado o estabeleça em cada leilão, acrescentando-se mais um estágio, configurando um leilão holandês-anglo-holandês, no qual, na nova fase preliminar, cada um dos agentes oferta um lance em envelope fechado (na prática eletrônico) que quer vender seu produto, sem que haja o estabelecimento do preço-teto (item 8.1.2.1). Alternativamente, a proposta é de garantir a previsibilidade do preço-teto com suficiente antecedência ao investidor, sendo assim, o preço-teto do leilão seria $(1+x)$ vezes o preço médio de comercialização do leilão anterior de mesma fonte, com a variável x podendo variar de 0,5 a 1,0 (item 8.1.2.2). Ressalta-se que, o valor de “ x ” deve ser definido para todos leilões, e não indicado em portaria a cada novo certame, de forma a garantir as premissas do planejamento de longo prazo.

Por último, não menos importante, dada às restrições de financiamento na modalidade de *project finance*, a proposta é criar MRE-BIO, mecanismo de compartilhamento de risco de safra entre as centrais de geração à bagaço de cana, com transferência entre centrais de geração superavitárias para deficitárias à tarifa acertada de comum acordo no setor, que pode ser, por exemplo, ao PLD mínimo vigente ou pela própria TEO. Com a pulverização do risco de geração de energia elétrica, há redução da percepção de risco pelo agente financiador, o que aumenta as possibilidades de substituição de garantias corporativas por garantias do projeto (item 6.2.6).

ÍNDICE

1. As Diferentes Agências Reguladoras, Agentes Governamentais e Instituições Responsáveis pelo Processo de Contratação da Energia e pela Definição dos Preços de Compra e Venda _____	21
2. Descrição dos Processos para entrada em Operação Comercial _____	25
2.1 Procedimentos de Distribuição – Conexão _____	28
2.2 Sistema de Medição e Faturamento _____	29
3. Descrição das Opções de Comercialização _____	33
3.1 Os mercados de venda de energia elétrica. _____	33
3.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR) _____	33
3.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL) _____	35
3.1.3 Mercado de Curto Prazo (MCP) _____	36
3.2 Funcionamento dos mercados de comercialização de energia elétrica _____	37
3.3 Principais compradores de energia e seus clientes _____	38
3.4 Preços de comercialização no ACR e ACL _____	44
3.4.1 Histórico dos últimos 10 anos dos leilões e formação de preços nos certames _____	44
3.4.2 Índice de Custo-Benefício (ICB) _____	45
3.4.3 Sistemática de precificação no mercado livre _____	48
3.5 Detalhamento dos possíveis mercados de energia _____	52
3.5.1 Consumo _____	53
3.5.2 Liquidação (complementar ao item 3.1.3) _____	53
3.5.3 Conceitos importantes na negociação de contratos _____	54
3.5.4 Negociação de contratos de venda no ambiente de comercialização regulado _____	57
3.6 Negociação de contratos de venda no ambiente de comercialização livre _____	60
3.6.1 Garantias _____	61
3.7 Negociação de contratos bilaterais com distribuidoras - Geração Distribuída _____	62
3.8 Negociação de contratos de venda no ambiente livre via bolsas de energia _____	62

3.9	Breve comparativo entre os mercados livre e regulado _____	63
3.10	O processo de participação em Leilões do ACR _____	64
3.10.1	Cadastramento _____	64
3.10.2	Habilitação técnica _____	67
3.10.3	Inscrição _____	67
3.10.4	Aporte de garantia de participação _____	67
3.10.5	Designação de responsáveis operacionais e recebimento de senhas de acesso _____	68
3.10.6	Treinamento da sistemática _____	68
3.10.7	Simulação do leilão e validação de dados reais _____	68
3.10.8	Realização do leilão _____	69
3.10.9	Apresentação de documentação para habilitação _____	69
3.10.10	Entrega dos documentos de constituição de SPE _____	70
3.10.11	Cadastro na CCEE _____	70
3.10.12	Abertura de conta corrente no agente de liquidação _____	71
3.10.13	Homologação e adjudicação do leilão _____	71
3.10.14	Ressarcimento das despesas para realização do leilão _____	71
3.10.15	Recolhimento da garantia de fiel cumprimento _____	71
3.10.16	Liberação da garantia de participação _____	72
3.10.17	Outorga de autorização _____	72
3.10.18	Assinatura dos contratos _____	72
4.	Barreiras e Incentivos no Modelo Regulatório _____	73
4.1	Limitações e/ou barreiras das opções de comercialização. _____	73
4.1.1	Liquidação no MCP _____	73
4.1.2	Leilões no ACR _____	75
4.1.3	Contratos no ACL _____	76
4.1.4	Geração Distribuída _____	76
4.2	Benefícios oferecidos nas opções de comercialização. _____	77

4.2.1	Liquidação no MCP	77
4.2.2	Leilões no ACR	77
4.2.3	Contratos no ACL	78
4.2.4	Geração Distribuída	78
4.3	Políticas públicas de incentivo à bioeletricidade	79
4.3.1	Redução na TUSD/TUST	79
4.3.2	Geração distribuída	82
4.3.3	Leilões no ACR	83
4.4	Considerações anteriores para os conceitos de energia nova e velha aplicados no ACR.	85
4.5	Barreiras de financiamento e o papel do BNDES	85
4.6	Project Finance e modelos de estruturação de financiamentos	90
4.7	Procedimentos para acesso à Rede de Distribuição e Transmissão	95
4.7.1	Consulta de acesso	96
4.7.2	Informação de acesso	96
4.7.3	Solicitação de acesso	97
4.7.4	Parecer de acesso definitivo	97
5.	Avaliação das Diferentes Barreiras na Ótica da Comercialização da Bioeletricidade	99
5.1	Apontar e descrever os motivos e/ou origens de cada barreira identificada	99
5.1.1	Imprevisibilidade do preço de venda no MCP	99
5.1.2	Inadimplência rateada entre credores do MCP	102
5.1.3	Garantia dos contratos regulados	103
5.1.4	Desvalorização pelos compradores do ACL da geração sazonal	104
5.1.5	Curtos prazos de contratos no ACL	106
5.1.6	Momentos das chamadas públicas de GD	107
5.2	Questões técnica, econômica, administrativa ou política das barreiras	107
5.3	Consequências e impactos causados por cada uma das barreiras	108
5.3.1	Impacto geral – usinas movidas a biomassa	108

5.3.2	Impacto geral – Usinas movidas a bagaço de cana _____	109
5.3.3	Impacto individual – simulação de venda de energia em 2016 _____	111
6.	Detalhamento das Barreiras _____	115
6.1	Barreiras: legislação, normatização ou regulamento específico _____	115
6.1.1	Imprevisibilidade do preço de venda no MCP _____	115
6.1.2	Inadimplência rateada entre credores do MCP _____	117
6.1.3	Garantia dos contratos regulados _____	118
6.1.4	Desvalorização pelos compradores do ACL da geração sazonal _____	120
6.1.5	Curtos prazos de contratos no ACL _____	121
6.1.6	Momentos das chamadas públicas de GD _____	122
6.2	Propor redação para o novo texto destas normas, visando superar cada uma das barreiras identificadas _____	124
6.2.1	Imprevisibilidade do preço de venda no MCP _____	124
6.2.2	Inadimplência rateada entre credores do MCP _____	126
6.2.3	Garantia dos contratos regulados _____	128
6.2.4	Geração Distribuída _____	130
6.2.5	Cotas e Certificados _____	135
6.2.6	Project Finance e MRE-BIO _____	142
6.3	Argumentação lógica para justificar a alteração das barreiras normativas junto às instituições governamentais _____	145
6.3.1	Imprevisibilidade do preço de venda no MCP _____	146
6.3.2	Inadimplência rateada entre credores do MCP _____	146
6.3.3	Garantia dos contratos regulados _____	147
6.3.4	Geração Distribuída _____	148
6.3.5	Cotas e Certificados _____	150
6.3.6	MRE-BIO _____	151
7.	Inserção de novos Combustíveis Adicionais ao Bagaço nos leilões do ACR _____	153

7.1	Apontar, descrever e sugerir como um novo combustível adicional ao bagaço (como a palha ou serragem) pode ter seu custo considerado na composição do preço de venda (nos leilões regulados). _____	153
7.2	Se as alternativas descritas e/ou propostas no item 7.1 forem possíveis e/ou viáveis, especificar qual a forma de computar quanto da energia gerada vem deste combustível e quanto vem do bagaço. _____	155
7.3	Descrever se há barreiras quanto à expansão no ACR de projetos utilizando biogás da vinhaça e sugerir propostas de aprimoramento institucional no ACR. _____	156
8.	Possibilidade de agregar ao preço da eletricidade as vantagens das externalidades do bagaço (energia renovável, distribuída, produzida no período seco etc.) _____	159
8.1	Sugerir ideias, principalmente quanto à formação de preço no ACR _____	162
8.1.1	Adicionais ao ICB _____	165
8.1.2	Previsibilidade do preço-teto em leilões _____	167
8.1.3	CEC Real _____	168
8.2	Indicar e descrever possíveis casos semelhantes em outras áreas ou países _____	169
9.	Possibilidade de consecução de aumento no valor pago pela eletricidade com garantia de fornecimento firme ou estável _____	174
9.1	Análise de segurança do sistema com geração termelétrica de usinas de biomassa ____	174
9.2	Redução de custo de operação do sistema em 2016 _____	178
9.3	Redução de custo de operação do sistema em 2014 _____	181
10.	Elaborar Plano sobre a obtenção da licença de operação _____	184
10.1	Parâmetros principais a serem seguidos para obtenção da licença ambiental. _____	184
10.2	As questões ambientais e sociais mais relevantes a serem observadas. _____	185
10.3	Questões regionais no licenciamento ambiental da Biomassa _____	188
11.	Plano de Trabalho _____	191
11.1	As ações e atividades necessárias a serem desenvolvidas _____	196
11.1.1	Fase de Planejamento _____	196
11.1.2	Fase de Ação _____	197

11.1.3	Fase de Monitoramento	200
11.2	As ações e as entidades envolvidas	201
11.3	Prazo	201
12.	Elaborar um cenário de contratação da bioeletricidade até 2030	203

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro</i>	21
<i>Figura 2: Fluxograma das operações para entrada em operação comercial</i>	32
<i>Figura 3: Evolução do consumo nos ambientes livre e regulado.</i>	39
<i>Figura 4: Consumo de consumidores livres e especiais por ramo de atividade.</i>	40
<i>Figura 5: Consumo de autoprodutores por ramo de atividade.</i>	41
<i>Figura 6: Distribuição da duração dos contratos do mercado livre.</i>	42
<i>Figura 7: Contratação de energia incentivada entre consumidores do ACL.</i>	43
<i>Figura 8: Novos consumidores especiais e faixas de consumo.</i>	43
<i>Figura 9: Energia de usinas a biomassa contratadas em leilões.</i>	44
<i>Figura 10: Preço de venda da energia de usinas a biomassa em leilões nos últimos 10 anos.</i>	45
<i>Figura 11: Preço de venda da energia e ICB das usinas a biomassa em leilões nos últimos 10 anos.</i>	48
<i>Figura 12: Preço da energia de curto prazo na BRIX versus PLD.</i>	49
<i>Figura 13: Curva forward da BRIX versus CMO.</i>	50
<i>Figura 14: Redução de custos na migração para o mercado livre.</i>	52
<i>Figura 15: Exemplo de limites para exercício de flexibilização em um contrato</i>	55
<i>Figura 16: Exemplo de entrega sazonal em um contrato</i>	55
<i>Figura 17: Exemplo de contrato modulado para uso da fábrica fictícia do exemplo</i>	56
<i>Figura 18: Diferenças entre contrato e entrega liquidadas ao PLD</i>	61
<i>Figura 19: Geração das usinas a biomassa no SIN</i>	74
<i>Figura 20: % PLD máx em cada ano</i>	74
<i>Figura 21: Caso fictício com Geradores Incentivados</i>	81
<i>Figura 22: Preços de Referência (teto) vs. Energia Contratada (2013 – 2016)</i>	85
<i>Figura 23: Volume de Desembolso do BNDES para empreendimento de açúcar e álcool com cogeração de energia</i>	86
<i>Figura 24 - Trade Off entre ACL e ACR</i>	87
<i>Figura 25: Desembolsos Totais BNDES – R\$ milhões correntes</i>	88
<i>Figura 26: Desembolsos BNDES para o Setor de Energia Elétrica – R\$ milhões correntes</i>	89
<i>Figura 27: Histórico da TJLP</i>	89
<i>Figura 28: Prazos máximos para cada etapa dos procedimentos de acesso</i>	95
<i>Figura 29: resultado da calibragem do Newave</i>	101
<i>Figura 30: Histórico de consumo total da classe comercial</i>	105
<i>Figura 31: Histórico de consumo total da classe industrial</i>	106
<i>Figura 32 Usinas movidas a biomassa por modalidade de contratação</i>	109
<i>Figura 33: Usinas movidas à bagaço de cana por modalidade de contratação</i>	110
<i>Figura 34: sazonalização considerada para simulação de impacto em usina fictícia.</i>	111
<i>Figura 35: Preço de energia em 2016 que impactaria uma usina fictícia conforme sua opção de comercialização.</i>	113

<i>Figura 36: Evolução do Valor de Referência (VR) anual publicado em despacho e o VR calculado utilizando apenas usinas movidas a biomassa. Fonte: Excelência Energética</i>	132
<i>Figura 37: Funcionamento da política de cotas no Reino Unido</i>	138
<i>Figura 38: Funcionamento dos certificados verdes</i>	141
<i>Figura 39: Capacidade Máxima de Armazenamento (MW.mês)</i>	161
<i>Figura 40: Complementariedade hídrica + biomassa</i>	162
<i>Figura 41: Geração eólica no SIN em base horária para todos os dias do mês de novembro/2016. Em destaque é mostrada a geração mínima máxima e média para cada hora</i>	162
<i>Figura 42: Resultado das UTEs a Bagaço de Cana nos Leilões (Quantidade Contratada, Preço teto, Preço máximo e Preço mínimo de cada certame). Valores atualizados para data de dezembro de 2016.</i>	163
<i>Figura 43: Política de incentivo para fonte renovável predominante na UE</i>	170
<i>Figura 44: Tipos de prêmio no FIP</i>	171
<i>Figura 45: Política de incentivo para fonte renovável predominante nos Estados americanos</i>	172
<i>Figura 46: Geração a biomassa e montante flat equivalente em 2016 (MWm)</i>	175
<i>Figura 47: Energia Armazenada nos reservatórios do SIN, simulações “com” e “sem” biomassa no sistema (% do valor máximo)</i>	176
<i>Figura 48: Custo de despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas nos cenários 3 e 4 (com e sem geração a biomassa)</i>	178
<i>Figura 49: comparativo da receita dos geradores a biomassa e a economia pelo despacho hidrotérmico</i>	180
<i>Figura 50: Custo do despacho de UTEs e UHEs nos anos de 2016 e 2014</i>	182
<i>Figura 51: Benefício da biomassa na matriz elétrica brasileira nos anos de 2016 e 2014</i>	183
<i>Figura 52: Cenários de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana de açúcar</i>	205
<i>Figura 53: Cenários incentivados com 100, 300 e 500 MWméd como meta de expansão</i>	206

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1: Exemplo hipotético de variação contratual no ACL</i>	25
<i>Tabela 2: Ambientes de contratação de energia e Mercado de Curto Prazo</i>	33
<i>Tabela 3: Critérios para se tornar Consumidor Livre e Consumidor Especial</i>	38
<i>Tabela 4: Participação das classes de consumidores do ACL no total consumido em 2015 e 2016.</i>	39
<i>Tabela 5: Quantidade de consumidores por submercado.</i>	41
<i>Tabela 6: Resumo de limitações e benefícios de cada mercado</i>	79
<i>Tabela 7: Contratações de energia proveniente de usinas movidas a biomassa em leilões regulados. Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.</i>	84
<i>Tabela 8: Garantias de desembolsos realizados para setor, incluindo cogeração (R\$ milhões)</i>	90
<i>Tabela 9: % Desembolso Direto e Indireto</i>	91
<i>Tabela 10: Condições do BNDES FINEM</i>	92
<i>Tabela 11 : Custos dos financiamentos do BNDES para os desembolsos ocorridos entre 2002 a out.2016 para o setor de cana e açúcar com cogeração</i>	93
<i>Tabela 12: Condições dos financiamentos do BNDES para leilões de energia</i>	94
<i>Tabela 13: Classificação das barreiras</i>	107
<i>Tabela 14: estimativa das usinas a biomassa impactadas pela exposição a riscos de comercialização.</i>	109
<i>Tabela 15: estimativa das usinas a biomassa impactadas pela exposição a riscos de comercialização</i>	110
<i>Tabela 16: Geração sazonalizada, PLD e receita devida à usina fictícia que comercializa no MCP. Fonte do PLD: CCEE.</i>	111
<i>Tabela 17: Recebimento efetivo na liquidação do MCP em 2016 de uma usina fictícia. Fonte da inadimplência: dados extraídos do CliqCCEE.</i>	112
<i>Tabela 18: Limites de GM/GF para permanência no MRE</i>	144
<i>Tabela 19: Simulação de custo com despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas em 2016 (R\$ milhões)</i>	179
<i>Tabela 20: Custo com o pagamento de usinas a biomassa em 2016 (R\$ milhões)</i>	179
<i>Tabela 21: Simulação de custo com despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas em 2016 (R\$ milhões)</i>	181
<i>Tabela 22: Custo com o pagamento de usinas a biomassa em 2014 e 2016 (R\$ milhões)</i>	182
<i>Tabela 23: Meios físico, biótico e socioeconômico</i>	188
<i>Tabela 24: Barreiras e Propostas identificadas neste relatório</i>	194
<i>Tabela 25: Barreiras e Normas identificadas neste relatório</i>	196
<i>Tabela 26: Órgãos gestores e indicação de competência normativa</i>	199
<i>Tabela 27: Ações e entidades envolvidos em cada uma das etapas das fases do plano de trabalho</i>	201
<i>Tabela 28: Fases, etapas e prazos do plano de trabalho indicativo elaborado para ao Projeto CNPEM</i>	202
<i>Tabela 29: cenários de moagem da cana de açúcar</i>	203
<i>Tabela 30: Comparativo entre cenários do crescimento percentual da cogeração de usinas movidas à bagaço de cana (2030 vs. 2016)</i>	206

ABREVIATURAS

- ACL: Ambiente de Contratação Livre
- ACR: Ambiente de Contratação Regulada
- AEGE: Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- BBCE: Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
- BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- Brix: Brasil Intercontinental Exchange
- CAd: Conselho de Administração da CCEE
- CCC: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
- CCD: Contrato de conexão com a Distribuidora
- CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCG: Contrato de Constituição de Garantias
- CCT: Contrato de conexão com a Transmissora
- CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
- CEC: custo econômico
- CMO: Custo Marginal de Operação
- CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- CNPE: Conselho Nacional de Política Energética
- COP: custo de operação
- CUSD: Contrato de uso do sistema de distribuição
- CUST: Contrato de uso do sistema de Transmissão
- DAPR: Declaração de Atendimento aos Requisitos de Rede, emitida pelo ONS.
- DITs: Demais Instalações de Transmissão
- EER: Encargo de Energia de Reserva
- EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ESS: encargos de serviço do sistema

GD: Geração Distribuída

ICB: Índice de Custo-Benefício

ICG: Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

ICSD: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

LEE: Leilão de Energia Existente

LEN: Leilão de Energia Nova

LFA: Leilão de Fontes Alternativas

LO: Licença Ambiental de Operação

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MCP: Mercado de Curto Prazo

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PdCs: Procedimentos de Comercialização da CCEE

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças.

PRODIST: Procedimentos de Distribuição

Proinfa: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RF: Receita Fixa

RGR: Reserva Global de Reversão

SCDE: Sistema de Coleta de Dados de Energia da CCEE

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SGP: Sistema de Gestão e Processos da CCEE

SIGA: Sistema Integrado de Gestão de Ativos da CCEE

SIN: Sistema Interligado Nacional

SMF: Sistema de Medição para Faturamento

TJLP: Taxa de Juros de Longo Prazo

TUSD: Tarifa de uso do sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de uso do sistema de Transmissão

UHE: Usina Hidrelétricas

1. As Diferentes Agências Reguladoras, Agentes Governamentais e Instituições Responsáveis pelo Processo de Contratação da Energia e pela Definição dos Preços de Compra e Venda

O atual modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi implantado por meio das Leis nº 10.847 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O modelo criou novos órgãos gestores e alterou funções de outros já existentes.

Em termos institucionais, foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica no país, e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo. Foi também definida a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como organização sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

O exercício do Poder Concedente foi outorgado ao Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, completam a estrutura do SEB a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no papel de órgão regulador do setor, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros. Institucionalmente, o SEB está estruturado conforme Figura 1.

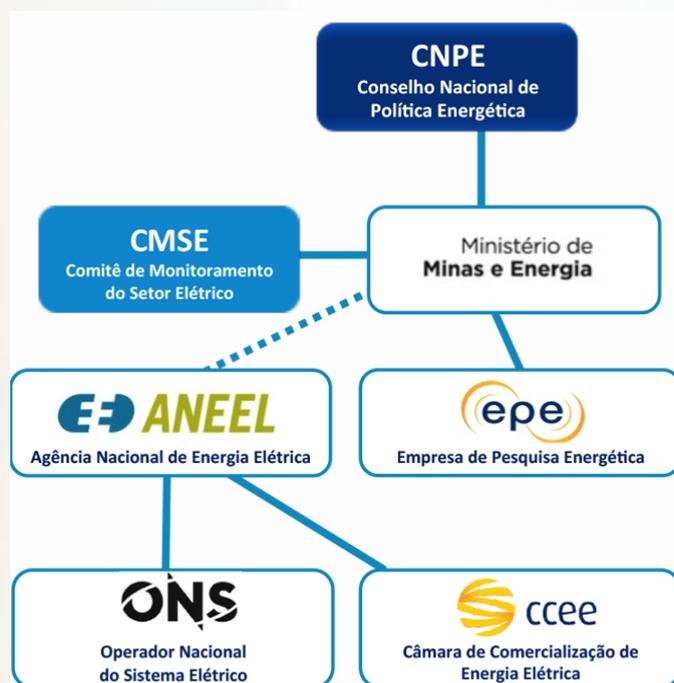


Figura 1: Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Excelência Energética com dados da CCEE, 2016.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): instituído pela Lei nº 9.478, de 06/08/1997, o CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso. O Conselho é também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos – como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear –, e por estabelecer diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural.

Ministério de Minas e Energia (MME): o MME é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O Ministério é também responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): o CMSE é um órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificação de dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor; e elaboração de propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): instituída pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997, a ANEEL tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Também é responsabilidade da ANEEL zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo atual modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações

na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (**SIN**). A **ANEEL** tem delegado a operacionalização desses leilões à **CCEE**.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituída pela Lei nº 10.847/2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004, a **EPE** é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Entre suas principais atribuições estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): criado pela Lei nº 9.648/1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/1998, com as alterações do Decreto nº 5.081/2004, o **ONS** é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no **SIN** e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O **ONS** tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país mediante os chamados Procedimentos de Rede.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): a **CCEE** foi constituída em 2004 como associação civil sem fins lucrativos, sucedendo à Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – Asmae (1999) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (2000). A **CCEE** reúne empresas de geração de serviço público, produtores independentes, autoprodutores, distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, além de consumidores livres e especiais de todo o país.

A Câmara atua na medição da energia gerada e efetivamente consumida, na contabilização e na liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo, viabilizando as atividades de compra e venda de energia no país. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (**PLD**), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. Também promove os leilões de energia, sob delegação da **ANEEL**.

Entre as atribuições principais da instituição, incluem-se: implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; fazer a gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulada (**ACR**) e do Ambiente de Contratação Livre (**ACL**); manter o registro de dados de energia gerada e de energia

consumida; realizar leilões de compra e venda de energia no **ACR**; realizar leilões de Energia de Reserva e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões; apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades; servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

Com a edição da Lei n. 13.360, de 17 de novembro de 2016, até o mês de maio de 2017 a **CCEE** passará a ser responsável pela administração e movimentação dos encargos setoriais da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (**CCC**), da Conta de Desenvolvimento Energético (**CDE**), e da Reserva Global de Reversão (**RGR**), originalmente administradas pela estatal federal Eletrobras.

2. Descrição dos Processos para entrada em Operação Comercial

A comercialização de energia elétrica no Brasil pode ser realizada em duas categorias distintas, sendo uma o **ACR** e outra o **ACL**. Como preposto, no **ACR** os contratos são firmados através da regulação governamental através de Leilões de Energia realizados para a intermediação entre os geradores e as distribuidoras, com vigências pré-definidas em edital e metodologia de lance mínimo, com vistas à modalidade tarifária. Deste modo o governo define o preço teto para a venda da energia, com demanda pré-estabelecida, porém não divulgada, e vencem os proponentes que ofertarem os menores valores para a comercialização da quantidade requerida no leilão.

No **ACL** as negociações ocorrem livremente entre os agentes do setor, quais sejam geradores, distribuidoras, comercializadoras, consumidores livres ou especiais, exportadores ou importadores de energia. O preço é balizado pelo mercado e pode ser ajustado livremente conforme acordo, necessidade e interesse entre as partes. Os prazos de vigência também são variáveis e não necessariamente consecutivos, bem como os montantes. A título de exemplo, a Tabela 1 representa possível variação mensal de contrato no **ACL**.

Mês	Montante (MWh)	Preço (R\$/MWh)
1	100	215,00
2	0	0
3	425	147,00

Tabela 1: Exemplo hipotético de variação contratual no ACL

Para a realização de operações de compra e venda de energia, no entanto, independente da classe do agente ou da categoria de comercialização, é imprescindível que o interessado seja membro da **CCEE**. Para tanto, alguns requisitos precisam ser atendidos.

A primeira etapa para a adesão à Câmara é a formalização de concordância do interessado à suas normas de atuação. Esta formalização é feita mediante envio do *Termo de Adesão* e do *Termo de Adesão à Convenção Arbitral*¹ devidamente preenchidos e assinados pelo representante legal da empresa pretendente. O conteúdo de ambos os termos é padrão, nos quais são preenchidos somente os dados específicos de cada agente, tais como razão social, CNPJ e classe. Uma vez protocolados os termos², em até dois dias úteis a **CCEE** encaminha ao pretendente via mensagem eletrônica um *login*

¹ O Termo de Adesão e o Termo de Adesão à Convenção Arbitral da CCEE são documentos padronizados e anexos ao Módulo 1 – Agentes dos livros “Procedimentos de Comercialização da CCEE” (PdCs)

² Os Termos de Adesão e Adesão à Convenção Arbitral são os únicos documentos cuja apresentação é exigida em via física. Os demais documentos devem ser enviados exclusivamente em meio digital via SGP.

e senha de acesso aos sistemas de conteúdo exclusivo a agentes, para envio dos demais documentos para conclusão da adesão.

Tendo acesso ao conteúdo exclusivo, o candidato a agente conseguirá iniciar seu processo de adesão no Sistema de Gestão e Processos – **SGP/CCEE**. Neste sistema é possível gerenciar atividades de envio de documentos e comentários, e será este o principal canal de comunicação de adesão entre a **CCEE** e o agente, através do qual serão solicitadas ou enviadas informações ou documentações adicionais que se fizerem necessárias³. O candidato a agente tem o prazo máximo de 6 (seis) meses para a finalização de sua adesão. Caso o processo não seja finalizado neste prazo, o mesmo será cancelado no **SGP**.

Além da apresentação da documentação exigida, o candidato a agente deverá abrir uma Conta Corrente específica junto ao agente de liquidação e custódia da **CCEE** (instituição financeira privada). Trata-se de uma conta corrente com fins específicos de liquidação financeira decorrente da comercialização de energia elétrica mediada pela **CCEE**, da qual serão creditados ou debitados os valores resultantes das contabilizações mensais do setor.

A atuação no âmbito da **CCEE** está condicionada a operacionalização do agente, que é regido por normas a depender da classe do agente. Para a classe dos geradores, o início da operacionalização depende de manifestação expressa do agente⁴, que pode ocorrer a partir do mês de adesão ou qualquer outro subsequente.⁵

Abaixo apresentamos a lista de documentos necessários à finalização do processo de adesão à **CCEE**⁶:

- Termo de Adesão: o candidato a agente deverá justificar, por meio de carta, eventual alteração da data de entrada em operação no âmbito da **CCEE** solicitada no Termo de Adesão (firma reconhecida).
- Termo de Adesão à Convenção Arbitral (firma reconhecida).

³ Importante ressaltar que a CCEE disponibiliza aos agentes e não agentes um canal de comunicação via telefone e e-mail, através do qual é possível esclarecimento de dúvidas e abertura de chamados formais para eventuais solicitações que se façam necessárias. Para formalização do processo de adesão, porém, todos os documentos devem ser enviados via SGP.

⁴ Manifestação é realizada através de documento padronizado pela CCEE e disponibilizado em www.ccee.org.br.

⁵ Na ausência de manifestação por parte dos agentes geradores comprometidos com contratos regulados, a operacionalização deve ocorrer, de forma automática, um mês antes do início de suprimento dos respectivos contratos.

⁶ Extraído do PdC CCEE Modulo 1 – Agentes, Submódulo 1.1. – Adesão à CCEE.

- Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor e alterações supervenientes ou documento societário consolidado, protocolado e com a chancela da Junta Comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica.
- Ata de eleição dos administradores protocolada e com a chancela da Junta Comercial ou cartório de registro de pessoa jurídica (caso aplicável).
- Procuração outorgada na forma da documentação societária (caso aplicável).
- Certidão negativa de falência e recuperação judicial expedida pelo Poder Judiciário da sede do candidato a agente com data de emissão não anterior a 60 (sessenta) dias contados da data de adesão pretendida, ou dentro da validade, caso esta esteja impressa na certidão. No caso de adesão de filial deverão ser apresentadas certidões relativas à matriz e à própria filial. As certidões referidas nesse item deverão ser adequadas às disposições da Lei nº 11.101, de 09/02/2005, que regulamenta a recuperação judicial, a extrajudicial e a falência do empresário e da sociedade empresária, conforme a situação de cada empresa.
- Instrumento de outorga de concessão, permissão, autorização e/ou registro (cópia simples).
- Quadro Societário: deve constar composição acionária das empresas que são sócias acionistas do candidato a agente.
- Cópia do CNPJ: obtido diretamente pelo site da Receita Federal.
- Última fatura/conta de fornecimento e planilha com histórico dos últimos 12 meses imediatamente anteriores à migração para o Ambiente de Comercialização Livre.
- Documento específico para matriz e filial(is): Termo de responsabilidade da matriz – adesão de filial (firma reconhecida).
- Documento específico para matriz e filial(is): Termo de Opção por Conta Corrente Específica Única (caso aplicável, firma reconhecida).
- Documento específico para indicação de empreendimento leilado e vencedor de leilão: formulário de indicação do empreendimento leilado e do vencedor de leilão (caso aplicável).

A conclusão deste processo é informada ao candidato via e-mail e via **SGP**, após a deliberação do Conselho de Administração (**CAd CCEE**), que ratifica a validade da adesão. A adesão também é publicada no site da **CCEE** em até dois dias úteis após a deliberação do **CAd**. O processo de adesão é usualmente ágil, porém criterioso. A documentação apresentada é analisada com rigor e deve estar exatamente conforme exigido pela Câmara. O prazo de análise é bastante enxuto, de apenas 5 dias úteis⁷. É importante observar, no entanto, que as deliberações do **CAd** para início da

⁷ Procedimentos de Comercialização – Modulo 1 – Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE.

Operacionalização do agente devem ocorrer no período mínimo de oito dias úteis antes do mês de início da operacionalização do agente.

2.1 Procedimentos de Distribuição – Conexão

Todas as atividades para o acesso à rede de distribuição da energia gerada devem seguir as normas estabelecidas no manual **PRODIST** – Procedimentos de Distribuição, cuja responsabilidade de definição e atualização das regras é da **ANEEL**.

No **PRODIST** são disciplinadas as formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição de energia, sistematizando toda troca de informação entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade do desempenho das operações. O documento é composto por oito módulos complementares, sendo 1. Introdução; 2. Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição; 3. Acesso ao Sistema de Distribuição; 4. Procedimentos Operativos; 5. Sistemas de Medição; 6. Informações requeridas e Obrigações; 7. Cálculo de Perdas na Distribuição; 8. Qualidade da Energia Elétrica; Agente gerador e distribuidoras devem seguir este mesmo regulamento para que a operação seja padronizada e integralizada ao sistema.

Em sua composição de regras o **PRODIST** engloba informações e regimentos das demais entidades do **SEB**, com especial destaque ao **MME**, **ONS** e **CCEE**, que são organizações diretamente envolvidos nos processos de conexão ao sistema de distribuição. É o **ONS**, por exemplo, quem define a modalidade de Operação da Usina, que regerá as exigências técnicas de conexão e atendimento aos requisitos de rede.

Como mencionado anteriormente, a formalização do acordo entre distribuidora e gerador se dá através da assinatura de contratos de conexão (**CCD/T**) e uso do sistema de distribuição/ transmissão (**CUSD/T**), conforme o caso⁸. Esses contratos também têm por base o **PRODIST** e a especificação das demandas técnicas e de localização dos pontos de conexão definidos no Parecer de Acesso. Em linhas gerais, o **CCD** refere-se ao uso das instalações de propriedade da distribuidora e o **CUSD** à demanda, tarifas e modalidades de uso do sistema (horários ponta e fora de ponta, procedimentos de

⁸ Centrais geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS deverão firmar o contrato de Uso do Sistema de transmissão – CUST com este Operador. O CUST também se aplica quando a central geradora se conecta diretamente em uma concessionária de Transmissão. Quando do acesso a instalações e distribuição, os acessantes devem celebrar o CCD e CUSD, diretamente com a distribuidora acessada.

medição, encargos, entre outros). Cumpre ressaltar que as vigências do **CCD** e **CUSD** devem ser equivalentes, bem como os demais dados de tensão e montante contratados.

2.2 Sistema de Medição e Faturamento

Uma vez estabelecido o ponto de conexão através do Parecer de Acesso, é importante que se estabeleça comunicação entre a unidade geradora e a **CCEE** para leitura dos dados de medição da geração com vistas ao faturamento da energia e controle das obrigações estabelecidas em contratos de venda. A implantação do **SMF** (Sistema de Medição para Faturamento) é obrigação do agente gerador e sua finalização é precedida de série de processos correlacionados que têm prazos e ações pré-estabelecidas, fato que demanda especial atenção dos responsáveis por sua execução.

O primeiro passo para a implantação do **SMF** da usina geradora é o mapeamento do ponto de medição, formalizado através da emissão do Parecer de Localização pela **CCEE**. A solicitação do parecer de localização é feita a partir do envio de conjunto de documentos do empreendimento via **SGP-CCEE**: descrição sucinta do empreendimento, diagrama unifilar detalhado, Parecer de Acesso e ato autorizativo emitido pelo poder concedente. Após análise da documentação enviada, a **CCEE** emite o Parecer de Localização no prazo regulamentado de 5 dias úteis⁹. Caso considere necessário, a **CCEE** se resguarda ao direito de fazer solicitações complementares, e neste caso o prazo é estendido conforme demanda.

Mapeado o ponto de medição, o engenheiro projetista das instalações de conexão disporá de todos os dados para finalização do projeto do **SMF**, que deve ser compatível com o disposto no **PRODIST** (no caso de conexão à distribuidora) ou nos Procedimentos de Rede (no caso de conexão à Rede Básica)¹⁰ e com os requisitos do Sistema de Coleta de Dados de Energia da **CCEE – SCDE**, utilizado para coleta e tratamento dos dados de geração, que posteriormente serão utilizados na Contabilização da energia pela **CCEE**.

Tange ao engenheiro projetista a avaliação sobre a necessidade de levantamento de informações sobre os equipamentos e instalações da Subestação conectada e eventuais exigências específicas para a conexão. Estas informações podem ser fornecidas pela concessionária de distribuição/transmissão local. Nesta hipótese, após formulação do pedido, a concessionária acessada tem 10 dias úteis¹¹ para apresentar as informações requeridas.

⁹ Procedimento de Comercialização – PdC - CCEE, submódulo 1.2 – Cadastro de agente.

¹⁰ Módulo 12 dos Procedimentos de Rede - Submódulo 12.2, e Módulo 5 do PRODIST.

¹¹ Módulo 12 dos Procedimentos de Rede - Submódulo 12.2.

Finalizado o projeto do **SMF** pelo projetista, o mesmo deve ser submetido à aprovação da distribuidora ou transmissora - que por sua vez o submete ao **ONS** para validação da aprovação. Os prazos máximos regulamentares definidos no **PRODIST** são de 10 dias úteis para análise da distribuidora, 2 dias úteis para encaminhamento ao **ONS**, que por sua vez requer mais 15 dias úteis para se posicionar. Estes prazos podem ser reduzidos, conforme disponibilidade das partes envolvidas. Após aprovações, o agente está apto a proceder com as instalações projetadas.

A montagem dos equipamentos não é isenta de regramentos. Todos os procedimentos devem seguir os regulamentos e normas de segurança definidas pela concessionária acessada, que tem por obrigação a fiscalização e comissionamento do **SMF**. Concluídas as instalações, o agente deve agendar vistoria com a distribuidora para que a mesma elabore relatório formal ao **ONS**, informando as condições dos equipamentos verificados. Novamente o agente submete-se à aprovação. Nesta etapa, os prazos são maiores, pois consideram a disponibilidade da distribuidora para realização da vistoria, elaboração do relatório formal de comissionamento e aprovação do **ONS** de toda a instalação conectante. O prazo para finalização desta etapa é de cerca de 60 dias em condições normais e a formalização da conclusão deste processo é a aprovação do ponto de conexão, com consequente liberação pela distribuidora para a efetiva conexão à Subestação ou Secção, conforme o caso.

Liberada a conexão das instalações, é necessário finalizar a modelagem do ativo na **CCEE**, para conectar não somente as instalações físicas, mas também todo o sistema de comunicação e transferência de dados de geração, integrado ao **SCDE**. Todas as informações são encaminhadas à **CCEE** por meio eletrônico, e depois de inseridas pelo agente, em alguns casos requerem a validação da concessionária acessada.

O processo de modelagem do ativo na **CCEE** atualmente é realizado através do Sistema Integrado de Gestão de Ativos, ou **SIGA-CCEE**. Este sistema conta com a interação do agente **CCEE**, da distribuidora, projetista (responsável pelo fornecimento dos dados técnicos) e **CCEE**¹². A primeira etapa é de responsabilidade do agente proprietário do ativo, que deve preencher as informações estatutárias e técnicas no sistema, e enviá-las para validação do agente concessionário de transmissão ou distribuição. O concessionário, por sua vez, deve conferir os dados e validar as informações que são de sua responsabilidade. Caso seja identificada alguma pendência e/ou necessidade de retificação, a concessionária “devolve” a atividade ao agente para correção. Em não havendo pendências ou

¹² Cabe ressaltar que todo o procedimento de modelagem de responsabilidade do agente deve ser realizado pelo representante **CCEE** do agente, indicado no ato do envio do Termo de Adesão. O acesso ao sistema **SIGA CCEE** é feito a partir do Conteúdo Exclusivo do site, e requer apresentação de login e senha.

necessidades de correções, a concessionária valida as informações e a modelagem é encaminhada para aprovação da **CCEE**, que segue só aprova a modelagem se não houver nenhuma pendência relacionada ao cadastro do ponto de medição no **SCDE**, informações inseridas no **SIGA** e ou questões relacionadas à adesão ou desligamento do agente. Finda esta verificação, o ativo tem sua modelagem iniciada e passa a se conectar com todos os sistemas físicos, de medição e contabilização, de forma integrada.

Por fim, realizados os procedimentos descritos no tópico anterior, o empreendimento torna-se apto à obtenção da Declaração de Atendimento aos Requisitos de Rede – **DAPR**, emitida pelo **ONS**.

O documento é necessário para que a **ANEEL** emita o Despacho autorizativo para Operação em Teste, quando toda a energia produzida é necessariamente liquidada no mercado de curto prazo. Após o período de testes, o procedimento deve ser realizado novamente para obtenção da autorização para geração de energia em caráter comercial, quando a energia gerada poderá ser associada a consumo e a contratos de venda. Além da **DAPR**, a autorização para operação comercial requer obtenção da Licença Ambiental de Operação (**LO**) e comprovação de adimplemento do agente perante a **CCEE**. A Figura 2 apresenta o fluxograma regulatório até a obtenção do Despacho **ANEEL** de entrada em operação comercial.

Devido as características de localização das centrais geradoras a biomassa, é muito comum que as usinas se conectem diretamente à rede básica, através das **DITs** (Demais Instalações de Transmissão), ou ainda às Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (**ICGs**), que seguem os mesmos requisitos previstos no **PRODIST** mas possuem algumas especificidades em seu tratamento regulatório.

Tais especificidades são necessárias para regular as metodologias de intersecções e seccionamentos a linhas de transmissão, definição das regras do barramento, os custos e encargos decorrentes das conexões, responsabilidades e outras questões. Os procedimentos, no entanto, são os mesmos apresentados anteriormente. Ainda assim, é importante destacar os atos normativos que definem os critérios de interesse da classe usineira. Os critérios para conexão da rede básica são definidos pela Resolução Normativa ANEEL n.º 302, de 26 de fevereiro de 2008. Os procedimentos para implementação de reforços das **DITs** são regidos pela Resolução Normativa n.º 312, de 06 de maio de 2008, e os critérios para classificação das **ICGs**, com vistas ao acesso à rede Básica de conjunto de usinas (de biomassa, eólica ou pequenas centrais hidrelétricas) são regidos pela Resolução Normativa n.º 320/2008.



Figura 2: Fluxograma das operações para entrada em operação comercial

Fonte: Excelência Energética

3. Descrição das Opções de Comercialização

3.1 Os mercados de venda de energia elétrica.

Desde a publicação da Lei nº 10.848/2004, e do Decreto nº 5.163/2004, a comercialização de energia elétrica no Brasil é realizada em dois ambientes distintos de contratação: o **ACR** e o **ACL**. As diferenças entre os montantes de energia contratados e gerados nos dois ambientes de contratação são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (**MCP**), ao Preço de Liquidação de Diferenças (**PLD**). A diferença entre os dois ambientes de contratação e o **MCP** estão resumidas na Tabela 2.

	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	Mercado de Curto Prazo (MCP)
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras.	Geradoras, distribuidoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE e ANEEL	Multilateral – liquidação das diferenças contratuais
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela ANEEL	Não há
Preço	Acordado entre as partes	Estabelecido no leilão	PLD

Tabela 2: Ambientes de contratação de energia e Mercado de Curto Prazo

Fonte: Excelência Energética.

3.1.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No **ACR** a comercialização de energia é destinada à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição, por meio da tarifa.

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do **SIN** garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no **ACR**. Quem realiza os leilões de energia elétrica é a **CCEE**, por delegação da **ANEEL**.

Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do **ACR**. Nos leilões estruturantes definidos pelo CNPE, os leilões são realizados diretamente pela **ANEEL**. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia.

Os contratos celebrados no **ACR** têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (**Proinfa**) também são enquadradas no **ACR**, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela **ANEEL**.

Os Contratos de Geração Distribuída (**GD**), cuja energia é oriunda de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, não são objeto de leilões, sendo precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor, mas também são enquadrados no **ACR**.

São modalidades de leilões do **ACR**:

- **Leilão de Energia Nova (LEN):** o leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Nestes leilões são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas, podendo ser do tipo: A-7, A-6, A-5, A-4 e A-3 (usinas que entram em operação comercial em até três a sete anos). Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848/2004, com redação alterada conforme art. 10 da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, e nos arts. 19 a 23 do Decreto nº 5.163/2004.
- **Leilão de Fontes Alternativas (LFA):** regulamentado por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163/2004, 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 energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (**PCHs**) – na matriz energética brasileira.
- **Leilão de Energia de Reserva (LER):** a contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no **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 10.848/2004, regulamentados 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: 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.

- **Leilão Estruturante** – os leilões estruturantes destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do **CNPE** e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos. A previsão para realização destes leilões é dada pelo inciso IV do § 1º do art. 19 do Decreto nº 5.163/2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.210/2007, de acordo com a atribuição do CNPE prevista no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 06/08/1997, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004 .
- **Leilão 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, com custo de geração mais baixo. Os leilões de energia elétrica de empreendimentos existentes estão previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163/2004, com redações modificadas conforme o Decreto nº 5.271/2004, e o Decreto nº 5.499/2005.
- **Leilão de Ajuste (LA)**: previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163/2004, 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). A realização dos Leilões de Ajuste foi delegada pela **ANEEL à CCEE**.

3.1.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No **ACL** os consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. São participantes dessa contratação os geradores, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e

exportadores de energia. O **ACL** responde por aproximadamente 25% (vide 3.3, Figura 3) do consumo de energia elétrica no Brasil.

Os consumidores do **ACL** podem comprar energia de agentes comercializadores, importadores, autoprodutores, geradores e até mesmo por cessão de excedentes com outros consumidores livres e especiais, desde que cadastrados como agentes da CCEE, por meio de contratos de compra de energia incentivada e/ou convencional. Usinas hidrelétricas de grande porte (**UHEs**) e usinas termelétricas são as fontes mais comuns de energia convencional. Já os consumidores que adquirem energia de fontes incentivadas (biomassa, PCH, eólica, solar etc.) têm direito à redução, entre 50% e 100%, nas tarifas de uso do sistema de distribuição (**TUSD**) e transmissão (**TUST**). O desconto nas tarifas de distribuição e transmissão é um incentivo econômico para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil, cujo percentual depende da data da outorga ou do registro do empreendimento na ANEEL e do tipo de fonte de geração.

3.1.3 Mercado de Curto Prazo (MCP)

No **MCP** ocorre a liquidação das diferenças apuradas entre a energia medida e a contratada por cada agente, com valoração via Preço de Liquidação das Diferenças (**PLD**). Todos os contratos, sejam do **ACR** ou do **ACL**, devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no **MCP** e valoradas ao **PLD**.

O **PLD** é determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (**CMO**), limitado por preços máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

O preço é apurado “ex-ante” com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do **PLD** consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o **CMO** de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

Assim, o **MCP** pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes, independente do ambiente de

contratação (**ACR** ou **ACL**). Nesse mercado não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização da CCEE.

3.2 Funcionamento dos mercados de comercialização de energia elétrica

Conforme definido na Convenção de Comercialização da CCEE, os agentes de mercado são divididos em três categorias: **Geração, Comercialização e Distribuição**.

Na atividade de geração, todos os agentes podem vender energia tanto no **ACR** como no **ACL**. Os agentes da categoria **Geração** são organizados nas seguintes classes:

- **Concessionário de Serviço Público de Geração:** agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente.
- **Produtor Independente de Energia Elétrica:** agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco.
- **Autoprodutor de Energia Elétrica:** agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela ANEEL.

Na categoria de **Comercialização**, figuram os agentes importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e dos consumidores especiais, segundo as seguintes definições:

- **Importador de Energia Elétrica:** agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.
- **Exportador de Energia Elétrica:** agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.
- **Comercializador de Energia Elétrica:** agente que compra energia por meio de contratos bilaterais celebrados no **ACL**, podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio **ACL**, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no **ACR**.
- **Consumidor Livre:** consumidor que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação. Conforme redação dada à Lei n. 9.074/1995 pela Lei n. 13.360/2016, a partir de 1º de janeiro de 2019, os consumidores que, em 07 de julho de 1995, consumirem carga igual ou superior a 3MW e forem atendidos em tensão inferior a 69 kV poderão optar pela compra

de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema.

- **Consumidor Especial:** consumidor com demanda entre 500 kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, PCH, biomassa, solar).

As condições para que o consumidor de energia possa se tornar livre e para enquadramento na categoria de consumidor especial estão resumidas na Tabela 3.

Consumidor	Demanda Mínima	Tensão de Fornecimento	Data de ligação do consumidor	Fonte de Geração
Consumidor Livre	3 MW	Qualquer tensão	após 08/07/1995	Fontes convencionais e fontes incentivadas
		Maior que 69 kV	antes 08/07/1995	
		Menor que 69 kV		Concessionários, permissionários ou autorizados
Consumidor Especial	Entre 500 kW e 3 MW	Qualquer tensão	-	Fontes incentivadas

Tabela 3: Critérios para se tornar Consumidor Livre e Consumidor Especial

Fonte: Excelência Energética.

No segmento de **Distribuição**, os agentes setoriais são as empresas distribuidoras de energia elétrica, e os seus consumidores cativos com tarifas reguladas pela ANEEL.

- **Distribuidor de energia elétrica:** empresa outorgada para prestação de serviço público que realiza o atendimento da demanda de energia aos consumidores localizados em sua rede de distribuição, mediante tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Todos os agentes de distribuição têm participação obrigatória no **ACR**, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.
- **Consumidor Cativo:** consumidor atendido pelas distribuidoras de energia elétrica com tarifas e condições reguladas pela ANEEL.

3.3 Principais compradores de energia e seus clientes

Como já descrito anteriormente, a comercialização de energia de usinas movidas a biomassa pode ocorrer através de diferentes canais, sendo que esses podem ser resumidamente agrupados entre mercado livre (**ACL**) e mercado regulado (**ACR**). No mercado regulado, a comercialização se dá

mediante leilões estabelecidos pela ANEEL e executados pela CCEE. Já no mercado livre, existe flexibilidade para o pacto entre as partes, tanto em condições quanto em preços e prazos, de modo que o comprador pode usufruir de energia que atenda a seu perfil de consumo, além de economia de recursos.

A participação do mercado livre e do mercado regulado no consumo total do SIN tem se mantido relativamente estável nos últimos anos, apresentando média de 24,4% e 75,6%, respectivamente, nos últimos 12 meses até setembro de 2016. A Figura 3 evidencia a magnitude de ambos os mercados (em MW médios):

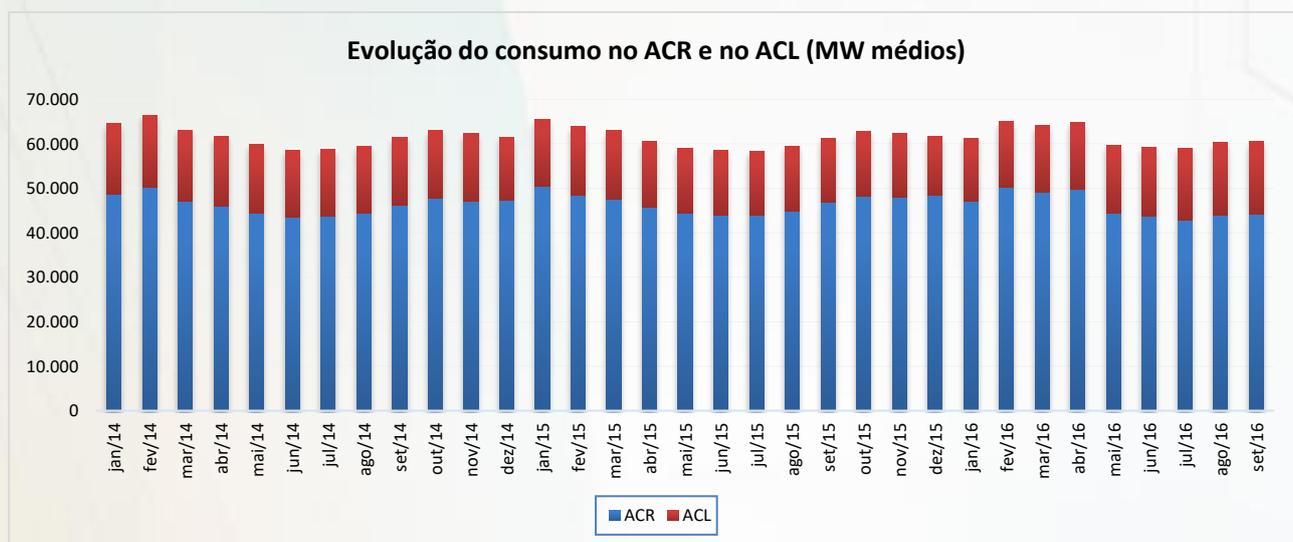


Figura 3: Evolução do consumo nos ambientes livre e regulado.

Fonte: CCEE (2016).

Analisando especificamente o mercado livre, os consumidores podem ser agrupados em consumidores livres, especiais e autoprodutores. A participação de cada um desses grupos no consumo total do ACL pode ser vista na Tabela 4, que mostra os valores em 2015 e 2016.

Classe	2015		2016 (até novembro)	
	MW médios	Participação	MW médios	Participação
Consumidor livre	9.774	69,0%	10.382	65,9%
Autoprodutor	2.570	18,1%	2.338	14,8%
Consumidor especial	1.831	12,9%	3.017	19,2%
Comercializador	0	0,0%	9	0,1%

Tabela 4: Participação das classes de consumidores do ACL no total consumido em 2015 e 2016.

Fonte: CCEE (2016).

Como pode ser notado na Tabela 4, os consumidores livres representam a maior participação no ACL atualmente, fato previsível considerando que se tratam de grandes unidades que migraram há bastante tempo do mercado cativo para o livre. Embora tenha essa relevância, a tendência é de crescimento mais moderado para essa classe no futuro.

Além dos valores e de suas respectivas participações no total, a tabela mostra outro dado interessante: a impressionante variação de 64,8% no consumo da classe consumidores especiais no período, mesmo diante de um cenário econômico adverso. Isso é resultado da existência de tarifas reguladas em patamares elevados em 2015, o que incentivou os consumidores cativos a migrarem para o mercado livre. Uma vez que a grande parcela dos consumidores livres (demanda acima de 3,0 MW) já migrou no passado, esse resultado não se refletiu com tanta intensidade neste segmento, estando, portanto, concentrado nos consumidores de demanda menor (especiais).

De uma forma mais geral, pode-se identificar que existem mais possibilidades de venda de energia aos consumidores especiais, uma vez que existem em maior quantidade e ainda têm potencial de crescimento mais expressivo do que as demais classes, pois muitos ainda são cativos.

Em termos de ramo de atividade de clientes potenciais para a biomassa, os dados da CCEE indicam predominância da indústria, especialmente a metalúrgica, química, de derivados da madeira e minerais. A Figura 4 sintetiza o consumo médio dos consumidores livres e especiais, por ramo de atividade, entre outubro de 2015 e setembro de 2016.

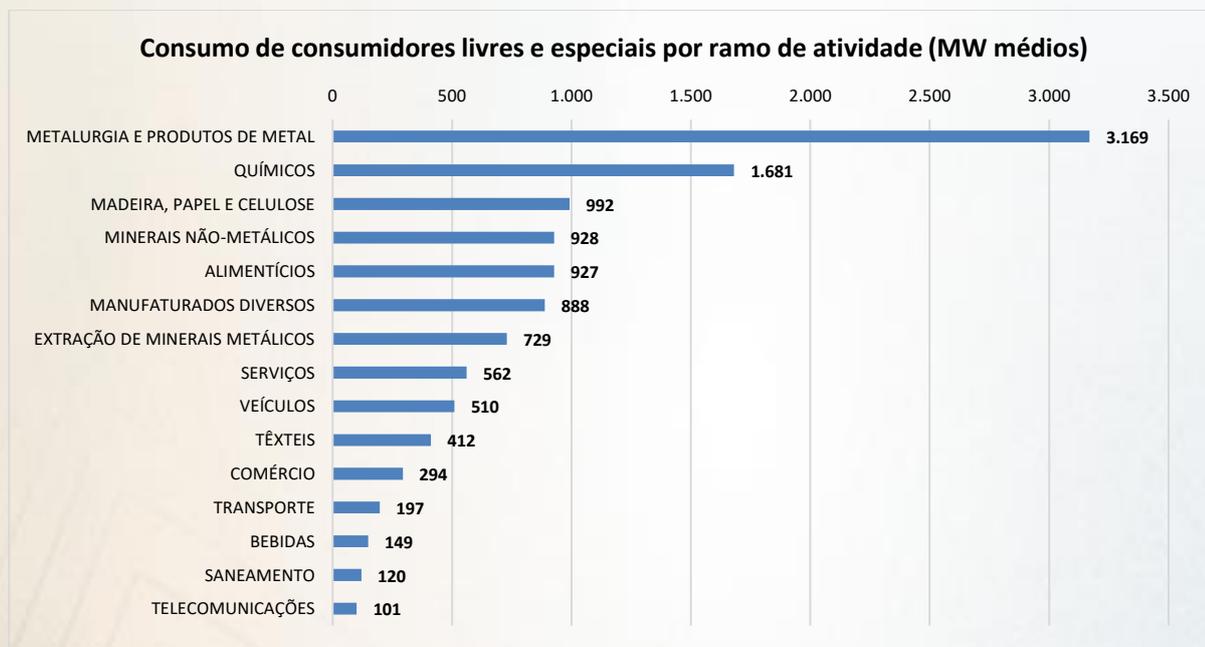


Figura 4: Consumo de consumidores livres e especiais por ramo de atividade.

Fonte: CCEE (2016).

