**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF**

EDUARDO BRUMER

**OPORTUNIDADES E DESAFIOS DA GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA ATRAVÉS DE RESÍDUOS DE CANA NO ESTADO DE SÃO
PAULO**

**São Paulo
2014**

EDUARDO BRUMER

**Oportunidades e desafios da geração de energia elétrica através de resíduos de cana no
Estado de São Paulo**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. José Goldemberg

Versão Corrigida

(versão corrigida disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e dissertações da USP)

**SÃO PAULO
2014**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Brumer, Eduardo.

Oportunidades e desafios da geração de energia elétrica
através de resíduos de cana no Estado de São Paulo / Eduardo
Brumer; orientador José Goldemberg – São Paulo, 2014.

98f.: Il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-
Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo.

1. Setor elétrico brasileiro. 2. Biomassa. 3. Resíduos de Cana
de açúcar 4. Geração de energia elétrica. I. Título.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar à minha família, principalmente mãe e pai, sem vocês nada disso seria possível. A minha futura esposa Isabella, agradeço não só pela paciência das inúmeras noites e fins de semana trabalhando nesta dissertação, como pelo suporte e pelo incentivo para finalizá-la.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Goldemberg pela atitude renovadora, pela atenção prestada aos textos escritos e pela experiência que culminou em excelentes conselhos. Não poderia ter tido melhor orientador.

Aos professores Drs. Dorel Soares e Suani Teixeira que tiveram uma participação extremamente ativa na dissertação deste mestrado. Ambos fizeram uma leitura minuciosa da dissertação na etapa de qualificação e comentários muito pertinentes que foram incorporados nesta versão final.

Aos demais professores e funcionários do IEE/USP por toda a ajuda e suporte durante o programa. Por toda o conhecimento ministrado. Em especial aos professores Ildo, Fagá, Virginia, Edmilson, Célio, Zilles, Piantini, Patricia e Eliane.

Aos meus colegas do IEE, que me acompanharam durante o programa e com certeza, me acompanharão por muito anos mais.

Aos demais amigos que deram o suporte necessário para que eu pudesse terminar esta dissertação: Em especial aos amigos da McKinsey e aos do Time do Zé.

A Agência Capes pelo auxílio financeiro no decorrer deste mestrado.

À todos, muito obrigado!

RESUMO

BRUMER, Eduardo. **Oportunidades e desafios da geração de energia elétrica através dos resíduos de cana no Estado de São Paulo**. 2014, 99f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

O Brasil passa por um momento de crescimento e de destaque em investimentos no cenário mundial, o que requer o aumento de sua capacidade instalada de geração de energia elétrica. O país sempre foi um exemplo em termos de sustentabilidade neste setor, com as fontes renováveis, lideradas pelas hidrelétricas, respondendo por aproximadamente 80% da geração anual. Entre 2005 e 2008, entretanto, o país iniciou uma fase de investimentos em termelétricas, fontes altamente nocivas e poluentes para o meio-ambiente. A partir de 2009, os investimentos foram focados em usinas eólicas e grandes hidrelétricas com reservatórios reduzidos, fontes intermitentes que aumentam a volatilidade do sistema elétrico e o risco de problemas por falta temporária de energia. Dentro deste contexto, existe uma alternativa que pode oferecer benefícios nos mais diversos sentidos: os resíduos de cana-de-açúcar. Além de terem sua maior participação no período seco contam com o benefício da localização próxima aos grandes centros de consumo de energia elétrica. Enquanto o IPEA divulgou um plano em 2012 no qual aproximadamente 16 Gwmédios poderiam ser adicionados ao sistema elétrico, através dos resíduos desta fonte, diversos autores estimam este valor em 8 GW médios. Apesar de todos os benefícios oferecidos pela fonte, os usineiros tem vendido pouca energia nos leilões para o mercado cativo e também não tem aproveitado as oportunidades de um mercado livre especial (ou incentivado) ainda reduzido. Nesta dissertação estudamos os benefícios e o potencial existente desta fonte para confirmar o baixo aproveitamento na matriz elétrica. Além disso, estudamos os possíveis entraves para o maior desenvolvimento desta fonte, partindo de todas as possíveis alternativas mencionadas pelos usineiros e chegando a quais são os reais motivos do fraco desempenho em comercialização. Com estes entraves mapeados conseguimos sugerir possíveis alternativas que os diversos agentes do setor elétrico podem adotar para conseguir melhorar o desempenho da fonte no setor elétrico. Uma das principais conclusões desta dissertação é que deve existir um interesse coletivo no desenvolvimento desta fonte para que ela possa ter sucesso. Governo, em suas diversas esferas, usineiros e agentes profissionais do setor elétrico devem atuar em união para conseguir reduzir os investimentos necessários, melhorando os preços com o mesmo retorno. Com melhores preços e possibilidade de melhores resultados em leilões, é possível aproveitar as já existentes linhas de financiamento do BNDES para investir nestas transformações e substituições de caldeiras e turbinas. Além disso, é mostrado que não é necessário criar subsídios cruzados ou soluções mais complexas para desenvolver o setor.

Palavras-chave: setor elétrico brasileiro, biomassa, resíduos de cana-de-açúcar, oportunidades.

ABSTRACT

BRUMER, Eduardo. **Opportunities and challenges of electric power generation through sugarcane bagasse in São Paulo State**. 2014, 99f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Brazil is passing through a moment of growth and is a country highlighted for investments around the world, which requires increases in its installed capacity of electric power. The country has always been an example in terms of sustainability in this sector, with the renewables, led by hydropower, accounting for approximately 80% of annual generation. Between 2005 and 2008, however, the country began a phase of investments in thermo power plants, fountains and highly harmful pollutants for the environment. Since 2009, investments were focused on wind power plants and large hydroelectric with low reservoirs, intermittent sources that increase the volatility of the electrical system and the risk of problems due to temporary power outages. Within this context, there is an alternative that can offer benefits in several ways: waste of sugarcane. Besides having their greater participation in the dry season can be in operations at any time and still have the benefit of the location close to major electricity consumption centers. While IPEA announced a plan in 2012 in which approximately 16 average GW could be added to the electrical system, through waste from this source, several authors estimate this value on 8 average GW. Despite all the benefits offered by the source, the mill owners have sold just a small amount of energy at auctions to the captive market and also had not taken advantage of the opportunities of a special free market (or encouraged) further reduced. In this thesis we study the benefits and the existing potential of the source to confirm the low share in the energy matrix. Furthermore, we studied the possible barriers to the further development of this source, starting in all possible alternatives mentioned by mill owners and reaching what are the real reasons for the poor performance in energy trading. Once these barriers were mapped we could suggest possible alternatives that the different stakeholders of the power sectors can adopt to improve market performance in the electricity industry. One of the main conclusions of this work is that there must be a collective interest in developing this source so she can succeed. Governments, in their various dimensions, mill owners and professional agents in the electricity sector must work in unity to successfully reduce the necessary investments, improving the sale prices with the same expected returns. With the best prices and the possibility of better results in auctions, it is possible to leverage existing financing lines of BNDES, to invest in these transformation and replacement of boilers and turbines. Furthermore, it is shown that it is not necessary to create cross-sector subsidies or more complex solutions to develop the source in the sector.

Keywords: Brazilian electric sector, biomass, sugarcane waste, opportunities.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais indicadores de crescimento do Brasil	15
Tabela 2 – Consumo médio de energia elétrica por habitante.....	16
Tabela 3 – Participação de fonte renováveis na matriz elétrica por país.....	17
Tabela 4 – Ranking de hidroeletricidade por geração, capacidade instalada e participação na matriz.....	32
Tabela 5 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica.....	36
Tabela 6 – Consumo de eletricidade na rede por classe	36
Tabela 7 – Projeção governamental de ampliação da capacidade instalada.....	37
Tabela 8 – Usinas eólicas vencedoras de leilões de energia nova até o final de 2012.....	40
Tabela 9 – Usinas de biomassa vencedoras de leilões de energia nova até o final de 2012	40
Tabela 10 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado.....	51
Tabela 11 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro	52
Tabela 12 – Consumo de energia elétrica por subsistema.....	55
Tabela 13 – Potencial de aproveitamento de resíduos de cana para geração de eletricidade...	59
Tabela 14 – Evolução da capacidade instalada eólica na matriz Brasileira	78
Tabela 15 – Resultado do Segundo Leilão de Energia de Reserva	80
Tabela 16 – Resultado do 2º Leilão de Fontes Alternativas.....	81
Tabela 17 – Resultado do 3º Leilão de Energia de Reserva	82
Tabela 18 – Resultado do 12º Leilão de Energia Nova	83
Tabela 19 – Resultado do 4º Leilão de Energia de Reserva	83
Tabela 20 – Resultados dos Leilões em Relação à Fonte Eólica.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do consumo de energia elétrica no mundo por fonte entre 1973 e 2008	18
Figura 2 – Projeções da evolução de matrizes para geração de energia elétrica em 2030	19
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN)	26
Figura 4 – Oferta de energia elétrica por fonte no Brasil em 2012	31
Figura 5 – Energia Natural Afluyente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) – Média 2006 a 2012	33
Figura 6 – Evolução da capacidade máxima de armazenamento de energia pela carga de energia	34
Figura 7 – Energia Natural Afluyente do Subsistema Norte – Média de 2006 a 2012	35
Figura 8 – Resultado do 7º leilão de energia nova	38
Figura 9 – Resultados dos 7 primeiros leilões de energia nova	39
Figura 10 – Energia elétrica negociada no ACR através de leilões entre 2005 e 2013	41
Figura 11 – Histórico do preço do petróleo entre os anos de 1970 e 2010	43
Figura 12 – Relação histórica entre a produção e consumo de petróleo no Brasil	44
Figura 13 – Produção de Carros no Brasil	46
Figura 14 – Produção de carros no Brasil por tipo	47
Figura 15 – Produção, Importação, Exportação e Consumo de gasolina no Brasil	48
Figura 16 – Produção de etanol no Brasil	49
Figura 17 – Relação habitante por automóvel e PIB per capita	50
Figura 18 – Perfil da frota de veículos leves por combustível	51
Figura 19 – Focos de produção da cana-de-açúcar no Brasil x Distribuição das principais linhas de transmissão no Brasil	54
Figura 20 – Participação regional na capacidade instalada do SIN	56
Figura 21 – Complementaridade entre produção de cana-de-açúcar e Energia Natural Afluyente	57
Figura 22 – Evolução de capacidade de armazenamento do SIN	58
Figura 23 – Mapa eólico Brasileiro	77