No âmbito dos autoprodutores, a segmentação por ramo de atividade é mais concentrada, estando basicamente alocada entre consumidores da indústria metalúrgica, de extração de minerais metálicos e de não metálicos. A Figura 5 sintetiza os números médios nos 12 meses da janela de referência:

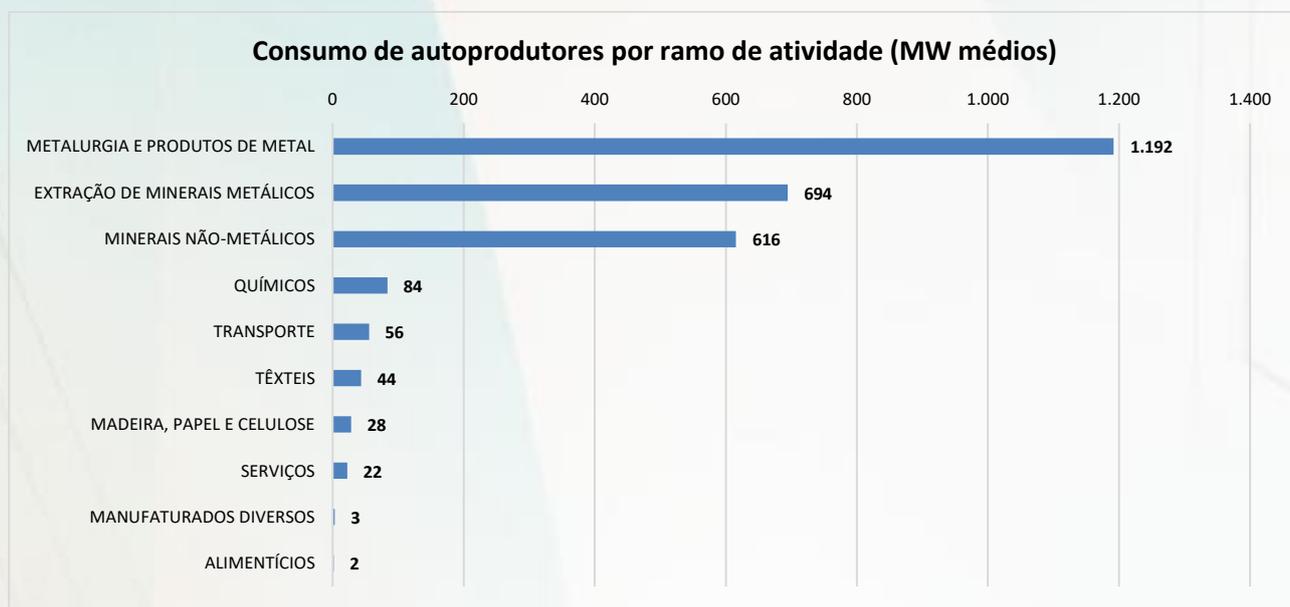


Figura 5: Consumo de autoprodutores por ramo de atividade.
Fonte: CCEE (2016).

Na comercialização da energia para consumidores livres e especiais, detalhe importante é a localização desses empreendimentos, uma vez que pode existir risco de submercado caso comprador e vendedor estejam em submercados diferentes. A Tabela 5 mostra a quantidade de consumidores por submercado em 31/10/2016.

Classe	SE-CO	Sul	Nordeste	Norte	SIN
Consumidor Livre	696	198	138	36	1.068
Consumidor Especial	1.840	1.054	245	79	3.218

Tabela 5: Quantidade de consumidores por submercado.
Fonte: CCEE (2016).

A grande maioria dos consumidores se encontra no submercado Sudeste-CO. O submercado Sul vem em seguida, ao passo que os outros submercados apresentam valores menos relevantes. O total de consumidores livres e especiais do SIN, segundo a CCEE, foi de 4.286 no final de outubro de 2016.

Os contratos celebrados no mercado livre possuem duração variada, a depender das necessidades do cliente e disponibilidade de energia por parte dos geradores. Segundo dados da CCEE da terceira semana de novembro de 2016, o montante de contratos registrado no ACL totalizou 7.928 MW médios, cuja distribuição percentual dos valores pode ser vista na Figura 6.

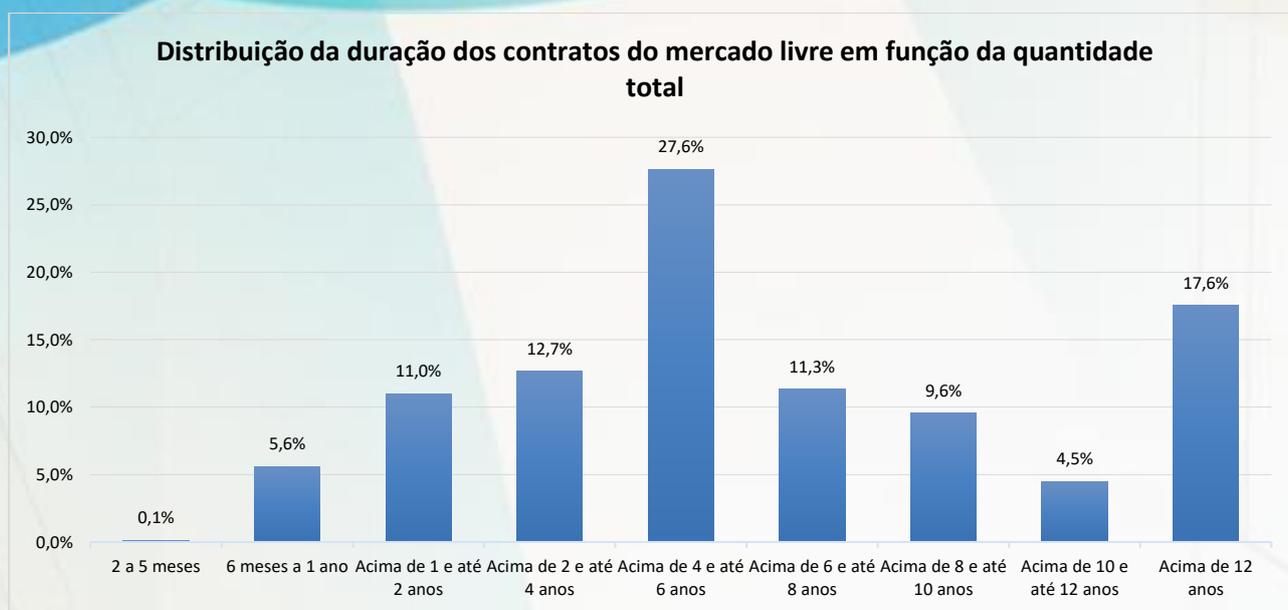


Figura 6: Distribuição da duração dos contratos do mercado livre.

Fonte: CCEE (2016).

A Figura 6 indica que a duração mediana dos contratos está no intervalo de 4 a 6 anos, havendo também um pico para contratos acima de 12 anos. Assim, dos 7.928 MW médios registrados, cerca de 27,6% (ou 2.191 MW médios) possuem prazo entre 4 e 6 anos.

A compra de energia no mercado livre pode gerar incentivo para comprador através da redução da TUSD a ser paga, mediante contratação de energia incentivada, de modo que ele pode obter uma economia adicional em seu custo com fornecimento de energia. Entretanto, ele pode também optar por adquirir energia convencional (isto é, sem incentivo) e também auferir benefício, que pode ser redução na fatura mensal (a depender da negociação) e adequação do perfil de contrato às suas necessidades. A CCEE monitora, nos contratos celebrados no ACL, qual o perfil dos consumidores livres e especiais em relação às faixas de desconto na TUSD, conforme pode ser visto na Figura 7.

Nessa figura, pode-se notar que o perfil mais comum de energia incentivada é o de 50% de desconto na TUSD, que se refere à maioria das fontes que atualmente geram esse benefício (PCHs, eólicas e biomassa). O perfil de desconto de 100%, por sua vez, atinge 7,7% do montante contratado, e se refere à energia incentivada gerada por fontes como o biogás de aterros sanitários. Dadas as particularidades dos consumidores livres (em geral, de grupos de demanda e consumo mais elevados), a energia convencional corresponde à quase totalidade da contratação no ACL.

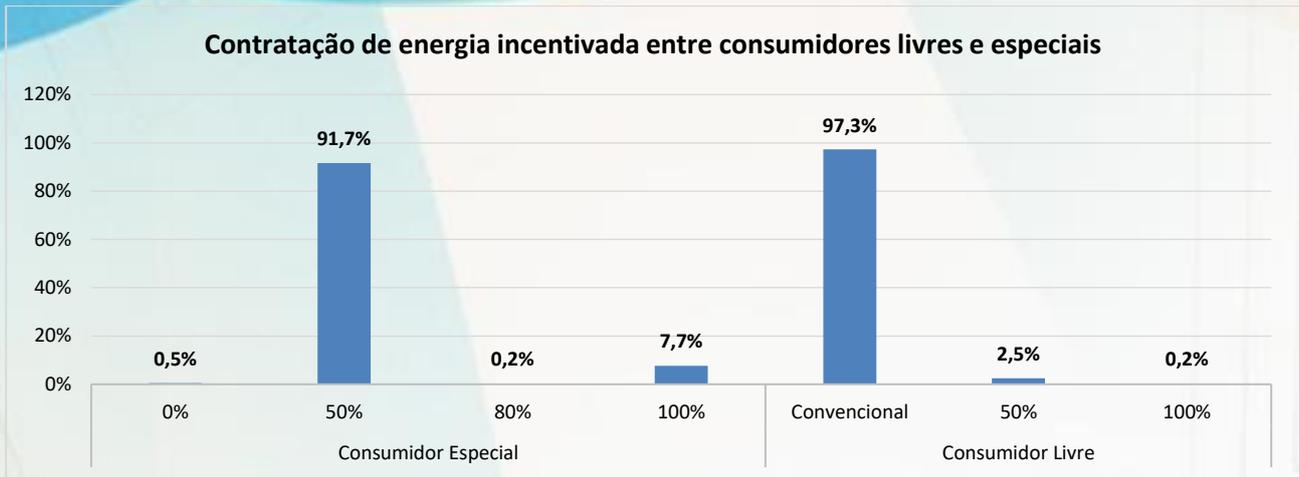


Figura 7: Contratação de energia incentivada entre consumidores do ACL.

Fonte: CCEE (2016).

Outro elemento importante para se identificar o potencial de comercialização de energia no ambiente livre é o perfil da demanda por contratos nesse ambiente. O perfil, nesse caso, se refere à demanda que os consumidores optantes por essa energia possuem após migrarem para o mercado livre. Para capturar esse perfil, pode-se utilizar como referência os novos consumidores especiais que migraram do mercado regulado nos últimos meses, que indicam o potencial mais recente para novos compradores. A Figura 8 mostra a evolução da quantidade de novos consumidores especiais ao longo de 2016, segmentados por faixa de consumo, conforme dados da CCEE.

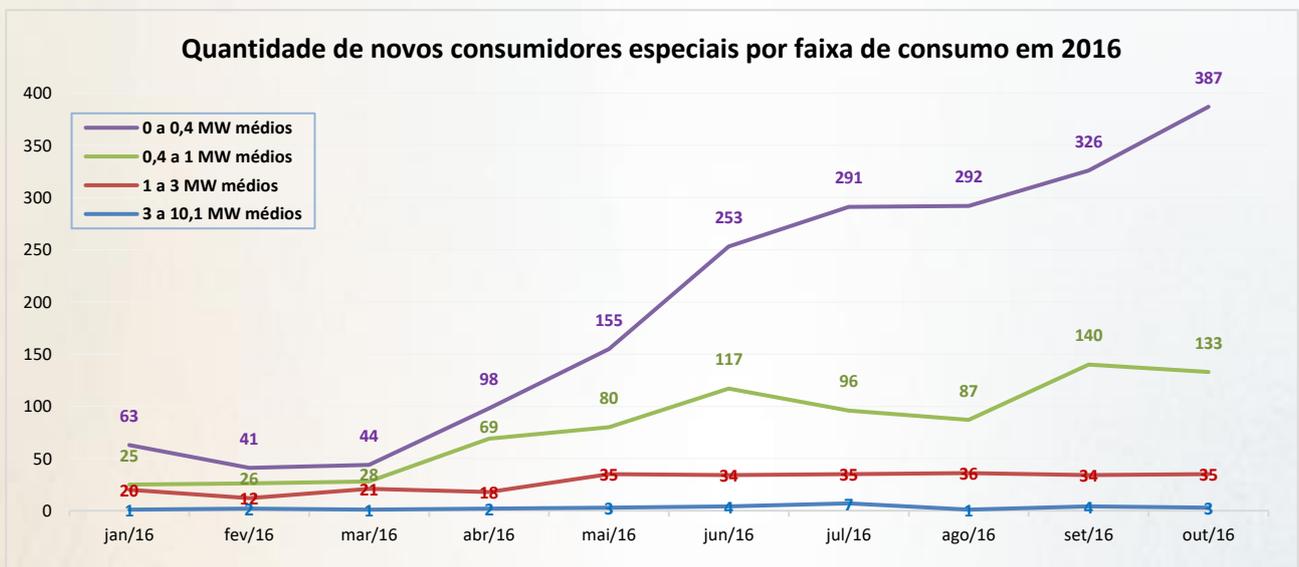


Figura 8: Novos consumidores especiais e faixas de consumo.

Fonte: CCEE (2016).

Os dados indicam que a grande maioria das novas unidades de consumidores especiais que ingressaram em 2016 estavam na faixa de consumo até 0,4 MW médios mensais. Ao se considerar

outras faixas, observa-se, adicionalmente, que a quase totalidade dos agentes desse perfil ocorre até 1 MW médio, de modo que consumidores que demandam mais energia apresentam-se bem escassos. Isso indica que a tendência é de pulverização no número de consumidores do ACL (com a entrada de novos especiais), gerando perfil de consumidor mediano menor do que o anteriormente existente.

3.4 Preços de comercialização no ACR e ACL

3.4.1 Histórico dos últimos 10 anos dos leilões e formação de preços nos certames

Os leilões com participação de usinas a biomassa no ambiente regulado tiveram início em 2006, com a realização do 2º Leilão de Energia Nova, no qual foram comercializados 70 MW médios dessa fonte. Desde esse período, foram realizados 18 certames para contratação de energia de novos parques, totalizando 2,2 GW médios de energia contratada.

A energia comprada dessas usinas é destinada tanto para o ambiente regulado (distribuidoras) quanto para a reserva (cuja aquisição ocorre pela CCEE e é custeado pelos usuários dessa energia). O histórico dos leilões realizados não mostra estabilidade nas quantidades contratadas, mas sim variações abruptas nos montantes. A Figura 9 mostra, para cada certame realizado, a quantidade de energia de termelétricas a biomassa negociada.

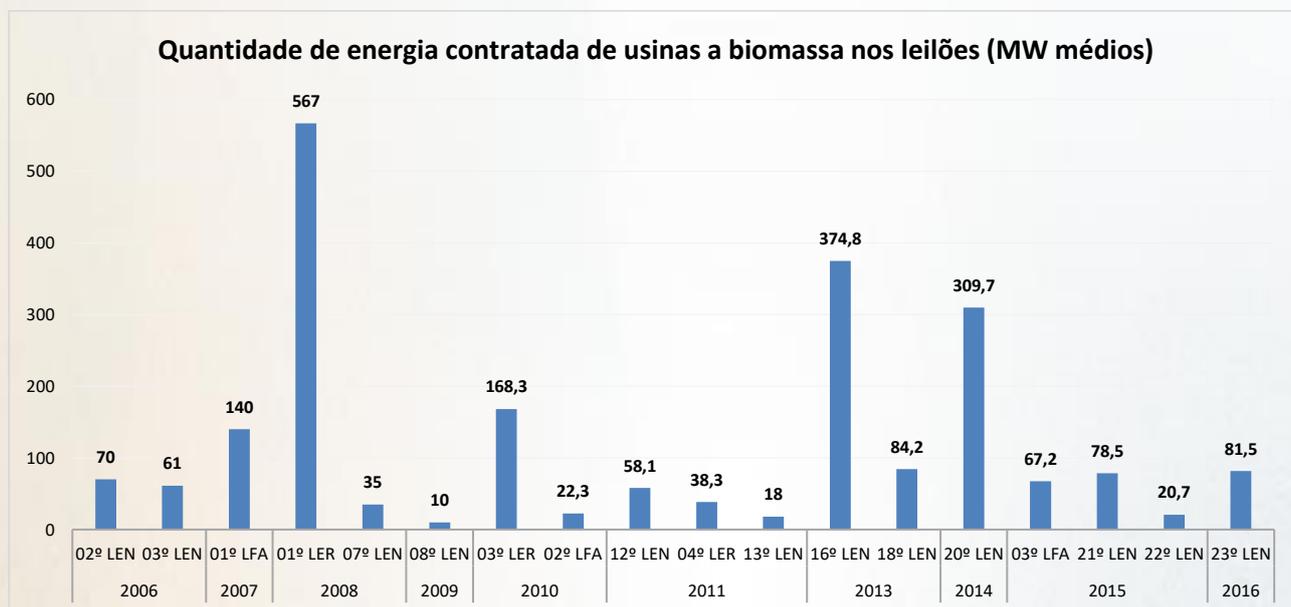


Figura 9: Energia de usinas a biomassa contratadas em leilões.

Fonte: CCEE (2016).

Como se pode ver, em 2008 houve grande quantidade de energia vendida no 1º Leilão de Reserva, que foi o recorde histórico até hoje. Isso ocorreu porque tal certame foi exclusivo para a biomassa, como esforço para a promoção da fonte.

Outros leilões relevantes foram o 16º Leilão de Energia Nova de 2013 (374,8 MW médios negociados) e o 20º Leilão de Energia Nova de 2014 (309,7 MW médios). Os outros certames, por sua vez, tiveram quantidades vendidas bem menores, devido principalmente à forte concorrência da eólica e a existência de preços pouco atraentes para a biomassa quando foram promovidos.

Se as quantidades de energia variaram expressivamente ao longo do histórico de leilões de biomassa, os preços não apresentaram o mesmo comportamento. Como pode ser visto na Figura 10, o histórico identifica três momentos distintos na série de preços de venda para os leilões de biomassa: i) ligeira estabilidade entre 2006 e 2008; ii) queda a partir de 2009 e intensificação nos anos seguintes até atingir o mínimo em 2013; e iii) retomada a partir desse ano até atingir patamar pouco abaixo dos anos iniciais. Ressalte-se que os valores sintetizados na figura estão na data base de outubro de 2016.

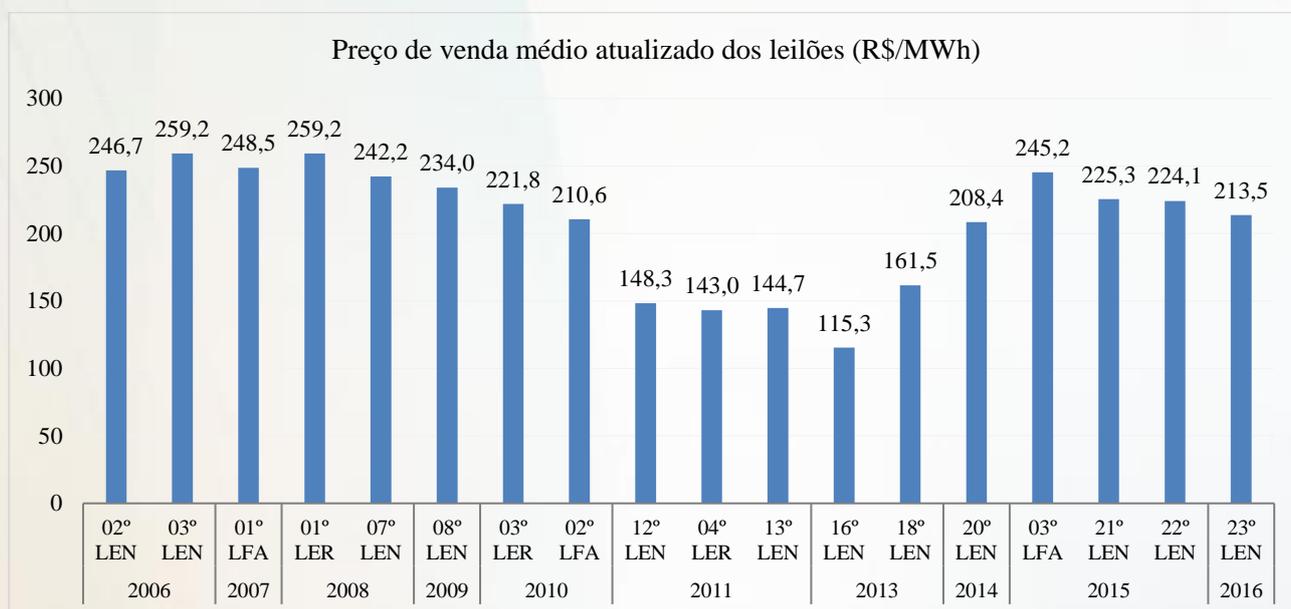


Figura 10: Preço de venda da energia de usinas a biomassa em leilões nos últimos 10 anos.

Fonte: CCEE (2016).

A ocorrência de variações nos preços está relacionada a diversos fatores, como existência ou não de competidores diretos nos leilões, nível de competitividade das fontes, condições econômicas e perspectivas de montantes a serem demandados pelos compradores. Assim, a formação de preços nos leilões não está restrita somente à qualidade técnica dos projetos, mas também ao contexto setorial e macroeconômico quando eles são realizados.

3.4.2 Índice de Custo-Benefício (ICB)

Os leilões realizados no ambiente regulado podem contemplar diversas fontes, de características e tecnologias distintas, de modo que, para a correta comparação entre elas, pode ser necessária uma

análise de custo/benefício para sua contratação nos certames. Isso ocorre especialmente ao se comparar fontes intermitentes (que não possibilitam controle de despacho, como eólicas e pequenas centrais hidrelétricas) com fontes firmes, que permitem o despacho por parte de um operador central (como termelétricas). A existência de fontes desses perfis em um mesmo leilão exige uma medida que as coloque numa mesma base de comparação, que seria uma avaliação de seus custos totais em relação ao seu benefício ao sistema.

Para permitir essa comparação direta entre fontes diferentes, a **ANEEL** utiliza nos leilões que promove o **ICB** – Índice de Custo-Benefício, que é calculado através de parâmetros declarados pelos agentes e de uma metodologia especificamente adaptada para as particularidades do parque gerador brasileiro. O **ICB** foi criado para permitir a seleção de fontes adicionais à matriz de geração hidrelétrica que tradicionalmente existiu no Brasil.

Para as fontes firmes cujos contratos são celebrados na modalidade por disponibilidade (tipicamente termelétricas), o custo futuro da contratação da fonte não é dado de forma direta, existindo a necessidade de estimativa de seus valores na realização de leilões e, assim, determinar qual o seria seu real custo/benefício para os compradores/ sistema.

O **ICB** é definido como a razão entre o custo total de contratação de um empreendimento de geração em relação à sua garantia física. Ou, de forma algébrica:

$$ICB = \frac{Custo\ Total}{Garantia\ Física}$$

A garantia física (denominador da fração) do empreendimento é o benefício energético gerado ao sistema, após entrada em operação comercial, mediante contratação em leilão. Para cada fonte existe uma metodologia específica de cálculo de garantia física, de modo a se refletir o potencial de geração de dada usina mediante cenários de referência utilizados.

O custo total (numerador da fração) é a soma de uma parcela de custos fixa e de uma parcela variável. Essas parcelas são a Receita Fixa (**RF**), o custo de operação (**COP**) e custo econômico (**CEC**) da usina. Assim, o **ICB** pode também ser definido da seguinte forma:

$$ICB = \frac{RF + COP + CEC}{Garantia\ Física}$$

A receita fixa da equação é o montante requerido pelo empreendedor de forma a cobrir o custo total de implantação da usina, incluindo a remuneração ao investimento, custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, custos socioambientais, juros durante a construção e outros custos fixos.

O **COP** é o valor esperado do custo de operação da usina (para termelétricas despachadas com **CVU** não nulo), sendo função da inflexibilidade, do despacho e do **CVU**. Ou, em outras palavras, é o produto do **CVU** da usina pela diferença entre a geração verificada e a inflexibilidade declarada pelo agente. Uma vez que a geração corresponde a variável aleatória que ocorre no futuro, ela é estimada com base em simulações de despacho futuras realizadas pela **EPE** para cada leilão.

O **CEC**, por sua vez, é o valor esperado do custo econômico de curto prazo, que corresponde às diferenças mensais apuradas entre a geração e a garantia física da usina e valoradas ao **PLD** (como resultado, por exemplo, de sazonalidade na geração). Equivale, portanto, ao resultado acumulado das liquidações no mercado de curto prazo apurado na **CCEE**, sendo, de forma similar ao **COP**, estimado com base no **CMO** simulado pela **EPE**.

O **ICB** é, portanto, uma estimativa da relação entre o custo da contratação da energia do empreendimento e o montante de energia para o comprador, durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade, nas condições assumidas para o leilão. Ele permite a comparação, no mesmo leilão, entre fontes de naturezas distintas, de forma a se contratar a mais barata para o comprador.

A partir da reformulação do setor elétrico brasileiro em 2004, o **ICB** se tornou referência para decisões em diversos leilões. Especificamente para a fonte de biomassa, o **ICB** tende a ser próximo à receita fixa do empreendimento, uma vez que a grande maioria das usinas possuem **CVU** nulo¹³, o que também torna a parcela **COP** nula. O **CEC**, por sua vez, apresenta valores relativamente pequenos por se tratar de diferenças no **MCP**. A Figura 11 mostra a comparação entre o **ICB** médio e o preço médio de venda da energia dos leilões, ambos atualizados até outubro de 2016.

A adoção do **ICB**, embora permita a nivelção e comparação entre fontes de tecnologias distintas, possui também suas consequências. A mais relevante delas é um viés de seleção implícito na metodologia. Como os agentes vendedores dos leilões precisam ofertar os menores lances possíveis, aqueles que tiverem os menores **ICBs** serão vencedores. Entretanto, algumas fontes são beneficiadas por eventualmente terem uma parcela de **COP** e **CEC** menor, auferindo competitividade adicional nos certames.

¹³ O descasamento de valores entre **ICB** e preço de comercialização ocorre quando da informação por parte da central de geração de **CVU** > 0.

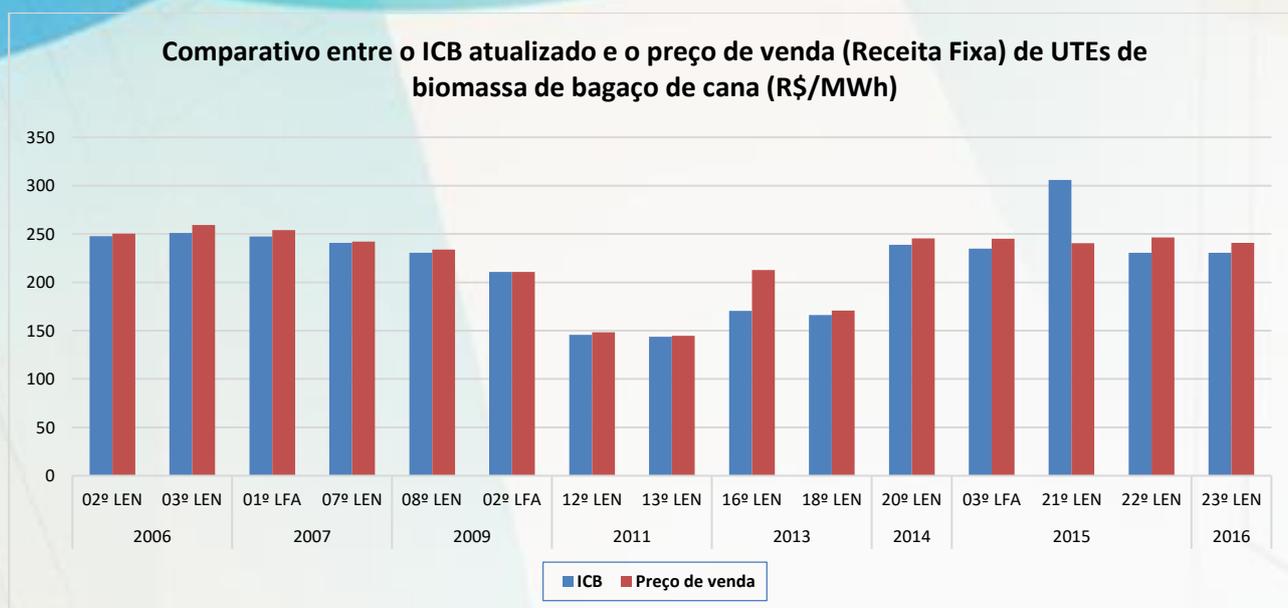


Figura 11: Preço de venda da energia e ICB das usinas a biomassa em leilões nos últimos 10 anos.

Fonte: CCEE (2016).

As fontes que são favorecidas pelo método do **ICB** são aquelas que possuem menor custo fixo de investimento e **CVU** mais elevado (combinação típica de termelétricas que utilizam óleo Diesel e/ou combustível). Essas termelétricas auferem vantagem pelo fato de, por possuírem **CVU** alto, recebem indicativo de baixo uso nas simulações de despacho da **EPE** (pois são realizadas em condições normais), o que leva a baixo desvio da geração em relação à inflexibilidade. Com isso, a parcela de **COP** se torna mais próxima de zero, reduzindo, portanto, o **ICB** como um todo e tornando essas usinas mais competitivas. E, de fato, ao se analisar o histórico dos leilões de energia nova com a fonte termelétrica, nota-se visivelmente grande quantidade de usinas a óleo combustível e Diesel como vencedoras, uma vez que apresentavam **CVU** bem elevado.

Em se tratando das usinas a biomassa, porém, a parcela variável está geralmente restrita ao **CEC**, pois os **CVUs** em geral são nulos, como salientado. Assim, a fonte normalmente não possui esse viés em seu favor, estando sujeita às mesmas condições que as outras.

3.4.3 Sistemática de precificação no mercado livre

Os preços praticados no mercado livre são oriundos da interação entre os agentes do mercado, que envolvem geradores, consumidores e comercializadores. Entretanto, embora o valor acordado entre as partes seja decidido na negociação, ele é resultado de elementos que vão além do simples equilíbrio entre oferta e demanda. Em outras palavras, pode-se dizer que, dadas as especificidades do setor elétrico, existem outras variáveis que levam à formação de preços de mercado.

No curto e médio prazo, a formação de preços no mercado livre é diretamente afetada pela política de operação eletroenergética do **SIN**, que é realizada pelo **ONS**. Isso ocorre porque, nesse prazo, os contratos celebrados no mercado são direcionados pela curva de custo marginal de operação presente e futuro, que é oriundo da otimização realizada pelos modelos operativos do **ONS** e da **CCEE**. Já no longo prazo, onde os contratos geralmente envolvem uma estratégia de contratação para migração permanente do **ACR** para o **ACL**, os preços sofrem mais influência da trajetória das tarifas de energia das distribuidoras, uma vez que geram os valores de *break-even* de migração.

Analisando o especificamente o curto prazo, o agente que estiver descontratado pode liquidar a sua geração no mercado de curto prazo (**MCP**), cujo preço é formado exclusivamente pelo **PLD** e ocorre diretamente na **CCEE**, através do processo de liquidação das diferenças contratuais.

Por outro lado, caso o agente queira fazer contratos de curta duração (por exemplo, 1 mês), ele pode procurar uma comercializadora para negociar a energia. Nesse caso, o **PLD** novamente é o direcionador de preço, embora o preço final seja alterado pelo *spread* cobrado pelo agente comercializador para a operação. Assim, para contratos de curto prazo, tem-se que **PLD** e os preços podem se diferenciar apenas pelo prêmio cobrado na comercialização. Uma forma de visualizar esse mercado é analisando os valores dos preços de energia da **BRIX** (Brasil Intercontinental Exchange), que é uma bolsa de energia que divulga dados históricos e futuros dos contratos. A Figura 12 exemplifica esses dados.

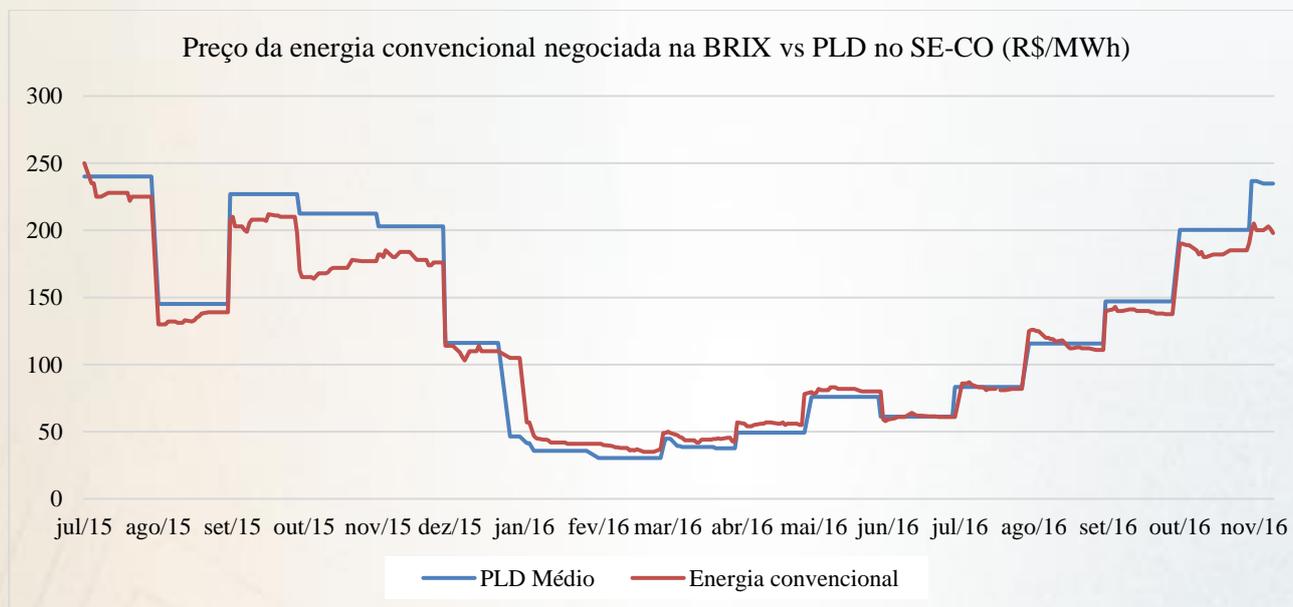


Figura 12: Preço da energia de curto prazo na BRIX versus PLD.

Fontes: BRIX (2016) e CCEE (2016).

Além da liquidação de energia descontratada e dos preços de curto prazo, o **PLD** influencia a curva de contratos de médio prazo (1 ou 2 anos), embora as incertezas geradas para o horizonte futuro gerem um descolamento cada vez maior entre o **CMO** projetado e os preços médios dos contratos celebrados pelos agentes. A Figura 13 ilustra esse argumento, mostrando o comportamento da curva *forward* de energia convencional da **BRIX** (primeiro dia do mês) e do **CMO** projetado para o Sudeste, conforme **PMO** de novembro de 2016.

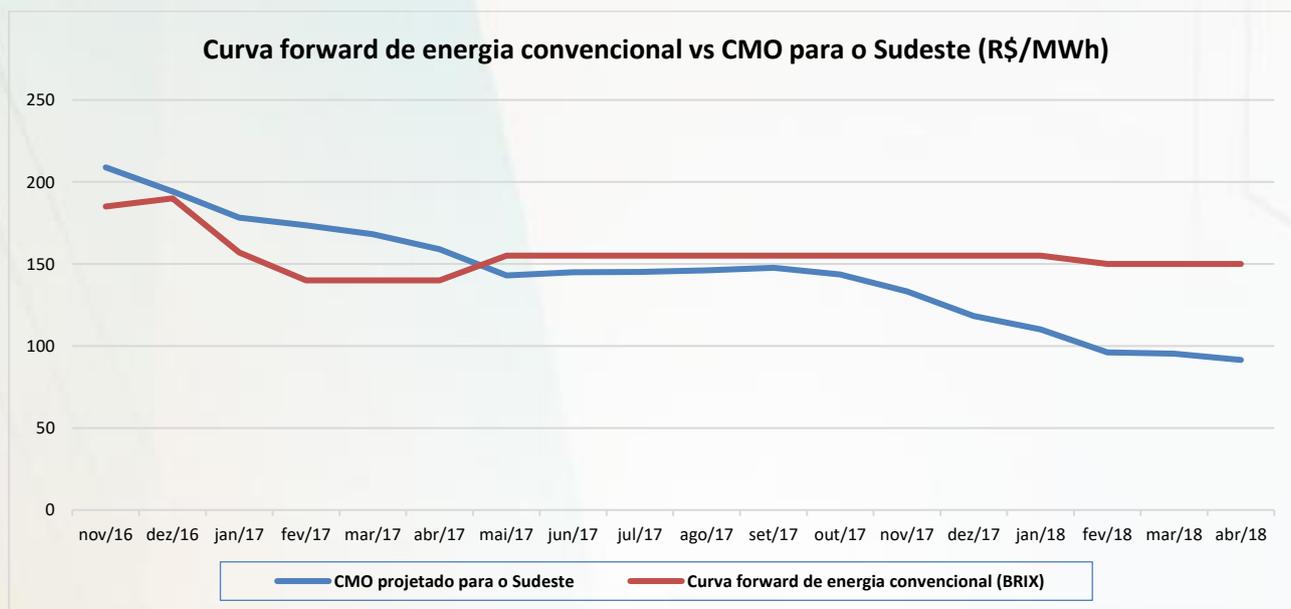


Figura 13: Curva *forward* da BRIX versus CMO.

Fontes: BRIX (2016) e CCEE (2016).

Depreende-se que, dado que o **CMO** é o principal indicador de escassez de recursos do sistema, os agentes procuram utilizá-lo como forma de orientação para suas negociações de contratos de médio prazo, gerando a curva mostrada na Figura 13. Uma vez que o sistema apresenta bastante incerteza operativa quanto maior for o prazo de contratação, os agentes estabelecem valor de longo prazo com a melhor informação disponível (de prazo mais curto), o que pode gerar o descolamento cada vez mais acentuado entre as curvas.

Embora seja um balizador de curto e médio prazo, pela natureza do sistema elétrico brasileiro e por sua metodologia de cálculo, não é referência de preços para contratos de prazos mais longos. Assim, existe dificuldade maior de entendimento de qual o preço razoável para compra de energia para o futuro mais distante a partir do presente.

Neste contexto, a forma mais adequada de previsão de preços de longo prazo deve levar em consideração fatores como planejamento da expansão, segurança energética, perfil desejado para a matriz energética futura e redução de custos operativos. Ou, em outras palavras, a análise de longo

prazo envolve o entendimento da estrutura de custos futuros oriundos do perfil de operação futuro, que, por sua vez, depende de planejamento e expansão de longo prazo.

Essa estrutura de custos futuros que é inferida a partir do tempo presente, condicionada ao planejamento para o sistema, é refletida diretamente nas tarifas das distribuidoras. Isso ocorre porque qualquer custo inerente à operação do sistema, seja no presente ou no futuro, será diretamente transferido para as tarifas reguladas, e, conseqüentemente, será arcado pelos consumidores cativos. Caso ocorra percepção de elevação tarifária no futuro, portanto, pode ser interessante estudar a possibilidade de migração para o mercado livre; caso se verifique queda na tarifa, os preços do mercado livre tenderão a cair para que os consumidores livres não retornem ao ACR. Assim, a tarifa acaba sendo o balizador do preço do mercado livre, assim chamado de *break-even* (ponto de equilíbrio).

Tendo em vista que a estabilidade de custo para o consumidor de alta tensão é essencial, temos, portanto, que a política operativa de longo prazo, oriunda do planejamento atual, torna-se a referência para os preços, que correspondem ao *break-even* com o mercado regulado. Como as condições futuras de suprimento e operação são desconhecidas, faz-se necessário simular, com base em informações de expansão do setor (como Plano Decenal de Expansão de Energia, publicado pela **EPE**), qual o montante de custos associado ao mercado de distribuição. A partir de então, encontra-se a curva de tendência tarifária futura, que originará os preços de *break-even* de longo prazo.

Os preços de *break-even* são obtidos, para todo o **ACR** ou para determinada distribuidora em particular, a partir de premissas de migração e redução de custos para o cliente migrante. Isso decorre do pressuposto de que, para ser incentivado a migrar do mercado cativo para o mercado livre, o consumidor precisa enfrentar um preço de energia que, somado à **TUSD** e aos impostos aplicáveis, reduza o seu custo com o suprimento de energia. Assim, caso o preço do mercado livre seja alto, por exemplo, talvez a migração não faça sentido, pois a redução pode não ser a mínima necessária. Por consequência, os geradores terão que oferecer preços mais atraentes, de modo que ocorra um equilíbrio de migração entre os mercados.

Essa concepção de preços de longo prazo, embora aparentemente teórica, é de fato o que ocorre na prática. Por exemplo, uma pequena fábrica conectada ao nível de alta tensão e no mercado cativo, pode se sentir incentivada a migrar ao notar que os custos com a aquisição de energia para suas atividades estejam diminuindo sua competitividade, vindo a consultar o mercado para identificar possibilidades de comprar energia mais barata. Ao se deparar com a possibilidade de migrar para o

ACL como consumidor especial, por exemplo, ela poderá economizar custos em sua fatura, inclusive pelo fato de ter desconto na tarifa fio (**TUSD**). A Figura 14 ilustra essa situação descrita.



Figura 14: Redução de custos na migração para o mercado livre.

Fonte: Excelência Energética

Para o consumidor especial, que é o maior potencial de crescimento futuro, a migração inclusive permite preços mais elevados para a energia do **ACL** do que a tarifa do **ACR**, visto que existe redução na tarifa fio (como ilustrado na figura – redução na **TUSD** e/ou **TUST** – maiores informações vide em 4.3.1). Entretanto, como não possui esse incentivo, a energia convencional precisa ser mais baixa do que a tarifa do **ACR** para incentivar a migração, caso contrário não compensa ao consumidor. Por esse motivo, o preço da energia convencional é normalmente mais baixo do que o da energia incentivada.

3.5 Detalhamento dos possíveis mercados de energia

Quando um empreendimento de geração de energia está operando em período de testes, a energia gerada não pode ser vendida nem associada a nenhum tipo de contrato, regulado ou livre. Entretanto, a energia gerada não é perdida; toda a energia entregue ao sistema¹⁴ é automaticamente liquidada ao **PLD** correspondente ao do submercado de entrega, no patamar e semana da entrega.

Após a liberação pela **ANEEL** para operação comercial, entretanto, aumentam as possibilidades de uso da energia, conforme discussão iniciada em item 3.1, continuada nos subitens a seguir.

¹⁴ Descontado o consumo associado, dependendo do caso.

3.5.1 Consumo

É possível consumir a energia gerada, mesmo que o consumo aconteça em um local distinto da geração. A energia transacionada nesta modalidade equipara-se a autoprodução, ou seja, caracteriza-se uma situação em que a pessoa jurídica responsável pela geração e pelo consumo é a mesma.

Mesmo que a energia gerada não seja suficiente para atender ao consumo, é possível realizar a transferência e utilizar contratos livres ou regulados para completar a necessidade de energia do consumidor. Da mesma forma, se a geração for superior às necessidades de consumo, o excedente pode ser negociado em contratos normalmente.

3.5.2 Liquidação (complementar ao item 3.1.3)

Uma outra possibilidade é a de liquidar a energia no **mercado de curto prazo**, ao valor do **PLD**, da mesma forma como já acontece com a energia gerada em período de testes. Nesta modalidade, não há obrigação contratual, de modo que não há qualquer preocupação com performance. A energia injetada no sistema, descontado o consumo, é valorada ao preço vigente no patamar e semana de geração, e é recebida na liquidação do mercado de curto prazo realizada pela **CCEE**, com o recebimento dos créditos (descontados eventuais débitos do agente) na conta corrente de movimento restrito que é mantida junto ao agente de liquidação (atualmente o Banco Bradesco).

As principais desvantagens desta modalidade são a incerteza quanto aos preços futuros e a grande volatilidade de preços entre uma semana e outra. O crédito em conta ocorre apenas dois meses após o encerramento do mês, um prazo geralmente muito maior do que o adotado em outras modalidades.

Adicionalmente, é importante notar que no mercado de curto prazo existe um mecanismo de rateio de inadimplência entre todos os participantes. Em um dia, o valor devido por todos os devedores é retirado pelo agente de liquidação das contas correntes, e, no dia seguinte, repartido entre todos os credores, na proporção de seus créditos, e qualquer montante eventualmente não recolhido será dividido entre todos os credores. Os créditos não recebidos são marcados para recebimento na liquidação posterior, com multa e juros.

A legislação setorial tem diversos mecanismos para impedir a inadimplência de agentes da **CCEE**, mas o tempo de resposta destes mecanismos nem sempre é eficaz. Nos últimos anos, um sem-número de ações judiciais liberando os devedores de quitarem seus débitos ocasionou uma rápida e expressiva redução nos recebimentos por parte dos credores, com inadimplência percebida superior a 60% em diversos meses.

3.5.3 Conceitos importantes na negociação de contratos

Antes de tratar dos contratos no ambiente livre e regulado, é importante esclarecer alguns conceitos que são utilizados na negociação e que são especialmente relevantes na geração de energia por meio de fontes alternativas.

3.5.3.1 Unidades de medida

Em primeiro lugar, esclarecemos que a energia nos contratos geralmente é negociada em MW médios, ou seja, na quantidade de energia média gerada.

- Um contrato de 1 MW médio que dure 10 horas entregará 10 MWh ao final do período;
- Um contrato de 2 MW médios durante um mês entregará, ao final do período 1440 MWh ou 1488 MWh, dependendo do mês. Em um mês de 30 dias, temos, por hora: $30 \text{ dias} * 24 \text{ horas} * 2 \text{ MW} = 1440$; no mês de 31 dias, temos $31 * 24 * 2 = 1.488$.

3.5.3.2 Contratação *flat*

Uma forma de negociação muito comum, especialmente no mercado livre, é considerar os contratos *flat*, ou seja, **sem variação** de entrega entre as diversas horas do período. Assim, no caso do primeiro exemplo dado logo acima, seria esperada a entrega de 1 MWh em cada uma das horas, enquanto que no segundo exemplo, teríamos a entrega de 2 MWh em cada uma das horas.

No primeiro caso, se o gerador entregar 2 MWh em cada uma das primeiras 5 horas e zero nas demais, terá entregue, ao final do período, 10 MWh. Assim, a quantidade contratual terá sido atendida, entretanto, a distribuição da entrega terá desrespeitado as regras do contrato, ficando o gerador exposto a penalidades que podem ter um valor bastante elevado. Uma alternativa seria comprar energia de outros geradores para entregar no período de baixa produção, e vender o excedente dos períodos de alta produção para outros compradores.

3.5.3.3 Flexibilidade

Por conta da dificuldade de manter a produção estável em todas as horas, em diversos contratos pode ser negociada uma flexibilidade no atendimento. O mais comum é ser adotada flexibilidade **percentual** em relação às obrigações assumidas, contanto que, ao final do período, sejam assumidas as obrigações integralmente; o padrão é que, se for exercida a opção de flexibilidade em um período, será necessário aceitar flexibilidade inversa e proporcional em outro momento do contrato, para a neutralização dos efeitos. A Figura 15 mostra um exemplo de limites para exercício de flexibilização em um contrato.

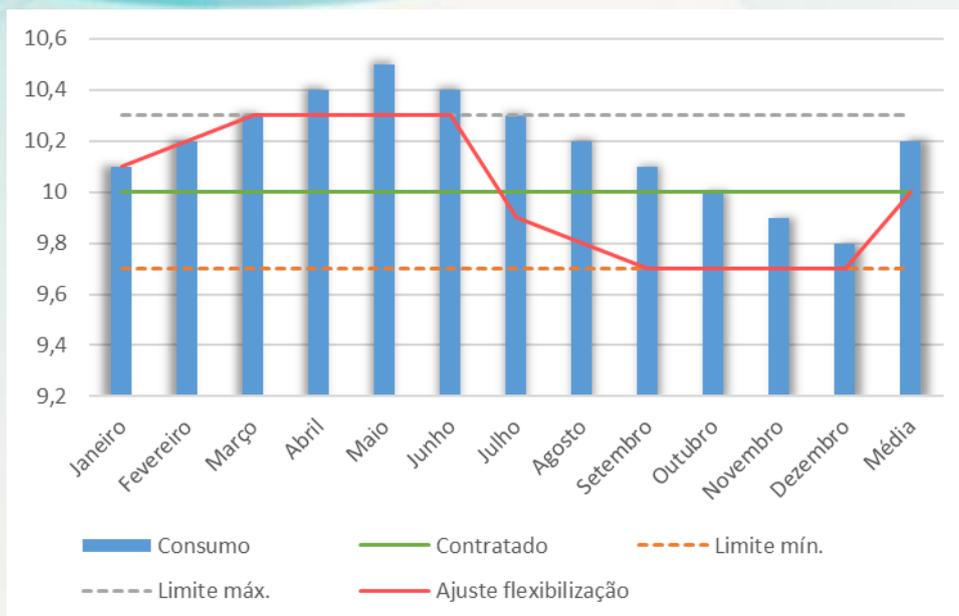


Figura 15: Exemplo de limites para exercício de flexibilização em um contrato

Fonte: Excelência Energética com dados fictícios.

3.5.3.4 Sazonalização

Especialmente no que se refere às fontes alternativas, como biomassa, eólica e pequenas hidrelétricas, existe uma expectativa de geração diferente em determinadas épocas do ano, dependendo da região onde o projeto se encontra. Em contratos desta natureza, pode ser levada em conta a sazonalização da produção, ou seja, ser estabelecida a entrega maior ou menor ao longo dos meses do ano. No caso específico da biomassa, a obrigação contratual pode ser até igual a zero nos períodos de entressafra, de modo que a entrega fica concentrada nos meses em que há combustível (vide Figura 16).

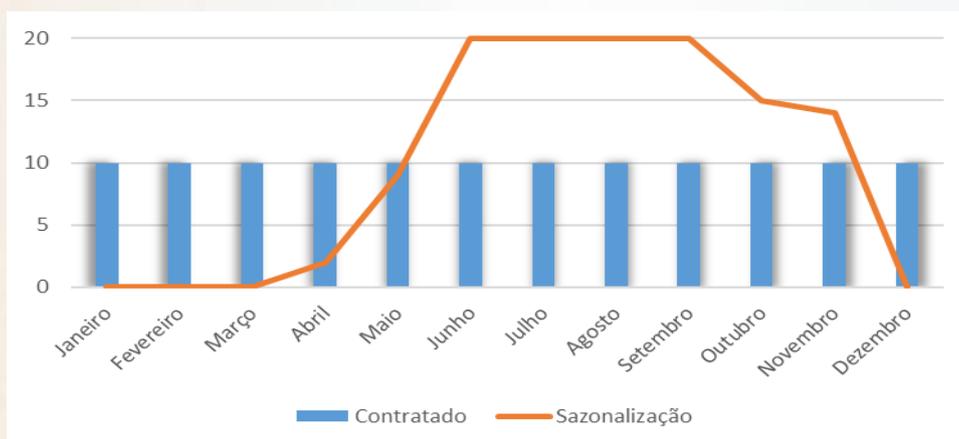


Figura 16: Exemplo de entrega sazonal em um contrato

Fonte: Excelência Energética com dados fictícios.

3.5.3.5 Modulação

Como o preço do mercado de curto prazo (preço de liquidação de diferenças) é estabelecido em diferentes valores para cada patamar de carga e dia da semana, também é usual que os contratos tragam uma restrição em relação a entrega **diária e horária** de energia, a chamada modulação. Por exemplo, uma fábrica que tenha um contrato no mercado livre pode buscar comprar a maior parte de sua energia para entrega de segunda a sábado, no horário comercial, com apenas um pequeno montante entregue à noite e aos domingos, quando as linhas de produção estão inativas (vide Figura 17).

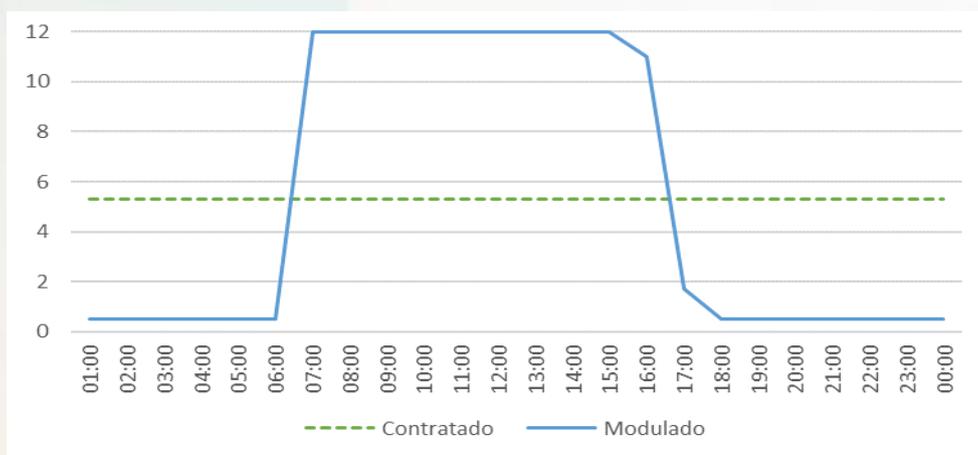


Figura 17: Exemplo de contrato modulado para uso da fábrica fictícia do exemplo

Fonte: Excelência Energética com dados fictícios

A **flexibilidade** pode ser utilizada em relação ao contrato *flat* ou às curvas de **sazonalização e modulação**, que podem ser estabelecidas separadamente ou em conjunto.

Flat – entrega de energia em montante igual, sem variação, em todas as horas do período

Flexibilidade – estabelecimento de bandas para atendimento das quantidades negociadas

Sazonalização – distribuição **mensal** dos montantes anuais contratados. Flutuação prevista do montante entre os diversos meses do ano.

Modulação – distribuição **horária** dos montantes contratados. Flutuação prevista do montante entre as diversas horas de cada período contratual, geralmente semana ou mês.

3.5.3.6 Registro e validação de contratos

Para que sejam considerados válidos, os contratos de energia precisam existir simultaneamente em dois universos; o universo civil e o da **CCEE**. Independentemente do registro civil e de quais as regras acordadas entre as partes, a efetiva transferência de energia de uma parte para a outra acontece única e exclusivamente nos moldes registrados na plataforma eletrônica da **CCEE**.

Os registros são feitos sempre pela parte vendedora, que **registra** o contrato e suas características (partes envolvidas, duração, submercado e quantidades) na plataforma eletrônica da **CCEE**, acessível pelo site da Câmara. Após o registro ter sido realizado, não há ainda nenhuma responsabilidade do gerador; somente após o registro ser **validado** pelo vendedor a transferência de energia será configurada.

Em qualquer momento é permitido o ajuste do contrato, sempre pela parte vendedora. A parte compradora nunca insere nenhuma informação no contrato, apenas tem o poder de aceitar ou não as informações inseridas pelo vendedor. O contrato pode ser modificado (ajustado) pelo vendedor quantas vezes for necessário; a versão que for validada pelo comprador por último, dentro do prazo regulamentar, será a versão que será considerada para a contabilização e liquidação pela **CCEE**.

É importante notar que os contratos registrados na **CCEE** têm características específicas e, na maior parte das vezes, não variáveis. Por exemplo, um contrato civil no mercado livre pode ter uma opção de entrega de 10MWm ou 20 MWm em determinado mês. O registro na **CCEE** não poderá ter esta variação: ele deverá ser feito com 10 MWm, ou então com 20 MWm, conforme for acordado entre as partes para aquele mês. Se for combinada uma alteração, o registro poderá ser modificado; mas não será possível, dentro do sistema da **CCEE**, ter ambas as opções.

3.5.4 Negociação de contratos de venda no ambiente de comercialização regulado

Como já foi visto anteriormente, os geradores podem vender a energia gerada em diversos tipos de leilões do mercado regulado. O processo de participação nos leilões será detalhado no item 3.10.

Nos **leilões de energia existente** ou ainda em **leilões de ajuste**¹⁵, a contratação de empreendimentos que já estão em operação comercial¹⁶, com o início do suprimento dos contratos estabelecido bem próximo à época do leilão. De forma geral, nestes contratos, a obrigação de entrega de energia é

¹⁵ Nos leilões de energia existente, a contratação é em períodos de 1 a 15 anos. Nos leilões de ajuste, os prazos de suprimento menores que um ano, e o início muitas vezes é imediato. Apesar de não haver exigências quanto à fonte, praticamente a totalidade dos participantes nestes leilões são comercializadores.

¹⁶ Procedimentos para entrada em operação comercial descritos no capítulo 2.

estabelecida com base em uma determinada quantidade que deve ser entregue durante todo o período, com poucas variações. Assim sendo, para as usinas com entrega sazonal como é o caso da maior parte das usinas movidas a biomassa, estes leilões costumam ser menos atrativos do que os leilões que tem regras específicas para a contratação de bioenergia. Também é esperado que o preço teto destes leilões seja mais baixo do que aquele estabelecido para os leilões de energia nova.

Os **leilões de energia nova**, como já foi visto no item 3.1.1, são de diversos tipos. Nos leilões **A-3**, **A-5**¹⁷, **leilões de fontes alternativas** ou **leilões de reserva** há sempre a definição de quais as fontes que poderão ofertar energia. Nos três primeiros, os compradores da energia são as distribuidoras¹⁸, enquanto que no último caso, a energia é consumida e comprada por todos os consumidores do sistema, por intermédio da CCEE, que é a contraparte nos contratos firmados no leilão. Independentemente do tipo de leilão, quando é aberta a possibilidade de participação de empreendimentos geradores termelétricos que utilizam biomassa como combustível, o contrato é previsto para acomodar eventual sazonalidade de geração característica da fonte.

Nesta modalidade de contratação, o contrato é firmado na modalidade *flat*. Entretanto, diferente do que acontece no mercado livre, a verificação da energia gerada e entregue é verificada **somente** em base **anual**. Assim, não há penalidade contratual se houver ligeira variação¹⁹ na entrega da energia ao longo dos meses, contanto que, ao final do ano, seja entregue a quantidade de energia comprometida na licitação.

Para tanto, são estabelecidas bandas de tolerância acima e abaixo do montante vendido; se ao final do ano não é atingida a banda inferior, o ressarcimento se dará somente na diferença entre o montante gerado e a banda inferior. Se em algum momento do ano for atingido o limite da banda superior, há uma receita variável, diferente para cada tipo de leilão²⁰. Ao final de alguns anos, geralmente quatro, são equacionados os montantes “presos” dentro das bandas inferior ou superior, e inicia-se um novo período de contabilização contratual. Em alguns casos é permitida a cessão de montantes de energia entre participantes vendedores do mesmo certame.

¹⁷ Que desde a edição da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, podem ser também dos tipos: A-7, A-6, A-5, A-4 e A-3 (usinas que entram em operação comercial em até três a sete anos), conforme apresentado no item 3.1.1.

¹⁸ Discussão de risco econômico no item 4.5.

¹⁹ A sazonalização esperada da geração é informada quando do cadastramento do projeto para participação no leilão. Se houver variação em relação à sazonalidade informada, o resultado é sentido pelo vendedor, seja ele a maior ou a menor, no mercado de curto prazo (e não no contrato de energia do ambiente regulado).

²⁰ Nos leilões tipo A-3, A-5 ou Fontes Alternativas, a energia é direcionada ao mercado livre para ser vendida como o empreendedor preferir, ou então liquidada no MCP. Nos leilões de reserva, a energia produzida acima do limite da banda é recebida no âmbito do contrato, a um preço inferior ao preço normal.

Com estes contratos, a questão da sazonalidade da geração é atenuada, entretanto, não desconsiderada, uma vez que o perfil de geração informado pelo empreendedor faz parte da formação de preço nos leilões em que é utilizado o **ICB** (vide item 3.4.2).

3.5.4.1 Garantias

Nos contratos regulados firmados com distribuidoras²¹, o padrão é que anexo ao contrato exista um outro instrumento denominado Contrato de Constituição de Garantias (**CCG**), firmado entre o gerador, o comprador e uma instituição financeira. Este contrato disciplina que a distribuidora deve manter recursos em uma conta reserva junto a uma instituição financeira, o chamado banco gestor, que se responsabilizará por utilizar os recursos retidos para quitar eventuais parcelas em atraso em caso de inadimplência da distribuidora.

Nos últimos anos, entretanto, este tipo de garantia não tem se mostrado eficaz. Após o uso dos recursos inicialmente retidos pelo banco gestor, as distribuidoras têm alegado dificuldades de caixa para não repor os montantes devidos à conta reserva. Assim, quando ocorre nova inadimplência, em relação a quaisquer outros vendedores, o banco gestor já não tem recursos para arcar com os pagamentos devidos.

Como os **CCG** firmados até o momento não trazem nenhuma penalidade para o banco gestor, e nem para a distribuidora que não repuser os recursos devidos, os contratos se mostraram garantias ineficazes, e como não trazem segurança aos vendedores credores, devem passar por uma revisão no futuro próximo.

Já os contratos de energia de reserva (vide 3.1.1), firmados com a **CCEE** como contraparte (compradora), não contam com **CCG** como anexo. A forma de obtenção dos valores para pagamento aos geradores faz com que o risco de inadimplência neste contrato seja bastante baixo. A Conta de Energia de Reserva conta, entre outros recursos, com o pagamento de encargos cobrados de todos os consumidores do sistema, sejam eles cativos ou livres. Assim, é alta a pulverização do risco, pois caso algum dos consumidores da energia não pague suas parcelas de encargo devidas, o valor será cobrado dos demais quando da definição das cotas no mês seguinte. Dado o baixo risco de inadimplência, nesta modalidade de contrato não há garantias tradicionais para garantir a quitação das parcelas devidas.

²¹ Leilões A-3, A-5, Fontes Alternativas, contratos de energia existente ou de leilões de ajuste.

3.6 Negociação de contratos de venda no ambiente de comercialização livre

A venda de energia no **mercado livre** pode ser negociada em basicamente duas modalidades, conhecidas no setor pelos jargões do latim *ex-ante* (negociação que ocorre antes do final do mês de referência) ou *ex-post* (modalidade que permite a negociação e registro de contratos após o final do mês de referência).

As vantagens da negociação neste mercado são, principalmente, relacionadas à possibilidade de escolha da contraparte, o que não ocorre no **MCP** nem nos leilões. Assim, é possível receber pela energia em um prazo menor, além de haver um menor risco de inadimplência.

Com a venda *ex-ante*, se tem um contrato com preço e prazo determinados, com todas as suas vantagens associadas; como a negociação é bilateral, sazonalização, modulação e submercado de entrega são negociados diretamente entre as partes.

Já a venda *ex-post* pode acontecer até, no máximo, 6 (seis) dias úteis após o final do mês de referência. A modalidade traz a vantagem de se poder vender somente a energia efetivamente disponível, sendo mitigado o risco de venda a descoberto, seja por questões de sazonalidade da produção ou por restrições imprevistas na operação. Como o preço do mercado de curto prazo já é conhecido nas negociações *ex-post*, o mais comum é essas negociações serem negociadas com base no **PLD** do período. Dependendo da posição do mercado, frequentemente se verifica deságio nas vendas de **MCP** *ex-post*; as vantagens para o vendedor muitas vezes justificam uma negociação valorada ao **PLD** com spread negativo.

No mercado *ex-post*, a maior parte dos contratos é realizada na modalidade *flat*. Caso a geração não seja exatamente *flat* (como nunca é!) cabe ao vendedor arcar com as diferenças de preço no mercado de curto prazo, e embutir este custo na sua negociação (vide Figura 18).

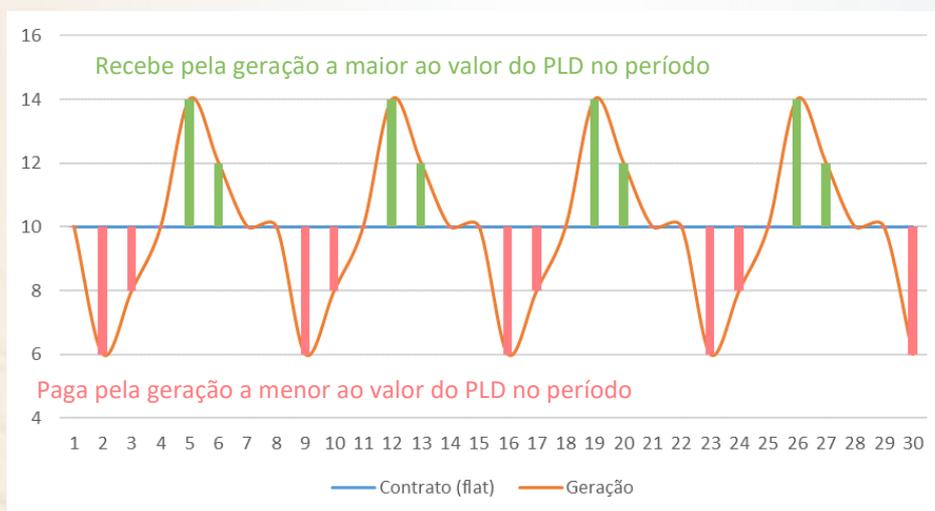


Figura 18: Diferenças entre contrato e entrega liquidadas ao PLD

Fonte: Excelência Energética com dados fictícios

LEMBRETE: Independentemente de o contrato civil ser redigido e assinado, a negociação só tem validade no setor de energia se o contrato é devidamente registrado na plataforma eletrônica da CCEE, dentro dos prazos regulamentares.

3.6.1 Garantias

Na modalidade de contratação *ex-ante*, o usual é que seja feito o registro no sistema da **CCEE** e sejam exigidas garantias financeiras dos compradores. Assim, ambas as partes ficam garantidas; o comprador não tem risco no recebimento da energia, vez que o contrato está registrado na **CCEE**, e o vendedor não tem risco de inadimplência financeira, pois conta com uma garantia financeira em seu nome. Nos contratos de longo prazo, o mais comum é que sejam depositadas garantias financeiras no montante igual a três meses de fornecimento, em uma conta em nome do vendedor, fiança de outra companhia ou seguro garantia.

Na modalidade *ex-post*, devido ao curto período entre o fechamento do mês e o prazo para registro, é bastante usual serem negociadas somente as condições do contrato, com a formalização e assinatura posteriores.

O contrato na **CCEE** obriga a parte vendedora à entrega de energia independentemente de qualquer contrato civil ou pagamento; por conta disso, é comum que nesta modalidade seja feito o *registro contra pagamento*. É feito um contrato na **CCEE** com montante zero, que não gera obrigação para o vendedor e nem para o comprador, somente para identificar a intenção das partes em negociar. A negociação acontece fora da **CCEE** e o pagamento é feito antecipadamente. Somente após a confirmação do depósito do valor (ou pagamento de boleto) o registro é alterado na **CCEE** e passa a considerar o montante negociado. Como já foi mencionado anteriormente, após a validação do registro (ou, neste caso, do ajuste) o contrato não pode mais ser modificado, exceto se por acordo entre as partes.

Em contratos com registro contra pagamento, o risco é todo do comprador, dado que o desembolso financeiro acontece antes da transferência de energia. Assim, não é exigida garantia por parte do comprador, dado que não há risco de inadimplência para com o vendedor.

3.7 Negociação de contratos bilaterais com distribuidoras - Geração Distribuída

Por força da regulamentação, as distribuidoras compram a maior parte de sua energia por meio de leilões no **ACR**. Eventualmente ocorre, entretanto, de haver alguma necessidade específica de atendimento com características diferentes das negociadas em leilão, geralmente em volume reduzido e prazo específico.

Nesses casos, até o limite de 10% de sua carga, as distribuidoras podem firmar contratos bilaterais com os geradores incentivados localizados em sua área de concessão. Esta modalidade é denominada de geração distribuída, pois tem por objetivo receber a energia próxima aos centros de carga e, com isso, otimizar o uso da rede entre a geração e o consumo.

A energia adquirida nesta modalidade tem por objetivo a transferência para o consumidor final, e o preço de repasse é limitado pelas regras setoriais. Assim, as chamadas públicas para contratação irão sempre considerar no preço ofertado as restrições observadas no repasse, e com isso, não devem superar o Valor Anual de Referência²², publicado anualmente pela ANEEL, estabelecido em R\$ 128,28/MWh²³ para o ano de 2016.

O Valor de Referência é publicado anualmente, de modo que a referência pode se alterar para maior ou para menor de um ano para o outro. Por conta desta imprevisibilidade, a modalidade é mais utilizada para contratos de curta duração.

3.8 Negociação de contratos de venda no ambiente livre via bolsas de energia

A negociação em bolsas de energia no Brasil começou alguns anos atrás com as iniciativas **BRIX** (Brasil Intercontinental Exchange) e **BBCE** (Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia).

Para participar de negociação nas plataformas, é necessário ser usuário cadastrado e aprovado pela plataforma. Após a aceitação do cadastro, é estabelecido um limite de crédito para negociação com as contrapartes. A partir de então podem ser inseridas ofertas de compra e ou venda de energia elétrica na plataforma comercial, acessada eletronicamente, com preço fixo ou indexado ao **PLD**.

Os lances feitos são anônimos até a efetivação da transação, quando então as contrapartes são identificadas e recebem um contrato modelo padrão com as características acordadas.

²² Esta modalidade também é utilizada para contratação por pequenas empresas distribuidoras, com mercado de até no máximo 500 GWh/ano. São geralmente autorizadas ou permissionárias que recebem a sua energia de uma outra distribuidora e que não participam da compra em leilões. Especialmente para esses casos, o preço máximo a ser observado no repasse (e por consequência, na contratação) será o valor da tarifa de suprimento proveniente da distribuidora acessada.

²³ Valor publicado pelo Despacho ANEEL n. 289, de 10 de fevereiro de 2014. Corresponde a R\$ 104,03/MWh, base novembro de 2013.

Assim como em qualquer negociação do mercado livre, é necessário haver o registro da negociação na CCEE para que o contrato civil tenha validade no setor elétrico. A negociação nas bolsas é somente um meio para a localização de contrapartes, sendo que o pagamento e o registro são realizados pelas partes envolvidas nos moldes tradicionais de negociação livre.

3.8.1.1 Garantias

Nos contratos negociados via bolsa, os contratos e garantias seguem os moldes da contratação no ACL.

3.9 Breve comparativo entre os mercados livre e regulado

Dadas as características dos contratos, apresentadas anteriormente, as maiores dificuldades para o setor de biomassa na negociação de obrigações contratuais são referentes a sazonalidade e estabilidade da geração.

O mercado regulado traz, nos contratos específicos para a fonte, mecanismos que buscam reduzir essas dificuldades, absorvendo alterações na produção até determinados limites. Contratos com obrigação de entrega regular, especialmente os de energia existente, dificilmente conseguem acomodar a sazonalidade da geração de biomassa.

Já o mercado livre tem a facilidade de que todas as obrigações podem ser negociadas, sendo a dificuldade a localização de contraparte que precifique essas particularidades de maneira atraente para o vendedor. De forma geral, é mais fácil negociar a absorção de energia entregue de maneira mais irregular com consumidores de grande porte ou comercializadoras, que conseguem acomodar as variações por meio do mix de diversas fontes em seu portfólio de compra.

A geração termelétrica a base de biomassa que possa obter maior regularidade na geração tem maior segurança no mercado regulado, mas, acima de tudo, grande diferencial competitivo no mercado livre. Seja por meio de ampliação do período de safra, armazenamento de combustível ou complementaridade com outras plantas geradoras, a possibilidade de entrega de energia de maneira mais regular amplia consideravelmente o mercado comprador, resultando em maiores possibilidades de negócio e melhor precificação.

Em ambos os mercados, o gerador incentivado faz jus a desconto de no mínimo 50% nas tarifas de transporte relacionadas à geração (maiores detalhes no item 4.3.1). No mercado livre, o consumidor a que a energia for destinada também fará jus a no mínimo 50% de desconto nas tarifas de transporte

relacionadas ao consumo, o que torna a energia mais valorizada do que a convencional, especialmente nos segmentos de tensão mais baixa (que contam com tarifas de transporte mais altas).

Mesmo que a energia recebida pelo consumidor não seja integralmente proveniente de fontes incentivadas, ainda assim este fará jus ao desconto, proporcionalmente às origens. Assim, ainda que o consumidor ou comercializadora receba energia de diversas fontes, o desconto sempre é precificado integralmente na base R\$/MWh para cada gerador.

3.10 O processo de participação em Leilões do ACR

3.10.1 Cadastramento

3.10.1.1 1ª etapa: Preenchimento do sistema AEGE

A primeira fase para a participação de leilões do **ACR** de energia nova é o cadastramento do projeto junto à **EPE**, com fins à habilitação técnica. No caso de novos projetos, deve ser cadastrada toda a estrutura, o que inclui os detalhes dos equipamentos, do terreno, das licenças, dos combustíveis etc. Nos casos de repotenciação e acréscimo de capacidade, o cadastro deve indicar qual é o projeto já existente e ser preenchido com os dados das alterações pretendidas.

A documentação para cadastro é iniciada online, com o preenchimento de uma extensa e detalhada ficha no Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (**AEGE**), disponível no site da **EPE**. O preenchimento pode ser feito a qualquer tempo, independentemente dos leilões de energia. Os usuários responsáveis pelo preenchimento são cadastrados por meio do mesmo sistema.

Quando é aberto o prazo para inscrição em leilões, o sistema passa a contar com uma seção adicional voltada para a inscrição em leilões. Após um projeto ser inscrito em um leilão, novos campos ficam disponíveis para preenchimento, onde devem ser inseridas as informações específicas para aquele leilão: cronograma de obras e datas de motorização das máquinas (data de início de operação em testes e comercial, por unidade), bem como orçamento e informações sobre a conexão.

3.10.1.2 2ª etapa: apresentação de documentação

Após o cadastro online ter sido concluído, é necessário encaminhar à **EPE**, no Rio de Janeiro, uma solicitação de cadastramento e habilitação técnica, acompanhada do conjunto de documentos estabelecidos na Portaria MME n. 21/2008. Toda a documentação deve ser apresentada em português, sem rasuras, devidamente identificada. Mapas, plantas, desenhos e gráficos devem estar em tamanho adequado para visualização. Os documentos assinados devem ter as firmas reconhecidas, as cópias

de documentos devem ser autenticadas e os contratos ou termos de compromisso registrados em cartório. A solicitação de cadastramento deve ser apresentada em duas vias, pois uma delas será devolvida ao empreendedor como protocolo.

Atualmente, para projetos termelétricos, são requeridos os seguintes documentos:

- A solicitação de cadastramento;
- Ficha de dados. A ficha é gerada automaticamente após o preenchimento dos dados no Sistema **AEGE**.
- Registro na ANEEL. Os projetos que ainda não possuem registro ou os que necessitam realizar qualquer alteração no registro deverão solicitar o cadastro ou alteração junto à ANEEL.
- Memorial descritivo, contendo:
 - Características gerais do empreendimento;
 - Dados do combustível (e eventuais reagentes, se for o caso);
 - Concepção técnica da UTE;
 - Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação da UTE;
 - Energia mensal disponibilizada ao sistema;
 - Custos fixo e variável de operação e manutenção;
 - Desenhos de projeto: localização e acessos, arranjo geral, diagrama unifilar, balanço térmico e hídrico e instalações compartilhadas, quando for o caso
- Anotação de Responsabilidade Técnica do projeto (ART)
- Licença ambiental (prévia, de instalação ou operação) *obs.: obrigatoriamente deve estar vigente*
- Estudos e relatórios de impacto ambiental *obs.: entregues somente em meio digital*
- Outorga de uso da água
- Parecer de acesso ou documento equivalente *obs.: emitido no máximo seis meses antes da data do cadastramento*
- Declaração de interesse em participação de Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (**ICG**)²⁴ *obs.: somente nos leilões específicos em que essa opção se aplique*

²⁴ As Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada ou ICGs são subestações coletoras planejadas pelo governo nos pontos em que há grande concentração de projetos geradores afastados da rede de transmissão. Quando existe esta opção nos leilões de geração, após a realização do leilão é determinada a localização e

- Direito de usar ou dispor do local da usina e terrenos associados, por meio de certidão do Registro Geral do Imóvel (RGI) emitida no máximo 30 dias antes da data de cadastramento. *Obs.: Eventual compromisso contratual referente a terras de terceiros (promessa de compra e venda, contrato de locação, arrendamento etc.) deve estar averbada na matrícula do RGI.*
- Comprovação de disponibilidade de combustível. Para as usinas a biomassa, o combustível para operação poderá ser suprido com produção própria ou de terceiros:
 - No caso de combustível próprio, deverá ser apresentada Declaração de Quantidade de Combustível Associada à Geração (quando houver custo de combustível, ou seja, **CVU** não-nulo) ou Declaração de Disponibilidade de Energia (quando não houver custo de combustível, ou seja, **CVU** nulo)
 - No caso de combustível de terceiros, além das declarações citadas no item anterior, também deverá ser apresentado contrato ou termo de compromisso realizado com terceiros. O contrato ou termo de compromisso deverá conter, necessariamente, i) o nome da UTE, município e UF de localização; ii) cláusula de eficácia de fornecimento de combustível na hipótese de o empreendedor se sagrar vencedor no leilão; iii) indicação da quantidade máxima mensal de combustível a ser suprida e o prazo de entrega; e iv) cláusula estabelecendo penalidade específica pela falta de combustível, seguindo a legislação do setor de energia²⁵.
- Arquivos eletrônicos. Deve ser entregue um DVD com toda a documentação apresentada à EPE. *Obs.: Textos e figuras deverão estar em formato .pdf e desenhos em .dwg ou shapefile (ArcGis). As pastas e arquivos devem ser identificados na forma exigida pela EPE.*

É importante notar que entre um leilão e outro frequentemente há pequenas alterações nas exigências de cadastramento, de modo que a cada leilão específico deve ser consultado o site da EPE para verificar a existência de atualizações nas regras.

Em alguns leilões, para o preenchimento do sistema **AEGE** é permitido o reaproveitamento de cadastros feitos em leilões anteriores, caso o projeto tenha sido tecnicamente habilitado. Quando isso acontece, somente as informações específicas de leilão (cronograma, motorização, conexão e

tamanho das subestações coletoras, que são então licitadas separadamente para construção e operação. A figura das ICGS foi bastante utilizada entre 2009 e 2012, mas não tem sido comum desde então.

²⁵ Por regra específica do setor, os contratos devem conter uma cláusula de penalidade por falta de combustível que calcule o valor da sanção mensal em função dos valores do PLD máximo e médio no mês, da quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível e da quantidade de energia que deixar de ser produzida no mês de referência (decorrente da falta de combustível).

orçamento) precisam ser preenchidos. Nestes casos, entretanto, não é possível realizar nenhuma alteração nos dados técnicos informados anteriormente; caso haja necessidade de qualquer alteração técnica, não será possível reaproveitar o cadastramento, e será necessário realizar todo o processo novamente, inclusive a apresentação dos documentos solicitados em via física.

3.10.2 Habilitação técnica

Após a análise da **EPE**, poderão ser solicitados esclarecimentos ou documentação adicional, de modo que é importante que o interlocutor tenha acesso constante ao endereço de e-mail informado no cadastramento. Poucas semanas antes do leilão, o representante legal e o interlocutor receberão via e-mail a confirmação de habilitação técnica para participação na licitação.

3.10.3 Inscrição

Cerca de uma a duas semanas antes da realização do leilão, o sistema da **ANEEL** é aberto para a inscrição de participantes, por via eletrônica. Só poderão ser inscritos os projetos que foram tecnicamente habilitados pela **EPE**.

Na inscrição, deve ser indicado se o empreendedor irá participar da licitação isoladamente ou em consórcio, caso em que deve ser informada a participação de cada empresa consorciada e a líder do consórcio. Após finalizada a inscrição, será gerado um código localizador que deve ser apresentado à **CCEE** durante o aporte de garantias de participação.

3.10.4 Aporte de garantia de participação

A garantia de participação é um valor associado ao projeto que será ofertado no leilão, calculado com base no tamanho do empreendimento, em suas características e estágio em que se encontra (empreendimento outorgado ou sem outorga). O valor é depositado em garantia contra quaisquer atos contrários às regras da licitação, e é devolvido aos empreendimentos que não se sagrarem vencedores alguns dias após o leilão. Para os empreendimentos que forem vendedores, a garantia é devolvida após o aporte da garantia de fiel cumprimento associada à outorga de autorização do empreendimento (mais sobre isso adiante).

Após a inscrição, a garantia de participação deverá ser aportada em meio digital ou físico. As modalidades de garantia aceitas para aporte digital deverão ser entregues até um dia antes da data limite; as garantias apresentadas em modo físico deverão ter o comprovante entregue no local e hora determinados, que são divulgados pela **ANEEL** por meio de um Comunicado Relevante anexo ao

Edital do leilão. Embora as datas normalmente coincidam, só é possível realizar o aporte de garantia de participação após a inscrição do processo, conforme item anterior.

3.10.5 Designação de responsáveis operacionais e recebimento de senhas de acesso

Normalmente no mesmo local e hora designados para o aporte de garantias físicas, após o aporte das garantias de participação, um representante do empreendimento (ou conjunto de empreendimentos) deverá entregar o Formulário de Designação de Responsáveis Operacionais preenchido. Este documento nada mais é do que a indicação das pessoas físicas que irão operar o sistema online de leilão no momento da licitação.

É possível que uma mesma pessoa seja responsável por vários empreendimentos, mas é recomendável verificar a conveniência de associar diversos projetos a apenas uma pessoa para evitar dificuldades operacionais. Também por motivos de segurança, é aconselhável haver mais de um operador designado a cada projeto (ou conjunto de projetos), de modo que seja possível trabalhar com dois ou mais computadores em regime de contingência.

Após a entrega do formulário, o representante do empreendimento (ou conjunto de empreendimentos) receberá folhas com usuários e senhas de acesso designados a cada pessoa física indicada. Estas senhas serão utilizadas para acessar a plataforma eletrônica onde acontecerá o leilão.

3.10.6 Treinamento da sistemática

A sistemática do leilão, que detalha cada uma das etapas, é publicada pelo **MME** para cada certame separadamente. Antes da licitação, é realizada uma seção de treinamento em que são apresentadas as telas do sistema para conhecimento dos participantes.

Nos últimos anos, esta atividade tem sido realizada pela **CCEE**, por meio de uma plataforma digital que é disponibilizada aos interessados alguns dias antes da realização do leilão.

3.10.7 Simulação do leilão e validação de dados reais

Os usuários e senhas recebidos para acesso à plataforma de leilão poderão ser utilizados pela primeira vez alguns dias antes do certame, quando é realizada uma simulação, com dados fictícios, em que podem participar todos os empreendimentos com garantias de participação aportadas.

Após a simulação, que geralmente é realizada pelas manhãs, o sistema é fechado e só poderá ser acessado novamente algum tempo depois, quando os dados reais dos empreendimentos serão imputados na plataforma pelo representante do governo. O empreendedor deve acessar a plataforma,

verificar se os dados do empreendimento estão corretos e validar as informações. Esta etapa é opcional, porém, se não for realizada, os dados serão considerados corretos e não haverá nova possibilidade de alteração. Após esta etapa, a plataforma permanecerá travada até o dia de realização do leilão.

3.10.8 Realização do leilão

Algumas horas antes do momento de início do leilão, a plataforma eletrônica estará disponível para *login* dos usuários. Após o início do leilão, geralmente não há prazo determinado para seu encerramento. Ao final do certame, serão divulgadas as listas de compradores participantes e vendedores vencedores.

3.10.9 Apresentação de documentação para habilitação

Após a vitória no leilão, é necessário apresentar à Comissão Especial de Licitação da **ANEEL**, no endereço indicado no edital, os documentos necessários para habilitação da pessoa jurídica vendedora. Como a habilitação técnica do projeto já foi realizada pela **EPE** antes da realização do leilão, após a licitação é necessário encaminhar apenas a documentação referente ao vendedor, incluindo os documentos de qualificação jurídica, de regularidade fiscal e trabalhista, qualificação econômico-financeira e técnica, além dos documentos que reafirmam o compromisso assumido no leilão.

3.10.9.1 Qualificação jurídica

- Ato constitutivo, ficha cadastral da junta comercial competente e comprovação dos poderes dos representantes legais;
- Diagrama do grupo econômico;
- Contrato de Constituição de Consórcio (se aplicável);
- Documentação específica de fundos de investimentos ou previdência complementar (se aplicável);
- Termo de ratificação do lance dado no leilão.

3.10.9.2 Regularidade fiscal e trabalhista

- Certidão de regularidade do FGTS;
- Certidão negativa de débitos federais, estaduais e municipais;
- Certidão negativa de débitos trabalhistas.

3.10.9.3 Qualificação econômico-financeira

- Certidão de nada consta em falência, concordata e recuperação judicial e extrajudicial;
- Demonstrações contábeis;
- Demonstrativo dos índices de liquidez geral e liquidez corrente;
- Comprovação de patrimônio líquido mínimo exigido;
- Comprovação de adimplência setorial e junto à CCEE.

3.10.9.4 Qualificação técnica

- Declaração indicando responsável técnico pela implantação;
- Cronograma físico de implantação do empreendimento, conforme habilitação técnica.

3.10.10 Entrega dos documentos de constituição de SPE

Em havendo interesse ou obrigação²⁶ de constituir uma Sociedade de Propósito Específico (**SPE**) para o recebimento de autorização do projeto licitado, a documentação deverá ser apresentada no prazo informado no edital. É importante notar que a constituição da **SPE** deve ser idêntica àquela apresentada na inscrição para o leilão, ou seja, se o empreendedor participou sozinho, a **SPE** deve ser subsidiária integral do vendedor; se houve participação em consórcio, a **SPE** deve ser formada pelos mesmos participantes do consórcio, na mesma exata proporção. Não é permitida a participação de empresas que não constavam da inscrição do leilão, nem a retirada de nenhum dos participantes.

Qualquer alteração na composição societária só poderá ser efetuada após a emissão de outorga de autorização.

3.10.11 Cadastro na CCEE

O Edital do leilão indica a data limite em que deve ser iniciada e finalizada a adesão dos projetos licitados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. É permitida a inclusão do projeto sob um agente que já participa da Câmara ou então a adesão de um novo agente.

No caso de adesão de um novo agente, toda a documentação necessária deve ser assinada pelos representantes legais, com firma reconhecida, mas apenas os documentos iniciais devem ser encaminhados à **CCEE**, em São Paulo, em via física. Após a abertura do processo pela **CCEE**, a maior parte da documentação deverá ser digitalizada e incluída na plataforma específica para adesão

²⁶ É obrigatória a constituição de SPE por pessoas jurídicas estrangeiras e consórcios.

de novos agentes. Toda a comunicação com a **CCEE** é realizada via e-mail, de modo que é importante que os interlocutores tenham acesso constante aos endereços eletrônicos fornecidos no cadastro.

Embora o início do processo seja exigido pouco após o leilão, o processo de adesão à **CCEE** será finalizado somente após a emissão da outorga de autorização (maiores informações no capítulo 2).

3.10.12 Abertura de conta corrente no agente de liquidação

Outro item necessário para a finalização do processo de adesão à **CCEE** é a abertura de uma conta corrente específica para a movimentação de recursos pela Câmara. O atual agente de liquidação é o banco Bradesco e as contas correntes específicas devem ser abertas na agência Trianon, em São Paulo. Tratam-se de contas que não têm livre movimentação e de onde serão retirados (ou depositados) os recursos devidos (ou a receber) na liquidação da Câmara todos os meses.

Cabe notar que esta conta se refere somente à movimentação no mercado de curto prazo da **CCEE** e não tem nenhuma relação com o recebimento pela energia gerada no âmbito do contrato negociado no leilão.

3.10.13 Homologação e adjudicação do leilão

Após o recebimento de todos os documentos necessários para a habilitação dos vencedores do leilão, será publicado pela **ANEEL** no Diário Oficial da União o aviso de homologação e adjudicação dos resultados do leilão. Este é o documento oficial que encerra a fase de leilão e inicia a fase de autorização dos projetos sem outorga que tenham se sagrado vencedores.

3.10.14 Ressarcimento das despesas para realização do leilão

Cada leilão tem uma regra específica para ressarcimento das despesas com a operacionalização, sendo que o mais comum é que os custos sejam divididos entre os agentes vendedores. Os valores devidos por cada um dos participantes serão informados pela **CCEE**, sendo dado prazo de aproximadamente quinze dias úteis para a devida quitação.

3.10.15 Recolhimento da garantia de fiel cumprimento

Após a homologação do resultado do leilão, é necessário substituir a garantia de participação pela garantia de fiel cumprimento, caso esta ainda não tenha sido aportada. O aporte deve ser feito junto ao agente de liquidação, que atualmente é o Banco Bradesco, e comunicado à **ANEEL**.

3.10.16 Liberação da garantia de participação

A garantia de participação é liberada alguns dias após o leilão, para os empreendimentos que não forem vendedores.

Para os empreendimentos vendedores, a liberação da garantia de participação só acontece após o aporte da garantia de fiel cumprimento ter sido realizado e confirmado pela **ANEEL**. Por conta disso, durante alguns poucos dias as duas garantias ficam presas simultaneamente. No caso de empreendimentos que não estejam obrigados a recolher garantia de fiel cumprimento, a garantia de fiel participação deverá vigorar até a celebração dos contratos.

3.10.17 Outorga de autorização

Após a confirmação pela **ANEEL** do aporte da garantia de fiel cumprimento, será iniciado o processo de emissão de outorga de autorização para os empreendimentos ainda não outorgados, seja para novos empreendimentos, repotenciação ou ampliação de capacidade. Para os novos empreendimentos, a autorização será publicada na modalidade de Produção Independente de Energia. Nos casos de ampliação, a outorga será publicada no mesmo regime da outorga original, seja ela de produção independente ou autoprodução.

3.10.18 Assinatura dos contratos

Enfim após a publicação da outorga de autorização, serão disponibilizadas pela **CCEE** as minutas dos contratos para assinatura. Toda a comunicação é feita por meio da plataforma da **CCEE**, inclusive eventuais solicitações de ajuste e aprovação das minutas, nos moldes daquelas disponibilizadas anexas ao Edital.

O procedimento de assinatura é feito por meio digital, com o uso de uma ferramenta de e-cpf adotada pelos representantes legais. A responsabilidade pela inscrição no e-cpf e manutenção de sua validade é dos empreendedores, de forma que é aconselhável que a obtenção ou regularização do e-cpf seja iniciada logo após a confirmação da vitória no leilão.

4. Barreiras e Incentivos no Modelo Regulatório

4.1 Limitações e/ou barreiras das opções de comercialização.

Tomando como base as opções de comercialização apresentadas na seção anterior, identificamos a seguir as limitações de cada uma destas modalidades.

4.1.1 Liquidação no MCP

A principal desvantagem desta modalidade é a incerteza quanto aos preços futuros e a grande volatilidade de preços entre uma semana e outra. Teoricamente, o **PLD** deveria guardar relação com a escassez da principal fonte da matriz hidrelétrica brasileira, que é a água. Se assim fosse o caso, ou se um dia o sistema computacional que calcula o preço de curto prazo efetivamente sinalizar desta maneira, isto se mostraria um benefício à comercialização no **MCP** por parte das usinas a biomassa, uma vez que esta tem a sazonalidade de geração concentrada no período seco.

O **PLD** é formado a partir de programas computacionais oficialmente utilizados pelo setor elétrico para projeção de preços, destacadamente o Newave e o Decomp, cujos códigos de programação são fechados, propriedade do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). Tais softwares contam com uma série de entradas que buscam simular os parâmetros do sistema elétrico brasileiro, como usinas, intercâmbio entre subsistemas, entrada de novas usinas e, inclusive, projeções hidrológicas, dentre muitos outros parâmetros. A simulação é realizada para até 5 anos à frente no caso do Newave, e horizonte de um mês para o Decomp, discretizado por semana. Os modelos mostram-se bastante sensíveis aos diversos parâmetros considerados, o que afeta a perfeita previsibilidade do **PLD**, que apesar de demonstrar certa dependência da hidrologia e nível de escassez de energia no sistema, quando analisados os preços frente aos períodos úmidos e secos, tal proporcionalidade deixa de ser óbvia, conforme será demonstrado a seguir.

Para ilustrar esta questão, a Figura 19 mostra o histórico de geração de todas as usinas movidas a biomassa do **SIN**, desde 2013. Através dele, é possível observar um padrão bem definido da sazonalidade de geração da fonte biomassa ao longo do ano. Devido a questão do armazenamento da biomassa, que costuma ser à céu aberto, aliado ao rendimento inferior da caldeira em caso de presença de umidade, a queima deste combustível normalmente é realizada no período seco, que vigora de maio a novembro.

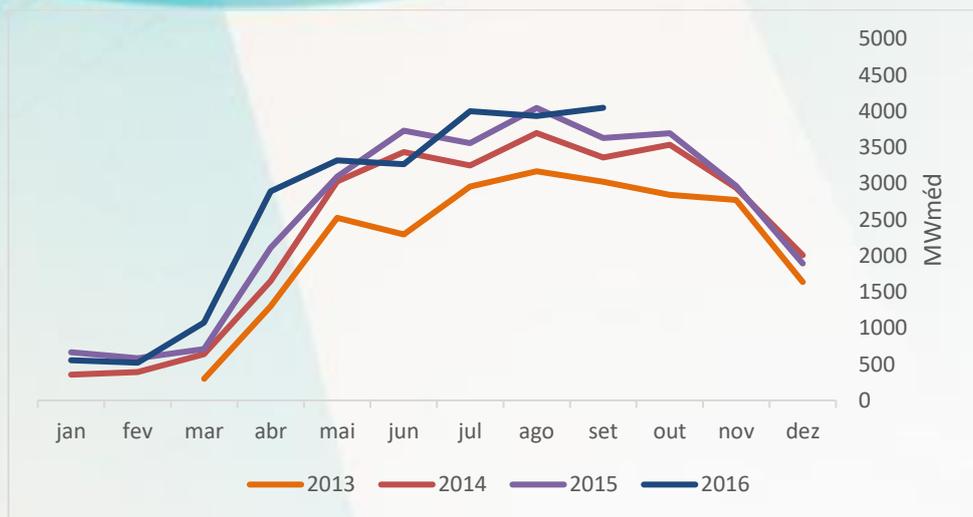


Figura 19: Geração das usinas a biomassa no SIN

Contrastando com a curva da sazonalidade observada, a Figura 20 mostra o histórico do **PLD** médio mensal desde 2004, para o submercado Sudeste/Centro-Oeste, que é onde atualmente encontra-se a maior concentração de usinas da fonte biomassa. A fim de retirar efeitos do nível da hidrologia e regras referentes ao teto do **PLD** que foram recentemente alteradas, permitindo assim a observação do aspecto que se assemelha à sazonalidade, o gráfico considerou o **PLD** em % do valor máximo observado em cada ano. Observa-se que dos 13 anos analisados, apenas 4 deles demonstram aderência à curva de sazonalidade da geração a biomassa demonstradas no gráfico anterior: 2005, 2006, 2010 e 2016.

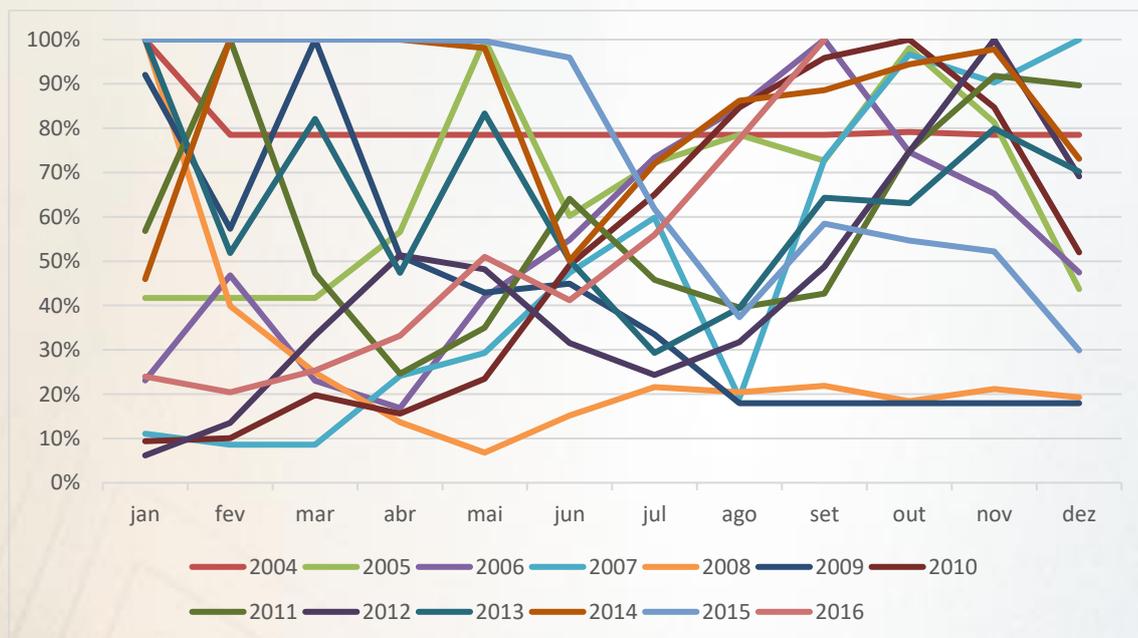


Figura 20: % PLD máx em cada ano

O tempo de recebimento ou realização de pagamento pela energia liquidada, costuma ser de aproximadamente 1,5 mês após o término do mês de referência, mais exatamente, no 26º e 27º dia útil após o mês de referência (devedores e credores, respectivamente), por exemplo, a liquidação referente ao mês de set/16 ocorreu nos dias 09 e 10 de nov/16, um prazo ligeiramente maior que o observado para contratos no **ACL**.

Adicionalmente, é importante notar que no mercado de curto prazo existe um mecanismo de rateio de inadimplência entre todos os demais participantes do **MCP**. Uma vez que toda a energia gerada no **SIN** é consumida instantaneamente, os valores de débito a serem pagos no **MCP** em determinado mês são idênticos aos valores de crédito a serem recebidos. O processo de liquidação se dá da seguinte maneira: em um dia, o valor devido por todos os devedores é retirado pelo agente de liquidação das contas correntes, e, no dia seguinte, repartido entre todos os credores, na proporção de seus créditos mediante depósito em conta corrente. Qualquer montante eventualmente não recolhido será dividido entre todos os credores, ou seja, do montante liquidado aos credores exclui-se a inadimplência dos devedores, cujo recebimento ocorrerá posteriormente através do banco gestor, corrigido pelo **IGP-M** e acrescido de juros de 1% *pro rata*, quando tais débitos forem quitados pelos agentes devedores.

Nos últimos anos, um sem-número de ações judiciais liberando os devedores de quitarem seus débitos ocasionou uma rápida e expressiva redução nos recebimentos por parte dos credores, com inadimplência percebida superior a 60% em diversos meses. Tais ações dizem respeito a impasses quanto a quem deve pagar a conta em alguns casos específicos de acontecimentos, como hidrologia severa ou alterações importantes em legislação, como é o exemplo das exposições ao **MRE** em períodos recentes de hidrologia crítica.

Como exemplo, na liquidação referente ao mês de setembro/2016, o valor aportado total não foi suficiente sequer para atender aos agentes que possuem liminar vigente que os permite receber primeiro os créditos da liquidação. Estes agentes receberam 80% do valor devido, enquanto os credores que estão sob a vigência da norma regular tiveram crédito zero.

4.1.2 Leilões no ACR

Um dos principais cuidados observados na comercialização de energia através dos leilões regulados diz respeito à garantia solicitada nos contratos com a distribuidora, que, conforme já comentado, trata-se de uma conta reserva da distribuidora que é mantida junto a um banco gestor.

Nos últimos anos, entretanto, este tipo de garantia não tem se mostrado eficaz. Após o uso dos recursos inicialmente retidos pelo banco gestor, as distribuidoras têm alegado dificuldades de caixa para não repor os montantes devidos à conta reserva. Assim, quando ocorre nova inadimplência, em relação a quaisquer outros vendedores, o banco gestor já não tem recursos para arcar com os pagamentos devidos.

Como os CCGs firmados não trazem penalidade para o banco gestor, e nem para a distribuidora que não repuser os recursos devidos, os contratos se mostraram garantias ineficazes, e como não trazem segurança aos vendedores credores, devem passar por uma revisão no futuro próximo.

4.1.3 Contratos no ACL

Seja por meio de ampliação do período de safra, armazenamento de combustível ou complementaridade com outras plantas geradoras, a possibilidade de entrega de energia de maneira mais regular amplia consideravelmente o mercado comprador, resultando em maiores possibilidades de negócio e melhor precificação. No entanto, conforme pudemos observar no *gráfico* que mostra o perfil de geração de usinas movidas a biomassa, o comportamento da curva sazonal parece bastante padronizado ano após ano, de maneira que se acredita que usinas que consigam regularizar esta sazonalidade são exceção.

Conforme será explorado melhor no tópico sobre financiamento, uma desvantagem de se realizar contratos no ACL é o curto prazo de duração destes, que traz menos garantia de recebíveis ao empreendedor, portanto, menor previsibilidade do retorno.

Além disso, se for concedido ao comprador prazo para pagamento da energia, o ideal é que se solicite uma garantia de pagamento (por exemplo, carta fiança) equivalente a no mínimo dois meses da energia comprada, uma vez que a avaliação do rating do comprador pode não ser um processo trivial.

4.1.4 Geração Distribuída

A geração distribuída é uma opção de comercialização ao gerador a biomassa, no entanto, observa-se que há grande probabilidade de que a distribuidora realize uma chamada pública desta modalidade em períodos em que a mesma se encontra com portfolio em situação de escassez de energia, que pode, ainda, decorrer de escassez de energia do sistema como um todo. Esses períodos são os que se espera que o preço no mercado de curto prazo seja atrativo para o gerador, frente ao limite de preço para a **GD** dado pelo valor de referência (**VR**), que por sua vez tende a ser baixo, uma vez que o **VR** é

calculado com base em preço de leilões nos quais usualmente participam numerosos concorrentes. Este fator pode contribuir para a frustração da chamada pública de **GD**.

4.2 Benefícios oferecidos nas opções de comercialização.

4.2.1 Liquidação no MCP

Apesar do risco de preço no **ACL**, o benefício de se liquidar no **MCP** é o de não haver comprometimento com a entrega. Toda a energia gerada é liquidada, e caso a geração seja abaixo da expectativa não há qualquer tipo de penalização ou prejuízo devido a não geração.

4.2.2 Leilões no ACR

Um dos maiores benefícios de se firmar contratos no **ACR** diz respeito à financiabilidade dos projetos, devido à períodos de suprimento maiores para os leilões de energia nova, como 15 a 20 anos de suprimento para o caso da biomassa. Outro aspecto, diz respeito ao risco de pagamento que é pulverizado pelos diversos compradores participantes de um leilão (distribuidoras de energia, e, no caso do leilão de energia de reserva, todos os usuários do **SIN** arcam com o encargo de energia de reserva que se constitui no pagamento aos geradores vendedores nesta modalidade). Tendo-se a possibilidade de vender grandes montantes de energia em um único certame, tal pulverização pode tornar-se um benefício relevante quando comparada a uma grande venda no **ACL**.

Além disso, o mercado regulado traz, nos contratos específicos para a fonte, mecanismos que buscam reduzir as dificuldades relacionadas a sazonalidade, absorvendo alterações na produção até determinados limites.

Comparados aos prazos para recebimento no **MCP**, o **ACR** mostra-se melhor opção em termos de agilidade no recebimento. Observa-se algum padrão quanto aos vencimentos adotados: a liquidação da energia de reserva ocorre por volta do dia 20 do mês subsequente ao de referência, por exemplo, a liquidação da energia gerada em setembro/16 ocorreu dias 08 (débito) e 09 (crédito) de novembro/16. No caso de **LEN** (Leilão de Energia Nova), **LEE** (Leilão de Energia Existente) e **LFA** (Leilão de Fontes Alternativas) específicos para a fonte, observa-se a prática de recebimentos em 3 parcelas: dias 20 e 30 do mês subsequente e a terceira parcela no dia 15 do segundo mês subsequente ao mês de referência. Há **LEE** e **LFA** por tipo de produto (quantidade ou disponibilidade) não específicos por fonte, que adotam vencimento para os pagamentos em uma parcela, no dia 20 do mês subsequente.

4.2.3 Contratos no ACL

O mercado livre tem a facilidade de que todas as obrigações podem ser negociadas, sendo a dificuldade que haja uma contraparte disposta a precificar essas particularidades de maneira atraente para o vendedor. De forma geral, é mais fácil negociar a absorção de energia entregue de maneira mais irregular com consumidores de grande porte ou comercializadoras, que conseguem acomodar as variações por meio do mix de diversas fontes em seu portfólio de compra.

A princípio, o **ACL** é a melhor das opções de comercialização no que tange ao prazo de recebimento (pagamento) pela geração, pois o fato da negociação ser realizada livremente entre as partes permite prazo mais curto para o recebimento da energia, conforme for acordado com o comprador. Uma maneira usual de negociação, inclusive, é conhecida no mercado como “registro contra pagamento”, em que o vendedor registra o montante de energia transacionada ao comprador na **CCEE** (ação que efetiva a venda), apenas após comprovado o pagamento da mesma. Para permitir prazos maiores são solicitadas garantias (das quais carta fiança emitida por uma instituição financeira é a mais comum), ainda assim, o prazo para pagamento dificilmente extrapola os 30 dias usualmente praticados para compras de materiais e serviços comerciais nos diversos ramos de atividade econômica.

4.2.4 Geração Distribuída

A geração distribuída não apresenta formato claro quanto a cláusulas de prazo e período de suprimento. Assim sendo, recomenda-se que os agentes de geração a biomassa estejam atentos as eventuais chamadas públicas realizadas pela distribuidora local. A realização da chamada pública e os atributos dos produtos cotados nesta decorre de motivos bastante particulares da distribuidora, conforme a necessidade da mesma.

A Tabela 6 resume os principais pontos destacados nos itens anteriores.

	Limitações	Benefícios
MCP	Imprevisibilidade do preço de venda; Inadimplência rateada entre credores.	Não haver comprometimento.
ACR	Garantias dos contratos.	Contratos longos que geram mais oportunidade de financiamento;
ACL	Interesse de compradores na geração sazonal; Curtos prazos de contratos que dificulta financiabilidade dos empreendimentos.	Liberdade para negociação; Prazo para recebimento do pagamento.
GD	Momento de interesse das distribuidoras tende a não ser o momento de interesse dos geradores.	É uma oportunidade a ser considerada e analisada a cada caso.

Tabela 6: Resumo de limitações e benefícios de cada mercado

4.3 Políticas públicas de incentivo à bioeletricidade

Há alguns anos o Brasil tem caminhado no sentido de contribuir para a redução das emissões de carbono, e tudo indica que deverá continuar neste caminho. As Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas (INDC) assumidas pelo Brasil recentemente na 22ª Conferência das Partes (COP 22) tratam de reduzir até 37% as emissões de carbono até 2025, com indicativo de chegar ao corte de 43% em 2030²⁷. Uma das ações buscadas pelo país para contribuir com tais objetivos inclui o incentivo às fontes renováveis, dentre elas, a biomassa.

Algumas maneiras de incentivo atualmente praticadas são: redução na tarifa de uso do sistema de distribuição/transmissão (TUSD, TUST) para os geradores e consumidores de certas fontes menos poluentes, inclusive a biomassa, incentivos à autoprodução e geração distribuída, e condições específicas em leilões que permitem a expansão de fontes renováveis ainda que estas sejam mais financeiramente onerosas que outras fontes mais poluentes, conforme abordado a seguir.

4.3.1 Redução na TUSD/TUST

Dentre os empreendimentos de geração que são incentivados, estão aqueles com potência injetada menor ou igual a 30.000 kW, cuja fonte ou é biomassa, inclusive cogeração qualificada, ou cujo insumo é no mínimo 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro

²⁷ Fonte: <http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2016/11/cop-22-brasil-expoe-medidas-para-reduzir-mudanca-climatica> .

sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodo de estações de tratamento de esgoto²⁸.

No caso de usinas a biomassa, o desconto concedido é de 50%, válido para empreendimentos com potência maior que 30.000 kW e menor ou igual a 300.000 kW que a partir de 01/01/2016 sejam autorizados ou resultem de leilão posterior à esta data. Além disso, as usinas a biomassa cuja potência seja maior que 30.000 kW e menor que 50.000 kW que não atendam a este critério referente ao ano de 2016, poderão obter o desconto também, no entanto, somente sobre o limite de 30.000 kW. Há benefício de desconto de 100% na TUSD para usinas que utilizem no mínimo 50% de insumo energético proveniente de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Quando estes geradores comercializam energia com unidades consumidoras (ou conjunto de unidades consumidoras, integrantes do mesmo submercado no **SIN**, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito) que possuam carga igual ou superior a 500kW, é concedido um desconto sobre a parcela fio²⁹ da tarifa de uso dos sistemas de distribuição/transmissão (TUST/TUSD). Este desconto incide tanto para o gerador, quanto para o consumidor de tal energia.

No entanto, existem algumas regras que devem ser mensalmente cumpridas pelo gerador, para que este tenha o direito ao desconto: a potência injetada não pode ultrapassar o limite estabelecido pela regulamentação; e contratos de aquisição de outras fontes celebrados pelo gerador não podem ultrapassar 49% de sua garantia física. Caso estes itens sejam descumpridos, o gerador zera o desconto obtido e concedido a seu comprador. Nos contratos comumente é exigido do gerador o ressarcimento ao comprador pelo desconto perdido.

Consumidores cuja carga seja maior que 500 kW e menor que 3.000 kW podem comprar energia no **ACL**, desde que a energia seja proveniente de fonte solar, eólica e biomassa com potência injetada menor que 50.000 kW, ou **PCH** com potência entre 3.000 e 30.000 MW, ou excedente de autoprodutores³⁰. Estes são chamados “Consumidores Especiais”, pois apesar de todos os consumidores do **ACL** terem a possibilidade de comprar energia de fontes incentivadas, os consumidores especiais são obrigados a isto.

²⁸ REN 77/2004, REN 247/2006 e Lei nº 9.427/2006.

²⁹ A TUSD/TUST é composta por duas parcelas para o consumidor, sendo uma aplicada sobre a demanda utilizada, e outra, sobre o consumo. Já para o gerador, incide apenas a tarifa sobre a potência injetada, sendo zero a parcela da tarifa referente à montante de energia.

³⁰ Decreto 5.163/04, art. 48.

Não necessariamente o gerador comercializa a energia diretamente com o consumidor final, pode haver outros agentes entre estas duas pontas, como por exemplo, comercializadores, o que não altera o direito ao desconto às duas partes (já os agentes intermediários não utilizam o sistema de distribuição, uma vez que estão apenas comprando e vendendo tal energia, sem que esta precise fisicamente transitar em sua respectiva unidade consumidora). No entanto, o desconto obtido pelo consumidor é aquele decorrente da média proporcional obtida pelo seu vendedor direto, isto é, se este comprou energia de diversas fontes e algumas delas perderam seus descontos em determinado período, enquanto outras concederam o direito ao desconto integral, o percentual repassado pelo agente intermediário a seu consumidor será um valor maior que 0% e menor que o desconto integral de 100%.

A Figura 21 ilustra caso fictício com Geradores Incentivados. O Consumidor 1 compra a totalidade de sua energia consumida do Gerador 1, assim sendo, obtém o percentual de desconto de 50% concedido pela legislação ao gerador a biomassa. O Gerador 2 não cumpriu com os requisitos necessários para se obter o desconto no mês do exemplo, assim sendo, perde o benefício do desconto e repassa 0% a seus compradores. O Comercializador 1 compra dos dois geradores, e por isso, o desconto que ele repassa a seus clientes no determinado mês é calculado através da média ponderada do mix de energia comprada, isto é 70% da energia com desconto de 50% e 30% da energia com desconto de 0%, que resulta em um desconto de 56% no mês em questão. O Consumidor 2, por comprar a totalidade de seu consumo do Comercializador 1, obtém os mesmos 35% repassados pelo Comercializador.

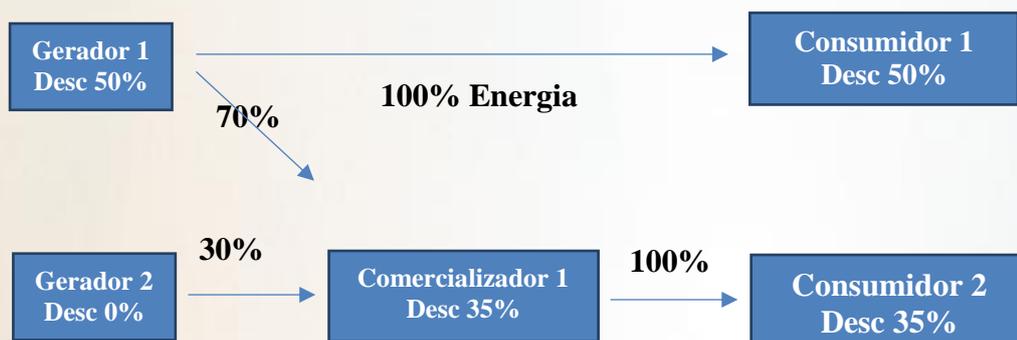


Figura 21: Caso fictício com Geradores Incentivados

Consideremos, ainda, o seguinte gerador fictício para um exemplo numérico simplificado do benefício obtido pelo gerador: uma usina que injetou 20 MW durante o mês de nov/2016 e que está conectada à rede da concessionária EMS, no Mato Grosso do Sul, em tensão 2,3V. Se não houvesse o benefício na TUSD, a mesma teria uma cobrança pelo transporte de energia neste mês no valor de

R\$ 113.200, no entanto, este custo será de apenas R\$ 56.600. Além disso, a mesma ainda terá o benefício de não pagar os impostos (PIS, COFINS e ICMS) sobre o valor da subvenção (obs.: em alguns estados, como por exemplo Estado de São Paulo, o ICMS é cobrado integralmente, inclusive sobre o valor da subvenção concedida). Para dar a dimensão deste valor sobre sua receita total, utilizando as médias de fator de capacidade e preços praticados nos leilões para usinas a biomassa, suporemos que mês em questão a usina apresentou geração de 9 MW médios, vendidos a um preço fictício de R\$ 160,00. Isto resultaria em receita bruta de R\$ 1,045 MM. Ou seja, o benefício (sem considerar impostos) seria equivalente a 5,4% da receita bruta.

4.3.2 Geração distribuída

O decreto 5.163/2004 estabelece que a geração distribuída é a produção de energia proveniente de empreendimentos que estão conectados diretamente à rede do comprador³¹.

A REN ANEEL 167/2005 prevê que as distribuidoras podem realizar chamada pública para contratação de energia proveniente de geração distribuída de empreendimentos que estejam conectados em sua rede, no limite de 10% da carga do agente de distribuição verificado com base nos 12 meses precedentes.

O valor máximo que a distribuidora pode repassar aos consumidores é o Valor de Referência (**VR**) vigente no ano de início da entrega da energia contratada, atualizado por IPCA nos reajustes subsequentes³². No entanto, uma vez que a distribuidora paga penalidade sobre a insuficiência de contratação e sua exposição liquidada no **MCP** custará o valor do **PLD**, pode ser vantajoso a esta contratar energia a um custo menor que o **PLD**, ainda que este esteja acima do valor permitido para o repasse (**VR**).

Um exemplo prático e recente de incentivo à geração distribuída foi a portaria do **MME** 44, de março de 2015, que instituiu que as distribuidoras que fossem agentes diretos da **CCEE** deveriam realizar uma chamada pública para geração distribuída cujo período de suprimento seria da data de assinatura do contrato, até 31/12/2016. No caso, podiam participar da chamada pública clientes cujas unidades consumidoras, entre outros critérios, não tivessem registrado energia na **CCEE** nos últimos 5 anos, para liquidação, comercialização ou autoconsumo remoto. Este requisito revela que o objetivo possa

³¹ Há referências a exceções, nenhuma que diga respeito à biomassa. No caso, apenas à cogeração, cuja eficiência energética deve ser maior ou igual a 75% para ser considerada geração distribuída.