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	British Petroleum
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética do Estado de São Paulo
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CENBIO	Centro de Referência em Biomassa
CG	Centro de gravidade dos subsistemas
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
EIA	Agência de Administração da Informação em Energia dos Estados Unidos
ELETROBRÁS	Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia
II	Imposto de Importação
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPI	Imposto sobre Produto Industrializado
IR	Imposto de Renda
ISS	Imposto Sobre Serviços
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt.hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro SA
PIB	Produto Interno Bruto
PPA	Power Purchase Agreement
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGR	Reserva Global de Reversão
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidroelétrica
ÚNICA	União da Indústria da Cana-de-açúcar

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 MOTIVAÇÃO	14
1.2 QUESTÃO CENTRAL, HIPÓTESE E OBJETIVOS	17
1.3 METODOLOGIA	21
1.4 ESTRUTURA CAPITULAR.....	23
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
2.1 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	25
2.2 OS DIFERENTES AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	27
2.2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA.....	27
2.2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – CONVENCIONAL.....	29
2.2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ESPECIAL OU INCENTIVADA.....	30
2.3 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	31
2.3.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ATUAL.....	31
2.4 PROJEÇÕES GOVERNAMENTAIS DE CRESCIMENTO	36
2.4.1 LEILÕES RECENTES	37
3. A CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL	43
3.1 – EVOLUÇÃO DO ÁLCOOL DA CANA-DE-AÇÚCAR COM AS CRISES DO PETRÓLEO	43
3.2 – SITUAÇÃO ATUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM RESÍDUOS DE CANA	52
4. BIOELETRICIDADE DE BAGAÇO DE CANA.....	54
4.1 COMPLEMENTARIEDADE REGIONAL.....	54
4.2 SAZONALIDADE.....	56
4.3 POTENCIAL EXCEDENTE DE GERAÇÃO ATRAVÉS DE RESÍDUOS DE CANA.....	58
4.4 CÁLCULO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO ELÉTRICA ATRAVÉS DE BAGAÇO DE CANA NO ESTADO DE SÃO PAULO	60
5. DIFICULDADES DA IMPLEMENTAÇÃO DE PLANTAS GERADORAS A BIOMASSA DE CANA DE AÇÚCAR.....	61
5.1 FINANCIAMENTO.....	61
5.2 INVESTIMENTO REQUERIDO E RETORNO FINANCEIRO	62
5.3 CONEXÃO COM O AS LINHAS DE TRANSMISSÃO	64
5.4 A QUESTÃO CULTURAL	65

6. CONCLUSÕES.....	68
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	73
ANEXO I – ESTUDO DE CASO – DESENVOLVIMENTO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL	76
I.1 O PROINFA – PROGRAMA DE INCENTIVO AS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA	77
I.2 O 2º LEILÃO DE RESERVA – LEILÃO DE EÓLICAS	79
I.3. O 2º LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS E O 3º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA	80
I.4 O LEILÃO A-3 DE 2011 E 4º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA	82
I.5. 15º LEILÃO DE ENERGIA NOVA - 2012	84
I.6 2013 – 5º LEILÃO DE RESERVA, 16º, 17º E 18º LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	84
I.7 CONSOLIDADO DOS LEILÕES ATÉ O FINAL DE 2012 COM O PROINFA.....	84
I.8 CONCLUSÕES	85
ANEXO II – USINAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA MOVIDAS A BAGAÇO-DE-CANA REGISTRADAS NA ANEEL.....	88

1 INTRODUÇÃO

O capítulo introdutório do texto desta dissertação está dividido em quatro partes: i) Motivação; ii) Questão Central, hipótese e objetivos; iii) Metodologia; iv) Estrutura capitular. A primeira parte apresentará uma visão geral sobre o trabalho e os fatos que levaram a elaboração do mesmo. A segunda parte apresentará de forma mais precisa a questão central do estudo, a hipótese a ser testada e os objetivos principais e secundários. A terceira parte deverá explicitar a metodologia que será utilizada para atingir os objetivos propostos. Finalmente, a última parte apresentará a lógica da estrutura capitular desta dissertação, com foco nos objetivos estabelecidos e resultados encontrados.

1.1 Motivação

Em junho de 2012 o Brasil recebeu o evento “Rio + 20”, no qual as questões ambientais pelas quais o mundo está passando foram o foco. O nome “Rio + 20” é resultado de um dos primeiros importantes eventos ambientais que ocorreram no Mundo, o ECO-92 ou Rio-92, exatamente vinte anos antes na cidade do Rio de Janeiro. A realização do evento por si só, demonstra o estado atual do engajamento e a vontade do país em estar entre os principais líderes nas questões ambientais do Mundo.

A conciliação entre desenvolvimento econômico e sustentabilidade deve ser tentada das mais diversas formas. No mundo todo, um dos principais pilares para o desenvolvimento sustentável é a redução dos impactos ambientais na geração da energia elétrica. Dentro deste contexto, a capacidade de expandir a matriz elétrica com fontes menos nocivas para o meio ambiente tem se tornado um dos objetivos do governo brasileiro, que divulgou em 2013 um plano de expansão no qual a fonte hidrelétrica e as fontes alternativas seriam responsáveis pelo atendimento de quase todo o aumento de demanda de energia elétrica no país até 2022. Obviamente, o governo inclui nas suas projeções a energia nuclear, já contratada, de Angra III e mais 2GW de capacidade termelétrica movida a gás natural.