³² O submódulo 6.1 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) estabelece o cálculo do VR para um determinado ano como a média ponderada dos preços da energia adquirida em Leilões de Energia Nova que possuem vigência no ano em questão em relação ao montante de energia adquirida em cada um dos leilões.

ser o de iniciar novos geradores, adaptando-os conforme necessário para exportação de energia para a rede elétrica. Neste caso, a energia exportada seria valorada ao **CMO** do submercado da distribuidora, limitada ao valor do primeiro patamar da curva do custo do déficit. No entanto, conforme observado na nota técnica referente à Audiência Pública nº 12/2015, os geradores alvo desta ação foram os consumidores com geradores backup.

Quanto às iniciativas independentes das distribuidoras que mais interessariam as usinas movidas a biomassa, tem sido praticamente nulas devido a presente sobra conjuntural de energia. Como tais chamadas públicas não precisam de aprovação individual na **ANEEL**, tendo a simples obrigação de cumprir a legislação pertinente, e dado que cada distribuidora faz a gestão de seu website da maneira que melhor lhe convier, eventualmente o histórico destas ações deixa de ser disponibilizado uma vez passada a necessidade de divulgação por parte do agente distribuidor. Para algumas chamadas públicas recentes que puderam ser localizadas não foi observado padrão quanto ao formato da contratação, por exemplo, quanto à vigência do suprimento e flexibilidade da entrega. Para ilustrar, em 2015 a Energisa Tocantins promoveu uma chamada pública com vigência de suprimento de mais de 3 anos, enquanto a Celesc, em 2015, buscou suprimento para quatro meses específicos e não necessariamente seguidos, sendo opção dos geradores oferecer proposta para algum(ns) ou todos os meses propostos.

Algumas chamadas públicas de geração distribuída efetuadas nos últimos anos, tem obtido o resultado de não haver interessados em enviar propostas. Isso é esperado especialmente em períodos nos quais a expectativa é de que o **PLD** seja mais alto que o valor de referência (**VR**). Ou seja, nesse caso a **GD** perde atratividade ao gerador frente à possibilidade de liquidação da energia no **MCP**. No entanto é possível que as distribuidoras optem por realizar a **CP** da **GD** ainda que o **PLD** esteja abaixo do **VR**, a fim de não pagarem penalidades referentes à exposição voluntária em caso de posição short em seu portfólio.

4.3.3 Leilões no ACR

O primeiro leilão no **ACR** que contou com vencedores de usina a biomassa ocorreu em 2005. Desde então, ocorreram diversos certames nos quais houve contratação de usinas a biomassa, conforme resume a Tabela 7.

Tipo de Leilão	Número de certames ³³	Energia Contratada (MW méd)	Prazo para início do suprimento	Período de Suprimento
Energia Existente	5	164	Imediato	Entre 1 e 5 anos
Energia Nova	13	1.277	Entre 2 e 5 anos	15, 20 e 25 anos
Fontes Alternativas	3	230	Entre 1 e 3 anos	15 e 20 anos
Energia de Reserva	3	485	Imediato a 3 anos	15 e 20 anos

Tabela 7: Contratações de energia proveniente de usinas movidas a biomassa em leilões regulados.

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE.

Os leilões em geral apresentam um preço de referência, ou “preço-teto”, que é o preço de máximo lance permitido às usinas participantes. Os valores de preço-teto de leilões regulados de energia nova são aprovados nas reuniões da diretoria colegiada da Aneel, e no caso de leilões de energia existente, definidos pelo **MME**, portanto, tornam-se um indicativo da prática de incentivos à contratação de fontes alternativas, a despeito de serem financeiramente mais onerosas.

Observa-se que recorrentemente os preços-teto praticados para a fonte biomassa são os mesmos para todas as fontes termelétricas, como por exemplo, gás natural e carvão, uma vez que, inclusive, tendo a participação de mais de uma fonte termoelétrica, estas costumam ser concorrentes entre si em um mesmo produto. Entre produtos diferentes, o preço-teto para fontes termelétricas costuma ser o maior dentre todas as demais fontes participantes de um mesmo evento de leilão. Estes aspectos não são regra e, inclusive, há exceções a estas práticas, no entanto, a incidência destas práticas até então ocorreu na maioria dos certames observados.

A Figura 22 mostra a evolução do preço-teto dos leilões mais recentes, bem como a energia contratada em cada um. Não é possível notar uma relação direta entre energia contratada e preço teto. Dentre os leilões expostos no gráfico, apenas dois contaram com produtos exclusivos para a fonte biomassa, sendo eles o de Fontes Alternativas em 2015, que contou com dois produtos específicos para a fonte (um com início de suprimento em 2016 e outro, em 2017), além do mais recente leilão de energia nova, realizado em 2016.

³³ Dentre os leilões realizados, houve alguns com mais de uma opção de produto (data de início de suprimento diferentes), a saber: um de energia nova em 2005 com duas opções, um de energia de reserva em 2008 com duas opções e, por fim, outro de energia de reserva em 2010 com três opções de produtos para a fonte biomassa.

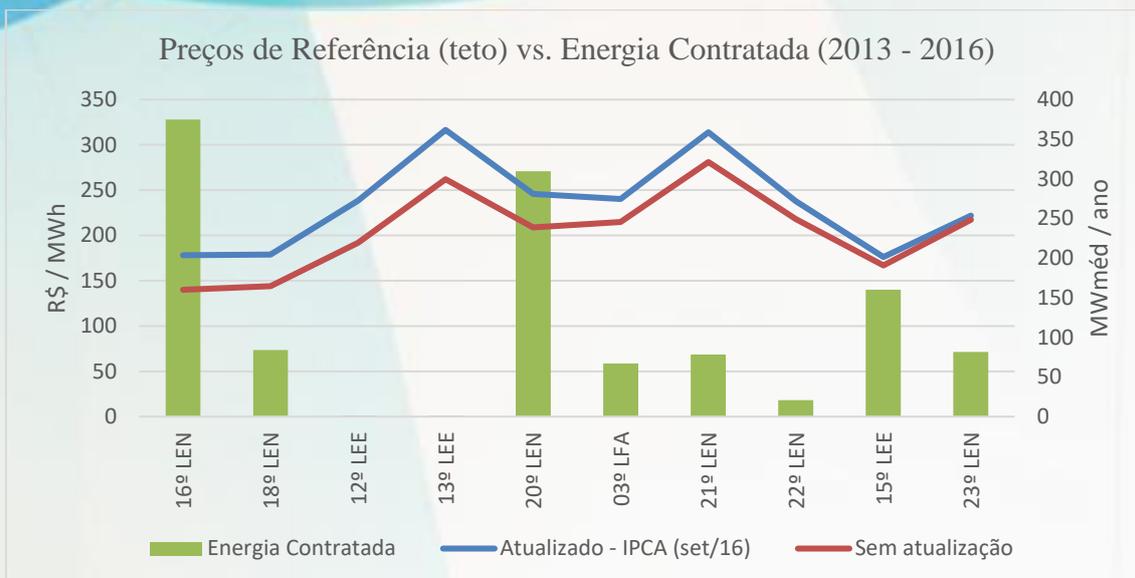


Figura 22: Preços de Referência (teto) vs. Energia Contratada (2013 – 2016)

Obs.: o 12º e 13º LEE contrataram menos de 1 MW médio.

4.4 Considerações anteriores para os conceitos de energia nova e velha aplicados no ACR.

As principais diferenças observadas nas práticas adotadas para leilões de energia nova e existente são o prazo para início de suprimento e o período de suprimento. Para a energia existente o início do suprimento costuma ser praticamente imediato em relação à data de realização do leilão, dado que não é necessário tempo para a construção das usinas. Além disso, o período de suprimento para novas usinas devem ser iguais ou maiores que 15 anos e limitados a 30 anos, enquanto que para existentes, os produtos oferecem duração de suprimento de 1 a 15 anos (Decreto nº 7.945/2013).

Quanto aos demais itens, como sazonalização, modulação, contabilização, entre outros, não foi encontrada diferença significativa decorrente do fato da energia ser nova ou velha, dado que a grande maioria de contratos regulados da fonte biomassa são da modalidade disponibilidade, os quais seguem uma mesma regra de aplicação.

4.5 Barreiras de financiamento e o papel do BNDES

Entre 2006 a outubro de 2016 foram 121 empresas do setor de açúcar e álcool foram beneficiadas pelo **BNDES** – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Foram desembolsados R\$ 18.724,3 milhões divididos em 121 projetos nesse período destinados a implantação/expansão de usinas, cogeração e plantio de cana de açúcar (vide Figura 23). A capacidade instalada de térmicas movidas a bagaço de cana nesse período cresceu 7.494 MW, sendo que, 71,5% tem ao menos parte de sua energia comercializada no ambiente regulado. Os 39,9% restantes tem sua energia destinada ao mercado livre e/ou autoprodução.

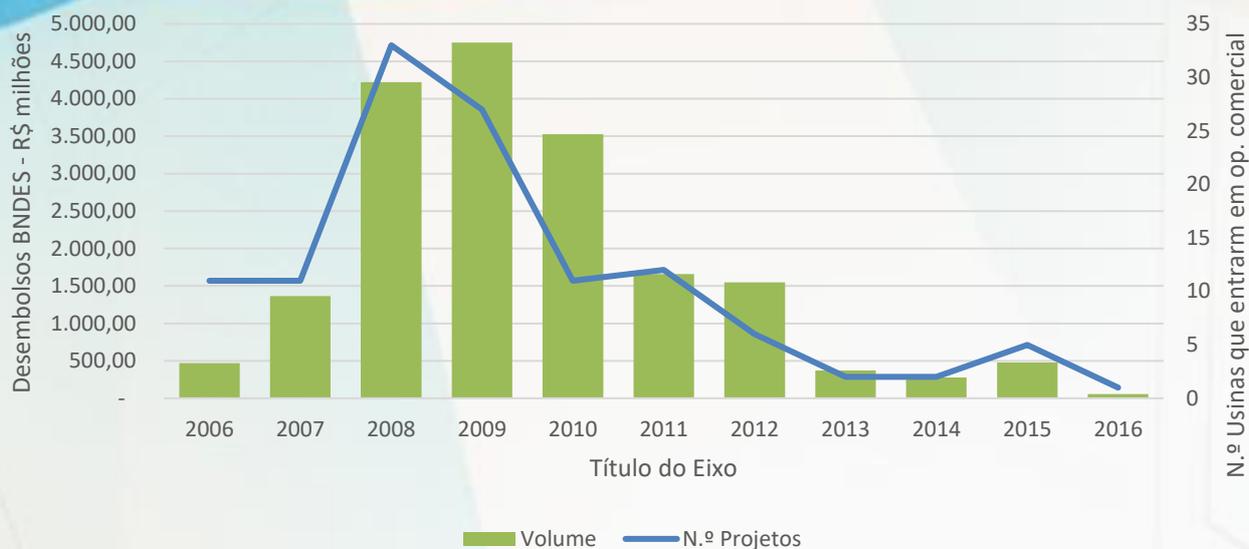


Figura 23: Volume de Desembolso do BNDES para empreendimento de açúcar e álcool com cogeração de energia

Elaboração: Excelência Energética, com dados do BNDES, 2016.

Os agentes financiadores, em geral, têm preferência por financiar empreendimentos que comercializaram sua energia no ambiente regulado. Destacamos quatro motivos para tanto:

- i. **Pulverização do Risco de Crédito:** em leilões de energia ou leilões de fontes alternativas, o risco de crédito dos compradores (Distribuidoras) é bem pulverizado, com participação de mais de 30 concessionárias em um certame. Assim, a inadimplência de uma única distribuidora não trará grandes prejuízos ao empreendedor, já que representará uma parcela pequena de sua receita. Em leilões de energia de reserva, o risco de inadimplência também é baixo, já que o pagamento é feito por meio da Conta de Energia de Reserva, onde todos os consumidores rateiam o encargo. Quando a comercialização se dá no ambiente livre, em geral, não há diluição do risco de crédito.
- ii. **Rating dos Compradores:** além da questão da pulverização do risco de crédito no **ACR**, destaca-se a qualidade do rating do comprador, exceção feita à algumas distribuidoras, principalmente aquelas do Grupo Eletrobras. As distribuidoras são em geral grandes empresas, atuando como monopolista na sua área de concessão e tarifa estabelecida pela **ANEEL** com repasse integral do custo de aquisição de energia. Caso a comercialização de energia se dê no **ACL**, a instituição financeira tende a ser mais criteriosa na análise do risco de crédito do comprador da energia.
- iii. **Prazo do contrato:** Os contratos de venda de energia no **ACR** são de longo prazo, entre 15 a 25 anos para fontes térmicas e possuem receita fixa (com eventuais ajustes em função

da capacidade de geração do projeto), o que deixa o órgão financiador mais confortável para realizar empréstimos também em longo prazo. Já os contratos firmados no **ACL** são de curto/médio prazo, com mediana de 5 anos (vide Figura 6), dificultando a obtenção de financiamento na modalidade *project finance* puro, sem apresentação de garantias reais pelo empreendedor.

- iv. Sazonalidade (conceito apresentado em 3.5.3.4): O perfil de geração das termelétricas movidas a bagaço de cana de açúcar é sazonal, coincidente com período de safra e predomínio de geração entre março e novembro de cada ano. Poucos empreendimentos conseguem gerar energia de forma invariável durante todos os meses do ano. Nos contratos de energia do ambiente regulado, a obrigação de entrega do montante contratual é avaliada a cada 12 meses contratuais, portanto, não há qualquer penalidade para o gerador, desde que entregue a quantidade contratada nesse período. No **ACL**, a sazonalidade da geração é um obstáculo já que é mais difícil encontrar um consumidor que tenha o mesmo perfil da termelétrica. Essa questão é transposta com o gerador ou consumidor assumindo o risco de sazonalização, comprando energia no mercado de curto prazo, com energia valorada ao **PLD**, no período fora de safra.

O preço, por outro lado, tende a ser inferior daquele praticado no mercado livre. O empreendedor enfrenta *trade-off* entre preço de venda e a financiabilidade do empreendimento. A Figura 24 apresenta o trade off de forma esquemática.

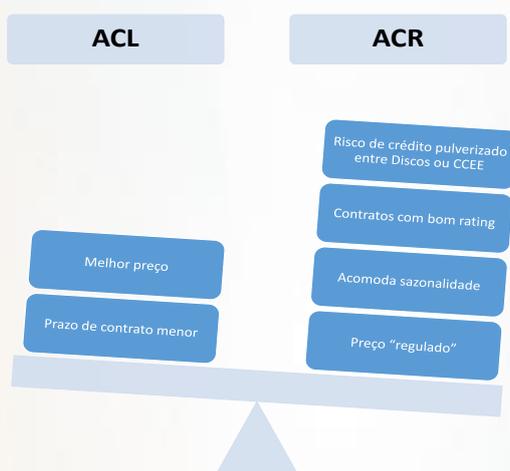


Figura 24 - Trade Off entre ACL e ACR
Elaboração: Excelência Energética

O **BNDES** sempre exerceu papel fundamental no financiamento de empreendimentos do setor de energia elétrica, e por ser uma instituição pública, atua como instrumento do Governo Federal para estimular setores da economia de seu interesse, por meio de empréstimos de longo prazo e condições de financeiras mais atrativas que as instituições privadas.

Atualmente a principal restrição para o financiamento do **BNDES** é a disponibilidade de recursos da instituição. Comparando-se o volume de desembolsos totais do banco de janeiro a outubro de 2016, verifica-se queda de 34,6% quando comparado com mesmo período do ano de 2015, e queda de 51,2% quando isolados os desembolsos para o setor de energia elétrica. Trata-se do menor volume de desembolso desde 2008. Essa queda reflete a situação atual da economia brasileira, que vive uma das maiores crises econômicas de sua história. O volume de recursos não deve apresentar aumentos já que será oriunda de pagamento de financiamentos concedidos, ou seja, sem novos aportes de recursos por parte do Tesouro Nacional. As Figura 25 e Figura 26 apresentam dados do histórico de desembolsos totais do **BNDES**, e especificamente para o setor de energia elétrica, respectivamente.

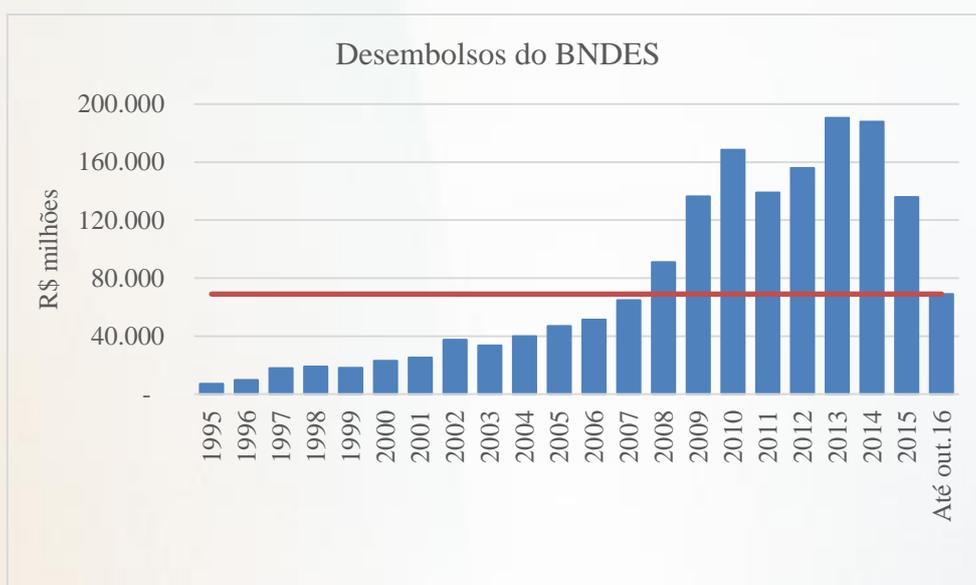


Figura 25: Desembolsos Totais BNDES – R\$ milhões correntes
 Elaboração: Excelência Energética com dados do BNDES, 2016

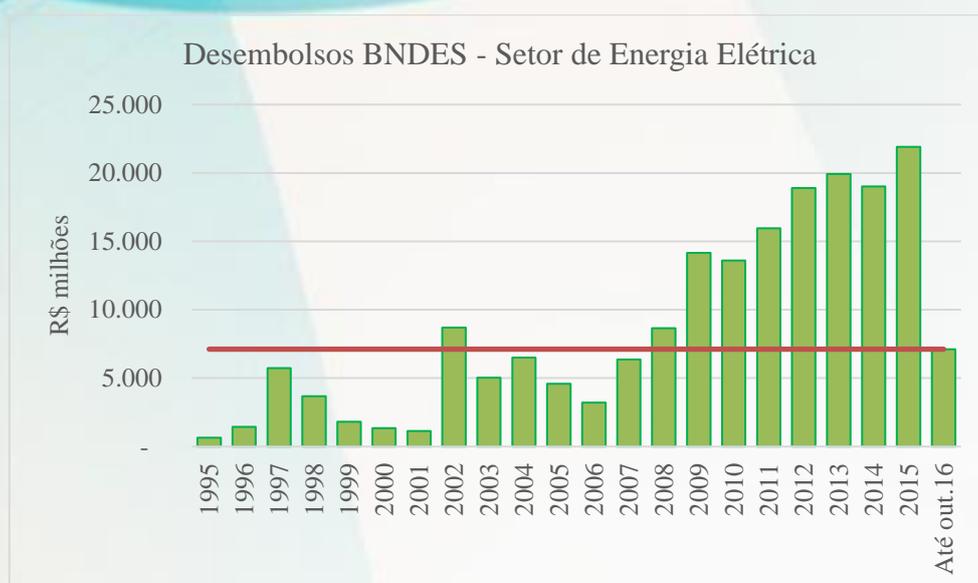


Figura 26: Desembolsos BNDES para o Setor de Energia Elétrica – R\$ milhões correntes
Elaboração: Excelência Energética com dados do BNDES, 2016

Sob nova presidência desde maio de 2016³⁴, o **BNDES** tem revisitado seu papel, e o discurso agora é pela redução da participação do banco, desenvolvimento do mercado de capitais através de instituições financeiras privadas e sempre que possível a taxas de mercado³⁵. A Taxa de Juros de Longo Prazo (**TJLP**), por exemplo, tem sofrido aumentos (vide Figura 27) de forma que o subsídio (diferença entre o custo de captação do **BNDES** e a taxa cobrada em empréstimos) tem reduzido. A tendência é da **TJLP** se aproximar da taxa **SELIC**, quando a economia estabilizada.³⁶

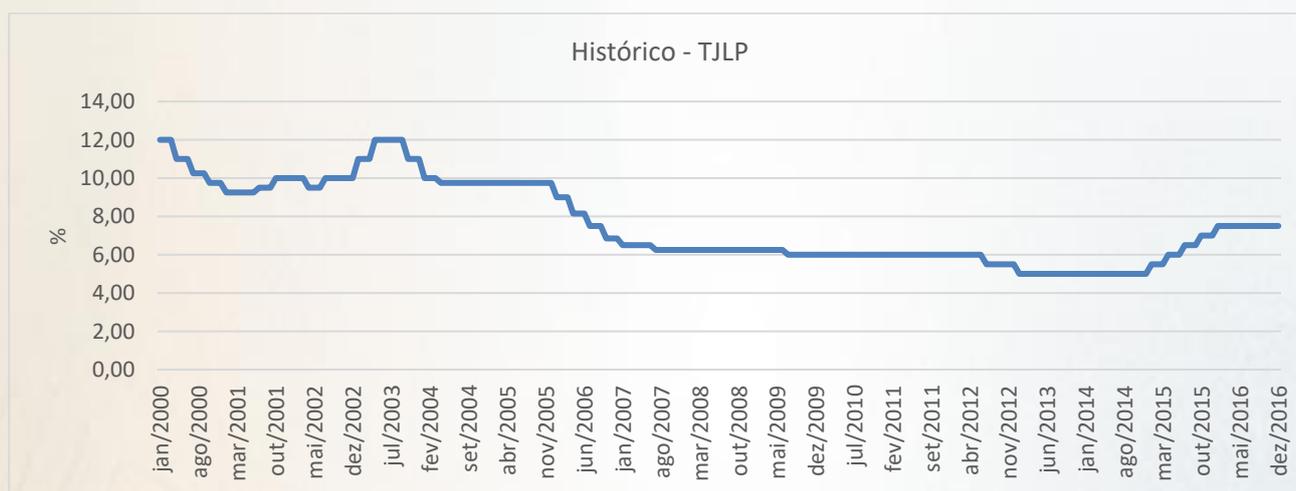


Figura 27: Histórico da TJLP
Elaboração: Excelência Energética com dados do BNDES, 2016

³⁴ Maria Silvia Bastos Marques foi sucessora do Luciano Coutinho, que ficou de maio de 2007 a maio de 2016.

³⁵ <http://www.valor.com.br/opiniao/4641511/bndes-prepara-mudancas-em-sua-forma-de-operacao>

³⁶ <http://www.valor.com.br/brasil/4640061/bndes-vai-coordenar-concessoes-e-tera-fatia-menor-nos-projetos>

A atuação do **BNDES** poderia ser diversificada, pensando em mercado com maior atuação de instituições financeiras privadas em financiamentos de longo prazo, atuando como garantidor nos empréstimos ao invés de financiador. A vantagem dessa alternativa é, além da redução dos custos de garantia pelos empreendedores, a aceitação pelos bancos privados, incentivando o mercado de capitais e estimulando novas fontes de recursos de longo prazo. A Tabela 8 apresenta proporção de garantias reais e pessoais exigidas pelo **BNDES** nos desembolsos realizados de 2002 até outubro de 2016 para empreendimentos que visam implantação/expansão de unidades de açúcar e álcool, plantio e cogeração.

Garantia	Valor (R\$ mi)	%
Real	35,51	0,2%
Pessoal	315,52	1,6%
Definida pelo agente financeiro	7.324,64	37,3%
Real / pessoal	11.187,31	57,0%
Real / pessoal / outra, de natureza específica ou mista	640,78	3,3%
Pessoal / outra, de natureza específica ou mista	134,74	0,7%
Total	19.638,5	

Tabela 8: Garantias de desembolsos realizados para setor, incluindo cogeração (R\$ milhões)

Fonte: Excelência Energética, com dados do BNDES, 2016.

Outra forma para ampliar a participação do **BNDES** seria através do braço de investimento do banco, o BNDES Participações S.A (**BNDESPAR**). Os investimentos do **BNDESPAR** estão concentrados nos processos de capitalização e desenvolvimento de empresas nacionais, por meio de participações societárias de caráter minoritário e transitório. Em 30 de setembro de 2016³⁷, o ativo total do **BNDESPAR** atingiu R\$ 75.196 milhões e um patrimônio líquido de R\$ 70.067 milhões.

4.6 Project Finance e modelos de estruturação de financiamentos

Com relação à modelos de financiamento de longo prazo para empreendimentos de cogeração de energia elétrica, estamos, na prática, restritos ao **BNDES**. A principal linha de financiamento para o setor de energia elétrica do banco é o Finem – Financiamento de Empreendimentos. O custo empréstimo para operações diretas está atrelado à **TJLP**, hoje a 7,5% a.a., mais uma taxa de risco de crédito a ser determinada pelo **BNDES**, variando entre 1,9% a 6,36%. Já para operações indiretas, está atrelado à **TJLP** mais uma taxa de intermediação financeira de 1,6% a.a. e o risco de crédito do

³⁷ Demonstrações financeiras do BNDESPAR de 30.09.2016.

tomador do financiamento. As operações diretas representaram 62,7% dos desembolsos realizados para o setor desde 2002, conforme resumo apresentado pela Tabela 9.

Forma de Apoio	Desembolso do BNDES	%
Direta	R\$ 12.313,86	62,7%
Indireta	R\$ 7.324,64	37,3%
TOTAL	R\$ 19.638,50	100%

Tabela 9: % Desembolso Direto e Indireto

Fonte: Excelência Energética, com dados do BNDES, 2016.

O volume de financiamento é limitado pelo Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (**ICSD**), que é calculado dividindo-se a geração de caixa operacional pelo serviço da dívida, com base em informações registradas nas Demonstrações Financeiras, em determinado período:

(A) *Geração de Caixa*
 (+) *EBITDA*
 (-) *Imposto de Renda*
 (-) *Contribuição Social*
 (+/-) *Variação de Capital de Giro*

(B) *Serviço da Dívida*
 (+) *Amortização de Principal*
 (+) *Pagamento de Juros*

$$ICSD = \frac{A}{B}$$

Em financiamentos estruturados sob a forma de *Project Finance*, o **ICSD** projetado para cada ano da fase operacional do projeto deverá ser de no mínimo 1,3. Até 2015, esse valor foi de 1,2x para determinação da alavancagem. Essa condição deve ser mantida durante toda o período do financiamento, sob pena de vencimento antecipado.

A amortização do principal segue a tabela SAC – Sistema de Amortização Constante. Até o leilão de abril de 2016 o **BNDES** considerava a possibilidade de transformação para o Sistema Price, desde que o empreendedor emita debêntures de infraestrutura.

A participação máxima do **BNDES** não poderá ultrapassar 70%, lembrando que o **BNDES** não financia aquisição de áreas. O banco também tem exigido o aporte de capital próprio de no mínimo 20% do investimento. Os juros durante o período de carência (6 meses após início da operação comercial do empreendimento) são capitalizados junto com o principal.

Com relação às garantias, o **BNDES** costuma exigir a constituição de Conta Reserva do Serviço da Dívida, mantida junto a um banco mandatário, com valor equivalente a três vezes o valor da prestação do serviço da dívida. Eventualmente, o **BNDES** também exige que seja incluído valor equivalente à três meses de despesa com Operação e Manutenção. Também são garantias padrão dos empréstimos:

- Penhor das ações;
- Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios, Administração de Contas e Outras Avenças;
- Cessão Fiduciária dos direitos emergentes da Autorização;
- Fiança Bancária / Fiança Corporativa durante a fase de construção, e eventualmente na fase de operação.

As condições atuais para os projetos de cogeração estão resumidas na Tabela 10.

BNDES FINEM	
Valor mínimo do financiamento	R\$ 20,0 Milhões
Custo Financeiro	TJLP
Taxa de Risco de Crédito	De 1,9% a 6,36%
Taxa de intermediação financeira (op. Indiretas)	1,60%
Participação máxima do BNDES	Até 70% dos itens financiáveis
Prazo de amortização	20 anos
Carência	Até 6 meses após operação comercial
Sistema de amortização	SAC
Valor do crédito	Definido conforme capacidade de pagamento do projeto, observado o ICSD de 1,3x, aferido anualmente
Garantia – apoio direto	Garantias reais (tais como hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis, etc.) e/ou pessoais (tais como fiança ou aval), definidas na análise da operação.
Garantia – apoio indireto	Negociadas entre a instituição financeira credenciada e o cliente

Tabela 10: Condições do BNDES FINEM

Fonte: Excelência Energética, com dados do BNDES, 2016.

Os financiamentos da cogeração são atrelados à **TJLP** e a taxa de risco de crédito e de intermediação do BNDES soma em média 3,09% a.a.. Abaixo apresentamos os custos financeiros dos desembolsos realizados entre 2002 a outubro de 2016 para usinas que incluem cogeração. Como o financiamento do **BNDES** costuma incluir outras etapas intrínsecas à geração de energia elétrica (implantação da usina de açúcar e álcool e plantio da cana), a Tabela 11 apresenta um retrato para o setor.

Indexador	Custo financeiro	Desembolsos R\$ milhões	% em relação ao total
IPCA	11,85	79,27	0,4%
SELIC	4,29	93,05	0,5%
Taxa Fixa	4,49	3.835,69	19,5%
TJ3 ³⁸	4,48	31,38	0,2%
TJ462	3,45	539,40	2,7%
TJLP	3,09	13.819,88	70,4%
US\$ / Cesta	3,32	1.240,00	6,3%
TOTAL		19.638,7	100%

Tabela 11 : Custos dos financiamentos do BNDES para os desembolsos ocorridos entre 2002 a out.2016 para o setor de cana e açúcar com cogeração

Fonte: Excelência Energética, com dados do BNDES, 2016.

Quando se analisa o histórico das condições pactuadas pelo **BNDES** para os leilões de energia, as alterações mais significativas estão relacionadas ao nível de alavancagem (em 2013 era até 90% para caldeiras com pressão igual ou superior a 60 bar, e em 2016 caiu para 70%), prazo de amortização (em 2013 eram até 20 anos, e em 2016 até 16 anos) e remuneração básica do **BNDES** (elevou-se de 0,9% a.a. em 2013 para 1,5% em 2016).

ANO	Leilões 2013	Leilão 2014	Leilões 2015	Leilão 2014
Valor mínimo do financiamento	R\$ 10,0 Milhões	R\$ 20,0 Milhões	R\$ 20,0 Milhões	R\$ 20,0 Milhões
Custo Financeiro	TJLP	TJLP	TJLP	TJLP
Remuneração Básica do BNDES	0,9% a.a.	1,0% a.a.	1,2% a.a.	1,5% a.a.
Taxa de Risco de Crédito	Entre 0,4% e 2,87% a.a.	até 2,87% a.a., conforme o risco de crédito do cliente.	Até 2,87% a.a., conforme o risco de crédito do cliente.	Até 2,87% a.a., conforme o risco de crédito do cliente/projeto.
Participação Máxima do BNDES:				
i. Para projetos de cogeração que utilizem caldeira de biomassa com pressão igual ou superior a 60 bar	90% dos itens financiáveis	90% dos itens financiáveis	70% dos itens financiáveis	até 70% do valor dos demais itens financiáveis.
ii. Demais casos	80% dos itens financiáveis	80% dos itens financiáveis	70% dos itens financiáveis	até 70% do valor dos demais itens financiáveis.
Prazo de Amortização	Até 20 anos	Até 16 anos	Até 16 anos	Até 16 anos

³⁸ TJ3: Custo flutuante de mercado em Reais equivalente à taxa de juros, em Reais, formada pela aplicação de encargo fixo sobre taxa fixa de juros de mercado, para o prazo de 3 meses, apurada e divulgada pela BM&F BOVESPA com base nos preços de referência dos contratos de DI-Futuro.

TJ462: trata-se da TJLP acrescida de 1% a.a.

US\$ - CESTA: Encargos da Cesta de Moedas (ECM) acrescidos da Variação do US\$ ou da Variação da UMBNDES ou, alternativamente, o Referencial de Custo Financeiro equivalente aos encargos da cesta de moedas (ECM), fixado quando da liberação do crédito, expresso sob a forma de: (i) taxa de juros fixa em US\$ ou (ii) taxa de juros flutuante em US\$, formada pela aplicação de encargo fixo sobre a Libor em US\$ de 3 ou 6 meses;

Carência	Até 6 meses após a operação comercial	Até 6 meses após a operação comercial	Até 6 meses após a operação comercial	Até 6 meses após a operação comercial
Sistema de amortização	SAC, e conversão para PRICE se houver emissão de debêntures	SAC, e conversão para PRICE se houver emissão de debêntures	SAC, e conversão para PRICE se houver emissão de debêntures	SAC, e conversão para PRICE se houver emissão de debêntures
Valor do crédito	Determinado com base no ICSD de 1,2x	Determinado com base no ICSD de 1,2x	Determinado com base no ICSD de 1,2x	Determinado com base no ICSD de 1,2x
	Para a definição do valor do crédito, a projeção do ICSD será realizada com base no SAC.	Para a definição do valor do crédito, a projeção do ICSD será realizada com base no SAC.	Para a definição do valor do crédito, a projeção do ICSD será realizada com base no SAC.	Para a definição do valor do crédito, a projeção do ICSD será realizada com base no SAC.
OBS:	Para projetos de geração de energia movidos a biomassa em que os Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE) possuam crescimento da quantidade da energia contratada, os prazos de amortização e de carência dos subcréditos poderão ser ajustados de forma escalonada.	Para média-grandes e grandes empresas e entes da administração pública, a participação do BNDES poderá ser ampliada para até 90%. Neste caso, a parcela do crédito referente ao aumento da participação terá custo equivalente a Cesta ou IPCA ou TS ou TJ3 ou TJ6 e a remuneração básica do BNDES será de, no mínimo, 1,2% a.a.	Os clientes podem ter a participação do BNDES ampliada para até 90%. Neste caso, a parcela o crédito referente ao aumento da participação terá custo equivalente a Cesta ou IPCA ou TS ou TJ3 ou TJ6 e a remuneração básica do BNDES será de, no mínimo, 1,2% ao ano (a.a.).	Os clientes podem ter a participação do BNDES ampliada para até 80%. Neste caso, a parcela o crédito referente ao aumento da participação terá custo equivalente a Cesta ou IPCA ou TS ou TJ3 ou TJ6 e a remuneração básica do BNDES será de, no mínimo, 1,5% ao ano (a.a.).

Tabela 12: Condições dos financiamentos do BNDES para leilões de energia

Fonte: Excelência Energética, com dados do BNDES.

Difícilmente o **BNDES** trabalha com a modalidade *Project Finance* puro, ou seja, sem exigências de garantias reais dos empreendedores, somente com os recebíveis do projeto. Na prática, o banco exige além da cessão fiduciária dos recebíveis, garantias reais, tanto na fase de construção quanto na fase de operação (incluindo garantia de performance). Assim sendo, é necessário o banco evoluir nessa questão, de financiamento na modalidade *Project Finance* puro.

Hoje alternativas ao FINEM do BNDES estão restritas à colocação de debêntures de infraestrutura e *corporate finance*, ambas possuem um custo financeiro maior:

- Corporate Finance: Empréstimos de recursos através de intuições privadas, geralmente de prazo menor que as linhas do BNDES e custo referenciado a mercado.
- Debêntures de Infraestrutura: A Lei 12.431/2011 reduziu a alíquota de imposto de renda a zero para títulos emitidos por sociedade de ações, destinados para captar recursos com vistas à implementação de projetos de investimentos na área de infraestrutura. Até o momento foram realizadas 26 emissões no setor de energia elétrica desde 2012, sendo que nenhuma corresponde à projetos de cogeração de energia. O volume foi de R\$ 3.705,2 milhões ao custo médio ponderado de IPCA + 7,3% a.a.³⁹

³⁹ <http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/estudos/financiamento-de-longo-prazo/Pages/default.aspx>

Alternativamente ao BNDES, o Banco do Nordeste – BNB voltou a financiar empreendimentos do setor de energia para a Região. O Programa de Aplicação dos Recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador em Projetos de Infraestrutura Econômica – PROIN tem como objetivo apoiar projetos de implantação, ampliação, recuperação e modernização da infraestrutura econômica nos setores de energia, telecomunicações, saneamento, transporte e logística. O financiamento também é atrelado à **TJLP**, e alcança entre 80 – 90% dos itens financiáveis, mas não podendo ultrapassar R\$ 150 milhões. Ainda assim, trata-se de uma mistura de *Project Finance* e *Corporate Finance*.

Difícilmente novas opções ao *Project Finance*, mesmo que com a exigência de garantias reais e/ou pessoais, mostrar-se-iam mais baratas. Assim, o ideal seria trabalhar na evolução para o *Project Finance* puro junto ao BNDES, e com liberações de recursos em prazo compatível com o cronograma de execução das obras.

4.7 Procedimentos para acesso à Rede de Distribuição e Transmissão

Os procedimentos para solicitação de acesso à rede, seja ele à rede de distribuição ou transmissão, são bastante similares. O processo pode ser dividido em quatro fases: Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso Definitivo.

O processo envolve o gerador e a distribuidora em que se pretende conectar, no caso de conexão ao sistema de distribuição, ou, ainda, ou a transmissora e o **ONS**, no caso de conexão à rede básica ou a demais instalações de transmissão.

Os prazos máximos processuais indicados no diagrama abaixo se referem a uma conexão em sistema de distribuição, mas no caso de conexão à rede básica não são muito diferentes. Como se vê, os processos para conexão possuem prazo relevante, chegando a superar um ano, e são um dos principais fatores de atraso na energização de centrais geradoras.

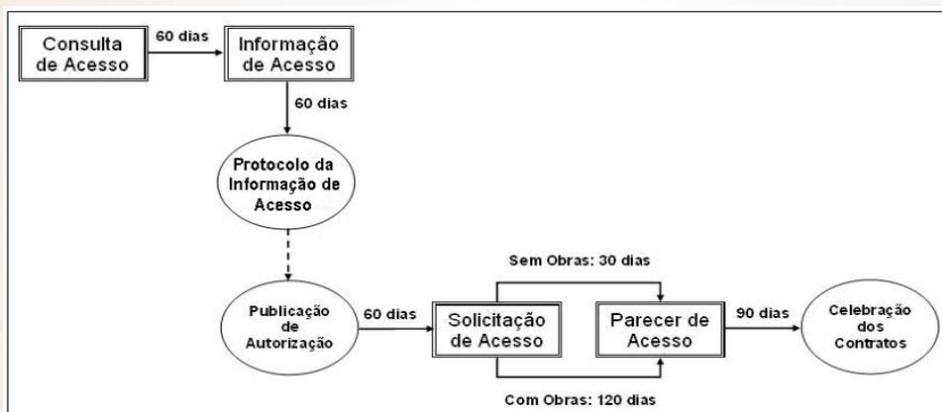


Figura 28: Prazos máximos para cada etapa dos procedimentos de acesso

Fonte: ANEEL, 2015

4.7.1 Consulta de acesso

A Consulta de Acesso deve ser feita pelo empreendedor junto à distribuidora ou transmissora em cujo ponto de conexão se pretende acessar.

Após um primeiro contato, a distribuidora ou transmissora, que a partir de agora serão referidas como **acessadas**, informarão quais as informações necessárias para a conexão.

O empreendedor deve, então, realizar os estudos de conexão, com base nas informações recebidas, e definir qual a melhor alternativa de conexão. A consulta de acesso deve ser encaminhada para avaliação da acessada, que responderá se existe viabilidade técnica de conexão no ponto eleito, ou então irá redirecionar a conexão para outro ponto do sistema onde a conexão seja viável.

É importante notar, entretanto, que sob o ponto de vista do sistema, será eleito o ponto de conexão com **menor custo global**, o que não necessariamente significa o ponto com menor custo para o empreendedor.

4.7.2 Informação de acesso

Em resposta à consulta de acesso, a distribuidora ou transmissora acessada irá emitir uma Informação de Acesso. O documento atesta que existe viabilidade de conexão do empreendimento em um ponto específico e pode eventualmente indicar obras necessárias para o atendimento.

Esta informação de acesso é necessária para participação em leilões e para a solicitação de outorgas de autorização para construção e operação no mercado livre. Entretanto, a informação de acesso somente indica que a conexão é viável, considerando apenas os acessos **já confirmados** e não outras consultas que estejam em curso na mesma época. Assim, é perfeitamente normal que sejam emitidas informações de acesso em um volume muito maior do que o ponto de conexão pode absorver, especialmente no período que antecede o cadastramento para participação em leilões de energia.

Isso ocorre porque, enquanto a informação de acesso avalia a viabilidade física da conexão, ela normalmente⁴⁰ **não dá nenhum direito e nem preferência de acesso**. A validade da informação de acesso é de poucos meses e suas funções se resumem à solicitação de outorga e participação em leilões, motivo pelo qual é opcional para os empreendedores que não participarem destas atividades

⁴⁰ Recentemente foi publicada a primeira exceção a esta regra, no edital do 2º LER 2016. Neste leilão em especial, será reservado aos ganhadores o ponto de conexão definido na habilitação técnica até cerca de um ano após a realização do leilão (sendo o prazo para assinatura dos contratos de uso do sistema definido em função da data estimada para emissão das outorgas de autorização dos participantes do leilão).

(como, por exemplo, no caso de registro). Para que seja efetivamente iniciado o processo de conexão, é necessário que o empreendedor realize uma solicitação de acesso.

4.7.3 Solicitação de acesso

A etapa da solicitação é realizada junto à distribuidora sempre que a conexão pretendida for referente a um ponto do sistema de distribuição. No caso de conexão à rede básica, a solicitação deve ser feita ao **ONS** (ou à transmissora acessada, uma vez que independentemente da entrada da solicitação, ambos trabalharão em conjunto na análise), sempre que o horizonte pretendido para conexão for inferior a três anos. Quando a conexão estiver prevista para prazo superior a três anos, a solicitação de acesso deve ser feita à **EPE**.

A solicitação de acesso já é uma etapa que gera direitos e obrigações, inclusive em relação à prioridade de atendimento e reserva na capacidade de transmissão disponível. A priorização é feita de acordo com a ordem cronológica de solicitação, ressalvados casos especiais⁴¹.

Para a solicitação de acesso, é necessária a apresentação dos estudos e análises relacionadas ao acesso, inclusive no que se refere ao impacto nas redes afetadas e os estudos de qualidade da energia. É possível negociar com a acessada a participação nas etapas de projeto, construção e comissionamento das instalações, sendo que não é incomum que as obras sejam realizadas pelo empreendedor interessado mediante compensação futura, para que o ritmo de implantação possa ser controlado pelo gerador.

4.7.4 Parecer de acesso definitivo

Como resposta à solicitação de acesso, é emitido o parecer de acesso definitivo, um documento técnico e extenso que traz as duas principais informações sobre o acesso: o montante de uso do sistema contratado e a data da primeira energização. Para as centrais geradoras, o montante de uso contratado deve ser, necessariamente, a potência máxima injetável da usina, reduzida do consumo mínimo interno da planta. Assim, para as centrais geradoras de biomassa, é importante notar que obrigatoriamente deverá ser contratada a capacidade máxima de fornecimento de energia, mesmo que, na média do ano, o montante de energia entregue seja inferior.

Com base no parecer, serão firmados os contratos de conexão e uso do sistema, denominados Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (**CCD**) e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (**CUSD**), no caso de conexão a uma distribuidora, e Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

⁴¹ Vide caso do 2º LER 2016.

(CCT) e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUSD), no caso de conexão a uma transmissora.

Caso os contratos não sejam assinados dentro do prazo regulamentar, o parecer de acesso perderá a validade, de modo que o empreendedor ficará sujeito a novas condições de acesso e prazos de atendimento.

A partir da data determinada no parecer de acesso e no CUSD ou CUST, serão iniciadas as obrigações de ambas as partes, ou seja, a disponibilização da linha pela acessada e o pagamento pelo gerador, independentemente da data de efetiva conexão. Isso significa que se as obras da central geradora forem completadas e a usina puder entrar em operação antes do tempo previsto, não há nenhuma obrigação de que a conexão esteja disponível, e não será possível exportar energia. Ao mesmo tempo o oposto ocorre: caso a central geradora não esteja em condições de entrar em operação na data prevista, o pagamento dos encargos será devido, por conta da disponibilidade das instalações de conexão, mesmo que essas não sejam utilizadas.

Assim sendo, o planejamento cuidadoso da data de energização é fundamental, bem como é essencial que haja um acompanhamento próximo das obras e comprometimento de ambas as partes se houver interesse em antecipação da injeção de energia. Na maior parte dos contratos, a indisponibilidade de conexão não exime o vendedor de entregar a energia contratada, sendo necessário adquirir energia no mercado livre para fazer frente às obrigações contratuais ou arcar com as penalidades previstas em contrato.

5. Avaliação das Diferentes Barreiras na Ótica da Comercialização da Bioeletricidade

5.1 Apontar e descrever os motivos e/ou origens de cada barreira identificada

Na Tabela 6, tópico 4.2, foram resumidas as principais barreiras identificadas para cada opção de comercialização. Esta seção trata sobre os motivos que ocasionam estas barreiras:

- Imprevisibilidade do preço de venda no **MCP**;
- Inadimplência rateada entre credores do **MCP**;
- Garantia dos contratos regulados;
- Desvalorização por compradores do **ACL** da geração sazonal;
- Curtos prazos de contratos no **ACL**; e
- Momentos das chamadas públicas de **GD**.

5.1.1 Imprevisibilidade do preço de venda no MCP

A hidrologia é importante na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (**PLD**), utilizado para valorar a energia liquidada no **MCP**, no entanto, não é único fator que influencia na formação deste.

Para se chegar ao **PLD** semanal por submercado e por patamar de carga, o sistema de energia brasileiro é simulado em dois modelos computacionais, sendo um deles o Newave, e o outro, o Decomp. Ambos os softwares são desenvolvidos pelo Cepel e possuem o código fechado, de forma que não é possível desvendar sua programação nos detalhes, apenas deduzir o possível através de simulações (parâmetros de entrada confrontados com resultados).

O software Newave tem como parâmetros de entrada informações como a configuração de reservatórios, as usinas que estão à jusante e montante umas das outras em um mesmo aproveitamento hídrico, a capacidade de cada hidrelétrica de transformar água em energia (fator de produtividade), as termoeletricas disponíveis e seus respectivos custos, o histórico da hidrologia desde 1931, o custo do déficit de energia, o nível de risco considerável como aceitável para a ocorrência de déficit, a demanda de energia projetada para cada mês do período, a geração de usinas menores não simuladas como as eólicas, solares, térmicas a biomassa e **PCHs**, o cronograma de entrada em operação de novas usinas, e os limites de intercâmbio entre submercados, entre outros dados.

A partir de tais dados, e da informação de que o objetivo é minimizar o custo de operação, o Newave gera uma função de custo futuro, ou seja, a partir da decisão tomada hoje de se operar o sistema com termoeletricas ou hidroeletricas, considerando as probabilidades hidrológicas futuras com base em parâmetros de risco pré-determinados nas projeções, e com base no custo das térmicas e no nível final

dos reservatórios após cada período, além de uma taxa de desconto do custo no tempo também parametrizado na entrada, o sistema prevê o custo da operação. O custo da operação é o resultado do custo total das termoeletricas despachadas, somados ao custo do déficit conforme a profundidade prevista do déficit, sendo que na prática, este dado é calculado para 2000 cenários hidrológicos gerados com certa aleatoriedade probabilística pelo software e então é considerada a média dos 2000 custos obtidos para cada período.

O Decomp utiliza esta função de custo futuro e a previsão hidrológica de curto prazo como entrada para detalhar o preço em um horizonte de curto prazo, por semana e patamar de carga. O **PLD** é este custo previsto pelo Decomp, limitado por valores mínimo e máximo, definidos anualmente.

Recorrentemente, os parâmetros de entrada são revistos, e os agentes do setor discutem e comentam sobre pontos de melhoria do Newave. Por exemplo, está em discussão a possibilidade de se separar a geração eólica da base de gerações das usinas não despacháveis, de maneira a melhorar a previsibilidade do comportamento destas, além disso, está sendo proposta alteração dos parâmetros de risco que são considerados na escolha probabilística da geração dos dois mil cenários com base no histórico hidrológico, outro ponto em atenção é o custo do déficit, além de itens para os quais imagina-se que não sejam os mais atuais e necessitem de revisão, como a taxa de desconto utilizada para o custo, os dados de configuração de reservatórios que após tantos anos sofrem assoreamento e tem suas características alteradas, entre outros. Tal quantidade de itens não necessariamente atualizados por vezes conduz a resultados do software não totalmente coerentes com a realidade, por exemplo, o nível final dos reservatórios a cada período não é coincidente com o simulado pelo software, ainda que se utilize como dado de entrada valores de variáveis conforme os efetivamente observados na prática, isto é, testes retroativos com a finalidade de testar a lógica do processamento do modelo e seu nível de acerto (*backtest*).

A Excelência Energética realizou *backtest* referente ao ano de 2015, buscando capturar esta diferença nos resultados do modelo computacional através da alteração do fator de produtividade das usinas. A diferença nos resultados referentes ao nível de reservatório melhorou consideravelmente quando se diminuiu em 10% o fator de produtividade de todas as usinas do **SIN** na simulação, ainda assim, não se chega exatamente ao dado realizado, mostrando que há outras questões a serem tratadas além desta. A Figura 29 mostra os resultados obtidos com os *backtests* citados, sendo:

- **ENA:** Energia Natural Afluente – diz respeito a quantidade de água que chega nos reservatórios devido a chuvas e afluência do rio a montante do aproveitamento hidrelétrico. A medição da afluência em volume é transformada em medida de energia, ou seja, o quanto

de energia é possível gerar a jusante a partir de tal volume de água. Isto depende dos parâmetros das usinas à jusante do reservatório.

- **EARMi**: Energia Armazenada no Início do período (medida em percentual da capacidade total de armazenamento do **SIN**).
- **EARMf**: Energia Armazenada ao Final do período (medida em percentual da capacidade total de armazenamento do **SIN**).

Uma vez que as medidas de volume e afluência depende do quanto de energia a usina é capaz de produzir com determinado volume de água, ao se alterar o fator de produtividade, foi necessário também alterar o armazenamento inicial e afluência esperada, ambos parâmetros de entrada, para garantir a coerência entre estes dados inter-relacionados.

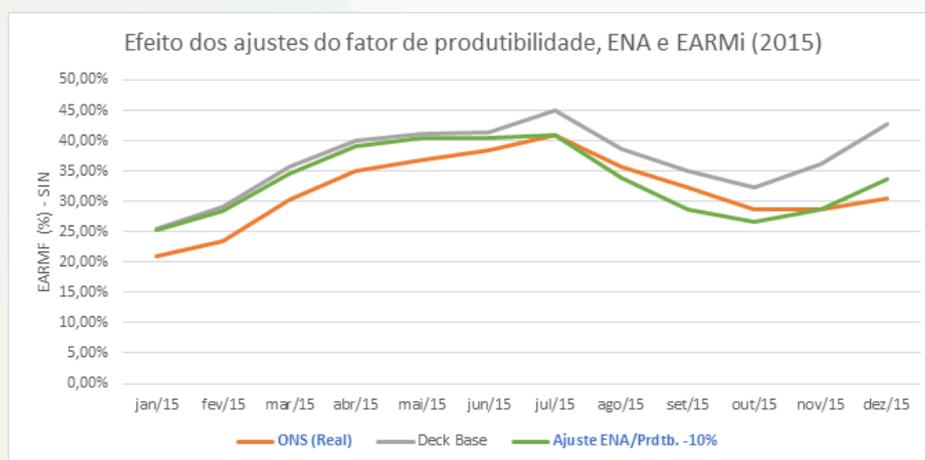


Figura 29: resultado da calibragem do Newwave

Fonte: Excelência Energética, 2017

A exposição destes testes tem o intuito de demonstrar a falta de exatidão do modelo computacional para retratar os dados reais. Apesar do nível dos reservatórios de usinas hidrelétricas, o resultado final de interesse para a comercialização, que é o custo de operação, inclui ainda uma série de outros fatores, o que justifica a considerável imprevisibilidade deste custo. Assim sendo, a correlação do **PLD** não é tão direta e clara com apenas um fator específico, apesar de comumente se utilizar a hidrologia e o nível dos armazenamentos como os indícios mais consideráveis para simular expectativas e tomar decisões futuras.

A redução desta imprevisibilidade passa pelo aperfeiçoamento dos modelos computacionais, tema este já na agenda de trabalhos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e da Empresa de Pesquisa Energética. O objeto das empresas é

em 2019 integrar os modelos usados pelo **ONS** para a estratégia da operação, pela **EPE** para o planejamento, e pela **CCEE** para calcular o Preço de Liquidação das Diferenças.

O novo modelo computacional deverá representar cada uma das usinas individualmente, assim como a rede de transmissão, adicionalmente, ao contrário do Decomp, que calcula e atua com patamares, esse novo modelo trabalharia com horizonte horário. Enquanto isso, os modelos atuais passarão por aprimoramentos pontuais, em 2017 com o CVar mais avesso ao risco, e em 2018 com a SAR, para então em 2019 ter-se o modelo novo, com a usina individualizada e a representação da rede.

5.1.2 Inadimplência rateada entre credores do MCP

O inciso IV do artigo 17 da Convenção de Comercialização⁴² determina que os agentes credores nas liquidações no âmbito do mercado de curto prazo da **CCEE** deverão, na proporção de seus créditos líquidos no período considerado, suportar eventuais inadimplências não cobertas pelas garantias financeiras aportadas.

Nos anos recentes, algumas alterações específicas em legislação tiveram como efeito colateral que agentes credores se sentissem prejudicados pelo cálculo da contabilização. Assim sendo, e sob o argumento de que a resolução fere dispositivos previstos em lei, agentes se organizaram, moveram ações judiciais e obtiveram liminares que garantissem sua isenção em responsabilidades que estavam lhes sendo atribuídas, ocasionando assim atrasos na divulgação da contabilização, estagnação do mercado de curto prazo ou liquidações apenas de valores parciais.

Dois exemplos de situações caóticas para os credores do **MCP**, que deixaram de receber valores que lhes eram devidos no período esperado, foram as repercussões causadas pela Resolução CNPE nº 03 de 2013, e, recentemente, as questões relacionadas ao Mecanismo de Realocação de Energia (**MRE**) durante o período de hidrologia crítica nos anos de 2014 e 2015.

A resolução CNPE nº 03 previa que o Encargo de Segurança Energética (**ESS**) por despacho adicional fosse rateado 50% pelos compradores do **MCP** e 50% por todos os agentes de mercado, proporcionalmente à sua participação. Durante o período de transição na metodologia de cálculo, foram criados **PLDs** distintos para compra e venda de energia, de modo que diversos agentes que até então tinham um balanço financeiro equilibrado viram-se devedores da noite para o dia, embora não houvesse desequilíbrio mensal em termos de energia. Os comercializadores, por exemplo, sentiram-

⁴² Estabelecida pela Resolução Normativa Aneel n. 109, de 26 de outubro de 2004

se penalizados por terem de arcar com o encargo e conjuntamente obtiveram uma liminar que cobria todos os associados da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel). Outros agentes também alegaram inconstitucionalidade de se criar novos encargos no contexto em questão, e dessa forma, a **CCEE** teve de administrar todas as limitares vigentes a cada liquidação. Neste período de incertezas o mercado chegou a praticar *spread* negativo sobre **PLD** em operações bilaterais de curto prazo por medo dos agentes de se tornarem credores nas caóticas liquidações do **MCP**.

No caso do compartilhamento do risco hidrológico por geradores hidroelétricos participantes do **MRE**, ocorre que em períodos mais secos, em que praticamente nenhuma usina hidrelétrica é capaz de gerar sua garantia física, o grupo fica extremamente exposto, exatamente quando espera-se os maiores preços no mercado e curto prazo. Com isso, os valores a serem pagos ficam significativamente altos, devido ao alto despacho térmico, e como ocorreu entre 2014 e 2015, diversos agentes deram entrada em limitares para evitar suas exposições acima 5% da garantia física. Ainda hoje existe pendência de débitos referentes a este período, sendo que na liquidação de setembro de 2016 tal pendência ultrapassava R\$ 1,3 bi, o que representou mais de 50% do total da contabilização do mês.

Tais casos revelam a fragilidade da contabilização frente às instáveis regulações dos assuntos de energia elétrica, e o potencial de geração de efeitos colaterais por ações que, apesar de visarem a melhoria de alguns aspectos do setor, eventualmente ocasionam significativo impacto no fluxo de caixa de agentes participantes do mercado que não necessariamente tem responsabilidade clara sobre o item para o qual buscou-se a melhoria.

Cabe aqui observar que, a biomassa foi afetada da mesma forma que os demais credores do mercado de curto prazo que não tem liminar válida para priorização no recebimento.

5.1.3 Garantia dos contratos regulados

Os **CCEARs** costumam trazer em um de seus anexos o Contrato de Constituição de Garantia (**CCG**). O **CCG** prevê a vinculação da receita do comprador em favor do vendedor. Ainda, coloca um banco gestor que atua como responsável pelo fluxo de recursos. O comprador deve manter fluxo na conta centralizadora do correspondente a 1,2 vezes o valor indicado no documento de cobrança. Diz uma cláusula que apenas uma vez ao ano pode ocorrer a não verificação do fluxo exigido, e que neste caso

existe a carência de um mês para que o comprador reponha o recurso na conta. Se houver inadimplência ou duas vezes de ocorrência do período de carência em um ano, então a conta reserva será exigida, na qual deverão ser mantidos 30% do valor do documento de cobrança, que permanecem bloqueados por 12 meses.

Ou seja, na prática, se não houver recursos colocados para este fim por parte do comprador, após dois meses, a garantia não é capaz de suprir as necessidades do vendedor. Não há uma terceira parte garantidora.