O Brasil é um país de dimensões continentais que já apresenta uma capacidade instalada de geração de energia elétrica da ordem 129 GW, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Pela crescente quantidade de habitantes, que já supera 200 milhões (IBGE 2014), e

também pelo seu alto potencial de crescimento de consumo, o Brasil ocupa um lugar de destaque para investidores do mundo todo.

Exemplos do reconhecimento internacional são as vitórias nas disputas para sediar a copa do mundo de futebol de 2014 e as Olimpíadas de 2016. Ambos eventos demandam altos investimentos em infraestrutura, o que implica em grande obras civis, com uso e produção de aço, ferro e cimento, entre outros produtos energo-intensivos.

Tabela 1 – Principais indicadores de crescimento do Brasil

Discriminação	2013-2017			2018-2022	2013-2022
	2013	2017	2022	Variação (% a.a.)	
PIB (R\$ bilhões de 2010)	4.129	4.950	6.314	4,5	4,8
População residente (10 ³ habitantes)	196.144	201.521	207.216	0,7	0,6
PIB per capita (R\$[2010]/hab./ano)	21.052	24.561	30.473	3,8	4,1
Consumo de eletricidade (TWh)	520	625,8	785,1	4,7	4,7
Consumo final energético (10 ³ tep)	250.972	301.862	368.232	4,9	4,5
Consumo final de energia ⁽¹⁾ per capita (tep/hab./ano)	1,28	1,5	1,78	4,2	3,8
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,061	0,061	0,058	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade ²	-	-	-	1,05	0,93
Elasticidade-renda do consumo de energia ²	-	-	-	1,09	0,95

Notas: (1) Os valores de consumo final incluem o consumo do setor energético.

(2) O valor da elasticidade – renda refere-se à sua média no período indicado.

Fonte: EPE – Plano Decenal de Energia 2013-2022

Além disso, o país já apresenta, historicamente, crescimento anual do consumo de energia elétrica superior ao crescimento anual do PIB.

Este crescimento, no entanto, não anula o fato do consumo de energia per capita do país ainda estar em patamar inferior ao dos outros países em desenvolvimento do BRICS¹, com exceção da Índia, e também abaixo do consumo médio mundial.

Tabela 2 – Consumo médio de energia elétrica por habitante

País	TWh – 2010	População – 2010	MWh/habitante
Rússia	862	143	6,0
África do Sul	215	49	4,4
China	3.634	1330	2,7
Mundo	18.467	6863	2,7
Brasil	456	196	2,3
Índia	699	1173	0,6

Fonte: EIA

A elevação do consumo de energia elétrica per capita do brasileiro, aliados à expansão da atividade econômica esperada, indicam que o país vai necessitar de mais capacidade instalada de geração de eletricidade nos próximos anos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), braço do Ministério de Minas e Energia (MME) para análises e planejamento do setor, divulgou em seu Plano Decenal de Energia Elétrica 2013-2022 (PDE 2013-2022) uma perspectiva de crescimento da capacidade instalada de geração de energia elétrica de 129 GW em 2013 para 183 GW em 2022. Esta expansão é baseada na estimativa da própria empresa de pesquisa energética de crescimento do consumo de energia elétrica nas redes do país que deve passar de 467 TWh em 2013 para 671 TWh em 2022.

Ao mesmo tempo que o país enfrenta um momento de crescimento do consumo e necessidade de mais capacidade instalada, o Brasil sempre serviu como um exemplo, no mundo todo, de país líder em energia elétrica gerada através de fontes renováveis. Dentre os países de médio e grande porte, que apresentam capacidade instalada superior a 10 GW, o Brasil se encontra na segunda posição em participação de energias renováveis em sua matriz elétrica, ficando somente atrás da Noruega. Isso, considerando que o país tem 4 vezes a capacidade do

¹ Sigla criada pelo banco de investimento Goldman Sachs para designar Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul, países em desenvolvimento com elevado potencial de crescimento

primeiro colocado e ainda depende quase que totalmente de sua energia própria, enquanto a Noruega troca energia com a Suécia, fortemente amparada em termelétricas. A tabela abaixo nos mostra os países com mais de 50% de sua capacidade instalada proveniente de fontes renováveis segundo a Agência de Estudos em Energia dos Estados Unidos (EIA) para 2011.

Tabela 3 – Participação de fonte renováveis na matriz elétrica por país

País	Capacidade Instalada em 2011 (MW)	Capacidade Instalada de Fontes Renováveis em 2011 (MW)	Percentual de Renováveis no Total
Noruega	31,76	29,04	91%
Brasil	119,07	94,82	80%
Suíça	20,04	14,41	72%
Colômbia	14,47	9,78	68%
Suécia	35,28	23,36	66%
Áustria	22,36	13,62	61%
Canadá	138,63	82,47	59%
Venezuela	24,64	14,62	59%

Fonte: EIA

A motivação desta dissertação é entender como planejar o necessário acréscimo de capacidade instalada de geração de energia no país, utilizando primordialmente resíduos de cana-de-açúcar e outras fontes renováveis disponíveis, de forma a suprir o esperado aumento da demanda e garantir que o Brasil continue como líder em geração elétrica renovável.

1.2 Questão central, hipótese e objetivos

Entre 2007 e 2008, o país teve como grandes vencedoras de leilões de energia nova, ou seja, leilões para incremento da capacidade instalada, as usinas termelétricas movidas por combustíveis fósseis. Este tipo de energia não só é mais poluente do que a energia das usinas de fontes renováveis, como produz energia elétrica a um custo e a um preço elevado no país, dados os altos preços de combustível. Apesar disso, no contexto geral do sistema brasileiro, dada a complementariedade com as usinas hidrelétricas, as usinas termelétricas podem funcionar como um “seguro” e assim reduzir o custo global de operação do sistema.

Enquanto o Brasil fez leilões em 2007 e 2008 que promovem a geração de energia elétrica através de termelétricas a óleo combustível e/ou diesel pelos próximos 20 anos, o resto do mundo parecia estar indo no caminho contrário. Entre 1973 e 2008, o petróleo perdeu

participação na matriz energética do mundo, principalmente para a energia nuclear, o gás natural e o carvão, conforme gráfico abaixo da Agência Internacional de Energia (2008).

Figura 1 – Evolução do consumo de energia elétrica no mundo por fonte entre 1973 e 2008

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA)

Além da perda de participação relativa do petróleo na matriz energética até então, a previsão da Agência Internacional de Energia naquele momento era de contínua diminuição da participação deste insumo na matriz energética dos países, independente da condição de emissões de gases do efeito estufa. Obviamente, a redução deveria ser ainda maior, caso os países se planejem em um cenário de combate de emissão dos gases do efeito estufa, conforme a figura 2.

Já no final de 2009 o governo criou um leilão de energia de reserva específico para a fonte eólica. O intuito deste leilão era de atrair investidores deste subsegmento, como fornecedores de equipamentos, e ajudar a desenvolver a fonte, ainda em estado precoce no país.

A partir deste leilão, e também nos últimos quatro anos, o Brasil continuou a investir fortemente na fonte eólica, localizada principalmente na região nordeste do país. O país também manteve investimentos em usinas hidrelétricas com reservatórios reduzidos na região Norte.

Figura 2 – Projeções da evolução de matrizes para geração de energia elétrica em 2030

Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA)

Apesar deste investimento realizado se basear em fontes de energia renovável, conforme planejado pelo governo, a expansão da capacidade foi baseada em fontes intermitentes e com pouca segurança de operação, dados os reservatórios de água reduzidos e a impossibilidade de armazenamento dos ventos. A diminuição relativa da capacidade de armazenamento de energia no sistema elétrico do país, aliada ao acréscimo de usinas com predominância de operação no período úmido e distantes dos centros de consumo deve gerar nos próximos anos a necessidade da instalação de usinas produtoras de energia “firme” ou de base, que permanecem ligadas no período seco. Fontes que podem ser ligadas somente no período seco, e apenas se necessário ligadas também no período úmido, podem se tornar um excelente complemento para a matriz.

Em 2011 as termelétricas movidas a combustível fóssil, que podem funcionar como fontes firmes de energia, foram reinseridas nos leilões através das termelétricas movidas à gás natural. No entanto, as únicas grandes empresas vencedoras de leilões com estas fontes, foram aquelas com acesso direto ao combustível, como a Petrobrás e a MPX (atualmente chamada Eneva). A fonte eólica, por sua vez, continuou com destaque em atuação em leilões e a maior parte da energia contratada, excluindo as grandes hidrelétricas.

Dentro deste contexto de necessidade de investimento em capacidade de geração, aumento da potência de fontes intermitentes e restrições do número de empresas que tem condições

oferecer usinas térmicas e preços competitivos, surge a possibilidade de produção de energia elétrica de biomassa, feita através da queima dos resíduos da cana utilizada para produção de álcool ou açúcar, que se mostra uma excelente fonte que concilia os aspectos ambiental, econômico e de confiabilidade de operação. Ela pode funcionar no período seco, que é o período de produção de açúcar ou álcool, ficando desligada no período mais chuvoso, quando normalmente as usinas estão desligadas. Além disso, pelo combustível ser um resíduo, é possível obter menores custos de produção para o sistema e com isso melhores preços finais ao consumidor.

O aumento da participação deste fonte na matriz elétrica poderia, desta forma, trazer ganhos para os consumidores finais, para os operadores do sistema e também para os donos de usinas de cana, que encontrariam um destino para os resíduos, com geração de valor econômico.

Apesar dos benefícios observados, esta fonte tem disputado leilões recentemente e vendido muito pouca energia quando comparado ao potencial disponível e a quantidade vendida por outras fontes, como a eólica, nos mesmos leilões. Isso mostra que existe uma clara dificuldade em desenvolver o potencial remanescente, principalmente no que tange às menores usinas de cana e também as mais antigas, que ainda tem caldeiras de baixa pressão.

Esta dualidade entre os benefícios que a bioeletricidade de resíduos de cana-de-açúcar pode trazer para os diversos agentes do setor e a dificuldade em desenvolver a geração em usinas com potencial já identificado é a grande questão central a ser discutida nesta dissertação.

O fato é que a capacidade instalada de geração de energia a partir de resíduos de cana-de-açúcar, apesar de ser uma fonte interessante do ponto de vista de complementariedade sazonal e regional, não tem sido desenvolvida como possível e desejado. Apesar da evolução nas metodologias e no interesse do governo para o desenvolvimento desta fonte - através de melhores práticas de financiamento, maior facilidade de licenciamento ambiental e possibilidade de contratos de longo prazo através de leilões, entre outros - ainda existem entraves para o maior desenvolvimento da fonte no Brasil.