Como exemplo prático de uma ocorrência no qual este contrato não foi suficiente para suprir a inadimplência do comprador prejudicando, inclusive, usinas a biomassa participantes deste leilão, diz respeito ao 3º Leilão de Fontes Alternativas (**LFA**), ocorrido em 2015, cujo suprimento iniciou-se em janeiro de 2016. A distribuidora CEA do Amapá ficou inadimplente por meses seguidos, e a distribuidora CEAL do estado de Alagoas, apresentou recorrentes atrasos no pagamento.

A concessionária CEA foi multada em mais de R\$ 3 milhões devido à inadimplência e teve negado pela Aneel seu recurso administrativo interposto na tentativa de retirar a responsabilidade da multa⁴³. Além disso, houve o caso da termelétrica da empresa Oiapoque Energia para a qual a Aneel exigiu que a Eletrobrás assumisse os valores pendentes, que em maio de 2016 representava aproximadamente de R\$ 10 milhões não pagos pela CEA, e estaria provocando a falência da termelétrica e colocando em risco o suprimento na cidade de Oiapoque, no Amapá.

O caso da CEA é um exemplo prático da não efetividade da garantia proposta para **CCEARs**, e apresenta, portanto, um risco a ser mensurado na entrada neste mercado.

5.1.4 Desvalorização pelos compradores do ACL da geração sazonal

No caso do Brasil, grande parcela do consumo residencial e comercial pode ser justificada através da temperatura, isto é, em períodos de temperaturas mais elevadas, o consumo de energia elétrica costuma ser também maior, devido principalmente ao uso de ar-condicionado. Já o consumo industrial pode ser associado ao processo produtivo, com valor razoavelmente constante ao longo do ano, uma leve queda entre dezembro e janeiro, provavelmente devido a férias coletivas e baixa nas

⁴³ Despacho Aneel nº 3.101 de 29/11/2016.

vendas no início do ano, já que apresenta aumento da produção no terceiro trimestre, quando a indústria prepara os estoques para atender ao pico de vendas nos últimos meses do ano.

Ou seja, através da Figura 19, que mostra a sazonalidade da produção da térmica a biomassa, iniciando a produção em abril atingindo o pico por volta de agosto e então decaindo até praticamente zerar em dezembro, é possível concluir que a sazonalidade da produção de usinas movidas a biomassa é incompatível com as principais classes de consumo representantes das compras de energia no **ACL**, que são a classe industrial e comercial.

Abaixo estão a Figura 30 e Figura 31 através das quais é possível observar o comportamento sazonal do histórico de consumo total no período de janeiro de 2010 a setembro de 2016 das classes comercial e industrial, respectivamente, incluindo clientes livres e cativos.

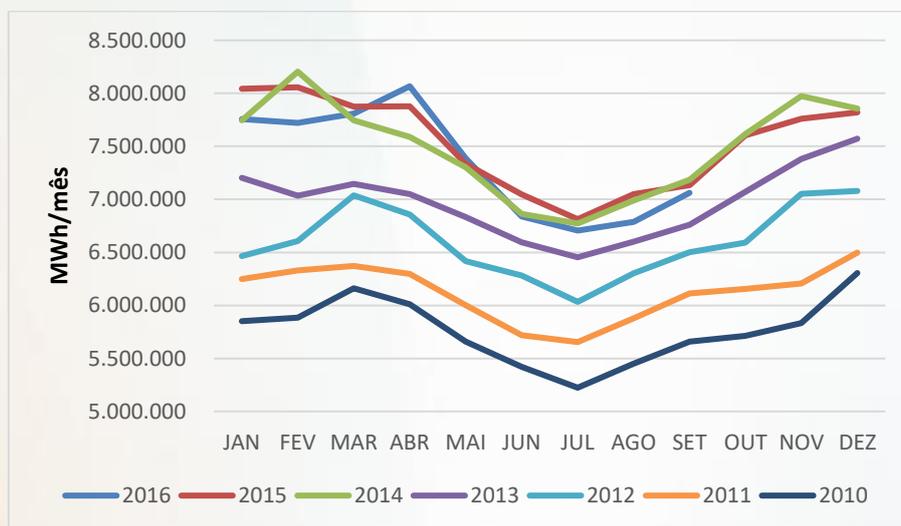


Figura 30: Histórico de consumo total da classe comercial

Fonte: ANEEL, 2017

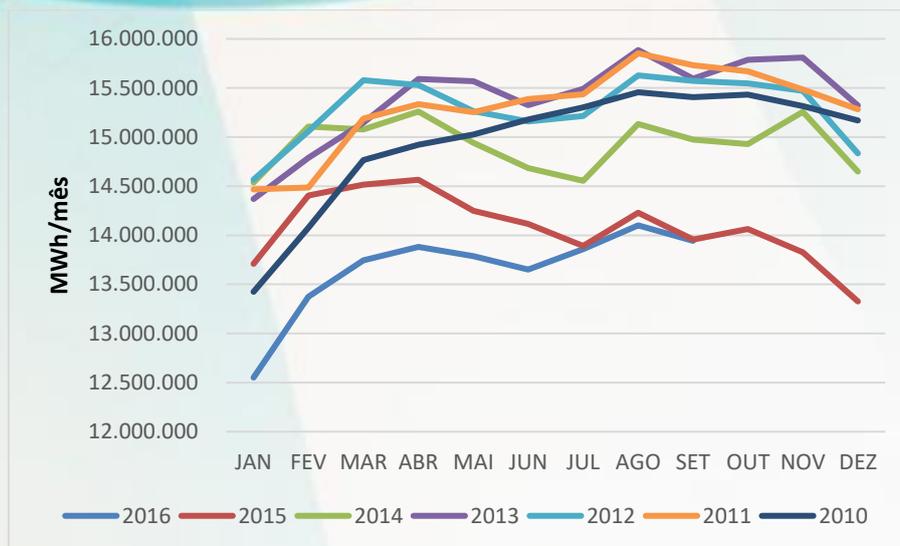


Figura 31: Histórico de consumo total da classe industrial
 Fonte: ANEEL, 2017

Daí decorre a possível dificuldade que o gerador a biomassa pode encontrar ao tentar firmar contratos diretamente com consumidores, tendo que recorrer às comercializadoras para alocação da energia no mercado livre. O intermédio de comercializadoras já é uma solução de mercado, não havendo necessidade de alterações regulatórias específicas para atuação no **ACL**.

5.1.5 Curtos prazos de contratos no ACL

Mais da metade da energia no **ACL** é transacionada por instrumentos contratuais com prazo de suprimento de duração de um a seis anos (vide Figura 6). Um dos motivos disto é que os preços costumam carregar os índices de inflação nos reajustes anuais, de maneira que os consumidores preferem não se comprometer com os preços após dois anos, afinal, a variação do **PLD** não é diretamente atrelada à inflação. Assim sendo, alguns meses de antecedência pode representar um período mais adequado para se prever o comportamento do mercado, especialmente da hidrologia e do balanço energético (consumo comparado à geração) a fim de estimar preços futuros e providenciar a contratação dos períodos seguintes ao vencimento do contrato atual. Um dos objetivos da contratação de períodos maiores é, portanto, servir como *hedge* do preço de curto prazo, evitando a total exposição dos agentes.

Além disso, há incertezas de consumidores quanto às demandas de longo prazo, seja por incertezas nas expectativas de crescimento da economia, de evolução tecnológica de seus equipamentos

industriais/ comerciais que resultem em maior eficiência energética, ou mesmo de sua competitividade no mercado.

Tudo isso somado fazem com que os contratos no **ACL** tenham prazos reduzidos em relação aos **CCEARs**, que costumam ter períodos entre 3 e 10 vezes maiores aproximadamente, fator que impacta na aceitação de contratos como garantia de recebíveis na avaliação das fontes financiadoras.

De forma a procurar mitigar estas causas, o **MME** publicou em agosto de 2012 a Portaria nº 455, regulamentada pela **ANEEL** por meio da Resolução normativa nº 611, de 8 de abril de 2014, as regras para Cessão de Montantes de Energia e de Potência – Cessão: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre – **CCEAL**, na modalidade de cessão, livremente negociado. Um dos objetivos é de que os consumidores não fiquem desinibidos a fazer contratos mais longos, vez que, eventuais ajustes de demanda podem ser cedidos (comercializados) a outros consumidores. Embora em prática, esta regulamentação não foi suficiente para induzir o alongamento dos contratos.

5.1.6 Momentos das chamadas públicas de GD

A origem da dificuldade apresentada quanto ao interesse de participação de chamadas públicas de **GD** no momento em que ocorrem, foi explorada no item Geração Distribuída, tópico 4.3.2 deste relatório.

5.2 Questões técnica, econômica, administrativa ou política das barreiras

Como visto nos itens anteriores, as principais barreiras identificadas não podem ser enquadradas unicamente como de natureza técnica, econômica, administrativa ou política, podendo ser explicadas por diferentes fatores. De modo geral, é possível classificar cada barreira conforme Tabela 13.

Barreira	Técnica	Econômica	Administrativa	Política
Imprevisibilidade do preço de venda no MCP		X		X
Inadimplência rateada entre credores do MCP	X	X		
Garantia dos contratos regulados	X	X	X	
Desvalorização pelos compradores do ACL da geração sazonal	X	X		
Curtos prazos de contratos no ACL		X		
Momentos das chamadas públicas de GD		X	X	X

Tabela 13: Classificação das barreiras

Fonte: Excelência Energética.

5.3 Consequências e impactos causados por cada uma das barreiras

Dividimos as análises deste tópico em dois subitens. O primeiro deles traz informações referentes a usinas movidas a biomassa, que representa os seguintes combustíveis: resíduos sólidos urbanos, resíduos animais, florestas, biocombustíveis líquidos e agroindustriais. Dentre os combustíveis agroindustriais existe o bagaço de cana, que se torna foco das análises no subitem seguinte. Por fim, é simulada uma usina negociando energia em 2016 em diversos ambientes de contratação, a fim de exemplificar a diferença entre tais opções.

5.3.1 Impacto geral – usinas movidas a biomassa

Foram identificados como cadastrados no banco de dados da ANEEL⁴⁴ 533 empreendimentos térmicos movidos a biomassa com outorga de autorização, ou aproximadamente 14.140 MW de potência. Analisando os empreendimentos vencedores de leilão⁴⁵, verifica-se que há 89 usinas comprometidas com CCEARs em 2017, representando aproximadamente 5.800 MW de potência. No entanto, usando como base a comparação entre garantia física e energia comprometida (MW_{méd}), apenas 14 destas comprometeram a totalidade da GF.

Assim sendo, há 75 usinas com a exposição ao risco pulverizada entre o ACR e o ACL. Além disso, algumas das usinas que venderam energia em leilões, o fizeram em mais de um produto, o que também contribui para a pulverização de riscos, dado o fato de que os compradores dos produtos não necessariamente são os mesmos, e as características das entregas são diversas entre produtos. Das 89 usinas comprometidas em leilões do ACR, 12 celebraram CCEAR em dois ou mais produtos. Do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) são participantes 19 usinas movidas a biomassa.

Por subtração entre usinas que constam na relação da ANEEL e aquelas que constam ou como comprometidas no ACR ou como autoprodutores⁴⁶, conclui-se que aproximadamente 75% das usinas estão com energia à disposição do ACL. Destas, não é possível distinguirmos as que tem contratos com consumidores ou comercializadoras daquelas que correm os riscos no MCP, por envolver contratos bilaterais sem acesso ao público geral.

⁴⁴ <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp> (acessado em 07/12/2016)

⁴⁵ A presente análise considera o nome do empreendimento, isto é, se duas usinas tiverem o mesmo nome podem equivocadamente ser contadas como sendo a mesma.

⁴⁶ Constatamos que 95 das usinas movidas a biomassa constam como autoprodutores.

A Figura 32 e a Tabela 14 resumem o número estimado de usinas sujeitas aos impactos das barreiras e benefícios de cada opção de comercialização.

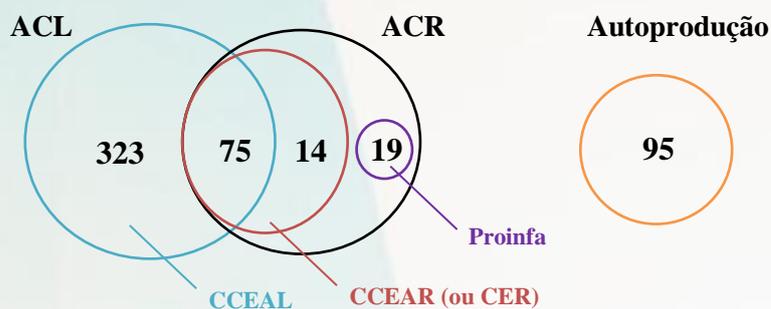


Figura 32 Usinas movidas a biomassa por modalidade de contratação

Fonte: Excelência Energética.

Mercado	Nº de usinas
MCP, ACL e GD	405
ACR (leilões e Proinfa)	108

Obs.: 95 usinas não consideradas neste quadro são autoprodutoras e 75 usinas são contadas nas duas formas de comercialização.

Tabela 14: estimativa das usinas a biomassa impactadas pela exposição a riscos de comercialização.

Fonte: Excelência Energética.

5.3.2 Impacto geral – Usinas movidas a bagaço de cana

Foram identificados cadastrados no banco de dados da ANEEL⁴⁷ 398 empreendimentos térmicos movidos à bagaço de cana com outorga de autorização, que totalizam aproximadamente 10.850 MW de potência. Analisando os empreendimentos vencedores de leilão⁴⁸, verificamos que há 79 usinas comprometidas com CCEARs em 2017 (ou seja, apenas 10 usinas a biomassa participantes de leilão não são movidas à bagaço). Estas representam aproximadamente 5.200 MW de potência. No entanto, usando como base a comparação entre garantia física e energia comprometida (MW_{méd}), apenas 9 destas comprometeram a totalidade da garantia física.

Assim sendo, há 70 usinas com a exposição ao risco pulverizada entre o ACR e o ACL. Além disso, algumas das usinas que venderam energia em leilões, o fizeram em mais de um produto, o que também contribui para a pulverização de riscos, dado o fato de que os compradores dos produtos não

⁴⁸ A presente análise considera o nome do empreendimento, isto é, se duas usinas tiverem o mesmo nome podem equivocadamente ser contadas como sendo a mesma.

necessariamente são os mesmos, e as características das entregas são diversas entre produtos. Das 79 usinas comprometidas em leilões do **ACR** com suprimento vigente em 2017, 15 celebraram **CCEAR** em dois ou mais produtos. Do **PROINFA** são participantes 19 usinas movidas à bagaço de cana.

Por subtração entre usinas que constam na relação da Aneel e aquelas que constam ou como comprometidas no **ACR** ou como autoprodutores⁴⁹, conclui-se que a proporção aproximada encontrada para usinas a biomassa em geral se mantém: 75% das usinas com energia à disposição do **ACL**, ou, 58% com energia exclusivamente à disposição do **ACL**. Destas, não é possível distinguirmos as que tem contratos com consumidores ou comercializadoras daquelas que correm os riscos no **MCP**, por envolver contratos bilaterais sem acesso ao público geral.

A Figura 33 e a Tabela 15 resumem o número estimado de usinas sujeitas aos impactos das barreiras e benefícios de cada opção de comercialização.

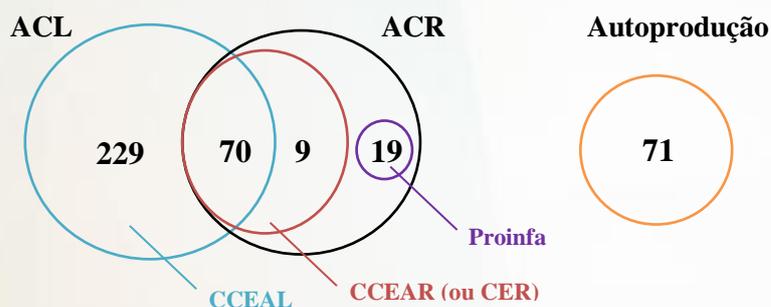


Figura 33: Usinas movidas à bagaço de cana por modalidade de contratação

Fonte: Excelência Energética.

Mercado	Nº de usinas
MCP, ACL e GD	299
ACR (leilões e Proinfa)	98

Obs.: 71 usinas não consideradas neste quadro são autoprodutoras e 70 usinas são contadas nas duas formas de comercialização.

Tabela 15: estimativa das usinas a biomassa impactadas pela exposição a riscos de comercialização

Fonte: Excelência Energética.

⁴⁹ Constatamos que 71 das usinas movidas à bagaço de cana constam como autoprodutores.

5.3.3 Impacto individual – simulação de venda de energia em 2016

Como exercício para vislumbrar o impacto individual, foi feita simulação de usina fictícia movida a biomassa comercializando sua geração ao longo do ano de 2016 no submercado sudeste/centro-oeste. Consideremos uma usina de potência 25 MW e fator de capacidade 40%, e uma garantia física de 10 MWmédios, sazonalizados pela curva demonstrada na Figura 34.

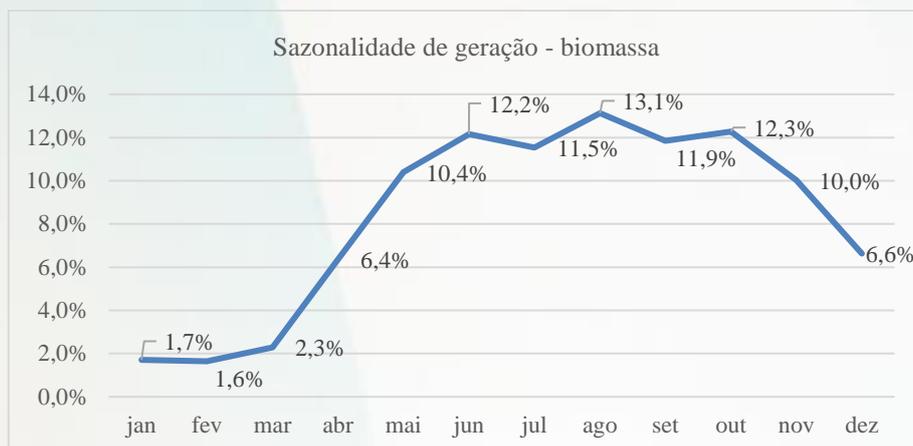


Figura 34: sazonalização considerada para simulação de impacto em usina fictícia.

Se a usina estivesse no **MCP**, o montante devido nas liquidações da energia gerada valoradas ao **PLD** seriam conforme Tabela 16⁵⁰.

	Geração (Mwméd)	Geração (MWh)	PLD SE/CO (R\$/MWh)	R\$
jan/16	0,171	128	35,66	4.547
fev/16	0,164	114	30,42	3.480
mar/16	0,229	170	37,73	6.418
abr/16	0,635	457	49,42	22.600
mai/16	1,039	773	75,93	58.719
jun/16	1,215	875	61,32	53.655
jul/16	1,154	859	83,43	71.636
ago/16	1,313	977	115,58	112.880
set/16	1,185	853	149,02	127.176
out/16	1,227	913	200,21	182.793
nov/16	1,003	722	166,05	119.917
dez/16	0,664	494	122,19	60.321
total	10	7.335	-	824.142

Tabela 16: Geração sazonalizada, PLD e receita devida à usina fictícia que comercializa no MCP. Fonte do PLD: CCEE.

O total da receita anual seria R\$ 824.142, no entanto, em 2016 houve incidência de inadimplência por diversos meses. Utilizando-se o histórico de inadimplência registrado para agentes que não possuem qualquer liminar de preferência para recebimento, o fluxo de receitas neste exemplo seria

⁵⁰ Por simplificação, não está sendo considerada nos cálculos fatores como perdas e indisponibilidade, entre outros.

conforme mostra a Tabela 17, sendo que os montantes inadimplidos ficariam submetidos à espera da quitação dos débitos para serem então recebidos. O total que efetivamente seria embolsado nos períodos esperados representa menos de 3% do valor a receber.

	Geração (MWméd)	Geração (MWh)	PLD SE/CO (R\$/MWh)	A receber (R\$)	Inadimplência percebida	Recebido (R\$)
jan/16	2,057	1.530	35,66	54.565	100,00%	-
fev/16	1,972	1.373	30,42	41.757	92,87%	2.977
mar/16	2,743	2.041	37,73	77.012	92,87%	5.491
abr/16	7,622	5.488	49,42	271.201	100,00%	-
mai/16	12,473	9.280	75,93	704.632	100,00%	-
jun/16	14,583	10.500	61,32	643.862	99,80%	1.288
jul/16	13,849	10.304	83,43	859.637	94,29%	49.085
ago/16	15,752	11.720	115,58	1.354.554	90,74%	125.432
set/16	14,224	10.241	149,02	1.526.114	100,00%	-
out/16	14,726	10.956	200,21	2.193.520	95,49%	98.928
nov/16	12,036	8.666	166,05	1.439.007	100,00%	-
dez/16	7,962	5.924	122,19	723.848	100,00%	-
total	10 MWméd	88.022	-	9.889.710	-	283.201

Obs.: 1) dado de inadimplência de dezembro copiado de novembro, pois ainda não foi divulgado; 2) houve liquidação conjunta de fevereiro e março.

Tabela 17: Recebimento efetivo na liquidação do MCP em 2016 de uma usina fictícia. Fonte da inadimplência: dados extraídos do CliqCCEE.

Comparativamente ao **PLD** em 2016 para o submercado SE/CO, podemos supor que a usina fictícia participou do leilão com suprimento em 2016, para o qual correria os riscos do **CCEAR** quanto a cumprir a entrega anual com a qual se comprometeu, ou ainda, que eventualmente poderia ter entregue energia correspondente a alguma chamada pública de geração distribuída de que tenha participado, recebendo para isto o valor do **VR**.

A Figura 35 faz comparativo de preços a fim de facilitar a visualização das diferenças que poderiam ser encontradas em 2016 pelos diversos geradores a biomassa na venda de energia, dependendo do ambiente de negociação selecionado. Estão comparados os valores dos maiores e menores preço negociado em leilões com suprimento vigente em 2016, sendo todos os valores atualizados para janeiro/2016. Além disso, o gráfico mostra também tanto o **VR** publicado em decreto, quanto o **VR biomassa** (calculado pela Excelência Energética, conforme explicado no item 6.2.4 deste relatório). Não está simulada negociação no **ACL** neste comparativo, uma vez que os valores podem ser diversos, conforme os interesses das partes.

Neste caso específico de 2016, comparativamente com os R\$ 824 mil no ano devidos caso houvesse liquidação no **MCP**, se esta usina fictícia tivesse sido a que vendeu com o menor preço de leilão com suprimento vigente no período e pudesse considerar toda a energia gerada no **CCEAR** em questão, teria recebido no mesmo período R\$ 925 mil. Se fosse a usina que negociou o maior preço vigente em 2016 entre as movidas à bagaço de cana, sua receita anual teria sido de R\$ 1.813 mil.

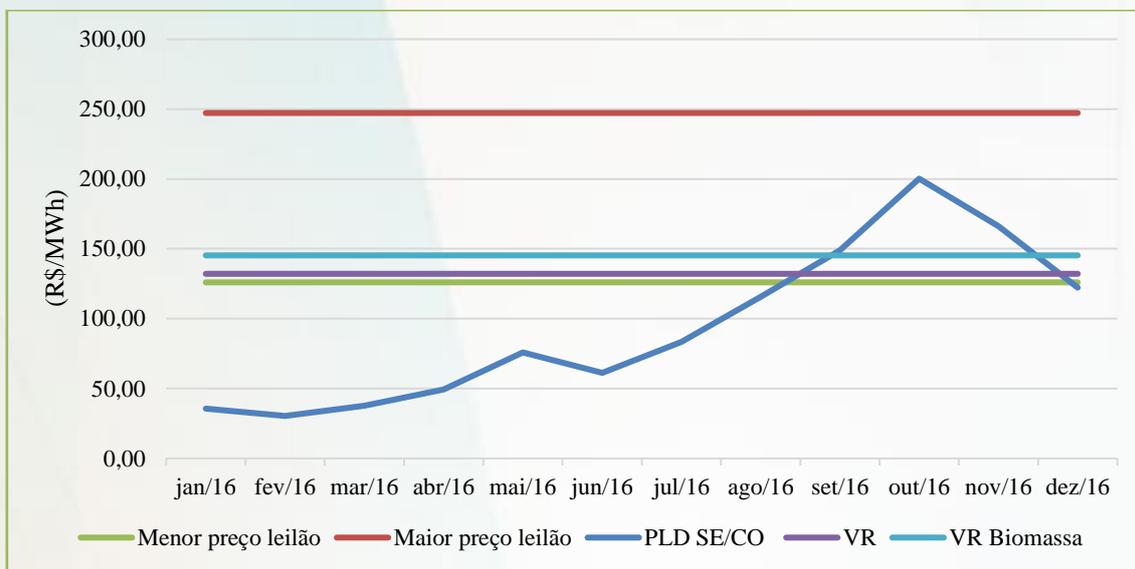


Figura 35: Preço de energia em 2016 que impactaria uma usina fictícia conforme sua opção de comercialização.

Fonte: Excelência Energética.

Quanto a tarifas e taxas, consideremos que a usina fictícia se encontra instalada na área de concessão da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), ligada à rede de 69 kV. É possível verificar a tarifa fio a ser cobrada do gerador pela concessionária na Resolução Homologatória que trata da revisão/reajuste tarifário da distribuidora. No caso da CPFL para a maior parte de 2016, trata-se da REH nº 2.056 (05/04/2016). No anexo à resolução é possível verificar a tarifa de aplicação para geradores pertencentes ao subgrupo A4: R\$ 2,67 / kW. Assim sendo, o gerador com potência 25 MW tem conta mensal referente à **TUSD** de R\$ 66.750, sobre os quais são aplicados os percentuais de desconto referentes à energia incentivada. Repare que independente do subgrupo a que pertence o gerador, classificação que depende da rede na qual este será conectado, a parcela da tarifa sobre energia (R\$ / MWh) é zero, afinal, o gerador será conectada à rede como exportador de energia, e não como importador.

A **TUSD** (ou **TUST**, no caso de geradores conectados diretamente à rede pertencente a uma transmissora de energia), é cobrada igualmente, independentemente da opção de comercialização praticada pelo gerador. Além disso, há ainda algumas taxas relacionadas ao setor elétrico, como a

contribuição associativa paga mensalmente à **CCEE**, cujo valor depende do número de agentes existentes na **CCEE**, do orçamento da agência e da energia transacionada pelo agente. Outro encargo existente é a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica pagos à Aneel teve valor anual fixado em 2016 de R\$ 645,01 / kW, existindo a opção de parcelamento mensal. Por fim, a usina arca também com parte das perdas de energia na Rede Básica, que vem a diminuir o montante de energia produzida que pode ser considerada como disponível para comercialização. Este percentual é divulgado mensalmente pela **CCEE** e em 2016 variou entre 2% e 3%.

Para o gerador fictício, podemos considerar aproximadamente R\$ 200 mensais de contribuição associativa à **CCEE** e R\$ 53 à Aneel, também mensais.

6. Detalhamento das Barreiras

6.1 Barreiras: legislação, normatização ou regulamento específico

6.1.1 Imprevisibilidade do preço de venda no MCP

Como apresentado no item 3.1 deste trabalho, a comercialização de energia no Brasil é realizada basicamente em duas esferas de mercado: o **ACR** e o **ACL**.

Segundo disciplina o Capítulo IV do Decreto n. 5.163/2004, “*Da Contabilização e Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo*”, todos os contratos têm de ser registrados na **CCEE**, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no **MCP**. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no MCP e valoradas ao **PLD**.

O **PLD** é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (**CMO**), limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado.

No **MCP** não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização, que constituem um conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas, propostas pela **CCEE** e aprovadas pela **ANEEL**, aplicáveis à comercialização de energia elétrica no âmbito da **CCEE**.

Nos termos da Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004, com redação dada pela Resolução Normativa n. 348/2009, as operações realizadas no **MCP** serão contabilizadas pela **CCEE** de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização, inclusive as relativas ao intercâmbio internacional de energia elétrica e Energia de Reserva, definidas por regulamentação específica, devendo as exposições dos agentes da **CCEE** serem valoradas ao **PLD**.

O Decreto n. 5.163/2004, em seu art. 57, determinou que a contabilização e a liquidação mensal no **MCP** sejam realizadas com base no **PLD** e que tal preço, publicado pela **CCEE**, seja calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o **CMO**, limitado por preços mínimo e máximo, e observe, entre outros fatores, o Custo do Déficit de energia elétrica.

O mesmo regulamento disciplinou que o valor máximo do **PLD** (**PLD_{max}**), a ser estabelecido pela **ANEEL**, seja calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

O Decreto n. 5.163 definiu, ainda, que o valor mínimo do **PLD** (**PLD_{min}**), definido pela **ANEEL**, seja calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e *royalties*.

A Resolução Normativa n. 392, de 15 de dezembro de 2009, regulamentou a alteração da sistemática de cálculo do preço mínimo do mercado de curto prazo (**PLD_{min}**) e estabeleceu critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu – **TEO_{Itaipu}**.

A Resolução Normativa n. 633, de 25 de novembro de 2014, alterou o art. 3º da Resolução n. 682/2003 e o art. 3º da REN n. 392/2009, que tratam da definição do **PLD_{max}** e **PLD_{min}**, respectivamente.

O Art. 3º da REN n. 392/2009 determina que o **PLD_{min}** seja calculado pela **ANEEL** no mês de dezembro de cada ano, com base no maior valor entre: i) o calculado com base na Receita Anual de Geração (**RAG**) das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei n. 12.783/2013, excluídos os valores relacionados à remuneração e reintegração de investimentos, e adicionada a estimativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (**CFURH**); e ii) as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte, fornecidas pela Itaipu Binacional para fins de reajustes e/ou revisões tarifárias, ou seja a **TEO_{Itaipu}**.

O Art. 3º da REN n. 682/2003, estabelece que o valor máximo do **PLD** será calculado no mês de dezembro de cada ano com base no **CVU** mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de **CCEAR**, definido no Programa Mensal de Operação (**PMO**) de dezembro.

O Módulo de Liquidação das Regras de Comercialização trata especificamente da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do **MCP**, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação.

Nas operações realizadas no âmbito da **CCEE**, o sistema de contabilização, e por consequência o processo de liquidação, é multilateral, isto é, as transações são realizadas sem que haja indicação de parte e contraparte. Dessa forma, ao final de um determinado período de operação, sempre em base mensal⁵¹, o sistema calcula qual a posição, devedora ou credora, de cada agente com relação ao **MCP**, não sendo possível a identificação de pares de agentes referentes a cada transação.

Assim, a imprevisibilidade do preço de comercialização da energia no **MCP** decorre do que estabelece o art. 57 do Decreto n. 5.163/2004, pois o ato do executivo determina que a contabilização e a liquidação mensal no **MCP** sejam realizadas com base no **PLD** e que tal preço, publicado pela **CCEE**, seja calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, tendo como base o **CMO**, limitado por preços mínimo e máximo. Portanto, semanalmente, o preço do **MCP** pode variar entre os valores definidos a cada ano para o **PLD_{max}** e **PLD_{min}**, o que apenas contribui para a volatilidade dos preços de curto prazo.

6.1.2 Inadimplência rateada entre credores do MCP

A Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004, instituiu, na forma do seu Anexo, a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da **CCEE**, nos termos da Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, e do Decreto n. 5.177, de 12 de agosto de 2004.

Dentre as obrigações que deverão ser cumpridas pelos agentes da **CCEE** nos termos do artigo 17 da Convenção de Comercialização, o inciso IV estabelece que os agentes deverão suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no **MCP**, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado de liquidação.

Adicionalmente, estabelece o § 1º do artigo 47 da Convenção de Comercialização que, no processo de Liquidação Financeira no âmbito da **CCEE**, caso as garantias financeiras dos agentes inadimplentes não sejam suficientes para a cobertura dos compromissos financeiros dos agentes inadimplentes, os demais Agentes da **CCEE** responderão pelos efeitos de tal inadimplência, na

⁵¹ A previsão para que a contabilização aconteça em base semanal, constante da Portaria MME n. 455/2012, está suspensa por decisão judicial.

proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no **MCP** no mesmo período de Contabilização.

O Módulo de Liquidação das Regras de Comercialização trata especificamente do rateio da eventual inadimplência observada na liquidação financeira das operações do **MCP**.

Assim, a Convenção de Comercialização estabelece de forma objetiva que os demais Agentes da **CCEE** responderão pelos efeitos da inadimplência no processo de Liquidação Financeira, na proporção de seus créditos líquidos, caso as garantias financeiras dos agentes inadimplentes não sejam suficientes para a cobertura dos seus compromissos financeiros.

6.1.3 Garantia dos contratos regulados

Nos termos do artigo 1º do Decreto n. 5.163/2004, a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no **SIN**, dar-se-á nos **ACR** ou **ACL**.

Para fins de comercialização de energia elétrica, o § 2º do artigo 1º do Decreto define o **ACR** como o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Conforme inciso II do art. 2º do Decreto, os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a 100% (cem por cento) de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na **CCEE** e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela **ANEEL**. Para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do **SIN**, a **ANEEL** promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, observando as diretrizes fixadas pelo **MME**, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados.

Nos termos do art. 20, os editais dos leilões do **ACR** elaborados pela **ANEEL**, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do **MME**, conterão o objeto, prazos e minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição.

Pelo Art. 27 do Decreto, os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral (**CCEAR**), celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O Contrato de Constituição de Garantia (**CCG**) constitui instrumento jurídico firmado entre Comprador e Vendedor para garantir o cumprimento das obrigações financeiras previstas no **CCEAR**, constituindo um dos seus anexos.

No caso de inadimplência, o Banco Gestor do **CCG** efetuará o bloqueio da Conta Corrente Centralizadora, transferindo para a Conta Corrente Especial os recursos ali disponíveis, até o valor do débito informado, acrescidos de juros efetivos de mora e multa.

Caso não haja recursos suficientes da Conta Corrente Centralizadora do Banco Gestor para a quitação do débito no momento do bloqueio, serão acionados os demais Intervenientes Anuentes, determinando o bloqueio das suas Contas Correntes Centralizadoras, para a transferência imediata dos recursos para a Conta Corrente Especial, até atingir o montante total do débito.

Acionado o Mecanismo de Garantia acima, a quitação do débito deverá ocorrer em até cinco dias e, caso ultrapassado esse prazo, a critério do Vendedor, será acionado o Mecanismo de Garantias Suplementares previsto no **CCG**.

O Mecanismo de Garantias Suplementares corresponde a uma Conta de Garantias Suplementares que deverá ter, inicialmente, um volume de ativos depositados correspondente a 20% da receita mensal prevista no **CCEAR**, sendo aceitos os seguintes ativos financeiros para depósito junto ao Mecanismo: (a) moeda corrente nacional; (b) títulos públicos; (c) outro ativo financeiro; (d) ações de companhias abertas admitidas à negociação em bolsas de valores; (e) cartas de fiança ou cartas de crédito emitidas por instituições com sede no país ou no exterior.

Em síntese, os editais dos leilões do **ACR** deverão trazer as minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição. Usualmente, o **CCG** tem sido adotado como instrumento jurídico para garantir o cumprimento das obrigações financeiras previstas no **CCEAR**.

6.1.4 Desvalorização pelos compradores do ACL da geração sazonal

A Resolução Normativa n. 376, de 25 de agosto de 2009, estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do SIN, por Consumidor Livre, que é o agente da **CCEE**, da categoria de comercialização, responsável por unidade consumidora enquadrada nas condições estabelecidas nos arts. 15 e/ou 16 da Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995. Diferentemente do consumidor cativo, cujo atendimento se dá no **ACR**, o exercício da opção de compra de energia elétrica pelo Consumidor Livre implica na contratação de energia no **ACL**.

Com efeito, a compra de energia no **ACL** implica na celebração de Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (**CCD**) ou de Transmissão (**CCT**); de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (**CUSD**) ou de Transmissão (**CUST**); e de Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre (**CCEAL**) com o agente vendedor.

O Consumidor Livre pode também optar por contratar parte das suas necessidades de energia e potência com a distribuidora local, devendo celebrar, adicionalmente aos contratos mencionados no parágrafo anterior, Contrato de Compra de Energia Regulada (**CCER**). Ao consumidor caberá a responsabilidade de informar à distribuidora se a migração é total ou parcial, sendo que, no caso dessa última, o **CCER** vigente deverá ser objeto de aditamento para que se estabeleça o montante de energia elétrica contratada.

Para se tornar um agente da categoria comercialização do **ACL** e cadastrar as suas unidades consumidoras para utilizar a energia contratada em condições de livre contratação, o Consumidor Livre precisa solicitar a adesão à **CCEE** nos termos da Convenção de Comercialização. No processo de adesão serão modelados os pontos de consumo, sendo instalado o sistema de medição e faturamento da energia.

Conforme disciplina a Resolução Normativa ANEEL n. 611, de 8 de abril de 2014, os montantes de energia contratados mediante **CCEAL** devem ser registrados pelo agente vendedor, e validados pelo agente comprador, no sistema da **CCEE**. As condições comerciais do contrato são livremente negociadas e, portanto, não são de interesse da Câmara.

Como discutido anteriormente, segundo disciplina o Capítulo IV do Decreto n. 5.163/2004, “Da Contabilização e Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo”, todos os contratos têm de

ser registrados na **CCEE**, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no **MCP**. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no **MCP** e valoradas ao **PLD**.

Ademais, dentre as determinações contidas no Decreto n. 5.163/2004, está estabelecido que os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas deverão garantir o atendimento a 100% (cem por cento) de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou de contratos. Caso a contratação seja insuficiente para garantir o atendimento total da carga, as Regras de Comercialização da **CCEE** estabelecem a aplicação de penalidade por insuficiência de lastro de energia, apurada mensalmente.

Assim, nas suas relações comerciais, de modo a atender com segurança os requisitos de consumo de suas unidades consumidoras, os Consumidores Livres buscam contratar a totalidade de sua carga para não ficarem expostos à liquidação das diferenças no **MCP**, cujo preço pode variar entre os valores definidos a cada ano para o **PLD_{max}** e **PLD_{min}**, e às penalidades por insuficiência de lastro de energia previstas nas Regras de Comercialização.

Portanto, para atender a integralidade de seus requisitos de consumo e minimizar o risco de exposição contratual nos processos de liquidação mensais da **CCEE**, os consumidores do **ACL** buscam majoritariamente celebrar contratos de compra e venda de energia a partir de fontes de geração perenes, que possam entregar uma quantidade de energia firme em todos os meses do ano. Exceção feita a grandes agentes de comercialização, os quais conseguem fazer um 'mix' de fontes complementares para atender às necessidades de seus clientes e/ou unidades consumidoras, a sazonalidade é uma barreira importante ao crescimento no **ACL** de determinadas fontes. Entretanto, a biomassa, apesar de sazonal, não é uma fonte de natureza intermitente, de modo que, como apresentado no item 5.3, cerca de 75% das usinas a biomassa tem sua energia comercializada no **ACL**.

6.1.5 Curtos prazos de contratos no ACL

Conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n. 376/2009, a compra de energia no **ACL** implica na celebração de **CCD** ou **CCT**; **CUSD** ou **CUST**; e de **CCEAL** com o agente vendedor.

Por sua vez, as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do **SIN**, por Consumidor Livre, são estabelecidas pela Resolução Normativa n. 611/2014. Como visto, os montantes contratados deverão ser registrados pelos agentes vendedores e validados pelos compradores. Com exceção do requisito de garantir o atendimento à totalidade por intermédio de geração própria ou de contratos, a regulamentação vigente não estabelece critérios de preço e prazo para celebração de contratos no **ACL**. Com efeito, no Ambiente Livre os consumidores têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento.

Conforme foi explorado no item 3.4.3 do trabalho, os preços e prazos praticados nos contratos do **ACL** decorrem da interação entre os agentes do mercado e, principalmente, de sua informação e percepção de risco no curto, médio e longo prazo. Nos contratos de curto e médio prazo, o **PLD** costuma ser a variável de referência para definição de preços e prazos. Nos contratos de longo prazo, os quais geralmente envolvem estratégia de contratação para migração de carga do **ACR** para o **ACL**, os preços e os prazos sofrem influência de uma série de fatores que resultarão na trajetória das tarifas de energia das distribuidoras. Essa complexidade da análise de longo prazo contribui para diferentes percepções de riscos pelos agentes, dificultando a celebração de contratos com prazos muito longos.

6.1.6 Momentos das chamadas públicas de GD

Conforme estabelece o art. 2º, II, do Decreto n. 5.163/2004, os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na **CCEE** e, em determinados casos, aprovados, homologados ou registrados pela **ANEEL**. Para atendimento dessa obrigação, cada agente de distribuição do **SIN** deverá adquirir, por meio de leilões realizados no **ACR**, energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, e novos empreendimentos de geração.

Ademais, consoante o art. 13 do Decreto, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado, será também contabilizada a energia elétrica proveniente de geração distribuída. O art. 14 do Decreto, por sua vez, define geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles com capacidade igual ou inferior a 5.000 kW, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW, e termelétrico, inclusive de cogeração, com

eficiência energética inferior a 75% (setenta e cinco por cento), excetuando-se os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível.

Continua o art. 15 que a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados. O montante total da energia elétrica contratada proveniente de geração distribuída não poderá exceder a 10% dez por cento da carga do agente de distribuição, não sendo incluído nesse limite o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída. Não está previsto na norma, contudo, qualquer tipo de obrigação de compra de energia proveniente de geração distribuída pela distribuidora.

Para fins de repasse dos custos da energia contratada de empreendimentos de geração distribuída às tarifas dos consumidores finais o art. 34 do Decreto estabelece que a **ANEEL** deverá calcular um Valor Anual de Referência (**VR**), mediante aplicação de fórmula de cálculo que considera os valores médios de aquisição da energia nos leilões 'A-5' e 'A-3', ponderados pelas respectivas quantidades adquiridas. Para cálculo do **VR** não são considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas.

O repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de geração distribuída às tarifas será integral até o limite do **VR**. Conforme o art. 2º-B da Lei n. 10.848/2004, a **ANEEL** autorizará o repasse integral até o maior valor entre o **VR** e o Valor Anual de Referência Específico (**VRES**). O **VRES** é calculado pela **EPE**, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, sendo aprovado pelo **MME**.

Assim, verifica-se que a legislação vigente não prevê qualquer tipo de obrigação às distribuidoras para compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, de forma que o agente distribuidor não tem incentivos concretos para realizar as chamadas públicas. Ademais, o valor do repasse dos custos da geração às tarifas está limitado pelo valor do **VR** ou **VRES** (apenas a geração solar fotovoltaica e a cogeração a gás natural foram contempladas pela Portaria MME 538/2015), o que desestimula, tanto para o comprador como para o vendedor, a contratação de energia nessa modalidade.

6.2 Propor redação para o novo texto destas normas, visando superar cada uma das barreiras identificadas

6.2.1 Imprevisibilidade do preço de venda no MCP

Os modelos de simulação do setor estão sendo constantemente revistos e está previsto que em 2019 exista um novo modelo implantado. Este integrará as necessidades do **ONS**, **CCEE** e **EPE**, e terá maior detalhamento, uma vez que se espera que a representação das usinas despacháveis seja individualizada (atualmente a representação considera reservatórios equivalentes, isto é, agrupamentos de usinas por região e aproveitamento hidráulico para tratamento conjunto, a fim de otimizar o processamento computacional do modelo). Espera-se ainda que no novo modelo o horizonte de previsão passe a ser horário⁵².

Devido à abrangência e complexidade técnica do assunto, aliada ao fato de haver perspectiva de grandes alterações no médio prazo, não se enxerga proposta relevante de redação para esta barreira que possa individualmente ter efeito no momento, isto é, trata-se de extensas discussões sobre os parâmetros e programações consideradas nos modelos computacionais que representam o **SIN**, relacionados aos respectivos dados de saída. **A proposta que se vislumbra para interesse específico da bioeletricidade é que as usinas a biomassa com excedente de exportação acima de 30MW passem a ser tratadas de forma individualizada no “novo Newave”, assim como, mesmo as usinas que exportem valor inferior ao piso, que a fonte biomassa deixe de ser tratada no conjunto “geração de pequenas usinas”, e passem a ser representadas com seu merecido destaque. Além do merecido maior destaque à biomassa no planejamento, esta individualização permitirá a operacionalização da proposta de despacho antecipado da geração de energia elétrica a partir da palha, discutida no item 7.1.**

Durante este processo, espera-se que seja instaurado processo de consulta pública sobre o assunto conforme a proposta de novo modelo tomar forma, e assim sendo, sugere-se a atenção ao fato de que se pode contribuir analisando as propostas e enviando as opiniões e sugestões no âmbito de cada oportunidade para alteração dos parâmetros e metodologias da cadeia dos modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, cujas diretrizes e competências são regulamentadas pela Resolução CNPE n. 7, de 14 de dezembro de 2016.

⁵² Notícia: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=114976>

Ato: Resolução CNPE n. 7, de 14 de dezembro de 2016.

Ementa: Dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico; e revoga a Resolução GCE 109, de 24.01.2002, a Resolução CNPE 008, de 20.12.2007; e o art. 2º da Resolução CNPE 009, de 28.07.2008.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 1º Ficam estabelecidas, na forma desta Resolução, as diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica.</p> <p>Art. 2º Cabe à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP propor e revisar, com periodicidade não inferior a um ano, a representação do sistema físico, os parâmetros e as metodologias dos modelos computacionais, elencados a seguir, mas não limitados a: I - aversão ao risco; II - função do custo do déficit de energia; III - representação do sistema físico de geração, como a individualização do sistema hidroelétrico ou a quantidade de reservatórios equivalentes, quando for o caso; IV - representação do sistema de transmissão, incluindo representação nodal, o número e fronteiras dos submercados; V - horizonte de simulação para o cálculo da política operativa dos modelos computacionais; VI - modelo de previsão de variáveis representadas de forma probabilística; VII - representação da geração das usinas não despacháveis e/ou não simuladas individualmente, com incertezas associadas; VIII - representação da demanda de energia elétrica e sua curva de carga; e IX - taxa de desconto.</p> <p>§ 1º As proposições e revisões tratadas neste artigo devem entrar em vigor na primeira semana operativa do ano civil subsequente, desde que aprovadas até o dia 31 de julho do ano em curso.</p> <p>§ 2º A aprovação de que trata o § 1º será precedida de consulta pública, com a possibilidade de realização de sessões presenciais.</p>	<p>Art. 1º (...)</p> <p>Art. 2º Cabe à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP propor e revisar, com periodicidade não inferior a um ano, a representação do sistema físico, os parâmetros e as metodologias dos modelos computacionais, elencados a seguir, mas não limitados a: I - aversão ao risco; II - função do custo do déficit de energia; III - representação do sistema físico de geração, como a individualização do sistema hidroelétrico ou a quantidade de reservatórios equivalentes, quando for o caso; IV - representação do sistema de transmissão, incluindo representação nodal, o número e fronteiras dos submercados; V - horizonte de simulação para o cálculo da política operativa dos modelos computacionais; VI - modelo de previsão de variáveis representadas de forma probabilística; VII - representação da geração das usinas não despacháveis e/ou não simuladas individualmente, com incertezas associadas; VIII - representação da demanda de energia elétrica e sua curva de carga; IX – representação da geração das usinas a biomassa com excedente de exportação acima de 30MW; X - taxa de desconto (...)</p>

6.2.2 Inadimplência rateada entre credores do MCP

A inadimplência no **MCP** não costumava ser uma barreira até que houve a questão conjuntural em 2012 e 2013 relacionada à baixa hidrologia, aliada à falta de capacidade de armazenamento adequada e os impactos desta, tanto no preço da energia no **MCP**, quanto no cálculo do **GSF**, afetando usinas pertencentes ao **MRE**. Diante do cenário de judicializações que ocasionaram inadimplências significativas nas liquidações do **MCP** desde então, **a sugestão para driblar esta barreira é não liquidar, ou seja, buscar contratos prévios, pois desta forma é possível gerenciar melhor o risco de inadimplência através da escolha do comprador.**

Como proposta ao setor, algo que já vem sendo discutido e tem sido alvo de controvérsias dado o volume operacional que gera, é a implantação de prazos menores para liquidação: semanal, ou se possível, diária. Isto poderia ser realizado inclusive através de bolsas de energia, como em mercados livres mais maduros em que tal liquidez é realidade corriqueira. Com prazos menores, os montantes inadimplidos também são menores, permitindo inclusive a rápida ação para resposta, como por exemplo, suspensão da participação no mercado por inadimplentes.

O próprio **MME** já propôs (Portaria 455/2012) alternativa de redução do período de liquidação, entretanto, sofreu forte resistência do mercado, que não havia sido consultado acerca das intenções de modificação e recebeu a surpresa da mudança com desagrado. A principal reclamação é na multiplicação do trabalho operacional em no mínimo quatro vezes, o que resulta em maiores dificuldades, custos e chance de erro, em troca apenas de uma liquidação mais constante. O maior custo operacional na contratação de energia, especialmente nas comercializadoras, são as operações de registro, validação, obtenção de garantias, alteração de garantias vigentes, etc. Diversas empresas que hoje precisam de 3, 4 dias para operacionalizar o pagamento mensal ficariam absolutamente impossibilitadas de manter a estrutura vigente, de modo que o custo operacional em R\$/MWh explodiria tanto para os agentes como para a **CCEE**. A própria Câmara demonstrou em mais de uma ocasião ser contra a operacionalização semanal/diária por conta das dificuldades operacionais e do custo associado, que, em sua visão, são superiores aos potenciais ganhos da proposta.

As propostas para retirada da “inadimplência legal” (que não se trata de uma inadimplência *per se* mas de autorização judicial para o não pagamento dos débitos ou para recebimento antecipado) estão em curso no setor, envolvendo diversas associações, **CCEE**, **ANEEL** e **MME**. A percepção no momento é de que sem a resolução da questão hidrológica, a questão judicial não se resolve. Um

passo importante foi dado com a edição da Lei n. 13.360, de 2016, que determinou que a **ANEEL** deverá estabelecer, a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do **MRE** do custo do **GSF** decorrente de geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica.

A minuta de proposta de redação para os atos normativos e procedimentos identificados no item 6.1.2 são apresentados conforme segue.

Ato: Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004.

Ementa: Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 17. Os Agentes da CCEE deverão cumprir as seguintes obrigações, sem prejuízo de outras estabelecidas na legislação e em regulação específica da ANEEL:</p> <p>IV – suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no Mercado de Curto Prazo, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado;</p>	<p>Não há proposta legal para esta barreira. Recomenda-se aos agentes vendedores não liquidar a energia no MCP, buscando contratos prévios bilaterais com outros agentes do mercado. Trata-se, portanto, de recomendação estratégica para gestão do risco de inadimplência.</p>
<p>Art. 47. Serão executadas as garantias financeiras dos agentes da CCEE inadimplentes no processo de Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo, incluindo penalidades.</p> <p>§ 1º Caso as Garantias Financeiras executadas não sejam suficientes para a cobertura dos compromissos financeiros dos agentes inadimplentes, os demais Agentes da CCEE responderão pelos efeitos de tal inadimplência, na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no Mercado de Curto Prazo no mesmo período de Contabilização.</p>	

Ato: Regras de Comercialização da CCEE – Módulo de Liquidação.

Ementa: O Módulo de Liquidação trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>2.2.1. Detalhamento do Cálculo do Rateio da Inadimplência: (...)</p> <p>6. A determinação do Valor para Rateio da Inadimplência corresponde ao montante sobre o qual incide o rateio da eventual inadimplência observada no processo de liquidação financeira da CCEE. De acordo com o § 1º do artigo 47 da Convenção de</p>	<p>Para evitar o rateio da inadimplência, recomenda-se aos agentes vendedores não liquidar a energia no MCP, buscando contratos prévios bilaterais com outros agentes do mercado. Trata-se, portanto, de recomendação estratégica para gestão do risco de inadimplência.</p> <p>Alternativamente, os agentes do ACL poderiam pleitear tratamento semelhante ao dado aos agentes</p>

Comercialização, apenas os agentes credores assumem os montantes inadimplidos, com exceção do Agente associado à Contratação da Energia de Reserva (ACER), que conforme artigo 14 da Resolução Normativa nº 337/2008, não participa do eventual rateio da inadimplência.	associados à Contratação da Energia de Reserva (ACER), que não participam do eventual rateio da inadimplência.
--	--

6.2.3 Garantia dos contratos regulados

Como proposta para mitigar o problema de garantias nos contratos regulados, que atualmente são bilaterais com condições anexas a cada CCEAR, é a de se criar um sistema de liquidação centralizada para CCEARs. Desta maneira, todos os vendedores poderiam ratear a inadimplência, de maneira análoga ao que acontece hoje no MCP, dado o fato de que estes não têm informações sobre as distribuidoras compradoras de cada leilão antes da divulgação dos resultados, o que os impossibilita de escolher seus compradores e conseqüentemente avaliar melhor os riscos. Além disto, também impediria que distribuidores escolhessem quais serão os geradores que receberão ou não seus pagamentos quando na ocorrência de decisão pela inadimplência, uma vez que esta seria rateada proporcionalmente por todos os credores, e tornaria o aporte de garantias e a possibilidade de execução mais simples, o que poderia contribuir para garantias mais efetivas.

A liquidação centralizada visa reduzir o poder discricionária das distribuidoras no pagamento das faturas. Adicionalmente, a inscrição das distribuidoras no cadastro de inadimplentes é trabalho moroso e que deve ser feito para cada uma das parcelas inadimplidas por cada credor. Com a liquidação centralizada, a inscrição no cadastro de inadimplentes seria automática, e assim haveria ainda menor incentivo para a inadimplência dos compradores, uma vez que a inclusão no cadastro impede a aplicação de reajuste tarifário e recebimento de fundos setoriais. O risco de judicialização existe e não é possível de ser 100% mitigado, mas o entendemos minimizado por conta destas questões

A proposta é que os recursos para o desenvolvimento deste sistema de liquidação provenham de valores destinados a programas de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), e também, de uma taxa a ser paga por participantes dos certames futuros, para garantir implantação e manutenção do sistema.

Um item a ser debatido no setor seria o que fazer com os CCEARs já existentes, sendo que a primeira ideia é possibilitar a migração destes CCEARs para o novo sistema de liquidação centralizada. Teria de ser discutido junto aos geradores e distribuidores se há interesse e possibilidade de se migrar

contratos já vigentes para o novo sistema. Além da vantagem já comentada do rateio da inadimplência, para ambos geradores e distribuidores existe ainda a vantagem de expressiva redução do volume de trabalho ao ter de realizar apenas pagamentos concentrados, ao invés de inúmeras cobranças e pagamentos entre vários fornecedores e recebedores, o que aumenta a possibilidade de incidência de erros operacionais.

Em todo caso, vale lembrar que existem fortes debates a respeito da possibilidade de abertura de mercado, como por exemplo, o proposto pela audiência pública nº 21 promovida pelo **MME** em 2016 para tratar do mercado livre de energia. Neste caso, por um lado, as negociações de energia no **ACR** perderiam significância e conseqüentemente, corre-se o risco de que um sistema como este para liquidação centralizada torne-se obsoleto rapidamente ou não seja mais tão necessário, pondo em dúvida a pertinência do investimento.

Por outro lado, algumas das soluções para a estrutura do setor desregulamentado incluem aspectos similares ao mercado regulado, como por exemplo a aplicação de franquias, que consiste em um consumo mínimo por UC a ser cobrado na tarifa fio. Outro aspecto em discussão é o eventual papel de um fornecedor de última instância, que poderia ser contratado de maneira análoga a um fornecedor de energia de reserva, para cobrir eventuais situações atípicas de falta de suprimento no mercado (por exemplo, default de varejistas). Em operações como estas um sistema de liquidação centralizada do mercado regulado seria útil, tornando favorável a implantação deste, simultaneamente aos planos de se desregulamentar o mercado de energia elétrica.

A minuta de proposta de redação para os atos normativos e procedimentos identificados no item 6.1.3 são apresentados conforme segue.

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
Art. 20. Os editais dos leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no que couber, o seguinte: I - objeto, metas, prazos e minutas dos contratos de	Art. 20. (...) I (...) II - objeto, prazos e minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de

concessão; II - objeto, prazos e minutos dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição;	distribuição, e incluindo previsão de sistema de liquidação centralizada para CCEARs;
---	---

6.2.4 Geração Distribuída

6.2.4.1 Ajustes no atual modelo de GD

A fim de aumentar a possibilidade de participação de geradores, **propõe-se que a abrangência das chamadas públicas deixe de ser apenas empreendimentos conectados à mesma rede do contratante, e passe a valer para todo o submercado do contratante.** Atualmente mais de 60% dos empreendimentos movidos a biomassa estão concentrados nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná, regiões que estão dentre as de maior consumo no Brasil. Desta forma, limitando a contratação por submercado, não se descaracterizará o fato do gerador estar próximo do consumidor contratante de geração distribuída.

Lembrando que, os procedimentos de regulação tarifária determinam que o custo calculado com a aquisição de energia dos Leilões e da Geração Distribuída por Chamada Pública nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, para fins de reajuste tarifário, consideram o montante de energia nos 12 meses subsequentes, “Preço de repasse do Leilão/ Geração Distribuída por Chamada Pública i, em R\$/MWh, vigente na data de realização do processo tarifário” e o número de contratos bilaterais.

No submódulo 4.2, que trata do repasse dos custos à tarifa por meio da Parcela A, determina-se que “Para os contratos de geração distribuída e bilaterais, as distribuidoras informarão os dados de pagamento, custo faturado e montante”.

Como se vê, não há nenhuma distinção em relação às características dos contratos que são utilizados na geração distribuída, nem em função de sazonalidade no período de 12 meses e nem em função da fonte.

A REN 167/2005, que trata da questão, tampouco faz distinção entre os contratos:

“Art. 3º (...)

§ 2º Os contratos firmados em decorrência do processo de chamada pública, nos termos do caput, terão os respectivos preços atualizados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - **IPCA** do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - **IBGE** ou do que vier a sucedê-lo.