Pela hipótese adotada nesta dissertação, dentre os principais entraves ainda atuantes no setor de bio-eletricidade sucroalcooleira se destacam: i) o cultural e ideológico dos usineiros; ii) a competição contra fontes de preço de equilíbrio mais baixo. Em conjunto, estes dois entraves podem estar dificultando o desenvolvimento mais acelerado da fonte.

O objetivo principal desta dissertação consiste não somente em investigar os principais entraves apontados como impactantes para o melhor aproveitamento dos resíduos de cana, como em sugerir possíveis soluções para o desenvolvimento desta fonte no estado de São Paulo. Isso considerado, do ponto de vista do empreendedor, do governo, em suas diferentes esferas e de outras possíveis agentes do setor.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada nesta dissertação consiste primeiramente em analisar os benefícios desta fonte de energia elétrica para o sistema e somente após isso, investigar todos os possíveis entraves citados por agentes do setor para desenvolvimento da fonte. Após concluída a análise dos entraves e definidos quais realmente são impactantes e quais não, serão sugeridas ideias e soluções para melhor o desenvolvimento desta fonte no estado de São Paulo.

Dentre os possíveis entraves a serem avaliados destacam-se:

- **Falta de potencial:** A quantidade de resíduos de cana já utilizados para queima e geração de bioeletricidade pode ser quase completa. Além disso, caso as caldeiras das usinas de queima dos resíduos já sejam de alta pressão, teremos evidências de que já não existe potencial remanescente a ser explorado. A forma mais simples de analisar este potencial se encontra em realizar cálculos de poder calorífico da fonte e sua relação com a quantidade de resíduos gerados e comparar com a geração real de energia elétrica através da fonte no mesmo período. Para efeito de simplicidade e praticidade, nesta dissertação será comparado o total de energia elétrica gerada pela fonte, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, com os valores teóricos de estudos já realizados sobre o potencial total de geração.
- **Dificuldade de acesso a rede básica:** Parte importante do investimento no aumento de produção de energia elétrica consiste em conexão com a rede básica para onde a energia excedente deve ser despachada. Distâncias bastante grandes em relação à rede básica ou necessidade de elevação de tensão para níveis muito altos podem abaixar os retornos sobre investimento destes projetos e inviabilizar os investimentos. Entender se isso é realmente um

problema e de que forma pode ser solucionado é fundamental para melhorar o aproveitamento da fonte. A metodologia para entendimento deste entrave é o cálculo da distância entre as usinas e a rede básica.

- Falta de incentivo do governo: O governo pode incentivar as diferentes fontes de diversas formas: isenção e redução de impostos para aquisição de equipamentos e/ou leilões específicos são casos mais comuns. Estes últimos, inclusive, já foram realizados no Brasil para a fonte eólica em dezembro de 2009. Outra opção de incentivo consiste na criação de um mercado específico, como no caso do mercado livre especial para fontes renováveis de até 30 MW de capacidade instalada. Neste caso, porém, todas as fontes que podem participar do mercado específico participam do ganho. Para analisar estas possibilidades de incentivo, a metodologia consiste em buscar quais foram as isenções governamentais para os diferentes tipos de fontes competidoras e analisar leilões já realizados.
- Dificuldade de financiamento: O setor elétrico Brasileiro é fundamentado em investimentos realizados através de um alto percentual de financiamento governamental, realizado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento, o BNDES. É fundamental, então, para qualquer investimento no setor elétrico brasileiro, um financiamento condizente com o de outras fontes competidoras. Além disso, produtores de cana-de-açúcar tem a tendência a investir em aumento de produção de cana, ao invés de comprar caldeiras de maior pressão e turbinas de maior capacidade. Esta análise consiste em investigar as linhas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento para energia elétrica em usinas de cana e entender como a fonte está em relação às outras.
- Dificuldade em obtenção de licenciamento ambiental: Caso os usineiros encontrem dificuldades em obter o licenciamento ambiental para este tipo de geração, o crescimento desta fonte na matriz pode ficar comprometido. Por se tratar de uma energia gerada através de resíduos que não tem outra destinação, esta hipótese não deveria ter impacto significativo. De qualquer forma, é importante analisar mais este possível entrave para garantir a cobertura completa de itens.

- Aspectos culturais dos usineiros: Este item inclui uma análise detalhada de quais os pontos poderiam estar bloqueando os usineiros de realizar os investimentos de incremento de capacidade de geração elétrica em suas usinas, independente da capacidade de obtenção de retornos financeiros. Inclui, como primeiro item, analisar a possibilidade de investimentos alternativos, como ampliação da capacidade de produção de cana em detrimento de investimentos na ampliação da capacidade de geração elétrica. O segundo item seria um menor interesse nos investimentos, dada a rentabilidade elétrica em comparação com a rentabilidade de sua atividade principal, que é a produção álcool e açúcar, através da cana. Um terceiro ponto seria uma questão cultural de dificuldade em se fixar a contratos de longo prazo que geram a necessidade de produzir cana-de-açúcar, independente do preço dos mesmos. Um último item deste ponto é a falta de conhecimento, seja com relação com relação à possibilidade de venda de energia excedente para outros consumidores, seja com relação ao risco do negócio ou seja com relação à necessidade de perda de safra para modificação da caldeira e da turbina da usina. Em prol da simplicidade, esta análise será feita aqui através de revisão bibliográfica sobre o assunto.

1.4 Estrutura Capítular

Esta dissertação é iniciada com um capítulo sobre as principais características do setor elétrico. Este capítulo contempla duas partes principais: i) a primeira parte na qual se analisa a regulação de comercialização nos diferentes mercados: livre convencional, livre especial (ou incentivado) e cativo – o intuito desta frente é auxiliar no entendimento de quais as principais fontes podem se tornar vendedoras em cada mercado e possibilitar uma análise mais completa de mercados possíveis de atuação através dos resíduos de cana; ii) a segunda parte na qual é discutida a matriz atual, assim como as projeções governamentais e leilões ocorridos recentemente – o intuito desta parte é auxiliar no entendimento de quais as fontes de energia elétrica tem prevalecido e porque e quais as estratégias governamentais foram adotadas nos anos recentes de modo a direcionar possíveis políticas de incentivos a outras fontes.

O capítulo seguinte é inteiramente focado no histórico da cana-de-açúcar no Brasil. Com este capítulo é possível entender as principais alavancas de crescimento ou estagnação da

produção de álcool no país. De forma análoga, a análise da história do setor possibilita criar um melhor entendimento da regionalidade e da sazonalidade da produção sucroalcooleira. É possível com isso dimensionar o potencial atual de geração elétrica através desta fonte e também é possível imaginar as perspectivas de crescimento da produção de cana no país que podem ser apresentadas. Além disso, avalia-se sucintamente as projeções governamentais sobre o consumo de álcool e a produção de cana necessária para isso.

O quarto capítulo nos ajuda a fazer a junção dos dois capítulos anteriores. Nele são consolidadas as perspectivas de geração de energia elétrica através dos resíduos da cana com as características do setor elétrico brasileiro, de modo a criar um entendimento das possibilidades e das vantagens do aproveitamento do potencial desta fonte no setor elétrico brasileiro.

No quinto capítulo são considerados todos os possíveis entraves do desenvolvimento deste tipo de fonte de energia elétrica. Para cada potencial entrave são discutidas as investigações e as análises feitas, além das conclusões sobre o assunto. O intuito deste capítulo é definir quais são os principais entraves que realmente afetam o desenvolvimento da fonte e quais não são preocupações atuais.

No capítulo seguinte temos o estudo de caso de uma fonte bem sucedida com incentivos governamentais. A escolha pela fonte eólica é baseada nos resultados recentes de leilões nos quais a fonte tem se tornado a maior vencedora, dados os incentivos originais gerados pelo governo. A ideia deste capítulo é mostrar de que forma é possível desenvolver uma fonte de geração de energia elétrica através de diferentes incentivos, além de mostrar como as diferentes características do mercado podem ajudar a criar possibilidades para as diversas fontes.

Segue por fim o capítulo de conclusões nos quais são apresentados os principais entraves identificados e onde é confirmada ou negada a hipótese inicial. Além disso, são sugeridas possíveis oportunidades do ponto de vista do governo, do ponto de vista do regulador e também do empreendedor para desenvolvimento de uma fonte limpa e potencialmente interessante ao sistema elétrico brasileiro.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo contempla duas frentes principais, uma com a visão regulatória-econômica da comercialização de energia elétrica e a outra com a visão da matriz elétrica brasileira. Na primeira frente discutimos como a regulação e os aspectos econômicos da comercialização da energia elétrica nos diferentes ambientes pode auxiliar no entendimento de espaço que pode ser encontrado pela fonte estudada para crescimento. Na segunda frente, o entendimento de como funciona o Sistema Interligado Nacional (SIN) e seus subsistemas, além da metodologia de planejamento e execução de acréscimos de capacidade, é fundamental para dimensionamento da possibilidade de utilização de biomassa de bagaço de cana para geração de energia elétrica.

O histórico recente, assim como o resultado de leilões e as projeções governamentais, servem como bons indicadores de políticas adotadas e crescimentos esperados.

2.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, que é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), o Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O mapa a seguir, produzido pelo ONS, nos mostra a rede básica do SIN e aproveita para nos mostrar, dentro do sistema, os quatro subsistemas que o compõem: Subsistema Norte, Subsistema Nordeste, Subsistema Sudeste-Centroeste e Subsistema Sul.

Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN)

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

O que caracteriza um subsistema do setor elétrico brasileiro é a restrição de transmissão. Ou seja, apesar dos subsistemas estarem conectados entre si e terem a capacidade de transmitir energia, existe uma restrição de transmissão que faz com que seja impossível atender toda a demanda de um subsistema com a geração em outro deles.

A partir do momento que a capacidade de transmissão é eliminada com a inclusão de mais linhas entre os subsistemas, eles deixam de ser dois e passam a ser um único. Obviamente, faz parte do planejamento elétrico entender qual a real necessidade de construção, considerando o

custo global envolvido: Construção de usinas distantes do centro consumidor, com mais linhas de transmissão ou usinas próximas ao centro consumidor.