§ 3º A **ANEEL** autorizará o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do preço da energia elétrica adquirida conforme o caput, até o limite do **VR** vigente no ano de início da entrega da energia contratada e, nos reajustes subsequentes, no valor atualizado pelo **IPCA**”.

Propõe-se que, ao invés de um mesmo VR para todas as fontes de geração distribuída, sejam adotados **VRs por fonte, ou seja, o cálculo do VR para usinas movidas a biomassa levaria em consideração os resultados dos leilões do CCEAR que apenas as usinas a biomassa comercializaram energia.** É possível verificar o sucesso da separação de leilões por fontes promovidos nos anos recentes, portanto, sugere-se aplicar a segregação das tratativas por fonte também nos casos de chamadas públicas de **GD**.

Para exemplificar os benefícios de chamadas públicas específicas para biomassa, calculou-se os **VRs** anuais com a metodologia oficialmente aplicada, no entanto, considerando no cálculo apenas as usinas movidas a biomassa vencedoras dos leilões de energia nova (A-5 e A-3). A Figura 36 retrata a comparação, com todos os valores atualizados pelo **IPCA** para janeiro/2017. Entre os anos de 2011 e 2019 O **VR_{BIO}** variou de -R\$ 21 a R\$ 45 por MWh em relação ao **VR** oficial publicado em despacho. A média da diferença foi de R\$ 16/MWh, isto é, as chamadas públicas por fonte permitiriam um preço de venda mais adequado aos geradores a biomassa.

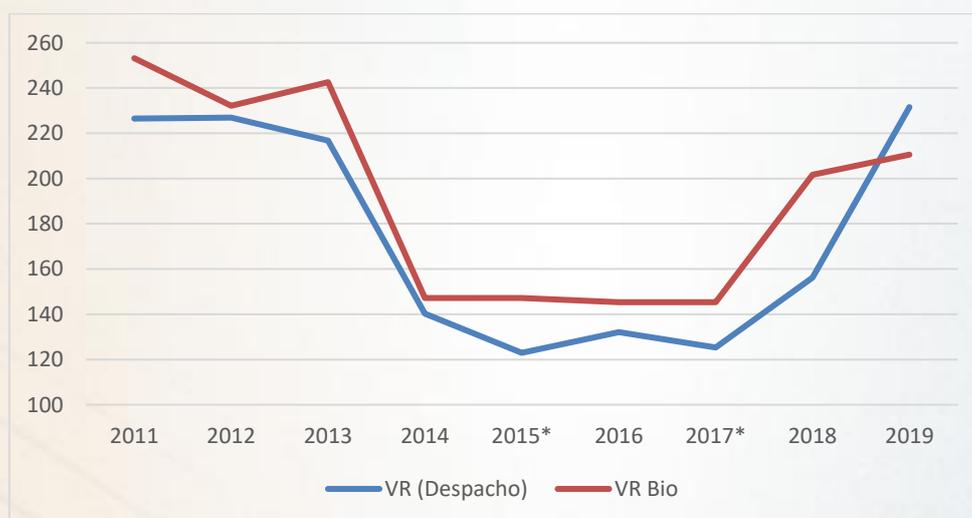


Figura 36: Evolução do Valor de Referência (VR) anual publicado em despacho e o VR calculado utilizando apenas usinas movidas a biomassa.

Fonte: Excelência Energética

** Nos anos de 2015 e 2017 não houve início de suprimento de usinas movidas a biomassa vencedoras de leilão de energia nova⁵³. Uma vez que o VR_{BIO} para estes anos seria inexistente, para fins de elaboração e visualização do gráfico, foi mantido o valor do ano anterior.*

E, dada a burocracia e custo para preparação da chamada pública leilão de **GD** pelas distribuidoras, para que seja possível o sucesso deste modelo, sugere-se que a própria **ANEEL** (com apoio de **CCEE** para operacionalização) organize as chamadas públicas de **GD**, para assim estabelecer processo competitivo dentro de cada fonte, com contratos padronizados, após processo de audiência pública, tal qual são os leilões do **ACR**. Adicionalmente, como não há incentivo para a distribuidora comprar energia nesta modalidade, propõe-se que a compra de energia **GD** passe a ser obrigatória (como em um regime de cotas).

As vantagens desta proposta de venda como gerador distribuído em relação à venda em leilões regulados são:

- Número de oportunidades de participação: dada a obrigatoriedade de compra de **GD** pelas distribuidoras, há a orientação ao mercado de que, crescimento no consumo final de energia elétrica demandarão contratação de **GD** pelas distribuidoras de forma a manter a cota percentual mínima obrigatória;
- A possibilidade de seleção do comprador: o gerador poderá optar em entrar na concorrência para a venda como **GD** sabendo exatamente quem é seu comprador, diferentemente do leilão, no qual não se sabe quem são os compradores (portanto, a que nível de risco de pagamento se está exposto), até que sejam divulgados os resultados ao final do certame.

E, para incentivar a chamada pública de diversas fontes, poderão ser estabelecidos pela Aneel subcotas por fonte, isto é, o comprador na posição de escolha da fonte para a qual ira efetuar sua chamada pública, certamente buscará primeiro a possibilidade de comprar de fontes com **VR** menores. Assim sendo, sugere-se que sejam estabelecidos montantes máximos e mínimos por fonte (bagaço, palha, biogás, RSU, etc.) para contratação por ano.

Adicionalmente, para pequenos geradores, outra proposta é inspirada na Portaria MME nº 538/2015, no âmbito do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD,

⁵³ Por simplificação do cálculo do VR_{BIO}, nos casos de haver escalonamento no início de suprimento foi considerado o montante integral de energia no primeiro ano de suprimento, como se não houvesse escalonamento.

válido para usinas com potência menores que 30 MW. Esta portaria criou **VRES** para as gerações solar fotovoltaica e cogeração a gás natural, aos preços de R\$ 454 / MWh e R\$ 329 / MWh (data base dezembro de 2015), respectivamente. Não é clara a metodologia de cálculo para os valores atribuídos, em todo caso, a proposta seria **criar um VRES para cada biomassa: bagaço da cana-de-açúcar, palha, biogás da vinhaça, RSU, e demais biomassas.**

Resumo da proposta de ajustes no atual modelo de GD

- Contratação por fonte: chamadas públicas organizadas e promovidas pela ANEEL exclusivas para biomassa;
- **VR** por fonte, com um **VR_{BIO}** próprio para biomassa;
- **VRES** para biomassas de potência associada de até 30 MW;
- Maior abrangência da **CP**: submercado do contratante.

Ato: Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004.

Ementa: 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.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 2º-B. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8º do art. 2º, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.</p> <p>Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>Art. 2º-B. (...)</p> <p>Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e especificidades das diferentes fontes de geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.</p>

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.</p> <p>§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.</p>	<p>Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, ou por processo promovido pela ANEEL, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.</p> <p>(...)</p> <p>§ 7º A ANEEL poderá promover diretamente processo de chamada pública, individualmente por fonte de geração de distribuída, abrangendo distribuidoras de uma mesmo submercado do Sistema Interligado Nacional – SIN.</p>

Ato: Portaria n. 538, de 15 de dezembro de 2015.

Ementa: Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, e institui Grupo de Trabalho, no âmbito do ProGD.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 3º Para a geração distribuída prevista no art. 2º, inciso I, ficam estabelecidos os Valores Anuais de Referência Específicos - VRES, de acordo com o disposto no art. 2º-B da Lei nº 10.848, de 2004, para as seguintes fontes:</p> <p>I - solar fotovoltaica, no valor de R\$ 454,00/MWh (quatrocentos e cinquenta e quatro Reais por megawatt-hora); e</p> <p>II - cogeração a gás natural, no valor de R\$ 329,00/MWh (trezentos e vinte e nove Reais por megawatt-hora).</p>	<p>Art. 3º Para a geração distribuída prevista no art. 2º, inciso I, ficam estabelecidos os Valores Anuais de Referência Específicos - VRES, de acordo com o disposto no art. 2º-B da Lei nº 10.848, de 2004, para as seguintes fontes:</p> <p>(...)</p> <p>III – cogeração de biomassa de cana-de-açúcar, no valor de R\$ (.....)/MWh (.....).</p>

6.2.4.2 Proposta de *feed-in-premium*

Alternativo ao modelo de pagamento de **GD** com **VR** (mesmo o ajustado, como proposto no item 6.2.4.1) de forma a introduzir elementos de mercado ao subsídio, a contratação por **GD** passaria a ser feita no modelo Europeu atual de *feed-in-premium* (**FIP** ou *Market Premium* – vide item 8.2), no qual os geradores possuem dois tipos de receita, sendo uma via venda de energia diretamente via mercado e outra, prêmio, como subsídio, por ser uma fonte renovável. Isto é, o gerador liquidaria a energia no MCP, e, ao invés da distribuidora pagar valor fixo ao gerador incentivado, estabelecer-se-ia o prêmio

com piso e teto (*caps and floors*) para acomodar as vantagens e desvantagens do prêmio fixo e flutuante, permitindo que o risco assumido pelo gerador não seja muito alto (se o preço da energia estiver muito baixo) e permite o compartilhamento do ganho (se o preço da energia estiver muito alto). Os tipos de prêmio são ilustrados na Figura 44, capítulo 8.2.

Ato: Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004.

Ementa: 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.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 2º-B. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8º do art. 2º, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.</p> <p>Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>Art. 2º-B. (...)</p> <p>§ 1º. (...)</p> <p>§ 2º. A contratação da geração distribuída renovável poderá se dar mediante introdução de subsídios, conforme critérios a serem definidos pela ANEEL.</p>

6.2.5 Cotas e Certificados

6.2.5.1 Discussões iniciais

O fato dos custos externos serem corretamente internalizados pela regulamentação ambiental não significa que não existam custos ambientais remanescentes. Isso significa que os impactos ambientais foram reduzidos a um ponto no qual os benefícios da redução suplementar são inferiores aos custos (DODDS; LESSER, 1997).

Joskow (1992) acredita que os reguladores de eletricidade podem ajudar no desenvolvimento e implantação de políticas que visam a internalização das externalidades ambientais eficientemente. Dodds e Lesser (1997) ainda lembram que, como o regulador de eletricidade deve considerar a regulamentação ambiental como dada, suas ações para melhorar o bem-estar social serão sobre o conceito de “segundo melhor”. E como regulamentação ambiental, os autores citam cinco diferentes tipos de normas ambientais: impostos sobre emissões, imposto sobre poluição na eletricidade, limites

de emissões por unidade de produção, limites de emissões por unidade de tempo e licenças de emissão negociáveis.

Dodds e Lesser (1997) ainda expõem outras preocupações: (i) os custos que a sociedade está disposta a pagar para reduzir a poluição não é o mesmo que o custo do dano; (ii) o regulador de eletricidade que utiliza o controle dos custos pode melhorar o bem-estar por acidente, e (iii) o regulador de eletricidade deve examinar cuidadosamente a atual estrutura tarifária do prestador do serviço público antes de fazer ajustes de custos ambientais.

Adicionalmente, os autores afirmam que, em geral, o tema em pauta é tratado como se os custos externos da produção de eletricidade fossem conhecidos com certeza, o que na verdade nunca será. O melhor que se pode esperar é uma estimativa estatística adequada e, em muitos casos, nem isso sequer. Esse argumento tem sido utilizado por alguns opositores à ação sobre externalidades, defendendo que não se deva fazer nada ou, pelo menos, esperar por mais evidências científicas.

A decisão deve seguir o resultado de análise objetiva dos elementos de prova, incluindo sua incerteza, e detalhada pesquisa sobre os riscos que os reguladores estão dispostos a aceitar em nome da sociedade (DODDS; LESSER, 1997).

Por fim, a proposta de maior consenso entre os autores (FREEMAN et al., 1992 e JOSKOW, 1992) de forma a resolver o problema de externalidade “otimamente” é pela criação de mercado para emissões usando licenças negociáveis, ou por simulação do preço de mercado adequado para as emissões usando sistema de taxa de emissões, em cada caso aplicado a todas as fontes de um determinado poluente.

6.2.5.2 Exemplo do Reino Unido e a Obrigação de renováveis

A obrigação de renováveis (RO)⁵⁴ é uma política de cotas com certificados verdes na Inglaterra e no País de Gales, que entrou em vigor em abril de 2002. De acordo com Mitchell et al. (2006), três razões explicam a escolha desse modelo:

- Mecanismo baseado no mercado seria mais desejável para desenvolver as tecnologias e manter a competitividade para preços baixos.

⁵⁴ No original: *Renewable obligation*

- Os produtores de energia renovável seriam mais integrados ao mercado de energia.
- Como a política é independente em relação ao tipo de tecnologia, a energia de menor custo não seria beneficiada.

O mecanismo funciona da seguinte forma: os produtores devem se aplicar para receber aprovação como produtor de energia renovável. O número de certificados por MWh produzido é então determinado, dependendo do tamanho, tecnologia e localização da planta de produção. O produtor possui o dever de transferir os seus certificados a uma terceira parte apropriada. Assim que um fornecedor adquirir um certificado, ele pode utilizá-lo para cumprir as suas obrigações (OFGEM, 2015).

Originalmente, os produtores eram obrigados a produzir certa quantidade de energia a partir de fontes renováveis. Essa proporção aumentou anualmente, de 3% em 2002-2003 até 10,4% em 2010-2011. Cada produtor ganhava um certificado verde por MWh de energia renovável gerado. Esses certificados poderiam ser vendidos juntamente com a energia para os distribuidores ou separadamente para comercializadores. Quando os distribuidores não conseguiam cumprir a sua obrigação, eles deveriam pagar penalidade para um fundo *buyout* administrado pela Ofgem, definida por MWh não cumprido. Dessa forma, o preço estabelecido pela penalidade de não cumprir a meta define limite para o preço da energia renovável: caso os preços estabelecidos sejam muito altos, será mais vantajoso pagar a penalidade e comprar energia de outra forma (WOODMAN; MITCHELL, 2011).

A Figura 37 ilustra o funcionamento dessa política, apresentando o fluxo dos certificados (ROC⁵⁵) entre as concessionárias, geradores, corretores e o órgão regulador de gás e energia (Ofgem⁵⁶). A Ofgem é responsável por emitir os certificados para os geradores de energia, que podem vendê-los para corretores ou para as concessionárias de energia. As concessionárias devem mostrar os certificados para essa autoridade, ou pagar a penalidade *buyout*.

⁵⁵ No inglês: *Renewables Obligation Certificate*

⁵⁶ No original: *Office of Gas and Electricity Markets*

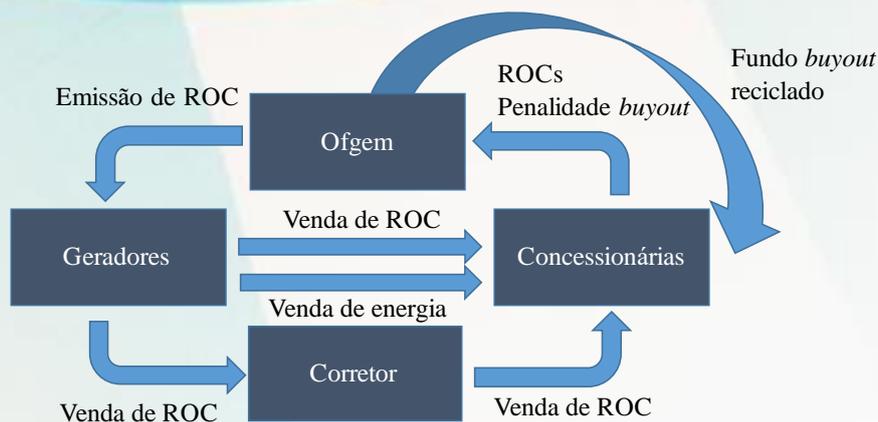


Figura 37: Funcionamento da política de cotas no Reino Unido

Fonte: adaptado de Woodman e Mitchell (2011)

A Ofgem monitora as atividades e responsável por facilitar o sistema por meio de algumas responsabilidades (MITCHELL; BAUKNECHT; CONNOR, 2006):

- Operar o sistema de certificados para os projetos elegíveis.
- Monitorar a geração e a criação desses certificados (1 Certificado = 1MWh).
- Monitorar a *compliance* dos fornecedores.
- Monitorar a conexão entre os certificados verdes e isenções fiscais (disponíveis para empresas que querem reduzir seus impostos sobre mudanças climáticas).

Ainda segundo Mitchell et al. (2006), a política adotada no Reino Unido possui algumas vantagens:

- O sistema atua como uma contabilização para verificar se as metas já foram atingidas.
- Todos os distribuidores de energia são legalmente obrigados a cumprir as suas cotas, seja por meio da compra de energia ou pela compra *buyout*.
- Os negócios são facilitados devido aos certificados comerciáveis.
- Os fornecedores podem repassar os custos para os consumidores, porém existe um limite para isso, devido ao preço de *buyout*.

No entanto, Woodman e Mitchell (2011) citam alguns problemas ocorridos durante a implementação do programa no Reino Unido:

- O planejamento do mecanismo para ser neutro em relação ao tipo de tecnologia fez com que as companhias optassem pelas tecnologias de menor custo, ou seja, eólica e biogás de aterro.

- Os produtores não possuíam nenhuma garantia de contrato com as distribuidoras, o que significou maior risco de financiamento para os novos projetos, e conseqüentemente maior taxa de retorno.
- Não havia preço definido para os certificados verdes, já que no caso de todos os distribuidores cumprirem com as metas, o valor dos certificados seria zero. A incerteza relacionada ao preço dos certificados verdes fez com que maior taxa de retorno fosse exigida. Esse fato específico mostrava que o programa já estava destinado a falhar: alcançar todas as metas impostas pelas cotas significava diminuir com os subsídios.
- Falta de incentivo para a entrada de pequenos projetos no mercado de energia elétrica, devido aos altos custos de transação envolvidos na participação do programa.

6.2.5.3 Proposta de cotas e certificados

A proposta consiste em estabelecer cotas mínimas de contratação de geração distribuída (de forma direta ou por meio de certificados verdes), por compradores com demanda igual ou superior a 3MW, sejam distribuidoras ou consumidores de qualquer natureza no ACL.

Além de aumentar a abrangência a consumidores do ACL, para o caso das distribuidoras, esta proposta é alternativa às indicadas no item 6.2.4, entretanto, com maiores elementos de mercado e com maior eficiência econômica na alocação dos custos marginais.

Dados da CCEE mostram que atualmente há 9.610 MW médios consumidos por clientes com demanda acima de 3MW, o que representa mais de 65% do mercado de energia livre. Em outubro de 2016 eram 776 consumidores livres, isto é, consumidores participantes do ACL com mais de 3 MW de demanda.

A cota de contratação a ser cumprida seria anual, o que permitirá contratação de fontes sazonais nos períodos em que estas geram, facilitando desta forma os contratos que podem efetivamente seguir a curva de geração. Atualmente os distribuidores já contam com diversos CCEARs por disponibilidade em seu portfólio, sendo que nestes contratos, os geradores costumam ter a obrigação de entrega anual de determinada quantidade, a ser entregue de maneira sazonal, conforme a possibilidade de geração. A consideração de energia contratada por distribuidoras para fins de aplicação de penalidade também é anual, e exposições decorrentes de geração e consumo sazonais são consideradas involuntárias. Inclusive, quando os distribuidores declaram necessidade de contratação para determinado leilão, não

tem a liberdade de escolher a fonte da qual estão contratando, apenas demonstram que necessitam contratar em determinado(s) ano(s) e obrigatoriamente aceitam a energia dos vencedores dos leilões, ou seja, neste ponto há impossibilidade de gestão sobre a sazonalidade da compra. Desta forma, entende-se que não haverá impacto significativo devido à sazonalidade da entrega da geração distribuída contratada para as distribuidoras.

Já os consumidores livres, especiais e comercializadores varejistas que contratem 3MW ou mais de potência teriam que gerenciar seus portfólios com o cuidado de garantir o suprimento necessário em cada época do ano, considerando a contratação destas cotas de **GD** de fontes a biomassa e sua sazonalidade. De forma a evitar esta necessidade de gerenciamento de portfólios, e, assim permitir que o sistema de cotas se viabilize, **é necessário flexibilizar o sistema, por meio da incorporação de certificados verdes.**

Assim, esses certificados funcionariam como mecanismo de flexibilização para atender às cotas de contratação de energia renovável não-UHE. Os geradores de energia renovável seriam certificados por uma agência do Governo, similar ao que já era feito à época do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) para certificação de créditos de carbono. Assim, os agentes que tiverem a obrigatoriedade de contratação de cotas de renováveis não-UHE, poderão escolher entre comprar energia renovável diretamente junto ao gerados, ou atender às cotas por meio da compra de certificados verdes. Para o gerador certificado, a receita da venda dos certificados soma-se à receita de venda da energia no mercado de forma competitiva.

Além de não impor custo administrativo a consumidores que não queiram gerenciar portfólios de fontes, com o sistema de certificados, os custos marginais de produção são iguados entre os compradores, e os geradores são encorajados a entrar no mercado. Através do sistema de certificados verdes, a produção de energia renovável tornar-se, em certa medida, parte integrante do mercado da eletricidade, ao invés de ser separada como no caso de outros regimes de incentivos.

O preço total por kWh renovável (preço de mercado por atacado mais preço de certificado verde por kWh) deve teoricamente corresponder ao custo total da unidade marginal a ser instalada durante o período de crescimento da eletricidade verde. A Figura 38 exemplifica processo de emissão de certificados verdes.

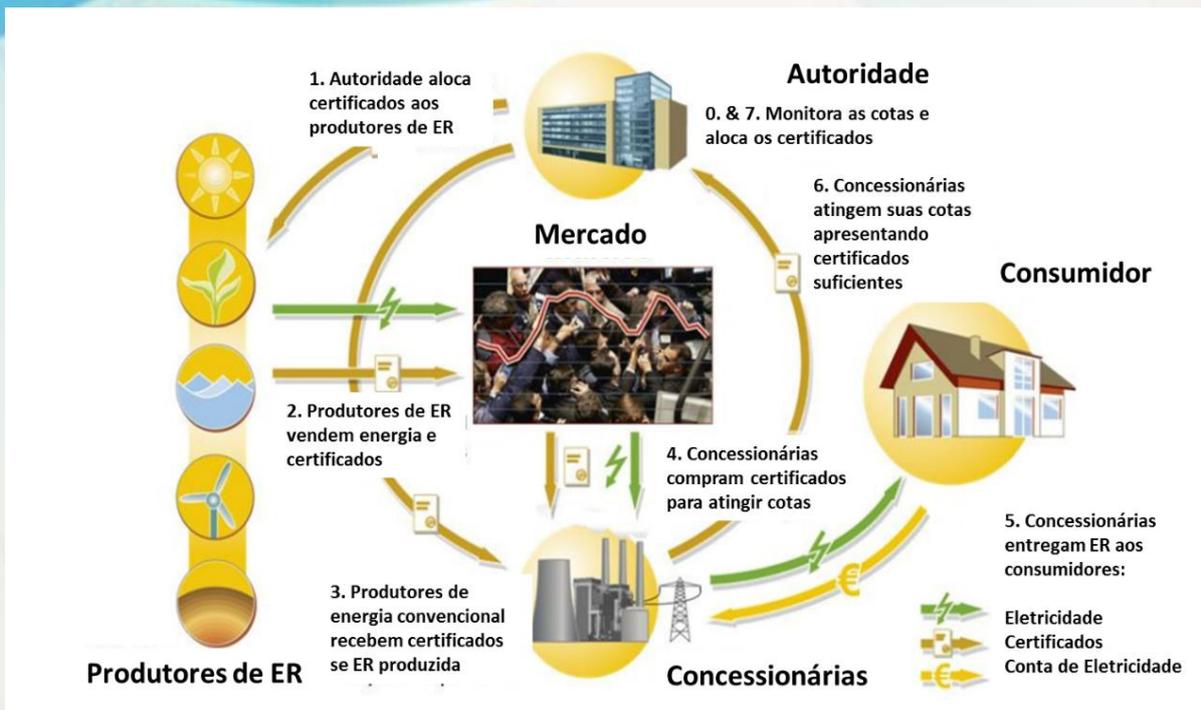


Figura 38: Funcionamento dos certificados verdes

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 47. A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.</p> <p>Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.</p>	<p>Art. 47. (...)</p> <p>§ 1º. (...)</p> <p>§ 2º. O poder concedente poderá promover a contratação de cotas mínimas de geração distribuída por consumidores livres ou potencialmente livres com demanda igual ou superior a 3MW, e por consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.</p>
<p>Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.</p> <p>§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.</p>	<p>Art. 15. (...)</p> <p>§ 1º (...)</p> <p>§ 2º A ANEEL poderá promover a contratação de cotas mínimas de geração distribuída por agentes de distribuição, sendo observado o limite estabelecido no § 1º.</p>

6.2.6 *Project Finance* e MRE-BIO

Conforme destacado no item 4.6, dificilmente o **BNDES** trabalha com a modalidade *Project Finance* puro, ou seja, sem exigências de garantias reais dos empreendedores, somente com os recebíveis do projeto. Na prática, o banco exige além da cessão fiduciária dos recebíveis, garantias reais, tanto na fase de construção quanto na fase de operação (incluindo garantia de performance).

Como proposta para mitigar o risco de geração da bioeletricidade, e, desta forma, encorajar os bancos a reduzir a exigência de garantias corporativas, caminhando para uma estrutura de *project finance* seria a partir da criação de um **MRE-BIO**, inspirado no **MRE** (Mecanismo de Realocação de Energia) hidráulico.

O **MRE** é um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do **SIN** no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo **ONS**. O **MRE** busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do **MRE** não esteja abaixo do total da garantia física associada ao **SIN**.

Se o total da produção das usinas participantes do **MRE** for igual à garantia física do sistema hidráulico, cada usina terá alocação igual à sua garantia física. Já, caso o total da produção das usinas participantes do **MRE** for maior que a garantia física do sistema hidráulico, cada usina terá também uma parte deste excedente, que se chama energia secundária. Quando há energia secundária no sistema, as usinas que têm produção destinada ao **MRE** acima da garantia física doam todo este excesso ao **MRE**, e depois recebem de volta sua parte da energia secundária. Complementarmente, as usinas que possuem produção destinada ao **MRE** abaixo de sua garantia física recebem do **MRE** a garantia física até o seu limite, e depois sua parte da energia secundária. Toda a energia secundária é alocada a todas as usinas, de acordo com a proporção de suas garantias físicas.

A alocação de energia para aquelas que apresentaram déficit de geração em relação à garantia física é feita, prioritariamente, entre usinas localizadas em um mesmo submercado. Se houver excedente remanescente em um submercado, ela é disponibilizada para usinas de outros submercados, até o nível de sua garantia física. A transferência de energia é valorada à **TEO** – Tarifa Energética de Otimização. A **TEO** é estabelecida anualmente, e para o ano de 2017 o valor é de R\$ 11,58/MWh. Por fim, o mecanismo mitiga risco do insumo água e não da disponibilidade dos equipamentos.

Por outro lado, se produção total de energia do sistema hidrelétrico for menor que a somatória da garantia física do **MRE** ($GSF - Generation Scaling Fator < 1$), a garantia física do sistema sofre um ajuste para permitir a completa cobertura da garantia física pela geração disponível para usinas integrantes do **MRE**. Nesse caso, as garantias físicas das usinas sofrem ajuste para baixo, independentemente de sua geração e de sua posição contratual. Portanto, mesmo que uma usina hidrelétrica tenha gerado energia em valor superior à sua **GF**, sofrerá redução. Nesse caso, se a usina comercializou 100% de sua **GF**, terá que adquirir energia valorada ao PLD, para fins de recomposição de lastro.

Em resumo, o MRE mitiga o risco hidrológico aos seus participantes, socializando ganhos e perdas.

Inspirado no modelo hidráulico, a proposta deste trabalho é criar semelhante **mecanismo de compartilhamento de risco de safra** entre as centrais de geração à bagaço de cana, com transferência entre centrais de geração superavitárias para deficitárias à tarifa acertada de comum acordo no setor, por meio de análoga TEO-BIO.

O princípio deste mecanismo é de travar ganhos e limitar perdas, assim, uma usina superavitária deixa de ganhar o valor do PLD quando o sistema biomassa gera menos que sua somatória de sua garantia física e passa a receber pela TEO-BIO. E do lado oposto a lógica é a mesma, o agente deficitário deixa de pagar o PLD e compensa seu semelhante pela TEO-BIO.

Com a pulverização do risco de geração de energia elétrica, há redução da percepção de risco pelo agente financiador, o que aumenta as possibilidades de substituição de garantias corporativas por garantias do projeto.

E, da mesma forma que no sistema hidrelétrico, de forma a evitar comportamentos não justos, o MRE-BIO deve prever exclusão da usina do mecanismo em caso de insuficiência de geração por motivos não climáticos, como por exemplo, projeto cuja geração está superestimada.

Assim, voltando ao modelo hidráulico para tratamento de desvios de geração com relação à garantia física, a Resolução Normativa ANEEL nº 409 estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente pelo **ONS**, como é o caso das PCHs, e o que se propõe neste relatório adaptar à biomassa. Para esses participantes do MRE, a

ANEEL calcula anualmente a respectiva geração média (GM) de energia, por meio da equação apresentada na sequência:

$$GM = \frac{12}{8760} * \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \quad (\text{MWmed})$$

Sendo:

$i = 1, 2, 3, \dots, m$

m = número de meses, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia gerada

GM = geração média de energia elétrica, em Mwmédios, sendo que, são considerados, para aplicação da fórmula, geração de energia posterior ao 12º mês de operação comercial.

$Eger_i$ = quantidade de energia gerada no mês i , referida no ponto de conexão.

Assim, caso o cálculo do GM pela equação acima não atenda a relação relativa à sua garantia física conforme período em operação comercial da central, como indicado pela Tabela 18, a usina é expulsa do MRE, podendo retornar somente se os limites forem atendidos, seja em função do novo valor de geração média, seja da revisão da garantia física.

$m = n.º \text{ meses}$	GM / GF
$24 \leq m \leq 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m \leq 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m \leq 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m \leq 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m \leq 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m \leq 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m \leq 120$	$\geq 80\%$
≥ 120	$\geq 85\%$

Tabela 18: Limites de GM/GF para permanência no MRE

Fonte: ANEEL.

Os valores da Tabela 18 aplicam-se às centrais hidrelétricas, tabela semelhante deve ser discutida dentro do setor de bioenergia, de forma a encontrar equação que mitigue os riscos e impeça comportamentos abusivos.

Ato: Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998.

Ementa: Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
Art. 20. As regras do MAE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos. (Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000)	Art. 20. (...) Art. 20-A. As regras da CCEE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia – MRE-BIO, do qual participarão as usinas de biomassa de cana-de-açúcar com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos sazonais de geração.

Ato: Resolução Normativa n. 392, de 15 de dezembro de 2009.

Ementa: Estabelece critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu - TEO_{Itaipu} e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD_{min}.

TEXTO	TEXTO PROPOSTO
Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os critérios para o cálculo do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu - TEO _{Itaipu} , no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD _{min} .	Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os critérios para o cálculo do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu - TEO _{Itaipu} , no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo agente gerador a partir da fonte biomassa – TEO-BIO, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE-BIO, e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD _{min} .

6.3 Argumentação lógica para justificar a alteração das barreiras normativas junto às instituições governamentais

Nos itens anteriores buscou-se identificar as normas que poderiam ser objeto de alteração para mitigar as barreiras normativas à expansão da geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar. Identificados os atos normativos e procedimentos relacionados às barreiras, foram propostas alterações para promover uma maior inserção da fonte na matriz elétrica nacional.

De modo a subsidiar as alterações normativas pretendidas, apresenta-se a seguir a justificativa correspondente de acordo com a barreira e com ato ou procedimento normativo relacionado.

6.3.1 Imprevisibilidade do preço de venda no MCP

Ato: Resolução CNPE n. 7, de 14 de dezembro de 2016.

Ementa: Dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico; e revoga a Resolução GCE 109, de 24.01.2002, a Resolução CNPE 008, de 20.12.2007; e o art. 2º da Resolução CNPE 009, de 28.07.2008.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 1º (...) Art. 2º Cabe à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP propor e revisar, com periodicidade não inferior a um ano, a representação do sistema físico, os parâmetros e as metodologias dos modelos computacionais, elencados a seguir, mas não limitados a: I - aversão ao risco; II - função do custo do déficit de energia; III - representação do sistema físico de geração, como a individualização do sistema hidroelétrico ou a quantidade de reservatórios equivalentes, quando for o caso; IV - representação do sistema de transmissão, incluindo representação nodal, o número e fronteiras dos submercados; V - horizonte de simulação para o cálculo da política operativa dos modelos computacionais; VI - modelo de previsão de variáveis representadas de forma probabilística; VII - representação da geração das usinas não despacháveis e/ou não simuladas individualmente, com incertezas associadas; VIII - representação da demanda de energia elétrica e sua curva de carga; IX – representação da geração das usinas a biomassa com excedente de exportação acima de 30MW; X - taxa de desconto (...)	Propõe-se que a geração de energia proveniente de usinas a biomassa com excedente de exportação acima de 30MW passe a ser tratada de forma individualizada nos modelos computacionais do setor elétrico. Assim, a geração de fonte biomassa deixaria de ser tratada no conjunto “geração de pequenas usinas” e passaria a se representada com seu merecido destaque.

6.3.2 Inadimplência rateada entre credores do MCP

Ato: Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004.

Ementa: Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Não há proposta para alterar a norma e as Regras de Comercialização de Energia Elétrica da CCEE. Recomenda-se aos agentes vendedores não liquidar a energia no MCP, buscando contratos prévios bilaterais com outros agentes do mercado. Trata-se, portanto, de recomendação estratégica para gestão do risco de inadimplência.	A inadimplência no MCP está relacionada à questão conjuntural em 2012 e 2013, devido à baixa hidrologia, aliada à falta de capacidade de armazenamento adequada e os impactos desta, tanto no preço da energia no MCP, quanto no cálculo do GSF, afetando usinas pertencentes ao MRE. Diante do cenário de judicializações que ocasionaram inadimplências significativas nas liquidações do MCP desde então, a opção de não liquidar a energia no MCP, buscando contratos bilaterais prévios, tem se mostrado como melhor estratégia para gerenciar o risco de inadimplência do mercado.

Ato: Regras de Comercialização da CCEE – Módulo de Liquidação.

Ementa: O Módulo de Liquidação trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Não há proposta para alterar a norma e as Regras de Comercialização de Energia Elétrica da CCEE.</p> <p>Para evitar o rateio da inadimplência, recomenda-se aos agentes vendedores não liquidar a energia no MCP, buscando contratos prévios bilaterais com outros agentes do mercado. Trata-se, portanto, de recomendação estratégica para gestão do risco de inadimplência.</p> <p>Alternativamente, os agentes do ACL poderiam pleitear tratamento semelhante ao dado aos agentes associados à Contratação da Energia de Reserva (ACER), que não participam do eventual rateio da inadimplência.</p>	<p>Com o aumento da inadimplência no MCP a partir de 2012 e 2013, os agentes têm sido duramente afetados com o rateio da inadimplência no mercado, prevista tanto em Resolução da ANEEL, como em regras da CCEE. De modo a contornar essa questão que não é considerada como estrutural, porém conjuntural, os agentes vendedores, a seu critério, estariam melhor gerindo o risco do rateio de inadimplência do MCP mediante a celebração de contratos bilaterais previamente à liquidação promovida pela CCEE.</p> <p>De forma complementar, verifica-se que tanto a norma como as regras da Câmara excluem os agentes relacionados à contratação de reserva do rateio de inadimplência. Considera-se que os agentes do ACL poderiam pleitear tratamento semelhante ao dado a esses agentes, sendo criado algum mecanismo de mitigação de risco de inadimplência.</p>

6.3.3 Garantia dos contratos regulados

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 20. (...)</p> <p>I (...)</p> <p>II - objeto, prazos e minutas dos contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo a modalidade contratual adotada e a indicação das garantias financeiras a serem prestadas pelos agentes de distribuição, e incluindo previsão de sistema de liquidação centralizada para CCEARs;</p>	<p>Atualmente, os vendedores de energia nos Leilões de Energia Nova não opção de venda, como não têm informações sobre as distribuidoras compradoras de cada leilão antes da divulgação dos resultados, o que os impossibilita de escolher seus compradores e conseqüentemente avaliar melhor os riscos. Para mitigar o problema de garantias nos contratos regulados, que atualmente são bilaterais com condições anexas a cada CCEAR, propõe-se criar um sistema de liquidação centralizada para CCEARs. Desta maneira, todos os vendedores poderiam ratear a inadimplência, de maneira análoga ao que acontece hoje no MCP. A liquidação centralizada impediria que os agentes de distribuição escolhessem quais os geradores que receberão ou não seus pagamentos quando na ocorrência de decisão pela inadimplência, uma vez que esta seria rateada proporcionalmente por todos os credores, e tornaria o aporte de garantias e a possibilidade de execução mais simples, o que poderia contribuir para garantias mais efetivas. A liquidação centralizada visa reduzir o poder discricionário das distribuidoras no pagamento das faturas.</p>

6.3.4 Geração Distribuída

6.3.4.1 Ajustes no atual modelo de GD

Ato: Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004.

Ementa: 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.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 2º-B. (...) Parágrafo único. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e especificidades das diferentes fontes de geração distribuída , e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.	Propõe-se que, ao invés de apuração de um mesmo VR para todas as fontes de geração distribuída, sejam adotados VRs por fonte, ou seja, o cálculo do VR para usinas movidas a biomassa levaria em consideração os resultados dos leilões do CCEAR que apenas as usinas a biomassa comercializaram energia. É possível verificar o sucesso da separação de leilões por fontes promovidos nos anos recentes, portanto, sugere-se aplicar a segregação das tratativas por fonte também nos casos de chamadas públicas de geração distribuída.

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, ou por processo promovido pela ANEEL , de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados. (...) § 7º A ANEEL poderá promover diretamente processo de chamada pública, individualmente por fonte de geração de distribuída, abrangendo distribuidoras de uma mesmo submercado do Sistema Interligado Nacional – SIN.	Dada a burocracia e custo para preparação da chamada pública leilão de geração distribuída pelas distribuidoras, para que seja possível o sucesso deste modelo, sugere-se que a própria ANEEL (com apoio de CCEE para operacionalização) organize as chamadas públicas de geração distribuída, para assim estabelecer processo competitivo dentro de cada fonte, com contratos padronizados, após processo de audiência pública, tal qual são os leilões do ACR. A fim de aumentar a possibilidade de participação de geradores, propõe-se que a abrangência das chamadas públicas deixe de ser apenas empreendimentos conectados à mesma rede do contratante, e passe a valer para todo o submercado do contratante. Atualmente mais de 60% dos empreendimentos movidos a biomassa estão concentrados nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná, regiões que estão dentre as de maior consumo no Brasil. Desta forma, limitando a contratação por submercado, não se descaracterizará o fato do gerador estar próximo do consumidor contratante de geração distribuída.

Ato: Portaria n. 538, de 15 de dezembro de 2015.

Ementa: Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, e institui Grupo de Trabalho, no âmbito do ProGD.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 3º Para a geração distribuída prevista no art. 2º, inciso I, ficam estabelecidos os Valores Anuais de Referência Específicos - VRES, de acordo com o disposto no art. 2º-B da Lei nº 10.848, de 2004, para as seguintes fontes: (...) III – cogeração de biomassa de cana-de-açúcar, no valor de R\$ (.....)/MWh (.....).	No âmbito do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, válido para usinas com potência menores que 30 MW, foram criados Valores Anuais de Referência Específicos – VRES para a geração das fontes solar fotovoltaica e cogeração a gás natural, aos preços de R\$ 454 / MWh e R\$ 329 / MWh (data base dezembro de 2015), respectivamente. De forma a buscar tratamento isonômico com essas fontes de geração previstas no ProGD, propõe-se a criação de um VRES para cada biomassa: bagaço da cana-de-açúcar, palha, biogás da vinhaça, RSU, e demais biomassas. O cálculo de um VR _{BIO} traria benefícios às chamadas públicas específicas para biomassa, permitiriam um preço de venda mais adequado aos geradores a biomassa.

6.3.4.2 Proposta de *feed-in-premium*

Ato: Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004.

Ementa: 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.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 2º-B. (...) § 1º. (...) § 2º. A contratação da geração distribuída renovável poderá se dar mediante introdução de subsídios, conforme critérios a serem definidos pela ANEEL.	De forma alternativa ao modelo de pagamento de geração distribuída com o VR, a contratação por GD poderia ser feita por meio do modelo Europeu atual de <i>feed-in-premium</i> (FIP ou <i>Market Premium</i>), de forma a introduzir elementos de mercado e subsídio. Nesse modelo os geradores possuem dois tipos de receita: uma mediante venda de energia diretamente via mercado; e outra, um prêmio, como subsídio, por ser uma fonte renovável. O gerador liquidaria a energia no MCP, e, ao invés da distribuidora pagar valor fixo ao gerador incentivado, estabelecer-se-ia o prêmio com piso e teto (<i>caps and floors</i>) para acomodar as vantagens e desvantagens do prêmio fixo e flutuante, permitindo que o risco assumido pelo gerador não seja muito alto (se o preço da energia estiver muito baixo) e permite o compartilhamento do ganho (se o preço da energia estiver muito alto). Esse modelo de contratação de GD é utilizado em muitos países para estimular a expansão de fontes distribuídas.

6.3.5 Cotas e Certificados

6.3.5.1 Proposta de cotas e certificados

Ato: Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ementa: Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 47. (...) § 1º (...) § 2º. O poder concedente poderá promover a contratação de cotas mínimas de geração distribuída por consumidores livres ou potencialmente livres com demanda igual ou superior a 3MW, e por consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.</p>	<p>Para incentivar chamadas públicas de geração distribuída a partir de fontes como a biomassa, a ANEEL poderá estabelecer a contratação de subcotas de energia por fonte, de acordo com o respectivo VR. Assim, propõe-se que sejam estabelecidos montantes máximos e mínimos por fonte para contratação por ano pelos consumidores de qualquer natureza no ACL. Além de aumentar a abrangência das chamadas públicas aos consumidores livres, a proposta traz elementos de mercado e maior eficiência econômica na alocação dos custos marginais. Caberia aos consumidores livres, especiais e comercializadores gerenciar seus portfólios de modo a garantir o suprimento necessário em cada época do ano, considerando a contratação destas cotas de GD de fontes a biomassa e sua sazonalidade. Para evitar esta necessidade de gerenciamento de portfólios, e, assim permitir que o sistema de cotas se viabilize, é necessário flexibilizar o sistema, por meio da incorporação de certificados verdes. Os certificados funcionariam como mecanismo de flexibilização para atender às cotas de contratação de energia renovável não-UHE. Os geradores de energia renovável seriam certificados por uma agência do Governo, similar ao que já era feito à época do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) para certificação de créditos de carbono. Assim, os agentes que tiverem a obrigatoriedade de contratação de cotas de renováveis não-UHE, poderiam escolher entre comprar energia renovável diretamente junto ao gerador, ou atender às cotas por meio da compra de certificados verdes. Para o gerador certificado, a receita da venda dos certificados seria somada à receita de venda da energia no mercado de forma competitiva. Além de não impor custo administrativo a consumidores que não queiram gerenciar portfólios de fontes, os custos marginais de produção seriam igualados entre os compradores, e os geradores seriam encorajados a entrar no mercado. Por meio do sistema de certificados verdes, a produção de energia renovável tornar-se-ia, em certa medida, parte integrante do mercado da eletricidade, ao invés de ser separada como no caso de outros regimes de incentivos.</p>
<p>Art. 15. (...) § 1º (...) § 2º A ANEEL poderá promover a contratação de cotas mínimas de geração distribuída por agentes de distribuição, sendo observado o limite estabelecido no § 1º.</p>	<p>A proposta consiste em estabelecer cotas mínimas de contratação de geração distribuída (de forma direta ou por meio de certificados verdes), por agentes de distribuição, observado o limite total de 10% de seu mercado. As vantagens desta proposta de venda como gerador distribuído em relação à venda em leilões regulados são: i) número de oportunidades de participação: dada a obrigatoriedade de compra de GD pelas distribuidoras, há a orientação ao mercado de que, crescimento no consumo final de energia elétrica demandarão contratação de GD pelas distribuidoras de forma a manter a cota percentual mínima obrigatória;</p>

ii) a possibilidade de seleção do comprador: o gerador poderá optar em entrar na concorrência para a venda como GD sabendo exatamente quem é seu comprador, diferentemente do leilão, no qual não se sabe quem são os compradores (portanto, a que nível de risco de pagamento se está exposto), até que sejam divulgados os resultados ao final do certame. E, para incentivar a chamada pública de diversas fontes, poderão ser estabelecidos pela ANEEL subcotas por fonte, isto é, o comprador na posição de escolha da fonte para a qual ira efetuar sua chamada pública, certamente buscará primeiro a possibilidade de comprar de fontes com VR específicos menores. A cota de contratação a ser cumprida seria anual, o que permitiria a contratação de fontes sazonais nos períodos em que estas geram, facilitando desta forma os contratos que podem efetivamente seguir a curva de geração. Atualmente os distribuidores já contam com diversos CCEARs por disponibilidade em seu portfólio, sendo que nestes contratos, os geradores costumam ter a obrigação de entrega anual de determinada quantidade, a ser entregue de maneira sazonal, conforme a possibilidade de geração de cada fonte.

6.3.6 MRE-BIO

Ato: Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998.

Ementa: Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 20. (...)</p> <p>Art. 20-A. As regras da CCEE deverão estabelecer o mecanismo de Realocação de Energia – MRE-BIO, do qual participarão as usinas de biomassa de cana-de-açúcar com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos sazonais de geração.</p>	<p>De modo a mitigar o risco de geração da bioeletricidade, propõe-se a criação de um MRE-BIO, inspirado no MRE hidráulico. O MRE-BIO permitiria que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE-BIO não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN. A criação do mecanismo de realocação de energia proveniente de geração à biomassa promoveria a expansão da fonte e facilitaria o financiamento dos projetos junto ao BNDES.</p>

Ato: Resolução Normativa n. 392, de 15 de dezembro de 2009.

Ementa: Estabelece critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu - TEO_{Itaipu} e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD_{min}.

TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os critérios para o cálculo do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da UHE Itaipu - TEO_{Itaipu}, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo agente gerador a partir da fonte biomassa – TEO-BIO, no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE-BIO, e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD_{min}.</p>	<p>De forma semelhante ao MRE hidráulico, propõe-se criar mecanismo de compartilhamento de risco de safra entre as centrais de geração à bagaço de cana, com transferência entre centrais de geração superavitárias para deficitárias à tarifa acertada de comum acordo no setor, por meio de análoga TEO-BIO. O princípio deste mecanismo é o de travar ganhos e limitar perdas, assim, quando o sistema biomassa gera menos que sua somatória de sua garantia física, uma usina superavitária passa a receber pela TEO-BIO. Do lado oposto, o agente deficitário compensa o déficit pela TEO-BIO.</p>

7. Inserção de novos Combustíveis Adicionais ao Bagaço nos leilões do ACR

7.1 Apontar, descrever e sugerir como um novo combustível adicional ao bagaço (como a palha ou serragem) pode ter seu custo considerado na composição do preço de venda (nos leilões regulados).

O mecanismo atual de participação nos leilões já prevê a possibilidade de uma usina termelétrica utilizar mais de um combustível na geração. Para o cadastramento e habilitação técnica pela **EPE**, nos casos em que a produção de combustível não seja própria, é requerido que sejam apresentados contrato ou termo de compromisso realizado entre o agente interessado e o fornecedor do insumo. Independente da origem do combustível, se própria ou de terceiros, é requerido um relatório técnico que demonstre a disponibilidade da fonte energética ao longo da vigência do **CCEAR**, contendo os dados de planejamento da produção ou similar.

Especificamente no caso da biomassa, eventuais contratos não substituem a Declaração de Quantidade de Combustível Associada à Geração ou Declaração de Disponibilidade de Energia, que são os documentos que responsabilizam o empreendedor pela obrigatoriedade de dispor do combustível informado. Essas declarações, além de conterem a quantidade de produção própria, devem também conter a quantidade objeto de eventuais negociações com terceiros.

Como para as usinas a biomassa há casos em que o empreendedor pode optar pela contratação com Custo Variável Unitário (**CVU**) nulo ou não-nulo, cabe, nesse ponto, citar o manual de cadastramento da **EPE**: “Ressalte-se que, para usinas termelétricas com **CVU** não nulo, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para operação contínua, associada à Potência Disponível Máxima, considerando todo o período contratual. (...) Além disso, o estoque de combustível previsto na UTE deverá ser suficiente, para a sua operação contínua ou atendimento à disponibilidade mensal de energia, considerando o intervalo de abastecimento”.

A utilização de combustível adicional ao bagaço de cana, seja com a adição de palha ou serragem, tem como objetivo principal aumentar a quantidade ou estabilidade do fornecimento de energia. E a proposta para inclusão financeira de novos combustíveis é dada a seguir.

A usina partiria de uma configuração base, de caráter estritamente de cogeração, a partir da geração com uso exclusivo do bagaço. Esta configuração seria a geração inflexível da usina. **Além desta configuração, cada combustível extra que se pretende utilizar passa a ser tratado com uma**

ampliação, e, neste caso, a geração poderia ser flexível (regra de despacho explicada a seguir, com possibilidade de declaração de parcela com inflexibilidade mensal pelo agente produtor – artigo 3º da Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014). Para cada combustível adicional, configura-se uma nova ampliação, por exemplo, com o adicional da palha configura-se a primeira ampliação, com adicional da serragem a segunda ampliação.

E de forma análoga ao que acontece com as UTE à gás natural quando do fechamento do ciclo térmico, a usina passaria a ter **CVU do bagaço** (recomendável nulo para gerar na base), **CVU da palha**, **CVU da serragem** e assim por diante, cada um para uma configuração de usina. Consequentemente, a usina teria uma garantia física para cada combustível, a partir da configuração base inflexível a bagaço de cana, com as ampliações de **GF** para cada ampliação/combustível adicional. A **GF** da geração inflexível a bagaço se daria conforme item 2 do Anexo da Portaria MME nº 101, de 22/03/2016, enquanto que, a **GF** da geração flexível a palha, no item 1 da mesma Portaria. Para o sistema elétrico, a modelagem funcionaria como de duas centrais de geração.

A ordem de despacho pelo **ONS** continuaria por mérito, por exemplo, após a geração inflexível a partir do bagaço, despacha-se primeiro a configuração com menor **CVU** em sua totalidade (por exemplo a partir da palha), depois despacha-se de segundo menor **CVU** (por exemplo da serragem).

Para os cálculos do Índice Custo Benefício – **ICB**, para fins de participação nos leilões, o empreendedor poderia ter duas opções (i) como cada adição tem caráter de ampliação, com garantia física e **CVU** específicos, teriam também **ICBs específicos** (um **ICB** para cada combustível, o que significaria lances específicos nos leilões); (ii) **um valor único do ICB**, calculado em função da configuração final da usina – prevista no momento de cadastro da usina junto à **EPE**, mesmo que as adições de combustível/ ampliações sejam feitas de forma escalonada – sendo inclusive importante permitir o escalonamento das ampliações. E, para isso, para cada combustível o empreendedor deve informar o fator “i” (fator de conversão, nos termos da Portaria 46, de 09/03/2007).

Adicionalmente, de forma a melhor preservar o equilíbrio econômico-financeiro das usinas, assim como é feito com os combustíveis fósseis, o **CVU** passaria a ter duas parcelas, Ccomb (um para cada combustível) para e CO&M (para cada os combustíveis no caso de **ICBs** específicos ou único em caso de **ICB** único). E, tanto a parcela Ccomb, quanto a RFComb - Receita Fixa vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível (nos termos da Portaria 42, de 01/03/2007) passariam

a ser reajustados a partir de referência de um combustível, por exemplo, etanol, ou outro que melhor atenda aos interesses do setor.

Além disso, assim como é feito para o gás natural liquefeito, no qual por meio da Portaria MME 253/2007, que em seu art. 2º define que: “Em relação aos empreendimentos acionados a gás natural, cujo fornecimento será feito a partir da regaseificação de GNL importado, será utilizada a logística de suprimento do GNL importado com despacho antecipado de dois meses”; **o despacho da Garantia Física associada ao uso da palha (ou serragem) como combustível seria feito de forma antecipada, para efeito pelo período de safra. O despacho pelo ONS deveria acontecer em março de cada ano (final do período chuvoso, quando há maior previsibilidade do nível dos reservatórios para o período seco), antecedência suficiente para a programação da usina.**

E, assim como para termelétricas a GNL, o **ONS** decidirá, em caráter definitivo, pelo acionamento da geração à palha quando o valor esperado do **CMO**, “m” meses à frente, for maior ou igual ao **CVU** da usina. Sendo que:

- o valor de “m” será aquele utilizado para o cálculo do **ICB**.
- quando decidido pelo acionamento, a usina termelétrica a palha será despachada após “m” meses, independentemente do valor do **CMO**.
- quando despachada, a usina termelétrica irá receber o seu **CVU**, independentemente do valor do **CMO** no momento do seu despacho.

Por fim, de forma a melhor retratar as características operacionais da queima da palha (ou serragem), o prazo dos contratos deve ser de até 5 anos, vida útil dos equipamentos associados a colheita, manuseio e combustão da palha.

7.2 Se as alternativas descritas e/ou propostas no item 7.1 forem possíveis e/ou viáveis, especificar qual a forma de computar quanto da energia gerada vem deste combustível e quanto vem do bagaço.

Para fins de cadastrado e habilitação no leilão devem ser apresentados ao Poder Concedente um projeto técnico (análise energética, balanço de carga, fluxograma, *heatrate*, diagrama elétrico unifilar, etc.) para cada configuração prevista. A configuração base, de caráter estritamente de cogeração, nas condições de geração a partir do uso exclusivo do bagaço. Esta configuração seria a geração inflexível da usina. Além deste projeto, para cada combustível extra que se pretende utilizar, apresentar novo pacote de projeto em caráter de ampliação, que seria dada a partir do uso do combustível adicional,

e, neste caso, a geração pode ser flexível. Para cada combustível adicional, configura-se uma nova ampliação, por exemplo, com o adicional da palha configura-se a primeira ampliação, com adicional da serragem a segunda ampliação; sendo necessários neste caso apresentação de 3 projetos: base a bagaço, 1ª ampliação com palha; 2ª ampliação com serragem, e o respectivo cronograma de ampliação.

O cômputo do cálculo da energia seria pela geração marginal. Primeiro há o despacho inflexível da geração a partir do bagaço no limite da Garantia Física do projeto base; depois há o despacho (in)flexível do primeiro combustível extra no limite da segunda Garantia Física, depois do segundo combustível extra no limite da terceira Garantia Física. Neste caso, como não há condições da Aneel fiscalizar o que está sendo queimado a cada instante, se na configuração base não se atingir a geração no limite da **GF** e for necessário utilizar outro combustível, este terá o Ccomb e RFComb vinculado ao do bagaço.

Já o caso da eletricidade gerada a partir do biogás da biodigestão da vinhaça pode ter tratamento específico, a partir de gerador dedicado. Basta instalar medidores individualizados, um no turbogerador a vapor e outro no gerador a biogás, com um terceiro no ponto de conexão, de forma a capturar as perdas internas. Neste caso, trata-se de um projeto paralelo da usina, com seu próprio **ICB**, próprios Ccomb e RFComb, já que é possível a individualização física dos equipamentos vinculados a geração de eletricidade.

7.3 Descrever se há barreiras quanto à expansão no ACR de projetos utilizando biogás da vinhaça e sugerir propostas de aprimoramento institucional no ACR.

Como foi mencionado anteriormente, não há hoje nenhuma barreira regulatória para a expansão da contratação de projetos que utilizam biogás como combustível principal ou secundário.

Eventual barreira no momento atual refere-se não à expansão do biogás de vinhaça, mas a uma questão conjuntural, que envolve a retração no consumo e a sobrecontratação das distribuidoras, que coloca em dúvida a realização de novos leilões no curto prazo.

A sobra de energia afeta, inclusive, a contratação de energia de reserva, que não depende da declaração de compra das distribuidoras. Isso ocorre por um lado porque a revisão da garantia física do sistema, que era esperada para já ter acontecido anos atrás, ainda está em curso; e, por outro lado,

por pressão das associações de consumidores, visto que a contratação de energia de reserva resulta em encargos a serem pagos pelos consumidores finais da energia.

A alteração deste cenário de contratação depende da modificação da visão do mercado acerca da conveniência de novas contratações, o que passa pela revisão da expectativa de crescimento da demanda e da revisão da garantia física atual, o que se espera que aconteça ainda em 2017.

Como sugestão de participação de combustíveis derivados da cana além do bagaço, tem-se a adoção de leilões combinatórios, que são aqueles de vários itens em que os licitantes podem concorrer diretamente por subgrupos não triviais (“pacotes” ou combinações) dos itens que estão sendo vendidos, em vez de se limitar a apresentar propostas em cada item individualmente (CRAMTON; SHOHAM; STEINBERG, 2006). De acordo com Ausubel e Milgrom (2002), esses leilões levam a resultados eficientes, como também, se um jogador der, honestamente, um lance. Trata-se de uma alocação no núcleo⁵⁷.

Nesse sentido, dado o objetivo deste trabalho de propor melhoras aos leilões de contratação de energia elétrica de forma a aumentar sua eficiência, buscou-se algumas **opções de pacotes a serem licitadas**.

O pacote inicialmente proposto é pela combinação de mesmo produto, ou seja, pacote de produtos de geração. Nesse sentido, os leilões poderiam permitir a combinação de partes ou todo dos produtos, sendo declarados vencedores, aqueles que oferecessem as melhores propostas para as combinações viáveis.

O leiloeiro oferecer possibilidades de produtos em pacotes, uma outra estrutura de pacote eficiente do ponto de vista da geração é permitir que o empreendedor possa oferecer energia elétrica no leilão a partir de um pacote de centrais de geração de fontes distintas, ou seja, sem a rigidez de oferecer energia elétrica de somente um projeto.

⁵⁷ Pontos em relação aos quais é impossível que o indivíduo faça algum recontrato, melhorando sua condição sem piorar a de alguém representa o *core*, em outras palavras, são as alocações que representam equilíbrio Walrasiano – alocações de bens para consumidores que estão no conjunto de pontos eficientes no sentido de Pareto, da caixa de Edgeworth.

Ao ser permitido vender, por exemplo, energia a partir da combinação de bagaço e/ou bagaço + palha e/ou bagaço + palha + biogás e/ou qualquer outra combinação, assim gerador pode montar seu portfólio.

8. Possibilidade de agregar ao preço da eletricidade as vantagens das externalidades do bagaço (energia renovável, distribuída, produzida no período seco etc.)

Apesar dos diversos benefícios e crescente competitividade das fontes renováveis, sua implantação ainda está aquém do seu potencial. Isto deve-se, em parte, ao fato dos mercados não considerarem as externalidades e da assimetria da informação entre os agentes, agravada ainda mais pela inércia do sistema em implementar novas políticas. O desenvolvimento do mercado de energia renovável, portanto, requer um ambiente propício que permita o nivelamento entre as fontes, com apoio do governo (IRENA, 2016⁵⁸).

A determinação do preço da energia renovável é uma das grandes barreiras para a expansão da energia renovável, tendo em conta que os custos ambientais e sociais da produção de energia não são internalizados. A contabilização de externalidades no setor de energia é um desafio em escala global, muitas vezes devido ao acesso insuficiente à informação e capacidade técnica para permitir uma tomada de decisão eficaz (IRENA, 2016).⁵⁹

Avaliando especificamente as externalidades positivas da biomassa de cana-de-açúcar no país, encontramos os seguintes itens:

- I. Energia Renovável: o Brasil é um dos 197 países que assinaram o Acordo de Paris, em dezembro de 2015 durante a COP 21, onde os países se comprometeram com metas de redução de emissão. Para alcançar a redução de emissão de gases do efeito estufa em 37% dos níveis de 2005, em 2025, o Brasil se comprometeu, no setor de energia, a alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo: i) expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030; ii) expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar; iii) alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030⁶⁰. A biomassa, portanto, faz parte da solução brasileira para atingir a redução de emissão. Apesar dos Leilões de Energia já terem viabilizado quase 2.000 MW med em Leilões de Energia Nova/

⁵⁸ http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Measuring-the-Economics_2016.pdf

⁵⁹ http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf

⁶⁰ <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>

Reserva/ Alternativa até 2016, existe ainda um potencial técnico de exportação de eletricidade de 7.100 MWmed⁶¹.

- II. Energia Distribuída: a expansão do Sistema de Transmissão é um dos principais gargalos do setor de energia elétrica, resultado da exploração de fontes hídricas, cujo potencial está localizado na região Norte, e eólicas, com maior potencial na região Nordeste. No Plano Decenal de Energia 2024, prevê-se a expansão de 68% do sistema de transmissão, de 125.833 km existente em 2014 para 211.614 em 2024, e aumento de 62% na capacidade de transformação de 305.618 MVA para 493.776 MVA. Serão necessários 108 bilhões de reais em investimentos em linhas e subestações nesse período. Com investimentos nesse porte, o governo, procurando atender a diretriz de modicidade tarifária, deve considerar o custo final da energia para o consumidor, considerando o custo da geração mais os custos de transmissão. Por exemplo, na época do Leilão do complexo Rio Madeira, onde o governo divulgou que o preço obtido para a energia foi de R\$ 78,87/MWh para UHE Santo Antônio e R\$ 71,37/MWh para UHE Jirau. No entanto, a soma das Receitas Anuais Permitidas – RAPs – ganhadoras da licitação de concessão de serviço público de transmissão para a conexão do complexo do Rio Madeira ao SIN foi de R\$ 742.376,8 mil. Dividindo-se esse valor apenas pela soma da garantia física dos empreendimentos, em MWh, a interligação custará R\$ 21,21/MWh adicionais ao preço comercializado no Leilão.

Além disso, a TUST considera parcialmente o aspecto locacional da fonte, dando sinal econômico para aquelas geradoras que aliviam ou carregam o sistema de transmissão. No entanto, esse sinal econômico é muito fraco, pois é atenuada pelo componente selo da tarifa (que supõe que todo o sistema é afetado de forma uniforme, independentemente da localização do ponto de injeção e de consumo de energia elétrica e da distância em que se encontram. O rateio do custo total é feito em função da quantidade de carga servida, normalmente medida na condição de carga máxima). Dessa forma, as usinas de biomassa, localizadas predominantemente no Centro Sul não apresentam vantagem competitiva se as mesmas estivessem localizadas em outra região do sistema, pois o critério de

⁶¹ PDE 2024 – “Elaborou-se uma estimativa do potencial técnico de aproveitamento das palhas e pontas, considerando que esta biomassa estará disponível apenas para as usinas da região Centro-Sul (as usinas do Centro-Sul processaram cerca de 90% do total de cana do Brasil, na safra 2014/2015), dado que, neste horizonte, a maior parte da região Nordeste não estará utilizando a colheita mecanizada. Para o cálculo deste potencial, foram utilizados dois fatores de exportação de energia distintos, encontrados na literatura: 500 kWh/tonelada de palha [170] e 787,5 kWh/tonelada de palhas e pontas [180]. Os resultados indicam que o potencial técnico de exportação de energia a partir destas biomassas seriam de 7,4 GWmed e 11,7 GWmed, respectivamente, ao fim do período decenal.”

classificação dentro dos processos de leilões considera apenas o custo privado, ao invés do social. A sinalização locacional mais eficiente no setor elétrico facilitaria que decisões individuais de agentes fossem compatíveis com ótimo sistêmico, inclusive quanto a comparação de expansão de infraestrutura de transporte de gás x eletricidade. Logo, há necessidade de aprimorar sinalização locacional na TUST e na alocação de perdas de eletricidade.

- III. Produção no período seco: a região Centro-Sul do país processou cerca de 90% do total de cana do país na safra 2014/2015. Essa região também é que detém 77% da capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios de geração de energia elétrica (vide Figura 39). Como o período de safra da cana de açúcar se concentra entre março de outubro, coincidindo em grande parte do tempo com o período de menor incidência pluviométrica (vide Figura 40). Assim, por se tratar de uma fonte inflexível, sua geração é prioritária à das usinas hidrelétricas, permitindo armazenamento de água no reservatório no período mais crítico para o sistema, contribuindo para redução do risco do SIN.

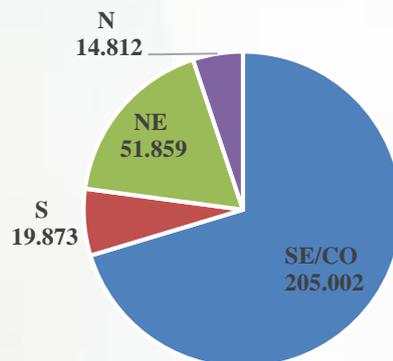


Figura 39: Capacidade Máxima de Armazenamento (MW.mês)

Elaboração: Excelência Energética, com dados do ONS, 2017.

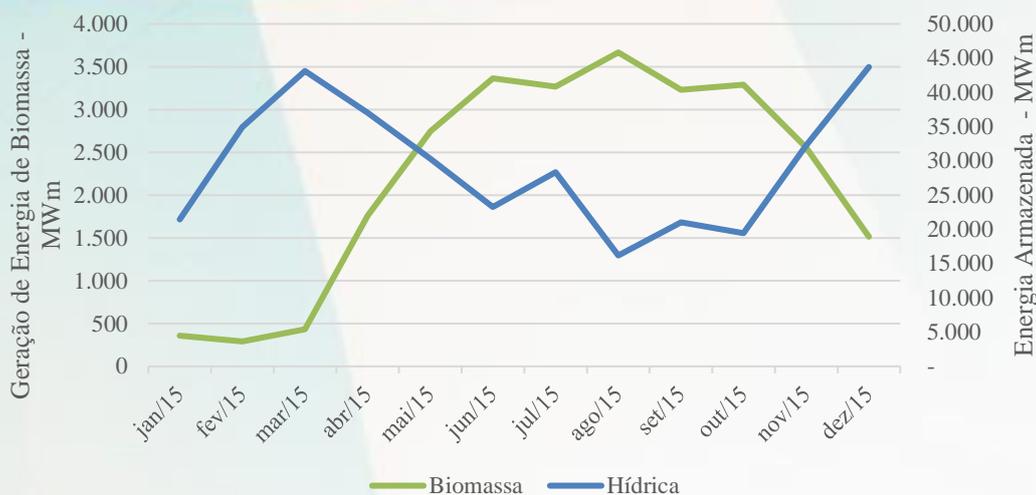


Figura 40: Complementariedade hídrica + biomassa
 Elaboração: Excelência Energética, com dados da CCEE e ONS, 2017.

IV. Incerteza na geração: apesar de ser uma fonte que não produz energia o ano inteiro, salvo alguns empreendimentos, a biomassa leva vantagem em relação à eólica e solar, que são fontes que possuem variação na produção de energia no dia, pois dependem da disponibilidade de vento ou da irradiação solar. Essa segurança dada pela biomassa não é precificada. A Figura 41 apresenta a geração média horária das eólicas no **SIN**, que é um desafio enfrentado pelo operador do sistema.

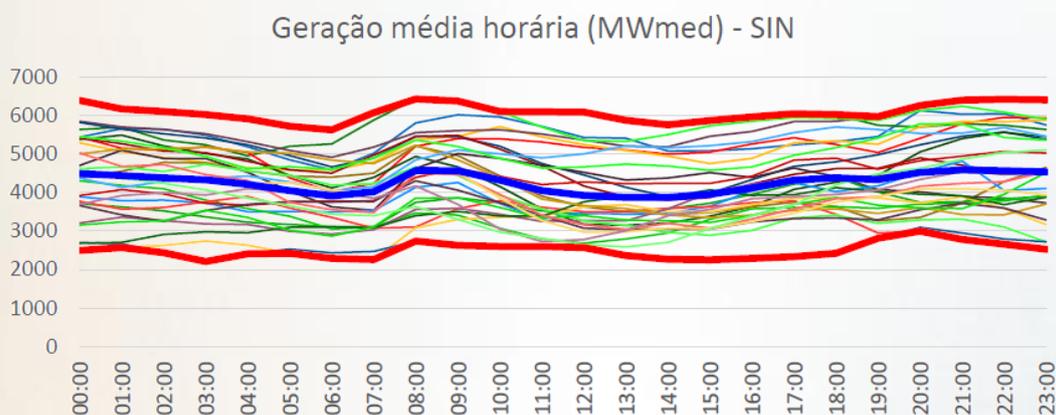


Figura 41: Geração eólica no SIN em base horária para todos os dias do mês de novembro/2016. Em destaque é mostrada a geração mínima máxima e média para cada hora
 Fonte: Boletim Eólica, ONS, nov.2016.

8.1 Sugerir ideias, principalmente quanto à formação de preço no ACR

Em geral, o preço teto dos Leilões é definido pela **EPE/ MME** a partir dos dados dos empreendimentos cadastrados no certame, como investimento, fator de capacidade, custos

administrativos, O&M, preço do bagaço de cana, custo de conexão, entre outros⁶². O governo considera também as condições de financiamento publicadas pelo **BNDES** a cada leilão. Com base nessas informações, e com base no custo de capital próprio.

Pode-se constatar, pela Figura 42, que o preço teto para a fonte biomassa tem grande variação a cada leilão, sendo o menor de R\$ 148,00/MWh no Leilão A-5/2012, onde não houve nenhum lance vencedor, e o maior de R\$ 316/MWh no Leilão A-5/2015, com 37 MW méd contratados. Em três Leilões desde 2010, a biomassa a bagaço de cana não teve nenhum lance vencedor.

Os deságios dos vendedores também oscilam bastante entre Leilões. Logicamente que a determinação de um preço teto superior tornaria mais atraente o Leilão, e as térmicas movidas a biomassa poderiam ter uma participação maior nos resultados. Nosso entendimento é que o governo precisa promover mais previsibilidade de preços aos participantes, o preço-teto de um leilão não pode oscilar 30% de um leilão para outro, como aconteceu dos preços apresentarem as seguintes variações: R\$ 242 >> 316 >> 240 / MWh. Esta falta de previsibilidade afugenta investidores para o desenvolvimento de projetos para os leilões.

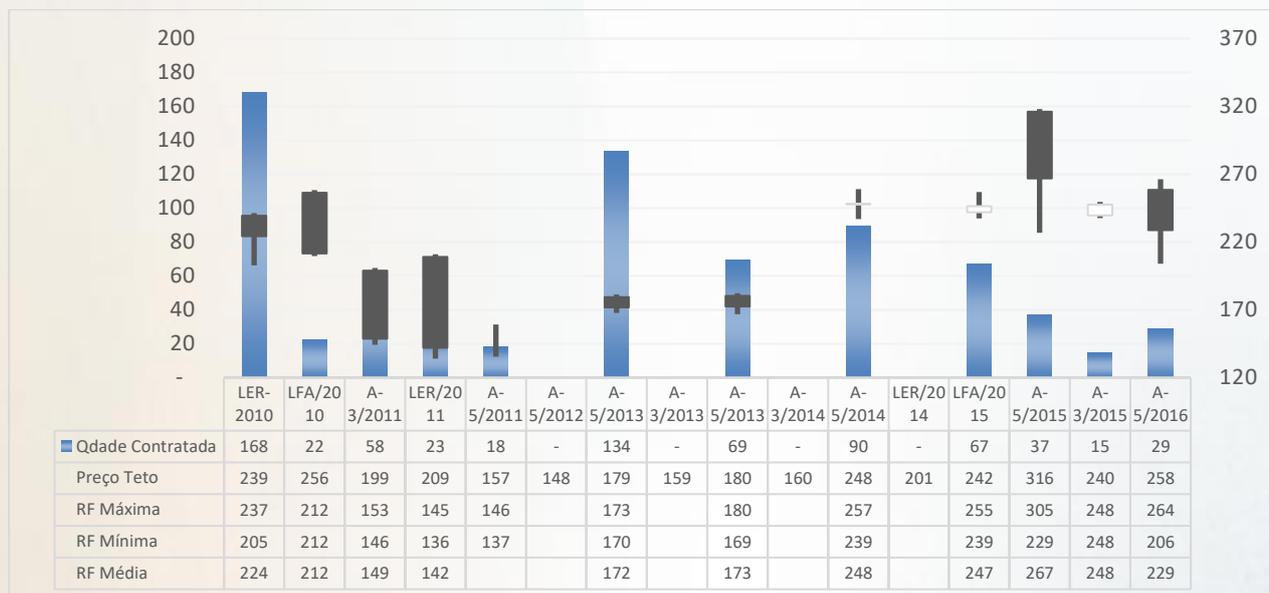


Figura 42: Resultado das UTEs a Bagaço de Cana nos Leilões (Quantidade Contratada, Preço teto, Preço máximo e Preço mínimo de cada certame). Valores atualizados para data de dezembro de 2016.
Elaboração: Excelência Energética, com dados da CCEE, 2017.

Nos últimos anos verificou-se que o modelo de investimentos estatais, que exerceu grande influência nos rumos da economia brasileira e em particular do setor elétrico nas últimas décadas (exceção à

⁶² NT EPE-DEE/DEN-067/2008-r3. Definição do Preço Inicial, 1º Leilão de Energia de Reserva – 2008.

década de 90 e início dos anos 2000), acabou. A grande influência desses investimentos gerou dependência econômica da mão estatal, sufocou o setor privado e provocou excessos: tantos projetos de geração (principalmente de grandes hidrelétricas) e transmissão são difíceis de serem administrados simultaneamente, e assim geraram atrasos e aumento de custos. Sendo que, os únicos setores que o capital privado não foi sufocado são os de fonte renovável não convencional (biomassa, eólica, PCH e fotovoltaica), vez que o Estado direcionou seus esforços para projetos de hidroeletricidade e de termelétricas convencionais.

E a nova realidade do mercado mostra que agora é a vez do setor privado voltar a ser o protagonista dos investimentos e, conseqüentemente, da expansão do parque gerador de energia elétrica. Entretanto, os investimentos em novas fábricas e novos empreendimentos só se darão se o Governo der os sinais de longo prazo corretos ao investidor, que é a estabilidade regulatória e de mercado. A sinalização de que o planejamento é de longo prazo, independente de oscilações de curto prazo, é retratada ao mercado com a realização periódica de leilões de contratação de energia, que permite que toda cadeia produtiva mantenha expectativas positivas de longo prazo, incentivando novos investimentos em máquinas, equipamentos e, principalmente, na formação de material humano qualificado. Assim, com objetivo de aumentar a participação da biomassa nos Leilões, propõe-se os seguintes aperfeiçoamentos nas suas diretrizes:

- **Produto específico para a fonte biomassa:** em vários certames, a fonte biomassa concorreu diretamente com outros produtos, como por exemplo, a fonte eólica, que possuía vantagem competitividade sobre a fonte, ou fonte térmica convencional. Assim, por meio de competição indireta é possível garantir determinado volume de contratação da fonte anualmente, desde que o preço teto esteja compatível com o custo do seu capital e riscos associados. O racional para um produto específico está no fato de ser a única fonte renovável, sem a incerteza e variabilidade na geração de outras fontes renováveis e ocorrer predominantemente no período seco. Alguns leilões já foram desta forma, o importante é proporcionar **previsibilidade e estabilidade regulatória aos agentes do setor de que será sempre feito de forma específica. Adicionalmente, é necessário um plano de longo prazo de contratação, com metas de, por exemplo, 500 MW médios por ano, por período longo suficiente para criar um ciclo virtuoso na cadeia de produção da bioenergia.**
- **Leilão regionalizado (por submercado):** a realização de leilão regionalizado é uma outra forma de considerar a vantagem da localidade da grande parte das usinas a biomassa. Considerando que o sinal econômico que busca ser emitido pela **TUST** não é suficiente, a

realização desse tipo de certame traz maior competitividade à fonte em relação à outras fontes renováveis e convencionais.

8.1.1 Adicionais ao ICB

Alternativo a criação de leilões por submercado, é a alteração do cálculo do **ICB**, incorporando adicional locacional. O adicional, originalmente ambiental, foi desenvolvido para servir como imposto (ou subsídio) que teoricamente internalizaria os custos ambientais externos da geração elétrica. Quando utilizado no processo de planejamento, o valor do custo ambiental é adicionado aos custos monetários de geração e os planos de expansão do sistema são otimizados, usando-se esse valor do “custo social” (BUSHNELL, 1994).

Bushnell (1994) e Freeman et al. (1992) afirmam que mais da metade das agências reguladoras de eletricidade dos estados americanos já incorporam ou estão estudando como incorporar os custos sociais da degradação ambiental e os custos associados à falta de base diversificada de combustível aos custos da eletricidade, sob a ótica do planejamento de “menor custo” para atender às necessidades de eletricidade de seus estados.

Os autores citados ainda concordam quanto ao fato que danos marginais de poluentes são diferentes em função da localização das emissões, enquanto que os custos impostos por outros regulamentos (tais como licenças) não são, assim; os adicionais funcionariam como ferramenta para corrigir essas diferenças entre custos e danos.

E, sendo que, externalidades não se limitam ao meio-ambiente e podem implicar também em custos ou benefícios sociais, que associadas à produção de eletricidade podem causar ineficiência, **propõe-se que nos leilões de contratação de energia elétrica seja criado um adicional ao lance do gerador que refletisse o custo do consumidor com os sistemas de distribuição e transmissão.** Assim, os projetos seriam classificados a partir da soma desse adicional com o valor da sua proposta de venda de energia elétrica. Esse valor seria calculado pelo Operador Nacional do Sistema previamente ao leilão, com base nos informes de acesso protocolados, sendo os valores divulgados antes do leilão, a fim de dar transparência ao processo.

A necessidade de internalização dos custos com transmissão ficou clara nos leilões de concessão e comercialização de energia das hidrelétricas do rio Madeira, cujo custo de transmissão não alocado ao valor do lance dos projetos, ou seja, adicional ao consumidor, ultrapassa R\$ 21/MWh. Esses

empreendimentos não competiram com outros, mas nos leilões competitivos há projetos localizados em todas as unidades da federação, que acabam competindo em desigualdade de condições pela consideração não plena dos custos de transmissão.

Além da questão da **TUST**, como os leilões de comercialização são realizados de forma global, ou seja, contratam-se fontes em função da necessidade de demanda total do **SIN** e, não, pela necessidade de cada submercado. Em assim agindo, aloca-se o risco de submercado às distribuidoras, sendo, ao final, custeado pelo consumidor cativo. A partir do momento em que este risco de submercado não é considerado nas contratações de energia elétrica no âmbito do **ACR**, não se sabe se o benefício econômico da competição no segmento de geração compensa os custos com a implantação de novos sistemas de transmissão, de forma a reduzir, entre os mercados, os gargalos que se tornam explícitos quando da diferença de **PLDs** entre os submercados.

Em momento em que os agentes do setor discutem a regionalização dos leilões, com a inserção do adicional aqui proposto, não há a necessidade de realização de leilões por submercado. Poder-se-ia, sim, como descrito no parágrafo anterior, apresentar produtos por submercado (lado comprador), mas sem restrições pelo lado do vendedor, apenas ajustando os lances de forma a representar os custos globais do sistema para garantir tratamento isonômico entre as fontes, não apenas o valor econômico privado por megawatt-hora atual dos leilões.

“É necessário que, ao invés de a gente partir direto para o que se chama leilão regionalizado, entender que a transmissão talvez possa ser mais barata do que você colocar uma fonte próxima. Ter essa avaliação múltipla entre geração e transmissão, de modo a, aí sim, colocar de forma otimizada a expansão do sistema. São dois pontos importantes que a gente precisa avaliar”.

Por fim, com a incorporação desses dois adicionais (custo total da transmissão e risco de submercado) será possível ranquear os projetos de geração pelo custo global (geração mais transporte), ou seja, internalizando a externalidade locacional, pela necessidade de reforços nos sistemas de transmissão intra e entre submercados, aproximando-se, dessa forma, ao custo social dos projetos para os consumidores.

8.1.2 Previsibilidade do preço-teto em leilões

8.1.2.1 Sem preço-teto

Discussão do início deste capítulo mostra a volatilidade do preço-teto de leilões do **ACR** à biomassa, oscilando mais de 30% no intervalo de 3 leilões. O desenvolvimento de um projeto para cadastro e habilitação em um leilão envolve esforço pessoal e financeiro do empreendedor, e, oscilações desta natureza apenas servem para retrair o interesse dos investidores, pelo elevado risco de frustração quando da publicação do preço-teto, esta feita quando quase que a totalidade dos esforços já foram empreendidos.

Lloyd (2004) propõe como primeira etapa do leilão, uma oferta inicial pela internet, na qual todos os vendedores pré-qualificados são convidados a apresentar suas ofertas iniciais, de forma anônima ao leiloeiro. A oferta mais baixa, que é a que prevalecerá, será visível para todos os vendedores para ajudá-los em sua avaliação da extensão da concorrência de preços e inferência do valor do produto no mercado.

Assim, em vez de sugerir um preço-teto, dada a dificuldade em se estabelecer seu valor ótimo, a proposta deste trabalho é a de deixar que o mercado o estabeleça em cada leilão, acrescentando-se mais um estágio, configurando um leilão holandês-anglo-holandês, no qual, na nova fase preliminar, cada um dos agentes oferta um lance em envelope fechado (na prática eletrônico) que quer vender seu produto, sem que haja o estabelecimento do preço-teto. Após esse lance inicial, inicia-se o procedimento já atual de leilão anglo-holandês, tendo a diferença do preço máximo passar a ser o lance mais baixo.

Com isso, mantêm-se as propriedades do sistema de leilão híbrido e, ainda, deixa que o mercado estabeleça o preço-teto a partir da introdução de fase anterior, que garanta, ainda, forte concorrência para os estágios seguintes. Em assim agindo, evitar-se-á o risco de fracasso de leilão por oferta insuficiente e, também, que se pratique poder de monopólio, visto que dois outros leilões ainda serão realizados.

8.1.2.2 Preço-teto previsível.

Conforme explorado ao longo deste capítulo, a publicação do preço-teto do leilão há um mês de sua realização impõe riscos ao empreendedor, que, dependendo das expectativas formadas, pode afastá-lo do leilão, por decidir evitar de investir no desenvolvimento do projeto.

Recorrendo ainda a Cramton e Stoft (2007, p.7) de que é importante que o preço-teto seja fixado em nível suficientemente elevado para criar excesso significativo de oferta. O estabelecimento de preço-teto alto causa pouco dano ao consumidor, já que estimula a participação de mais jogadores, aumentando competição entre projetos, a qual determinará o preço justo e final do certame derrubando o preço-teto anteriormente estabelecido. Já, a adoção de preço-teto baixo pode causar maiores danos ao consumidor, tanto pela oferta inadequada, quanto pela baixa competição.

E, embora existam vários métodos para determinar o preço inicial, tais como com base em fundamentos do mercado, custo de energia nova, índices de preços e experiência recente, entre os autores pesquisados, poucos ousaram recomendar a metodologia de determinação de preço-teto em leilões descendentes. Cramton e Stoft (2007) propuseram preço-teto de duas vezes o custo de um novo empreendimento, dado pelo preço médio do leilão anterior; assim como o fizera Larsen *et al.* (2004), ao fazerem sugestões sobre a metodologia que poderia ser aplicada em leilões de novos empreendimentos na Colômbia, país cuja matriz também é predominantemente hidráulica, ambos sob o argumento de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço.

Na opinião dos primeiros, com a adoção de preço-teto correspondente ao dobro do preço de equilíbrio do leilão anterior, envia-se ao mercado forte sinal de expansão e, se não forem oferecidos projetos suficientes a esse preço, então é provável que alguma outra coisa, que não o preço, esteja restringindo a oferta.

Posto isto, e alternativamente ao item 8.1.2.1, a proposta neste item é de garantir a previsibilidade com suficiente antecedência ao investidor, sendo assim, o preço-teto do leilão seria $(1+x)$ vezes o preço médio de comercialização do leilão anterior de mesma fonte, sendo a variável x de 0,5 a 1.

8.1.3 CEC Real

Adicionalmente, propomos que os parâmetros de entrada no NEWAVE, **utilizado para cálculo do COP e CEC, sejam adequados à realidade operativa.** Conforme discutido no caput do item 8, o **ICB** é a forma utilizada pelo governo de considerar parte da externalidade da biomassa em Leilões de Energia Nova, onde a fonte está no produto disponibilidade. Usinas movidas a bagaço de cana possuem geralmente **CVU** igual a zero, portanto o valor do **COP** também é zero. Já o **CEC** possui valor negativo, pois o período de safra da cana-de-açúcar coincide com o período hidrológico seco.

Assim, a geração de energia a partir do bagaço de cana resulta em maior armazenamento da água no reservatório num período mais crítico para o sistema.

Analisando o histórico das geradoras que se sagraram vencedoras nos leilões, o **CEC** médio das térmicas movidas a bagaço de cana dos Leilões de Energia Nova é de R\$ -5,45/MWh⁶³. Conforme colocado anteriormente, o **CEC** negativo dá maior competitividade à fonte em relação aos outros produtos do Leilão, já que é deduzida da Receita Fixa somente para fins de submissão de lance, ou seja, e o valor negativo não se traduz em queda (ou aumento) de receita para o gerador. A fonte eólica, em Leilões de Energia Nova, também apresenta **CEC** negativo dada também pela sua complementariedade com a hídrica no período seco, mas a média do **CEC** é de R\$ -4,31/MWh⁶⁴, ou seja, inferior à biomassa.

Em suma, pode haver um problema de precificação dessa externalidade, onde **CEC** não quantificada corretamente o benefício que a produção de energia proveniente do bagaço de cana durante o período seco. Como será visto no item 9.1, os decks do NEWAVE, utilizados para o cálculo dos **CMO**'s, e conseqüentemente do **CEC** não parametrizados corretamente. Verifica-se que ao fim de determinado mês, o nível de armazenamento do reservatório projetado pelo modelo é superior ao verificado na realidade operativa. O **CMO** está subestimado (valor inferior ao que deveria ter) e faz com que o benefício pela geração no período seco da biomassa também seja subestimado.

8.2 Indicar e descrever possíveis casos semelhantes em outras áreas ou países

A discussão sobre a internalização das externalidades (positivas e negativas) no setor de energia está bem presente no meio acadêmico. Não há consenso na literatura sobre a precificação desse valor e nem quais tipos de externalidades devem ser considerados. Muitos acreditam que só será possível internalizar os custos de maneira correta quando todos as fontes estiverem niveladas em termos de subsídios, e externalidades de toda a cadeia produtiva consideradas, levando em conta as emissões de gases (CO₂, SO₂, NO_x, NH₃, entre vários outros), saúde humana, biodiversidade, transmissão de energia, entre vários outros.

Na Europa, a principal instrumento de inserção da fonte renovável foi por meio do *feed-in-tariff* (**FIT**), e hoje tem sido substituído pelo *feed-in-premium* (**FIP** ou *Market Premium*). O princípio do

⁶³ Valores atualizados até outubro de 2016.

⁶⁴ Valores atualizados até outubro de 2016.

FIT é a garantia de preços por períodos fixados, obrigando as distribuidoras a comprarem a eletricidade. Os preços geralmente são oferecidos de maneira não discriminatória para cada kWh de energia produzida, sendo diferenciado pelo tipo da tecnologia empregada, tamanho da instalação, qualidade do recurso, localização e outras variáveis do projeto. Esse modelo permite a participação de um número maior de investidores, incluindo, os residenciais, rurais, pequenos industriais, donos de terras que estimularia o rápido desenvolvimento da energia renovável.

O **FIP** tem sido a política adotada por diversos Estados Membros da União Europeia, em substituição ao **FIT**, pois é uma forma de subsídio que integra mecanismos de mercado. Os geradores possuem dois tipos de receita, sendo uma via venda de energia diretamente via mercado e outra, prêmio, como subsídio, por ser uma fonte renovável. Atualmente dez países já adotaram essa política, variando o tipo de prêmio (fixo, flutuante ou piso e teto), que fundamentalmente afeta o risco transferido aos geradores. Dentre os países que adotaram o **FIP** destacamos a Alemanha, Reino Unido, Itália, Espanha, Dinamarca e Holanda. A Figura 43 ilustra os mecanismos de incentivos utilizados em alguns países da Europa.

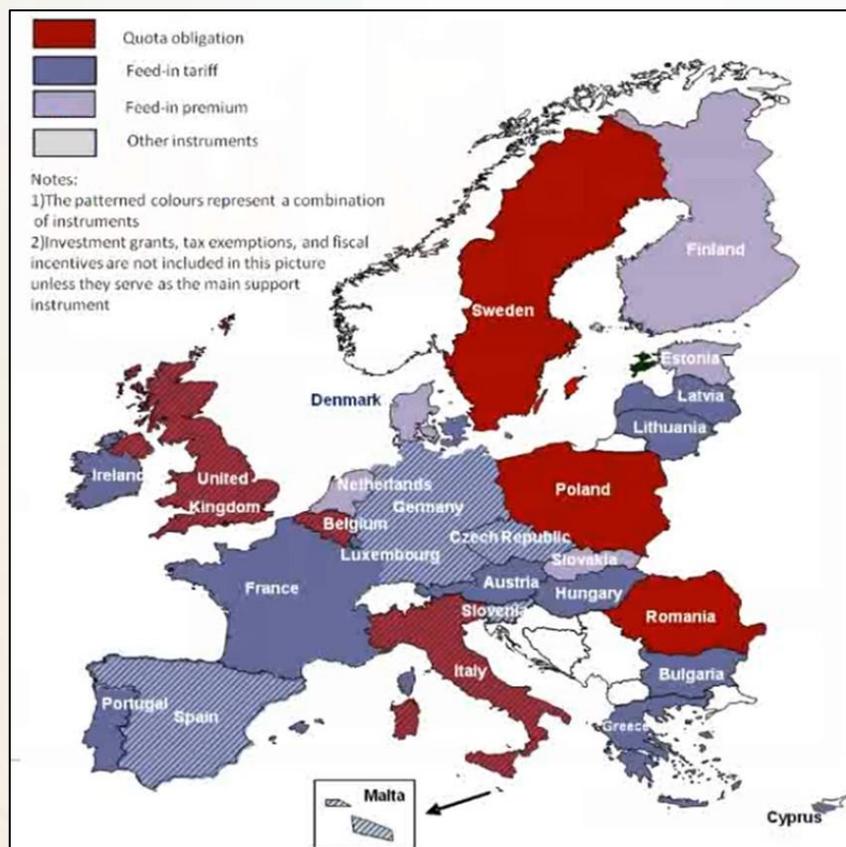


Figura 43: Política de incentivo para fonte renovável predominante na UE
Fonte: Ragwitz, M.- Fraunhofer ISI, 2015

No prêmio fixo (*fix premium*), o gerador recebe valor fixo (em \$/MWh) adicional à sua venda da energia no mercado. O gerador sabe quanto receberá de subsídio, mas fica sujeito às flutuações de preço do mercado de energia. Eventualmente, se o preço da energia no mercado estiver alto, o gerador receberia um subsídio desnecessariamente. No prêmio flutuante (*floating premium*) o valor de referência (em \$/MWh) é estabelecido pelo governo e o prêmio é calculado pela diferença entre o preço de mercado e o de referência. Se o prêmio for negativo, ele pode ser devolvido, como é no Reino Unido (*Contract of Difference – CfD*) ou determinar que seja zero, como no caso da Alemanha. O prêmio com piso e teto (*caps and floors*) foi utilizado para acomodar as vantagens e desvantagens do prêmio fixo e flutuante, permitindo que o risco assumido pelo gerador não seja muito alto (se o preço da energia estiver muito baixo) e permite o compartilhamento do ganho (se o preço da energia estiver muito alto). Os tipos de prêmio são ilustrados na Figura 44.

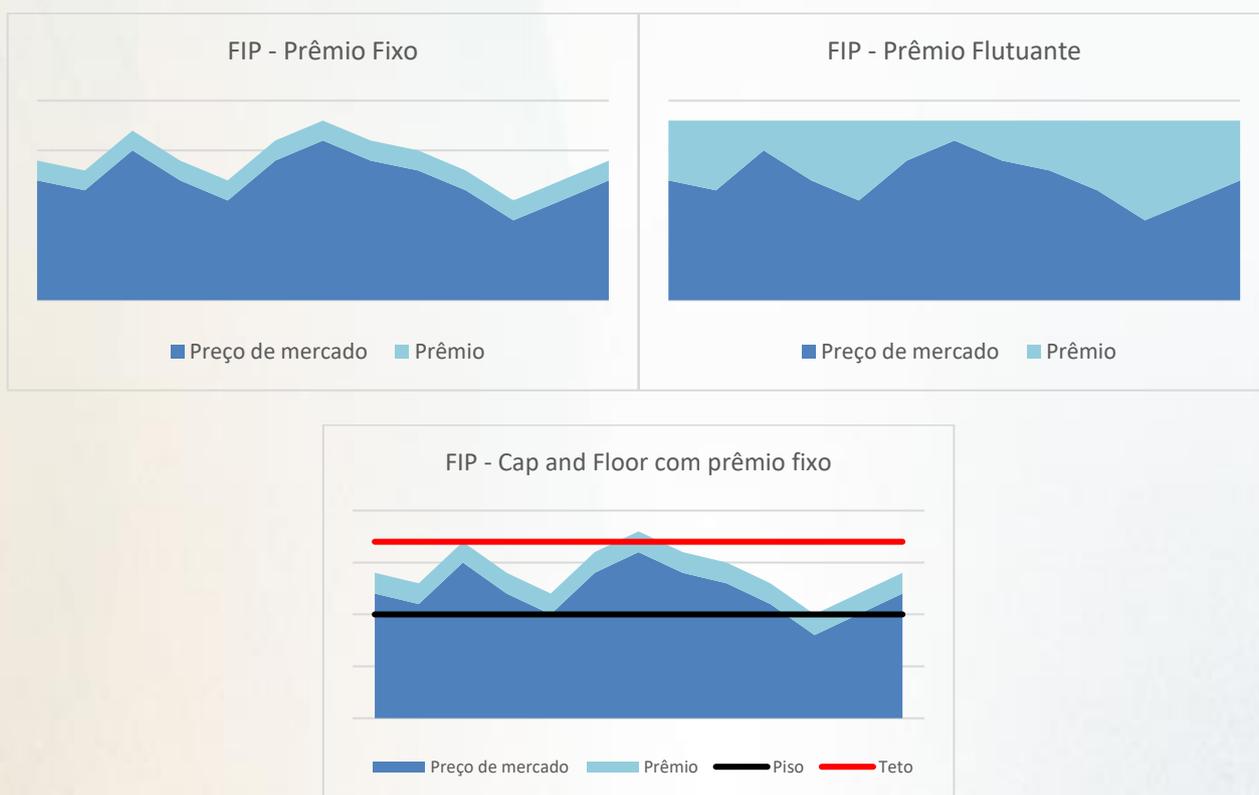


Figura 44: Tipos de prêmio no FIP
Elaboração: Excelência Energética

Na Alemanha, por exemplo, a venda da energia à terceiro via mercado é pré-requisito para reivindicar o subsídio. Dessa forma, os geradores passam a ter papel mais ativo no mercado de eletricidade, sujeitos aos riscos do mercado, com suas flutuações de preço e oferta. Também tende a aumentar o

custo benefício das energias renováveis no longo prazo, por meio da melhora das previsões de geração (para fins de venda de energia), das disponibilidades dos equipamentos e estratégias de mercado.

Os preços são determinados administrativamente, e são fixados com base no CAPEX, OPEX, outras receitas, outras formas de suporte (por exemplo, redução de imposto ou outro subsídio), duração, custo do capital (WACC) e indexação. Assim, o fluxo de caixa é projetado, com todos os custos de produção e descontado pelo **WACC**. A outra forma de determinação do preço, que seria adicionando as externalidades, tem sido pouco utilizada na prática, já que os custos reais de produção não são levados em conta, levando muitas vezes à um preço subestimado ou superestimado (CEER, 2016⁶⁵).

No Estados Unidos, a política predominante entre os estados é o *Renewable Portfolio Standard (RPS)*. Trata-se de política utilizada para aumentar a produção de eletricidade de fontes de maior custo, mas que tenham benefícios sociais e ambientais desejados. A essência do funcionamento do **RPS** é a geração de certificados de energia renovável (*renewable energy credits*) por meio do qual se demonstra que determinado montante de energia elétrica é oriundo de fontes renováveis e depois vendido ao consumidor final. Uma geradora ou fornecedor final terá de ganhar certificados equivalentes ao percentual estipulado pela política do Estado. Esses agentes podem adquirir os certificados por meio da construção e operação de empreendimentos de geração renovável. Alternativamente, podem adquirir certificados de outros geradores e outros comercializadores (Huang, A.; Carter; Langholtz, 2007). O mapeamento das políticas estaduais nos EUA é representado pela Figura 45.

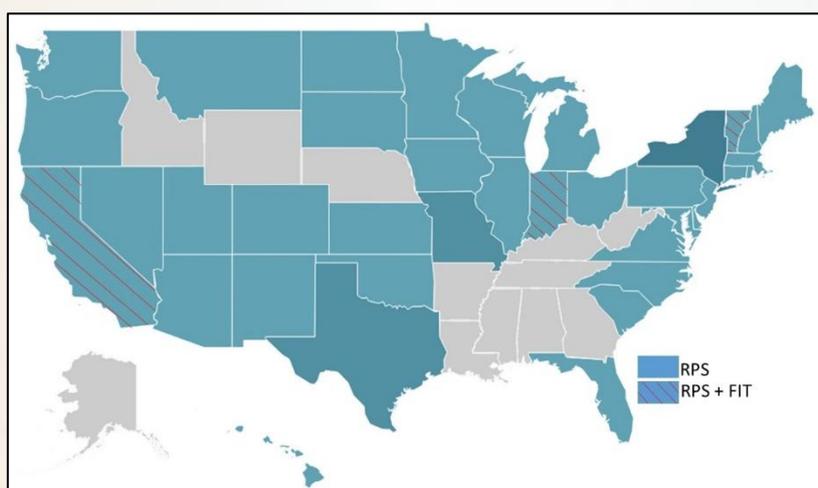


Figura 45: Política de incentivo para fonte renovável predominante nos Estados americanos

⁶⁵ CEER – Council of European Energy Regulation. Key Support elements of RES in Europe: moving towards market integration. 26.01.2016.

A adoção de cotas no Brasil, por meio de obrigatoriedade de compra de energia oriunda de biomassa, conforme proposta descrita no item 6.2.4, seria uma forma de incentivar a fonte, recorrendo-se a estruturas regulatórias já existentes, ou seja, mecanismo mais fácil de ser implementado do que **FIP**, mas atendendo aos objetivos finais da mesma forma.

Destaca-se três razões para o crescimento da política baseada no **RPS**: a primeira é que ela mantém de maneira contínua os incentivos para os produtores buscarem redução dos custos, podendo ser desenhada de modo a assegurar que a redução dos custos seja transferida para os consumidores, por meio de mecanismos que estabeleçam a competição entre os investidores pelo percentual estipulado; como o **RPS** se atém a um determinado percentual do mercado, pode ser ligado diretamente a uma meta do governo, como, por exemplo, a redução de emissão de gás carbônico; por último, o **RPS** minimiza o envolvimento do governo, sem participação de seu orçamento. Os consumidores pagam aos geradores o custo financeiro extra da energia renovável e a seleção é realizada pelo próprio mercado em vez da avaliação do governo (Berry e Jaccard, 2000). Dentre os pontos negativos, pode-se destacar a flutuação do mercado de certificados e a burocracia que podem criar incertezas e barreiras ao mercado, além do risco de favorecer investidores de grande porte, que são em menor número e demandam prêmio de risco (Szarka, 2005).

9. Possibilidade de consecução de aumento no valor pago pela eletricidade com garantia de fornecimento firme ou estável

9.1 Análise de segurança do sistema com geração termelétrica de usinas de biomassa

O objetivo deste item é estimar se as centrais de geração a biomassa em operação contribuíram para a maior segurança do sistema ao ano de 2016, dada a complementaridade sazonal entre essa fonte e a alternância entre os períodos seco e chuvoso. Caso se verifique benefício de maior segurança no suprimento (evidenciado pela maior economia de água nos reservatórios), essa melhoria será identificada em termos quantitativos. Para tanto, foram realizadas duas simulações no programa computacional Newave, com e sem as usinas de biomassa no sistema.

As simulações realizadas se ancoram nas características particulares da operação do sistema elétrico nacional, que possui elevada influência da fonte hídrica na matriz elétrica subjacente. Com essa natureza específica, ocorre uma forte correlação e interdependência na operação das usinas, tanto em termos espaciais quanto temporais, nas quais o uso da água de um determinado reservatório em um dado período gera impacto significativo na disponibilidade de recursos para os períodos subsequentes. O recurso hídrico é determinado pelas vazões geradas pela distribuição de chuvas nos reservatórios, que variam de acordo com a estação do ano e a distribuição regional dos reservatórios de acumulação. Assim, a ocorrência de vazões irá determinar a quantidade de água a ser reservada ou turbinada para geração de energia (e para outros usos, como irrigação e abastecimento de cidades).

O programa computacional Newave é utilizado pelo Operador Nacional do Sistema para o planejamento da operação eletroenergética no médio prazo (até 5 anos), e tem por objetivo encontrar o menor custo total de operação das usinas em cada etapa (mês), visando ao atendimento da carga e respeitando a restrição intertemporal de recursos hídricos. Esses recursos, por sua vez, são dados pelo comportamento das aflúncias futuras, que o programa gera sinteticamente para determinar a melhor estratégia de operação. Assim, o programa executa uma política operativa que visa otimizar o uso de recursos energéticos, tendo como objetivo garantir o suprimento de energia presente e futuro.

As duas simulações realizadas com o Newave tiveram como base o *deck* de simulação (conjunto de arquivos de dados) do Programa Mensal de Operação (**PMO**) de janeiro de 2016. Nesse *deck*, foram inseridos os dados para se obter o comportamento do sistema ao longo do ano passado, considerando-se a verdadeira entrada em operação de todas as centrais de geração e a carga efetivamente registrada no período.

No âmbito da primeira simulação (doravante denominada Cenário 1), a geração de energia a biomassa foi inserida regularmente no bloco denominado “geração de pequenas usinas”, que nada mais é que a disponibilidade de geração das usinas de pequeno porte, sendo constituída por unidades vendedoras de leilões de energia nova, usinas do Proinfa, PCHs e Pequenas Centrais Termelétricas - PCTs autorizadas pela ANEEL para operar na modalidade de despacho Tipo III ou Tipo II sem CVU declarado. Assim, esse cenário considera a geração de todas essas usinas pequenas durante o ano de 2016, incluindo a biomassa.

Na segunda simulação (Cenário 2), subtraiu-se da oferta das pequenas usinas toda a geração das usinas a biomassa registrada naquele ano, mês a mês e com seu perfil real e sazonal, assim como deduziu-se da carga do sistema, de forma flat, o montante equivalente a essa energia gerada. Com isso, procurou-se capturar o benefício líquido da sazonalidade regular e estável da geração movida a biomassa para o sistema. Os valores mensais subtraídos nesse cenário são indicados na Figura 46.

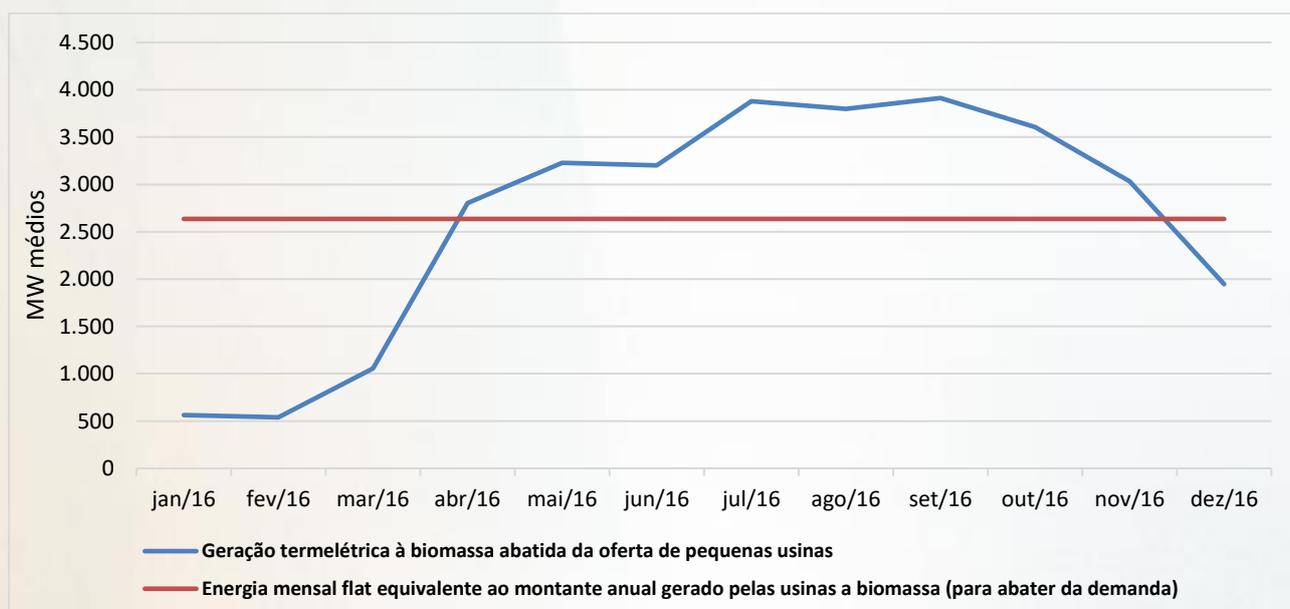


Figura 46: Geração a biomassa e montante flat equivalente em 2016 (MWm)

Fonte: Excelência Energética com dados da CCEE, 2016.

Na elaboração de ambos os cenários, travou-se a geração termelétrica conforme o despacho realizado em 2016 (ou seja, o modelo não faz a escolha de despacho entre térmicas e hidrelétricas, mas somente para as hidrelétricas, pois as primeiras foram inseridas de forma fixa). O resultado de interesse é a diferença de comportamento do sistema (nível dos reservatórios) dada a existência de geração a biomassa na matriz, de modo que a geração termelétrica despachável não se torna uma variável de interesse. Reforça-se que os resultados não refletem uma simples adição de oferta ao sistema, já que,

quando foi retirada esta oferta, reduziu-se a demanda do sistema na mesma magnitude, porém de forma não sazonal (linha *flat* do gráfico anterior).

A hipótese subjacente à formulação do modelo de simulação é que a sazonalidade na geração das usinas a biomassa (em especial as localizadas no Sudeste) gera um efeito positivo para o sistema, uma vez que essas usinas produzem energia em seu nível máximo ao longo do período seco, possibilitando uma complementaridade de geração à fonte hidrelétrica.

Após as simulações com o Newave, foram extraídos os dados e tabulados para comparação das trajetórias dos reservatórios em ambos os cenários. A Figura 47 mostra os resultados das simulações em ambos os cenários analisados:

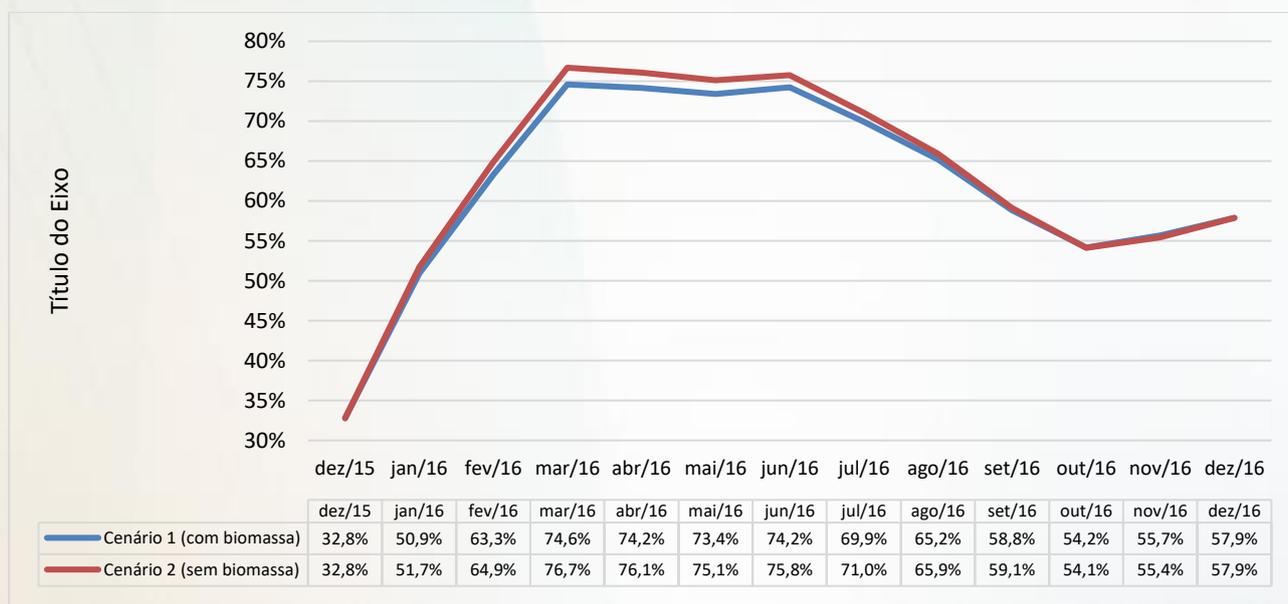


Figura 47: Energia Armazenada nos reservatórios do SIN, simulações “com” e “sem” biomassa no sistema (% do valor máximo)

Fonte: Excelência Energética.

A partir da leitura da Figura 47, pode-se entender que, no início do período seco, na simulação sem biomassa na matriz, o modelo computacional teve que preservar os reservatórios em volume maior do que na simulação com biomassa na matriz. Esse valor percentual só não é mais significativo, pois a participação da biomassa na matriz ainda é pequena perto da capacidade hidrelétrica. Isso mostra que, **com a biomassa na matriz, há maior liberdade de operação do sistema, em outras palavras, o perfil de geração da bioenergia permite maior eficiência da otimização dos recursos, realocando despachos ao longo do período, cujo resultado é a redução do risco de déficit, sem piorar**

as condições dos reservatórios. Em resumo, a operação do sistema fica “mais ótima” com a bioenergia. Ressalta-se ainda que, estas simulações foram realizadas em ano de relevante sobre de energia, a expectativa é de que, em anos em que a oferta e demanda são mais próximos, este benefício da biomassa é ainda mais sensível.

E, ao final do segundo semestre, ocorre alinhamento das curvas de energia armazenada no **SIN**, inclusive com ligeira economia de recursos no cenário com biomassa. Esse comportamento é oriundo também da própria formulação do modelo, que considera a disponibilidade de recursos futuros para a elaboração da política energética.

Este benefício da biomassa ao **SIN** procurar ser retratado pela variável Custo Econômico de Curto Prazo (**CEC**) do Índice de Custo Benefício (**ICB**). O índice, expresso em R\$/MWh, equivale ao custo médio esperado de determinada usina, considerando sua potência, disponibilidade, inflexibilidade e seu custo variável (dados informados pelo empreendedor) em função das simulações de operação feitas pela **EPE**, conforme metodologia do **MME**. O custo total do empreendimento combina os custos fixos da usina com a expectativa de custos variáveis de operação e de custos econômicos de curto prazo.

Duas parcelas compõem o custo variável: o Custo Variável de Operação (**COP**) e o **CEC**. Tanto o **COP** quanto o **CEC** são funções do nível de inflexibilidade da usina e dos custos incrementais de operação e manutenção declarados pelo empreendedor. Com base nesses dados, a Empresa de Pesquisa Energética calcula o **COP** e o **CEC** para cada empreendimento, valendo-se de amostra de **CMOs** futuros do Sistema Interligado. A estimativa do **COP** e **CEC** depende basicamente das projeções dos preços de curto prazo, as quais dependem do cenário de oferta e demanda e do procedimento de simulação operativa adotado no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (**PDE**, elaborado pela **EPE**).

Deve-se observar que o **CEC** pode inclusive assumir valores negativos, caso das usinas à biomassa e fonte eólica, pelo benefício da complementaridade ao sistema hídrico. Entretanto, a metodologia de cálculo do **CMO** utilizada pela **EPE**, que no final determina as variáveis **COP** e **CEC**, é a maior responsável pela distorção do princípio do **ICB**, que resultaria no viés a projetos de reduzida expectativa de despacho (elevadíssimo **CVU** e reduzida receita fixa). Isto porque, as simulações realizadas pela **EPE** não incorporam os procedimentos operativos usados pelo **ONS** na operação real

do sistema. Por isto a proposta de **CEC** real indicado no item 8.1.3, para mais bem precificar este benefício da biomassa.

9.2 Redução de custo de operação do sistema em 2016

Este capítulo visa identificar a contribuição da geração termelétrica a biomassa para a redução dos custos operativos em 2016. O cálculo desse benefício foi realizado através da diferença entre o ganho obtido com a diminuição do despacho termelétrico e hidrelétrico com a inserção das usinas a biomassa e o total dos custos incorridos no pagamento a essas usinas. Essa metodologia é assim apresentada pelo fato de, embora a geração termelétrica a biomassa reduza o custo com despacho de usinas convencionais, existe uma receita fixa e variável associada às centrais em operação, de modo que o benefício líquido é a diferença entre essas grandezas.

Com a utilização do Newave, obteve-se o despacho em 2 cenários distintos: i) Cenário 3 – consideração da geração a biomassa no sistema; e ii) Cenário 4 – simulação operativa com a retirada das usinas a biomassa. É importante ressaltar que, diferentemente das simulações anteriores, não se fixou a geração termelétrica conforme a geração efetiva, mas sim permitiu-se ao modelo escolher o melhor despacho conforme a configuração do sistema. Os custos inerentes ao despacho são aqueles resultantes da escolha por ordem de mérito de **CVU** das termelétricas despacháveis e o pagamento da energia gerada pelas hidrelétricas convencionais. Realizada a simulação, obteve-se os custos inerentes à operação das usinas com e sem energia a biomassa. Os valores mensais obtidos estão sintetizados pelas Figura 48 e Tabela 19:

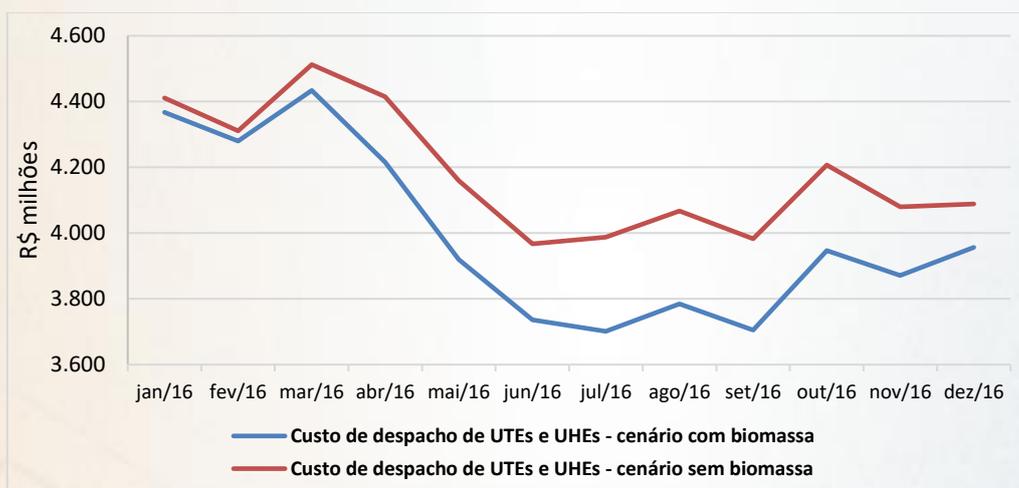


Figura 48: Custo de despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas nos cenários 3 e 4 (com e sem geração a biomassa)

Fonte: Excelência Energética.

Descrição	Custo total com despacho de UTEs e UHEs em 2016 (R\$ milhões)
Cenário 3 - com usinas a biomassa	47.917
Cenário 4 - sem usinas a biomassa	50.187
Economia de custo com a inserção das usinas a biomassa	2.270

Tabela 19: Simulação de custo com despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas em 2016 (R\$ milhões)

Fonte: Excelência Energética.

Por outro lado, calculou-se o custo incorrido com a operação das usinas a biomassa (receitas das usinas), considerando para tal as usinas oriundas de leilões de energia nova, de reserva, **PROINFA** e usinas do mercado livre (para as quais atribuiu-se custo de R\$ 180,00/MWh). Os resultados são apresentados na Tabela 20.

Descrição	Custo total (R\$ milhões)
Usinas leiloadas (LEN, LER, LFA, etc.)	2.255
PROINFA	213
Outras usinas	1.506
Total de receita das usinas a biomassa	3.973

Tabela 20: Custo com o pagamento de usinas a biomassa em 2016 (R\$ milhões)

Fonte: Excelência Energética.

Considerando que a inserção das usinas a biomassa permitiu economia de custo com despacho na ordem de R\$ 2.270 milhões e que o custo estimado com a receita dessas usinas é de R\$ 3.973 milhões, o benefício líquido da fonte para o sistema, em termos econômicos, foi estimado em -R\$ 1.703 milhões em 2016.

O comportamento mensal desta diferença entre a receita total das usinas a biomassa e a redução do custo operativo do sistema dada a contribuição dessa fonte pode ser visualizada pela Figura 49.

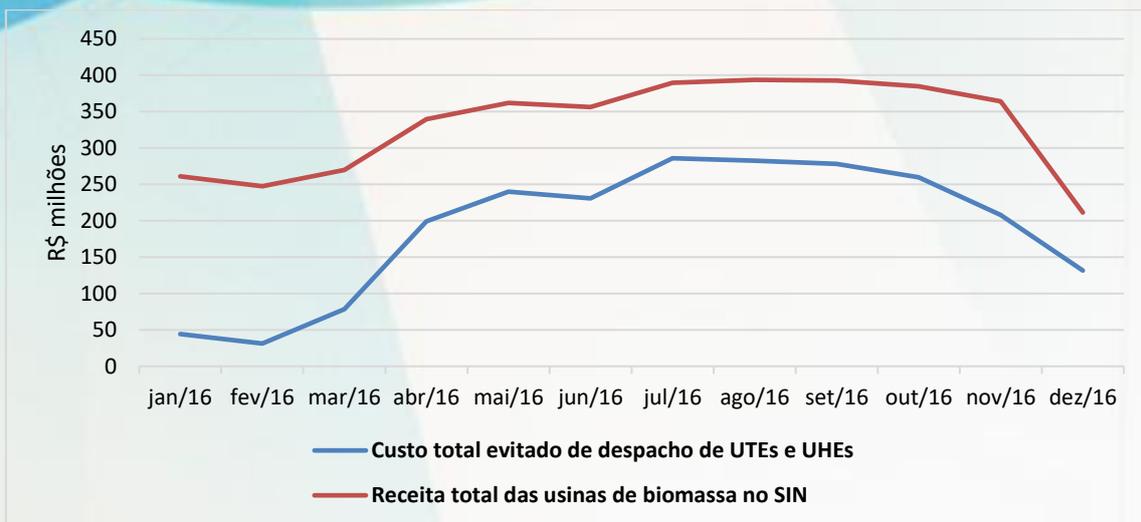


Figura 49: comparativo da receita dos geradores a biomassa e a economia pelo despacho hidrotérmico

Fonte: Excelência Energética.

Como se nota, os resultados da simulação indicam que a receita fixa e variável estimada para as usinas termelétricas a biomassa no *backtesting* operativo de 2016 apresentou custo maior do que o benefício gerado pela redução do despacho de hidrelétricas e termelétricas convencionais. Isso decorre das condições operativas relativamente benignas em que se encontrava o sistema no início do cenário analisado (janeiro de 2016). De fato, ao simular os cenários estabelecidos com o Newave, foram obtidos custos marginais de operação relativamente baixos, oriundos principalmente da queda brutal na carga no ano anterior e manutenção das mesmas condições negativas no ano em apreço. Com isso, o despacho acima da inflexibilidade operativa foi significativamente baixo, e o deslocamento oriundo da retirada da biomassa foi direcionado para as hidrelétricas, que são fontes mais baratas em comparação a biomassa.

No cenário avaliado, considerou-se que as usinas hidrelétricas possuem custo médio de R\$ 100,00/MWh em 2016, próximo ao **VR** para o mesmo ano. Isso leva à conclusão de que financeiramente a termelétrica a biomassa é benéfica especialmente em períodos de estresse operativo, onde o sistema opera solicitando usinas com elevado custo variável. Além disso, em uma situação de falta de recurso hídrico, a política energética solicitará mais despacho das termelétricas, visando poupar mais hidrelétricas (que são mais baratas), de modo que as usinas a biomassa podem colaborar mais acentuadamente para alívio de custos nessa situação. Numa situação de relativa folga no suprimento e com **CMO** baixo, as usinas movidas a biomassa podem apresentar custos relativamente maiores, como foi o caso dos cenários de *backtesting* apresentados.

9.3 Redução de custo de operação do sistema em 2014

Análogo ao feito para o ano de 2016 e apresentado no item 9.2, neste item o objetivo é de calcular a contribuição da geração termelétrica a biomassa para a redução dos custos operativos para o ano de 2014. Assim como no anterior, o cálculo desse benefício foi realizado através da diferença entre o ganho obtido com a diminuição do despacho termelétrico e hidrelétrico com a inserção das usinas a biomassa e o total dos custos incorridos no pagamento a essas usinas, de forma a capturar tanto o benefício com a redução do custo com despacho de usinas convencionais, como do custo de pagamento das receitas contratuais de direito das centrais à biomassa.

E, diferente dos resultados apresentados no ano de 2016, em 2014 – de hidrologia mais adversa – a biomassa permitiu significativa de redução dos custos de operação ao sistema. Pela metodologia empregada no estudo, com a ausência das usinas à biomassa, a demanda foi suprida através de despacho de usinas térmicas mais caras, inclusive óleo Diesel e combustível. A Tabela 21 apresenta os resultados simulados para o ano de 2014, assim como reapresenta os resultados da Tabela 19, para efeito comparativo.

Descrição	Custo total com despacho de UTEs e UHEs em 2016 (R\$ milhões)	Custo total com despacho de UTEs e UHEs em 2014 (R\$ milhões preços 2014)	Custo total com despacho de UTEs e UHEs em 2014 (R\$ milhões preços 2016)
Cenários 3 e 5 - com usinas a biomassa	47.917	49.129	58.271
Cenários 4 e 6 - sem usinas a biomassa	50.187	68.418	81.149
Economia de custo com a inserção das usinas a biomassa	2.270	19.288	22.877

Tabela 21: Simulação de custo com despacho de usinas termelétricas e hidrelétricas em 2016 (R\$ milhões)

Fonte: Excelência Energética.

Para facilitar a comparação nos resultados, a Figura 50 compara os custos com despachos simulados para os anos de 2014 e 2016. Fica bem claro a significativa contribuição da fonte biomassa ao sistema em períodos hidrológicos críticos.

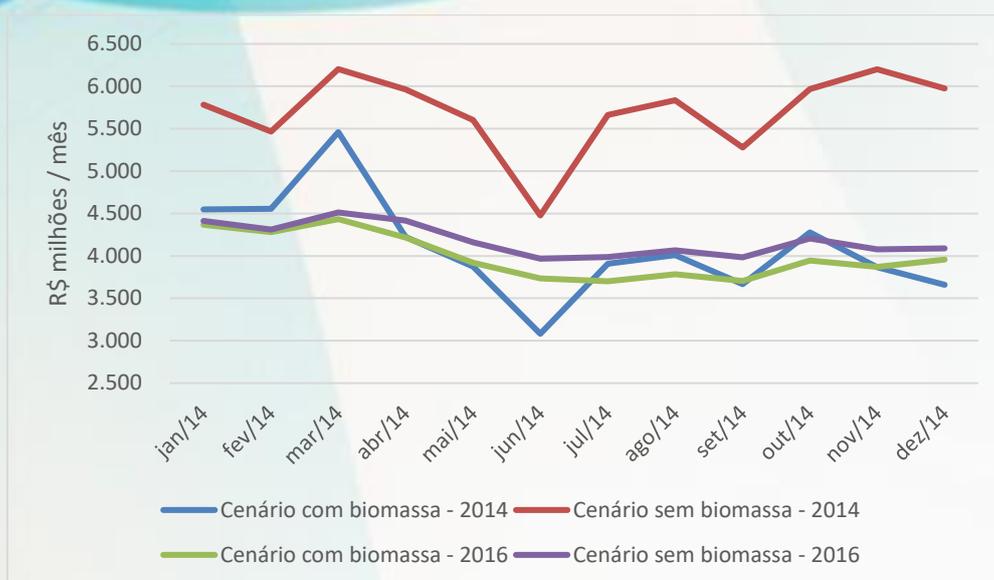


Figura 50: Custo do despacho de UTEs e UHEs nos anos de 2016 e 2014

Fonte: Excelência Energética.

Por outro lado, assim como apresentado pela Tabela 20 para o ano de 2016, calculou-se o custo incorrido com a operação das usinas a biomassa (receitas das usinas), considerando para tal as usinas oriundas de leilões de energia nova, de reserva, **PROINFA** e usinas do mercado livre. Os resultados são apresentados na Tabela 22.

Descrição	Custo total 2016 (R\$ milhões)	Custo total 2014 (R\$ milhões)
Usinas leiloadas (LEN, LER, LFA, etc.)	2.255	1.404
PROINFA	213	236,2
Outras usinas	1.506	1.215
Total de receita das usinas a biomassa	3.973	2.855

Tabela 22: Custo com o pagamento de usinas a biomassa em 2014 e 2016 (R\$ milhões)

Fonte: Excelência Energética.

O benefício líquido da existência das usinas à biomassa (soma das economias com despachos de UTEs e UHEs, subtraídos dos custos das usinas à biomassa) para o ano de 2014 é muito vantajoso, compensando anos de hidrologia favorável, como 2016. Os resultados são apresentados na Figura 51.

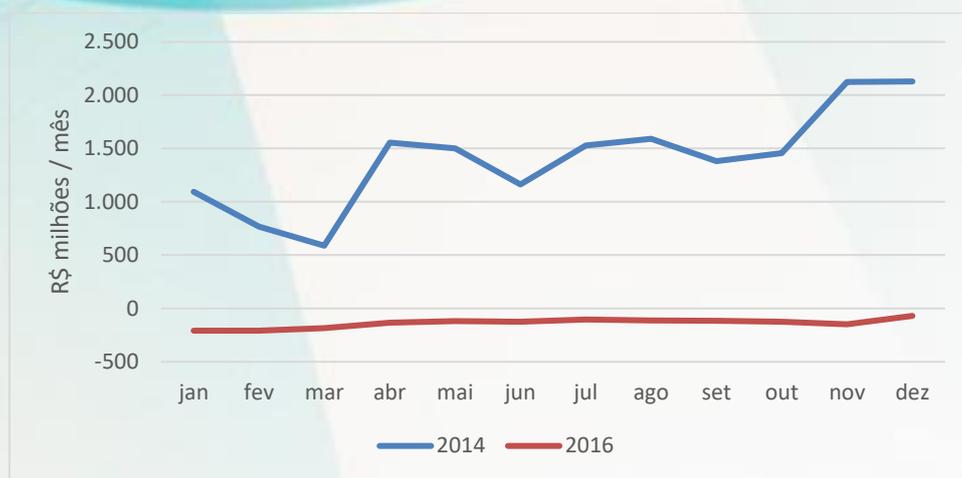


Figura 51: Benefício da biomassa na matriz elétrica brasileira nos anos de 2016 e 2014

Fonte: Excelência Energética.

10. Elaborar Plano sobre a obtenção da licença de operação

10.1 Parâmetros principais a serem seguidos para obtenção da licença ambiental.

Como todo empreendimento de energia, usinas termelétricas movidas a biomassa são dependentes de licenciamento ambiental. Por regra, os procedimentos de licenciamento seguem a hierarquia dos regimentos federais, que podem ser aprofundados por legislações estaduais e municipais conforme o caso, sem contudo nunca serem submetidos a regramentos mais permissivos que os estabelecidos pelas Resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente – **CONAMA**, órgão regulador que integra o Sistema Nacional de Meio Ambiente – **SISNAMA** e determinam as normas técnicas e padrões a serem seguidos para a proteção ambiental e uso dos recursos naturais⁶⁶. A necessidade de licenciamento deste tipo de empreendimento é estabelecida através do art.º 10 da Lei n.º 6.938/81, atualizado pela Lei Complementar n.º 140/2011⁶⁷:

“Art. 10. A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental.”

O licenciamento ambiental, por sua vez, é precedido de estudos de impacto ambiental, que a depender do tipo e características do empreendimento pode culminar no **RAS** – Relatório Ambiental Simplificado ou no **RIMA** – Relatório de Impactos ao Meio Ambiente. Conforme versa a Resolução CONAMA n.º 237/1997⁶⁸, o licenciamento é dividido em três etapas, sendo a Licença Prévia (**LP**), Licença de Instalação (**LI**) e Licença de Operação ou Funcionamento (**LO/LF**).

A **LP** é concedida na fase preliminar de planejamento do empreendimento, que aprova sua localização e exequibilidade, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos na próxima fase de licenciamento;

Após atendimento às condicionantes da LP o órgão ambiental responsável emite a LI, que autoriza a instalação do empreendimento de acordo com as especificações constantes nos planos, programas e

⁶⁶ O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA é o órgão federal responsável pela execução das políticas de proteção e controle das políticas ambientais de meio ambiente no Brasil, subordinado ao Ministério de Meio Ambiente – MMA.

⁶⁷ <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=313>, acessado em 20/01/2017.

⁶⁸ <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>, acessado em 20/01/2017.

projetos ambientais aprovados em fases anteriores, incluindo as medidas de controle ambiental e demais exigências;

A LO autoriza a operação do empreendimento e só é emitida após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação. Ainda de acordo com a Res. CONAMA 237/97, as licenças ambientais poderão ser expedidas de forma isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento.

Para os casos específicos de usinas a biomassa, merecem destaque também as Resoluções CONAMA n.º 386/06⁶⁹ e 436/11⁷⁰ que estabelecem limites máximos de poluentes atmosféricos a partir de combustão de biocombustíveis, cana-de-açúcar e derivados da madeira e as Resoluções CONAMA n.º 357/05, 410/09 e 430/2011, que dispõem sobre a classificação dos corpos d'água e diretrizes ambientais para seu enquadramento, bem como condições e padrões de lançamento de efluentes destes empreendimentos.

10.2 As questões ambientais e sociais mais relevantes a serem observadas.

Quando comparadas a UTEs movidas à carvão, óleo combustível ou gás natural, as usinas a biomassa geram grande benefício, principalmente sob o aspecto de emissão de carbono na atmosfera devido à substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de combustão.

Além deste, outros benefícios podem ser elencados, tais como: a possibilidade de geração descentralizada permitindo acesso à eletricidade em áreas isoladas do SIN; a redução do risco gerado pela sazonalidade da geração hídrica – característica de todas as fontes térmicas, devido à complementaridade do sistema; melhorias socioeconômicas locais devido à geração de empregos nas fases de construção e operação das usinas, acarretando em melhoria da renda da população local; e melhoria da infraestrutura e decorrente aquecimento da economia da região. Pode-se dizer que a utilização de biomassa na geração de energia elétrica é sim uma prática que corrobora com a sustentabilidade do sistema de geração.

⁶⁹ <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=520>, acessado em 20/01/2017.

⁷⁰ <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=660>, acessado em 20/01/2017.

Entretanto, as UTEs de biomassa não estão isentas de impactos ambientais. Avaliando questões ambientais, podem ser listados como principais impactos a alteração da qualidade do ar decorrente da dispersão de poluentes como CO, SO₂, NO₂, ozônio (ainda que em menor quantidade que a queima de combustíveis fósseis), liberação de materiais particulados inaláveis, odores, fumaça e voláteis. Também são verificados impactos relativos a alteração do microclima, por vezes decorrentes da utilização de corpos d'água para resfriamento do sistema das caldeiras, abertura de poços, necessidade de monitoramento dos lençóis freáticos, alteração das precipitações e temperaturas locais, além da contaminação do solo por substâncias poluentes orgânicas ou inorgânicas e disposição de resíduos. Problemas como supressão vegetal para áreas de cultivo do biocombustível e implantação dos empreendimentos e geração de ruídos são frequentes.

Como questões socioambientais relevantes, podem ser citadas questões relativas à localidade, como migração de mão de obra, impactos culturais e nos hábitos das populações tradicionais, conflitos de uso entre zoneamento urbano e rural, entre outros.

Conforme mencionado anteriormente, para mitigar e controlar tais impactos é necessária a realização de estudos e programas ambientais. A partir de levantamento das legislações dos estados onde há maior concentração de UTEs a biomassa pode-se verificar, no entanto, que não há regulação específica para empreendimentos que utilizam combustíveis renováveis, salvo poucas exceções. Verifica-se portanto que o regramento é o mesmo para qual que seja a fonte da combustão e que por vezes, principalmente nos casos de cogeração, os licenciamentos sequer seguem normas específicas para empreendimentos de geração elétrica.

A ausência de normatizações específicas para este tipo de empreendimento gera grande dificuldade no detalhamento das especificidades do licenciamento ambiental de térmicas a biomassa, sendo uma questão crítica tanto ao empreendedor quanto aos órgãos licenciadores. Além disso, a falta de padronização dificulta a criação de uma base de dados sólida para a consolidação de diretrizes e parâmetros específicos, integração de políticas para o setor nos âmbitos Federal, Estadual e Municipal e monitoramento sistemático dos empreendimentos após a emissão das licenças.

Com o fim de elucidar quais estudos são demandados para o licenciamento ambiental de uma usina térmica com potência acima da 10 MW (independente do combustível a ser utilizado no processo de

geração elétrica), é apresentada Tabela 23 com os estudos requeridos pelo Instituto Ambiental do Paraná – IPA, separados pelos meios físico, biótico e socioeconômico.

Meio Físico	Meio Biótico	Meio Socioambiental
alteração da dinâmica do ambiente	alteração da composição da fauna.	alteração das condições da qualidade de vida
alteração da qualidade de água subterrânea. (referência resoluções conama e potabilidade)	desequilíbrio ecológico	alteração da produção de unidades industriais
alteração da qualidade de água superficial. (referência resoluções CONAMA)	destruição de habitats.	alteração da taxa de emprego industrial
alteração da quantidade de água subterrânea.	alterações em áreas de ocorrência de espécies endêmicas, raras ou ameaçadas.	alteração das atividades industriais
alteração da quantidade de água superficial.	contaminação biológica (exóticas)	alteração da taxa de emprego no setor terciário
alteração do balanço hídrico.	diminuição de área de ocorrência de espécies nativas	alteração das atividades comerciais e de serviços
alteração do fluxo de recarga da água subterrânea.	efeitos de borda	alteração das atividades do setor terciário
alteração do nível do aquífero.	extinção de espécies - contribuição para	alteração das finanças municipais
alteração nos usos da água	insularização (formação de áreas isoladas)	alteração do sistema de telecomunicações
ecotoxicidade	invasão de espécies mais adaptadas	alteração do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica
poluição por efluentes líquidos ou resíduos sólidos	mudança de paisagem (ambiente).	alteração do sistema viário, incluindo rodovias, ferrovias, hidrovias e aeroportos
alteração das condições de dispersão de poluentes.	perda de cobertura vegetal nativa (floresta, campo)	alteração das condições de abastecimento e comercialização
alteração qualidade do ar: CO, Mp, SO ₂ , partículas inaláveis, ozônio, fumaça, NO ₂ , voláteis, odores	perda de conexão entre fragmentos	alterações na rede de polarização regional
aumento dos índices de ruído	redução da variabilidade genética	criação de polos de atração com o consequente aumento da demanda de serviços e equipamentos sociais.
chuva ácida		alteração de demanda para a rede médico-hospitalar
geração de poluentes atmosféricos.		potencialidade de acidentes com a população local e temporária
alteração do microclima: precipitação, temperatura		alteração da taxa de emprego rural e/ou urbano
alteração do uso do solo.		alteração das condições habitacionais na fase de construção de obras

contaminação do solo (substâncias poluentes inorgânicas).

contaminação do solo (substâncias poluentes orgânicas).

diminuição da capacidade de regeneração do meio

disposição de resíduos e efluentes.

Tabela 23: Meios físico, biótico e socioeconômico

Fonte: Excelência Energética.

É importante destacar que em muitos casos, principalmente em usinas sucroalcooleiras que utilizam bagaço de cana no processo de cogeração de energia elétrica, os licenciamentos ambientais das caldeiras são comumente analisados como subatividade do empreendimento, de modo que não são licenciados como geradores de energia, mas sim atrelados aos processos de produção de álcool, cimento, celulose, gusa, etc.

10.3 Questões regionais no licenciamento ambiental da Biomassa

Como mencionado anteriormente, cada estado tem autonomia para definir seus regramentos específicos de licenciamento ambiental desde que tenham como premissa as Resoluções CONAMA para seus regramentos. Observa-se também que cada estado apresenta determinadas particularidades nos tipos de matéria prima utilizadas para a geração térmica renovável, características de cada região. Nas regiões norte e nordeste, por exemplo, observa-se potencial de uso de óleo de palma na geração de energia elétrica, insumo praticamente inexistente nas regiões sul e sudeste. Estas últimas, por sua vez, apresentam grande potencial de queima de bagaço de cana de açúcar na geração e cogeração de energia elétrica, matéria prima menos frequente nas regiões do norte⁷¹.

De acordo com dados do Banco de Informações de Geração – BIG ANEEL⁷², os estados com maior quantidade de empreendimentos a biomassa no Brasil são, respectivamente: São Paulo (218 empreendimentos), Minas Gerais (63 empreendimentos) e Paraná (43 empreendimentos). Todos estes

⁷¹ Fonte: Atlas de Bioenergia do Brasil, CENBIO-USP, 2011. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/gbio/?q=livro/atlas-de-biomassa>, (acessado em 23/01/2017).

⁷² <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp> (acessado em 07/12/2017).

estados têm forte presença da cana de açúcar em sua geração de energia elétrica renovável. A localização geográfica é fator relevante na predominância desta matéria prima.

Dado a grande quantidade de empreendimentos relacionados ao setor sucroalcooleiro, São Paulo foi o estado que desenvolveu normas mais aproximadas da especificidade das UTEs a biomassa de cana de açúcar. É o caso da Resolução SMA 88/2008⁷³, que em seus considerandos justifica sua elaboração:

“Considerando a crescente expansão da atividade canavieira no Estado de São Paulo e sua importância na economia paulista; a necessidade da adequada avaliação dos impactos ambientais associados, inclusive os cumulativos, e a consequente definição de medidas efetivas para sua mitigação; Considerando a necessidade de aprimorar os procedimentos de licenciamento ambiental dos empreendimentos sucroalcooleiros, diferenciando-os em função das características próprias do território onde pretendem se instalar, regulamentando devidamente os critérios técnicos para a fixação de condicionantes e exigências em processos de licenciamento ambiental;”

Outrossim, mesmo nesta resolução não há informações específicas às usinas exclusivamente geradoras de energia através da moagem. Como consequência podemos identificar o problema de que muitas das usinas de energia são por vezes consideradas como “ampliações” das usinas de açúcar e/ou álcool, e submetem-se às suas regras de licenciamento.

Tanto Minas Gerais como o Paraná não disponibilizam uma resolução específica para usinas a biomassa, chegando ao limite máximo de listar os programas necessários à implantação de usinas térmicas, como apresentado anteriormente na tabela do **IPA**, que faz a distinção das usinas somente por sua capacidade instalada (MW), sem considerar o tipo de combustível utilizado. Minas Gerais baseia-se nas resoluções CONAMA para pautar seus licenciamentos, e informa que a elaboração de **EIA/RIMA** só é necessária para empreendimentos com capacidade instalada acima de 10MW, em consonância com a Res. CONAMA 01/86.

É certo que ao longo dos licenciamentos de cada usina de geração ou cogeração de energia são solicitadas complementações específicas ao tipo de empreendimento conforme verificadas as necessidades. Entretanto nota-se pelos levantamentos apresentados que o caminho para uma

⁷³ http://www.cetesb.sp.gov.br/licenciamento/documentos/2008_Res_SMA_88.pdf (acessado em 26/01/2017).

regulação específica à geração elétrica por biomassa ainda é bastante incipiente, sem padronização de coleta de dados específicos de pré e pós implantação das usinas.

A elaboração de regras específicas para o licenciamento ambiental para geração de energia com o uso de biomassa seria útil não só para o aprimoramento das exigências ambientais, mas também para facilitar o cadastramento e habilitação técnica deste tipo de empreendimento em Leilões de venda de energia, realizados pela **EPE**.

O processo de habilitação técnica dos empreendimentos de geração para fins de participação nos leilões de energia para comercialização no ambiente regulado, de competência da **EPE**, envolve “análises do licenciamento ambiental, do acesso à rede elétrica, da viabilidade técnica e orçamentária dos projetos” (...) “Os dados dos projetos habilitados tecnicamente pela **EPE**, na hipótese de a energia vir a ser objeto de contratação, são utilizados na composição dos contratos de compra e venda de energia e nos documentos que constituirão os atos de autorização do Poder Concedente”⁷⁴, tais como a definição do **CVU** das usinas.

Sem a padronização dos dados solicitados para emissão das licenças ambientais de cada estado a EPE tinha grandes dificuldades na obtenção de dados básicos dos empreendimentos⁷⁵, tais como identificação da área licenciada, vazão outorgada especificamente para a geração de energia e demais dados ausentes pela não exigência de estudos ambientais padronizados pelas secretarias estaduais responsáveis. Esta dificuldade foi mitigada com a implantação do sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE, que transfere a responsabilidade de inserção dos dados técnicos e ambientais ao empreendedor no momento de cadastramento dos leilões, que por vezes deparam-se com a necessidade de levantamento de dados requeridos no sistema e ausentes nos documentos e licenças ambientais. Verifica-se, portanto, um longo caminho a se percorrer na esfera ambiental para o aprimoramento técnico de licenciamento com vistas à expansão da utilização das térmicas de geração a biomassa no Brasil.

⁷⁴ Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). – EPE: Rio de Janeiro, 2016, disponível em <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf> (acessado em 24/01/2017).

⁷⁵ “Atuação da EPE na cogeração de energia com o uso de biomassa, 2010”, disponível em http://www.ambiente.gov.br/estruturas/sqa_pnla/arquivos/epe_atuao_da_epe_na_cogerao_de_energia_com_uso_de_biomassa_46.pdf (acessado em 26/01/2017).

11. Plano de Trabalho

O plano de trabalho do Projeto CNPEM consiste num plano detalhado listando as etapas e ações necessárias para se atingir o objetivo principal de eliminar as principais barreiras à expansão da bioeletricidade da cana-de-açúcar no Brasil. Trata-se de uma sequência de etapas e atividades que precisam ser seguidas para que uma estratégia tenha sucesso junto aos órgãos responsáveis pela política energética no país.

Primeiramente, faz-se necessário estabelecer os objetivos que se pretende alcançar com o plano de ação, mediante definição de objetivos e etapas claras para sucesso do plano de trabalho.

No desenvolvimento deste relatório, foram identificadas as seguintes principais barreiras a uma maior expansão da fonte no Brasil:

- a) Imprevisibilidade do preço de venda no MCP
- b) Inadimplência rateada entre credores do MCP
- c) Garantia dos contratos regulados
- d) Desvalorização por compradores do ACL da geração sazonal
- e) Curtos prazos de contratos no ACL
- f) Falta de uma política socioambiental efetiva no ACL
- g) Chamadas públicas de GD inoperantes
- h) Financiabilidade na modalidade *Project finance*
- i) Precificação insuficiente do benefício da sazonalidade da geração
- j) Instabilidade do preço-teto nos leilões do ACR
- k) Falta de sinal de planejamento de longo prazo para a biomassa
- l) Fraco sinal locacional
- m) Inviabilidade econômica de agregar novos combustíveis nos leilões do ACR

O objetivo do plano de trabalho, portanto, é estabelecer, de forma clara e objetiva, as etapas e atividades necessárias para solucionar as barreiras acima.

Com esse intuito, foram apresentadas propostas objetivas visando à superação de cada uma das barreiras identificadas, conforme Tabela 24:

Barreiras	Propostas
Fonte tratada com importância relativa	<p>Ação #1</p> <p>As usinas a biomassa com excedente de exportação acima de 30MW passariam a ser tratadas de forma individualizada no “novo NEWAVE”. Para as usinas que exportem valor inferior ao piso, que deixe de ser tratada no conjunto “geração de pequenas usinas”, e passem a ser representadas com seu merecido destaque.</p>
Inadimplência rateada entre credores do MCP	<p>Não liquidar a energia no MCP.</p> <p>Buscar contratos prévios, pois desta forma é possível melhor gerenciar o risco de inadimplência por meio da escolha de um comprador.</p>
Garantia dos contratos regulados	<p>Ação #2</p> <p>Criação de sistema de liquidação centralizada para CCEARs, possibilitando que os geradores não sejam penalizados pela inadimplência dos agentes de distribuição.</p>
Chamadas públicas de GD inoperantes	<p>Ação #3</p> <p>Para estimular a GD, propõe-se os seguintes ajustes:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) De facultativo à obrigatório a compra de GD pelas distribuidoras; (ii) Chamadas públicas exclusivas para biomassa; (iii) VR por fonte, com um VR para biomassa: VR_{BIO}; (iv) VRES para biomassa para projetos de até 30MW, com segmentação por combustível: palha, biogás da vinhaça, RSU, e demais biomassas; (v) maior abrangência da chamada pública, para todo submercado do contratante e não limitando à área de concessão da distribuidora; (vi) que as chamadas públicas passem a ser de responsabilidade da ANEEL e CCEE sua realização. <p>Ação #4</p> <p>Alternativa ao modelo de pagamento com valor fixo (VR ou VRES), a contratação de GD poderia ser feita no modelo mais moderno de <i>feed-in-premium</i> introduzindo preço à mercado em conjunto ao subsídio.</p> <p>Ação #5</p> <p>E, ao invés de GD com VR/VRES ou FIP, e ainda sem restringir a obrigatoriedade às Distribuidoras, propõe-se cotas mínimas de contratação de geração distribuída por quaisquer compradores com demanda igual ou superior 3MW. E, de forma a flexibilizar a obrigatoriedade, introduzir elementos de mercado com maior eficiência na alocação de custos marginais de produção criar mercado de certificados verdes.</p>

Financiabilidade na modalidade *Project Finance*

Ação #6

Criação do MRE-Bio, mecanismo de compartilhamento de risco de safra entre as centrais de geração a bagaço de cana, com transferência entre centrais de geração superavitárias para deficitárias à tarifa acertada de comum acordo no setor, seja o PLD mínimo vigente ou pela própria TEO. Com a pulverização do risco de geração de energia elétrica, há redução da percepção de risco pelo agente financiador, o que aumenta as possibilidades de substituição de garantias corporativas por garantias do projeto.

Precificação insuficiente do benefício da sazonalidade da geração nos leilões do ACR

Ação #7

Entende-se que há problema de precificação do benefício que a produção de energia proveniente do bagaço de cana durante o período seco proporciona no cálculo do CEC no ICB. Propõe-se que os parâmetros de entrada no NEWAVE, utilizado para cálculo do COP e CEC, sejam adequados à realidade operativa.

Instabilidade do preço-teto nos leilões do ACR

Ação #8

Com relação ao preço-teto do leilão do ACR, duas propostas são endereçadas. A primeira, de ao invés de sugerir um preço-teto, dada a dificuldade em se estabelecer seu valor ótimo, é de deixar que o mercado o estabeleça em cada leilão, acrescentando-se mais um estágio, configurando um leilão holandês-anglo-holandês, no qual, na nova fase preliminar, cada um dos agentes oferta um lance em envelope fechado (eletrônico na prática) que quer vender seu produto, sem que haja o estabelecimento do preço-teto.

Ação #9

Alternativamente, garantia de previsibilidade do preço-teto com suficiente antecedência ao investidor, sendo assim, o preço-teto do leilão seria $(1+x)$ vezes o preço médio de comercialização do leilão anterior de mesma fonte, com a variável “x” podendo variar de 0,5 a 1,0, sendo o valor “x” definido para todos leilões e não indicado em portaria a cada novo certame.

Falta de sinal de planejamento de longo prazo para a biomassa

Ação #10

Para os leilões do ACR, é importante proporcionar previsibilidade e estabilidade regulatória aos agentes do setor de que será sempre feito de forma específica. Assim, é necessário um plano de longo prazo de contratação, com metas de, por exemplo, 500 MW médios por ano, por período longo suficiente para criar ciclo virtuoso na cadeia de produção da bioenergia.

**Fraco sinal locacional
Falta de uma política socioambiental efetiva no ACL**

Ação #11

Leilões do ACR regionalizados (por submercado): a realização de leilão regionalizado é uma forma de considerar a vantagem da localidade da grande parte das usinas a biomassa. Considerando que o sinal econômico que busca ser emitido pela TUST não é suficiente, a realização desse tipo de certame traz maior competitividade à fonte em relação a outras fontes renováveis e convencionais.

Inviabilidade econômica de agregar novos combustíveis ao bagaço no leilão do ACR

Ação #12

E, mais eficiente que leilões regionais, propõe-se que nos leilões seja incorporado ao ICB dois adicionais (custo total da transmissão e risco de submercado) ao lance do gerador, os quais refletiriam o custo do consumidor com os sistemas de distribuição e transmissão e submercado de instalação da central de geração. Assim, os projetos passariam a ser classificados a partir da soma desses adicionais com o valor da sua proposta de venda de energia elétrica, sendo então ranqueados os projetos de geração pelo custo global (geração mais transporte mais submercado).

Ação #13

Com relação à adição de combustível ao bagaço (palha, por exemplo), a proposta é de que cada combustível extra que se pretende utilizar passe a ser tratado com uma ampliação e, neste caso, a geração poderia ser flexível. E de forma análoga ao que acontece com as UTE a gás natural quando do fechamento do ciclo térmico, a usina passaria a ter CVU do bagaço (nulo para geração na base) e CVU da palha. Para os cálculos do ICB, para fins de participação nos leilões, o empreendedor poderia ter duas opções: (i) como cada adição tem caráter de ampliação, com garantia física e CVU específicos, teriam também ICBs específicos (um ICB para cada combustível, o que significaria lances específicos nos leilões); (ii) um valor único do ICB.

Já o despacho da Garantia Física associada ao uso da palha como combustível seria feito de forma antecipada, para efeito pelo período de safra, com antecedência suficiente para a programação da usina.

De forma a melhor retratar as características operacionais da queima da palha (ou serragem), o prazo dos contratos deve ser em múltiplos de 5 anos.

Tabela 24: Barreiras e Propostas identificadas neste relatório

Fonte: Excelência Energética.

Buscando mitigar as barreiras identificadas acima, no item 6.2 foram identificadas as normas e procedimentos que podem ser objetivo de alteração no decorrer da execução do plano de trabalho, conforme Tabela 25.

Barreiras	Normas / Ementas
Imprevisibilidade do preço de venda no MCP	Resolução CNPE n. 7, de 14 de dezembro de 2016. Dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico; e revoga a Resolução GCE 109, de 24.01.2002, a Resolução CNPE 008, de 20.12.2007; e o art. 2º da Resolução CNPE 009, de 28.07.2008.

Inadimplência rateada entre credores do MCP	<p>Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.</p> <p>Regras de Comercialização da CCEE – Módulo de Liquidação. O Módulo de Liquidação trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação.</p>
Garantia dos contratos regulados	<p>Decreto n. 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.</p>
Ajustes no atual modelo de Geração Distribuída	<p>Lei n. 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.</p> <p>Decreto n. 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.</p>
Proposta de <i>feed-in-premium</i> para Geração Distribuída	<p>Portaria n. 538, de 15 de dezembro de 2015. Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, e institui Grupo de Trabalho, no âmbito do ProGD.</p> <p>Lei n. 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.</p>
Proposta de cotas e certificados para Geração Distribuída	<p>Decreto n. 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.</p>
Project Finance e MRE-BIO	<p>Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.</p> <p>Resolução Normativa n. 392, de 15 de dezembro de 2009. Estabelece critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu - TEO_{Itaipu} e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD_{min}.</p>

Tabela 25: Barreiras e Normas identificadas neste relatório

Fonte: Excelência Energética.

Para implantação das propostas acima, é apresentado a seguir plano de trabalho com ações e atividades necessárias para consecução do objetivo de incentivar significativamente a expansão da bioeletricidade.

11.1 As ações e atividades necessárias a serem desenvolvidas

Para elaboração do presente plano de trabalho, foi realizado estudo das barreiras regulatórias para comercialização de eletricidade pelas usinas sucroalcooleiras priorizando assegurar o sucesso do projeto CNPEM.

Definidos os objetivos, coube planejar a estratégia, a quantidade suficiente de recursos (materiais, humanos e financeiros), o cronograma real com prazos específicos, e as principais barreiras à maior expansão da bioeletricidade da cana-de-açúcar já identificadas neste plano de trabalho.

O plano de trabalho foi desenvolvido obedecendo à divisão nas seguintes fases: (i) fase de planejamento; (ii) fase de ação; e (iii) fase de monitoramento.

11.1.1 Fase de Planejamento

Nesta fase foram estabelecidos os problemas e os objetivos a serem atingidos com o projeto CNPEM. Na etapa de planejamento foram identificadas as barreiras à expansão da bioeletricidade e apresentadas, discutidas e consolidadas as propostas para solucionar as barreiras. Também se fez essencial a definição dos recursos necessários para execução de todas as fases do projeto.

a) Reconhecimento do problema

Trata-se da etapa inicial do plano de trabalho. Neste relatório técnico do projeto CNPEM, foram identificados como problema uma série de barreiras à expansão da bioeletricidade no país.

b) Definição dos objetivos

Definiu-se como possível solucionar as barreiras à expansão da bioeletricidade de cana-de-açúcar no país por meio de uma série de propostas objetivas de soluções e mediante propostas de alterações de normas e procedimentos do setor elétrico.

c) Elaboração das propostas

Com base nos objetivos consolidados mediante discussão com os representantes do CNPEM, foram elaboradas uma série de propostas pela Excelência Energética, em conjunto com o CNPEM, de modo a solucionar as principais barreiras identificadas.

d) Consolidação das propostas

De modo a receber importantes contribuições, as propostas elaboradas pela Excelência Energética foram discutidas com a uma série de representantes do CNPEM, sendo posteriormente consolidadas nas propostas apresentadas neste relatório técnico e que servirão de base para elaboração de pauta de discussão junto aos órgãos gestores do setor elétrico.

e) Definição dos recursos necessários

Para executar todas as fases do plano de trabalho, o CNPEM precisa definir os recursos humanos, materiais e financeiros necessários, principalmente para fase de ação e de monitoramento, uma vez que a fase de planejamento já se mostra praticamente concluída. A definição e captação do orçamento para execução é uma etapa a ser definida pelo próprio CNPEM.

f) Preparação de material

A elaboração de material / pauta para consubstanciar a apresentação das propostas constituiu etapa para direcionar os esforços do CNPEM nas reuniões a serem realizadas na fase de ação, e que consistiu na preparação de resumo ao MME e demais órgãos gestores do setor elétrico, e envolveu também a Excelência Energética.

g) Elaboração de cronograma

O cronograma com data de início e conclusão define todas as etapas e atividades, desde o planejamento até a fase de acompanhamento e monitoramento. O plano de trabalho foi estimado para implementação no período total de cerca de 2 anos e 8 meses, de foram compatível com os trâmites processuais específicos exigidos pelo projeto CNPEM.

11.1.2 Fase de Ação

A fase de ação é uma etapa que pretende estabelecer o contato com os agentes envolvidos diretamente no plano de trabalho os órgãos reguladores.

a) Realização de reuniões

A primeira etapa da fase de ação compreende o agendamento e realização de uma série de reuniões com os representantes dos principais órgãos gestores do setor elétrico para apresentação das propostas e minutas de alterações normativas, devidamente consubstanciadas nas justificativas apresentadas no item 6.3 deste relatório.

As reuniões foram divididas por órgãos gestores de acordo com as competências pelas principais normas identificadas como objeto do processo de gestão a ser perseguido pelo plano de trabalho do CNPEM, conforme Tabela 26.

Órgão Gestor	Norma
Ministérios que formam o CNPEM; MME; EPE	Resolução CNPE n. 7, de 14 de dezembro de 2016 - Dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico; e revoga a Resolução GCE 109, de 24.01.2002, a Resolução CNPE 008, de 20.12.2007; e o art. 2º da Resolução CNPE 009, de 28.07.2008.
Poder Executivo (MME); Poder Legislativo	Lei n. 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.
Poder Executivo (MME)	Decreto n. 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. Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998 - Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Portaria n. 538, de 15 de dezembro de 2015 - Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, e institui Grupo de Trabalho, no âmbito do ProGD.
ANEEL	Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 - Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL n. 392, de 15 de dezembro de 2009 - Estabelece critérios para o cálculo da Tarifa de Energia de Otimização da Usina Hidrelétrica de Itaipu - TEO _{Itaipu} e do valor mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD _{min} .

CCEE

Regras de Comercialização da CCEE – Módulo de Liquidação - trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação.

Tabela 26: Órgãos gestores e indicação de competência normativa

Fonte: Excelência Energética.

e) Formalização das propostas

No decorrer da etapa de realização de reuniões, os órgãos podem contribuir para o aperfeiçoamento ou ajustes das propostas apresentadas, as quais deverão ser ajustadas e consolidadas pelos membros do CNPEM. A partir de então a pauta de propostas deverá ser formalizadas junto aos órgãos gestores correspondentes.

f) Gestão regulatória

Uma vez formalizada a pauta consolidada de propostas, esta etapa consiste no acompanhamento, atuação e gestão direta junto ao MME (Secretaria Executiva, Secretaria de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE); e à ANEEL (Diretoria Colegiada, Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, Superintendência de Regulação de Geração – SRG, Superintendência de Regulação de Mercado – SRM e Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG), que são os principais órgãos responsáveis pelas alterações nas regras e procedimentos necessários para solucionar as barreiras identificadas. A presente etapa é comum tanto à fase de ação, como à fase de monitoramento, uma vez que o prazo de tramitação das propostas varia de acordo com o órgão responsável, ou com o ato normativo ou administrativo que precisa ser alterado para que os objetivos sejam alcançados.

g) Participação em grupos de trabalho

Para discussão junto aos agentes afetados e para consubstanciar a elaboração do aperfeiçoamento das normas, o MME costuma determinar a criação de grupos de trabalho e processos de consultas para participação dos agentes, mediante publicação no Diário Oficial da União (DOU). Esta etapa precisa ser estimulada e acompanhada para que as propostas sejam bem assimiladas.

h) Participação de processos públicos

As alterações normativas promovidas pela ANEEL são processos precedidos de participação dos agentes mediante Reunião com a Diretoria, Consultas e Audiências Públicas, por meio dos quais os mesmos podem apresentar suas contribuições para que a norma a ser publicada atinja os objetivos pretendidos pelo projeto CNPEM.

i) Publicação de normas e procedimentos

A conclusão do objetivo do plano de trabalho passa pela aprovação formal das propostas mediante publicação de normas e procedimentos. O CNPE publica Resoluções, o MME publica Portarias DOU; a ANEEL publica Resoluções da Diretoria e Despachos quando emitidos diretamente pelas Superintendências; a EPE disponibiliza estudos de planejamento; e a CCEE, mediante determinação da ANEEL, promove alteração de regras e procedimentos de comercialização.

11.1.3 Fase de Monitoramento

Paralelamente e posteriormente à fase de ação, é essencial ao plano de trabalho a fase de monitoramento. Esta fase visa acompanhar o cronograma de etapas e tarefas com bases nos objetivos definidos.

a) Revisão do plano de trabalho

Durante o desenvolvimento do plano de ação, caso necessário, correções devem ser efetuadas no plano de trabalho. Caso o andamento esteja seguindo conforme o plano, são mantidas as atividades planejadas.

b) Acompanhamento do cronograma

O acompanhamento dos prazos de início e conclusão é necessário de modo a possibilitar a correção de possíveis erros e/ou omissões, além de obstáculos existentes para o cumprimento de cada etapa.

c) Monitoramento da implementação

O monitoramento das ações faz-se essencial para verificar se as normas e procedimentos editados pelos órgãos gestores estão sendo implantados de forma adequada tanto pelo regulador como pelo agente regulado, contribuindo para consecução do objetivo do plano de trabalho.

d) Supervisão das atividades do plano de trabalho

Essa etapa consiste na supervisão se o plano de trabalho está efetivamente correndo de acordo com as atividades e cronograma previstos.

11.2 As ações e as entidades envolvidas

As ações e entidades envolvidos em cada uma das etapas das fases do plano de trabalho são apresentados na Tabela 27.

FASE DE PLANEJAMENTO	FASE DE AÇÃO	FASE DE MONITORAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> • Projeto CNPEM tem como objetivo eliminar as principais barreiras à expansão da bioeletricidade de cana-de-açúcar no país. • Definição das principais barreiras à expansão da bioeletricidade. • Elaboração de propostas de solução das barreiras pela Excelência Energética em conjunto com o CNPEM. • Consolidação das propostas junto aos representantes do CNPEM. • Definição dos recursos necessários a todas as fases do plano de trabalho pelo CNPEM. • Preparação da pauta de propostas ao MME envolve a Excelência Energética. • Consolidação de cronograma compatível com o prazo de tramitação necessário ao projeto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestão junto aos ministérios que formam o CNPE. • Realizar reunião com o MME: Secretaria Executiva; SEE; e SPE. • Reunião com a Presidência e a Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE. • Reunião com ANEEL: Diretoria Geral; SCG; SRG; SRM; SFG. • Reunião com Conselheiros da CCEE • Formalização das propostas, ajustando se necessário. • Gestão Regulatória junto ao MME (Secretaria Executiva, SEE, SPE); ANEEL (SCG, SRG, SRM e SFG) • Participação de consultas públicas do MME. • Participação de Consultas e Audiências Públicas, e reuniões de diretoria da ANEEL. • Publicação de Portarias (MME); Resoluções (CNPE / ANEEL); Despachos; estudos de planejamento da expansão (EPE); alteração de regras de regras e procedimentos de comercialização (CCEE). 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisão do plano de trabalho se necessário. • Acompanhamento do cronograma. • Monitoramento da aplicação das normas e procedimentos pelos órgãos e pelos agentes. • Supervisão dos procedimentos do plano de trabalho.

Tabela 27: Ações e entidades envolvidos em cada uma das etapas das fases do plano de trabalho

Fonte: Excelência Energética.

11.3 Prazo

A Tabela 28 sintetiza todas as fases, etapas e prazos do plano de trabalho indicativo elaborado para ao Projeto CNPEM.

Plano de trabalho - Projeto CNPEM																																						
Fase de Planejamento																																						
Etapa	Início	Fim	Dias	dez/16	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ag/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19		
a) Reconhecimento do problema	01/12/2016	31/12/2016	30	█																																		
b) Definição dos objetivos	01/01/2017	31/01/2017	30		█																																	
c) Elaboração das propostas	01/01/2017	28/02/2017	58		█	█																																
d) Consolidação das propostas	01/02/2017	31/03/2017	58		█	█	█																															
e) Definição dos recursos necessários	01/04/2017	30/04/2017	29					█																														
f) Preparação de material	01/04/2017	30/05/2017	59					█	█																													
g) Elaboração de cronograma	01/05/2017	30/06/2017	60					█	█																													
Fase de Ação																																						
a) Realização de reuniões	01/07/2017	30/09/2017	91							█	█	█	█																									
b) Formalização das propostas	01/10/2017	30/10/2017	29										█																									
c) Gestão regulatória	01/11/2017	31/01/2019	456											█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
d) Participação em grupos de trabalho	01/01/2018	30/06/2018	180														█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
e) Participação de processos públicos	01/11/2018	31/01/2019	91																							█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
f) Publicação de normas e procedimentos	01/11/2018	31/01/2019	91																																			
Fase de Monitoramento																																						
a) Revisão do plano de trabalho	01/07/2017	31/01/2019	579																																			
b) Acompanhamento do cronograma	01/07/2017	31/08/2019	791																																			
c) Monitoramento da implementação	01/02/2019	31/08/2019	211																																			
d) Supervisão das atividades	01/07/2017	31/08/2019	791																																			

Tabela 28: Fases, etapas e prazos do plano de trabalho indicativo elaborado para ao Projeto CNPEM

Fonte: Excelência Energética.

12. Elaborar um cenário de contratação da bioeletricidade até 2030

Os cenários de moagem da cana de açúcar propostos pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) consideram um cenário de estagnação e outro de expansão, ambos apresentados na Tabela 29, em milhões de toneladas.

Para os mesmos anos considerados para a projeção dos cenários, foram inseridos os dados apresentados no Plano Decenal de Energia (PDE) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2015, cujo último ano projetado é 2024 (vide Tabela 29).

Moagem da cana por ano [MM ton.]	Cenários UNICA		PDE 2024	
	Estagnação	Expansão	Cenário PDE	% maior cenário expansão
2015/16	667	667	675	1,2%
2020	625	650	792	21,8%
2024	647	787	841	6,9%
2030	731	1015	-	-

Tabela 29: cenários de moagem da cana de açúcar

Fonte: UNICA, PDE.

Ou seja, a projeção da EPE é mais otimista que o cenário de expansão considerado na elaboração deste relatório. O cálculo percentual desta diferença foi incluído na última coluna da Tabela 29.

Para a análise do potencial de conversão da cana moída em geração de energia elétrica, foi considerado o fator médio de exportação de energia calculado pela EPE, de 74,4 kWh/ton. Este fator foi calculado em função do histórico de garantia física (MW_{méd}) declarada pelas usinas vencedoras de leilões em relação à quantidade de cana de açúcar processada por cada usina. Observou-se que o fator de conversão calculado aumentou ao longo dos anos, acredita-se que devido à modernização de equipamentos que resultou em maior eficiência dos geradores ao longo do tempo. Para uma análise mais conservadora utilizou-se o menor fator encontrado.

Assim sendo, calculou-se o potencial técnico da geração de eletricidade a partir da cana de açúcar, isto é, a máxima geração possível caso a totalidade do bagaço do processo de todas as usinas de açúcar e etanol fosse utilizado para este fim, que no caso de 2015 e 2016 representou 5,7 GW_{méd}. No caso

de 2015 e 2016, foi efetivamente gerado o equivalente a aproximadamente 40% do potencial total, isto é, foram gerados 2,3 GW_{méd} a partir de resíduos agroindustriais⁷⁶.

Para fins de projeção, este fator de 40% foi considerado como constante no caso dos cenários sem incentivo à geração de bioeletricidade, ou seja, a variação do montante de energia resultante de cogeração será à mesma taxa de evolução da moagem da cana, mantendo-se, portanto, a proporção de geração de eletricidade em relação à moagem da cana.

Aos cenários de estagnação e expansão traçados para a moagem, foram considerados os incentivos à geração de energia elétrica propostos neste relatório. Dado que o principal negócio da usina é a produção de açúcar e álcool, entende-se que apenas premissas que interfiram na produção destes produtos principais são capazes de alterar o potencial total de geração. Assim sendo, o potencial total foi mantido para todos os cenários, e a alteração devido aos incentivos à geração de eletricidade serão observados como aumento na proporção do bagaço destinado à geração.

Entendemos que as ações mais marcantes na contribuição, por impactarem diretamente a análise de retorno do empreendedor, seriam aquelas que impactam na demanda, alterando as metas de contratação específica para a fonte, e preços e tarifas atrativos para a venda.

No caso das propostas #3 #4 e #5, essencialmente quantitativas, simulando que 1% do consumo de clientes com demanda maior que 3 MW tiver de ser contratada de fontes movidas à biomassa, isto representa aproximadamente 100 MW_{méd}, que representa 4,4% da atual cogeração. No entanto, uma vez que o bagaço de cana representa aproximadamente 77% da potência instalada de usinas à biomassa, o incremento devido ao bagaço especificamente seria de 3,2%.

O maior direcionador dos incentivos é a meta anual de crescimento (iniciativa #10), sendo que as demais ações devem contribuir para o atingimento desta. Foram simulados três cenários com possíveis metas anuais de contratação, que seriam, 100, 300 e 500 MW_{méd} por ano. Cada uma destas simulações por sua vez, foram abertas nos seguintes cenários traçados, em que o incentivo significa este incremento anual na geração:

- Estagnação da moagem sem incentivo – Estagnação (base);

⁷⁶ Além do bagaço de cana de açúcar, resíduos agroindustriais englobam biogás agroindustrial, capim elefante e casca de arroz.

- Estagnação da moagem com incentivo – Estagnação (inc. [meta anual em MWméd]);
- Expansão da moagem sem incentivo – Expansão (base);
- Expansão da moagem com incentivo – Expansão (inc. [meta anual em MWméd]);
- Cenário traçado pelo PDE 2024 - PDE.

Para a construção dos cenários com incentivo considerou-se a implantação das ações ao longo de 2018, com vigência a partir de 2019, ano a partir do qual o incremento na proporção geração é considerado. Assim sendo, observa-se um descolamento das curvas dos cenários que consideram incentivo a partir de 2019, e tal descolamento mantém-se em seguida ao longo do horizonte analisado.

A Figura 52: Cenários de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana de açúcar compara os cenários de estagnação com os de expansão, considerando como meta 500 MWméd por ano no caso dos cenários com incentivo. A Figura 53 compara os cenários incentivados para cada meta de expansão anual simulada para cogeração, de 100, 300 e 500 MWméd. **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

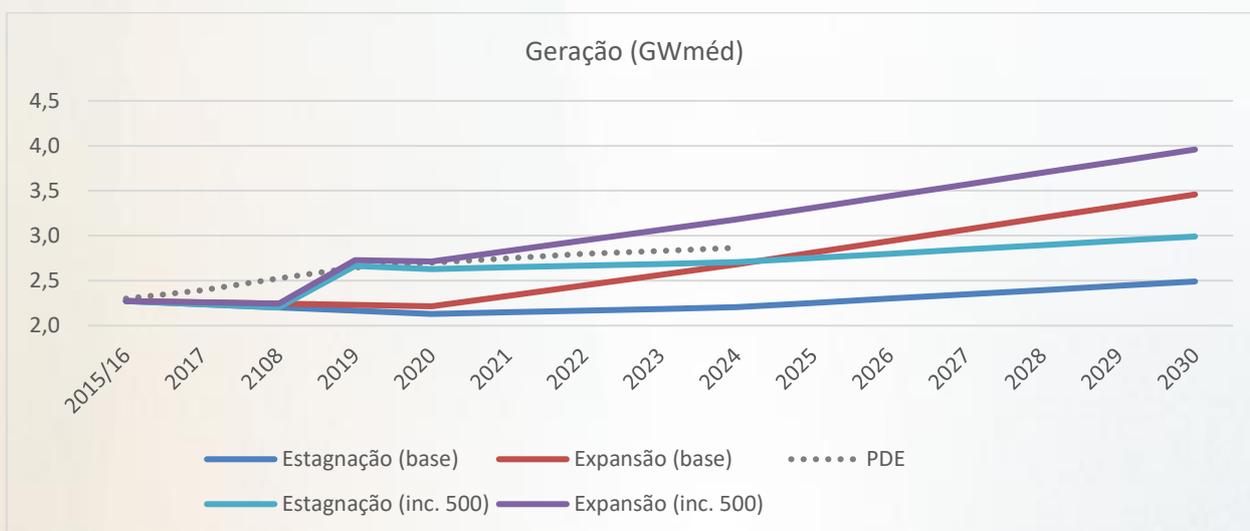


Figura 52: Cenários de geração de eletricidade a partir do bagaço de cana de açúcar

Fonte: Excelência Energética.



Figura 53: Cenários incentivados com 100, 300 e 500 MWméd como meta de expansão

No melhor cenário, que seria expansão com incentivo considerando meta de contratação de 500 MWméd por ano, verifica-se um aumento de 20,1% na cogeração em 2019, chegando a 74,2% em 2030, quando comparados à situação de 2016. No cenário base de estagnação sem incentivo, o valor final é 9,6% maior que a cogeração observada em 2016. A Tabela 30 apresenta o comparativo da expansão percentual esperada em 2030 para cada cenário analisado.

Cenário	meta	Crescimento (2030 vs. 2016)
Sem incentivo		
Estagnação	-	10%
Expansão	-	52%
Com incentivo		
Estagnação	100 MWméd	14%
	300 MWméd	23%
	500 MWméd	32%
Expansão	100 MWméd	57%
	300 MWméd	65%
	500 MWméd	74%

Tabela 30: Comparativo entre cenários do crescimento percentual da cogeração de usinas movidas à bagaço de cana (2030 vs. 2016)

Espera-se que os aproveitamentos observados em cada cenário aumente, ainda, devido ao ganho de eficiência em equipamentos conforme as tecnologias forem melhor desenvolvidas e barateadas, fator que foge ao escopo de análise deste relatório. Já um fator que pode reduzir de alguma maneira a projeção de aproveitamento da cogeração, é a destinação concorrente do bagaço para a produção de etanol lignocelulósico, pois trata-se de uma iniciativa ainda relativamente incipiente que, no entanto, pode ganhar força conforme pesquisa e tecnologia evoluírem, fator este que também não se inclui no escopo desta análise.



excelência
energética

www.excelenciaenergetica.com.br
excelencia@excelenciaenergetica.com.br

(11) 3848-5999 . fax: (11) 3044-5400