2.2 Os diferentes ambientes de contratação de energia do Setor Elétrico Brasileiro

Existem atualmente três diferentes ambientes no qual as empresas geradoras de energia elétrica podem vender sua energia através de contratos: O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual os geradores vendem energia para as distribuidoras de energia elétrica, através de leilões; o Ambiente de Contratação Livre (ACL), dividido em dois ambientes, o livre convencional e o livre especial. Segundo a CCEE, aproximadamente 72% do consumo de energia elétrica no país se encontra no ambiente de contratação regulada, enquanto o ambiente de contratação livre convencional responde por aproximadamente 24% e o ambiente livre especial (ou livre incentivado) responde pelos 4% remanescentes.

Apesar desta divisão ser a corrente no país, o mercado livre especial ainda está muito aquém do seu potencial, segundo a própria CCEE. Outro ponto importante é que possíveis mudanças de regulação pretendem ampliar a energia comercializada nestes dois mercados, reduzindo a energia do mercado cativo. Dentro dos subcapítulos específicos, falaremos sobre elas.

2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada

O Ambiente de Contratação Regulada é aquele no qual todos os consumidores que apresentam uma demanda inferior a 500kW são obrigados a permanecer. Além destes consumidores, consumidores com demanda superior a 500kW podem optar por permanecer neste mercado e serem supridos pela distribuidora sem negociação de compra de energia. Para participar deste mercado livre com demanda entre 500kW e 3MW é necessário cumprir requisitos regulatórios específicos.

A grande característica deste mercado é que as empresas distribuidoras de energia elétrica fazem a contratação de energia juntos aos geradores e repassam, através de tarifa definida junto à Aneel, o valor ao consumidor final. Neste mercado, nem o consumidor e nem a distribuidora de energia elétrica negociam com geradores o preço de compra. O consumidor simplesmente paga para a distribuidora o valor final da tarifa de energia, que inclui a compra de energia, os custos com transmissão, os encargos e impostos, e os custos da própria distribuidora. A distribuidora compra energia através de leilões, nos quais não tem nenhum poder de decisão sobre o preço.

Esta compra de energia realizada pelas distribuidoras, que é o que realmente nos interessa neste trabalho, é feita através de leilões organizados pela Aneel e pela EPE. São leilões de energia para os entrega a partir de 5 anos da realização do leilão (Leilão A-5), para entrega de energia a partir de 3 anos (Leilão A-3) e para entrega a partir do ano seguinte (Leilão A-1). Usualmente, apenas o último tipo de leilão é para usinas já existentes, com energia descontratada enquanto os dois primeiros tipos de leilões foram estruturados para estimular a expansão do sistema através de novas usinas.

Estes leilões são realizados com informações passadas previamente pelas distribuidoras de energia sobre a estimativa de demanda requerida nos anos seguintes aos do leilão para a Aneel e para a EPE. Estes órgãos planejam, com base nestas informações, a necessidade total de energia a ser contratada no leilão, através da adição das quantidades das diversas distribuidoras.

Após isso, diversas usinas cadastradas e aprovadas para participação, de acordo com o Edital publicado, competem pelo contratos de longo prazo, através de preços. Ofertam a quantidade de energia e o menor preço pelo qual pretendem vender esta energia. Através da sistemática eletrônica de leilões se completa então a quantidade de energia contratada, iniciando o total pelas usinas de menor preço e finalizando no momento em que atinge o total demandado por todas as distribuidoras. Ou seja, usinas capazes de vender por menores preços tem maior facilidade em ganhar os leilões, fechando contratos de longo prazo que inclusive, facilitam o financiamento do BNDES na modalidade de project finance.

Uma importante particularidade deste mercado que pode afetar diretamente o desenvolvimento de uma fonte é o fato de que o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) escolhem que fontes vão participar de determinado leilão e quais não vão. Assim, se por algum motivo, optarem por não permitir que alguma fonte participe do leilão, ou que o leilão seja direcionado para apenas uma fonte, podem ajudar a direcionar o futuro da matriz elétrica do país. Tivemos diversos exemplos disso, como a exclusão da fonte termelétrica nos leilões de 2010.

Outro ponto importante deste tipo de mercado é a não-classificação de fontes por sub-mercado. Assim, mesmo que grande parte da demanda de energia esteja localizada na região sudeste, venderá energia a fonte que vender pelo menor preço, independente do mercado no

qual estiver. Obviamente, numa conta como esta e sem cálculo de balanço entre subsistemas, as perdas técnicas reais não são levadas em conta e os custos extras de transmissão, entre submercados, também não. Ou seja, as perdas de energia estão relacionados a entrega desta energia no Centro de Gravidade (CG) do mercado no qual a usinas está localizada e não no mercado no qual realmente vai ser consumida, que pode ser muito mais distante. Além disso, para ser consumida em outro submercado, muitas vezes se torna necessário investir em mais linhas de transmissão entre submercados.

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre – Convencional

Este mercado é destinado a grande consumidores de energia elétrica, como grandes e médias indústrias. Unidades com consumo de energia elétrica superior a 3MW médios podem optar pelo seu fornecedor de energia, pagando aos transmissores e distribuidores apenas uma tarifa pelo uso de seus sistemas.

Este mercado oferece algumas grandes vantagens aos consumidores como a possibilidade de negociação do preço de energia diretamente com os geradores ou através de agentes comercializadores, ao invés de pagar para a distribuidora pelo mix de energia comprado por ela. Além disso, permite a realização de contratos com flexibilidade de sazonalização no decorrer do ano, flexibilidade de alocação nos diferentes dias, flexibilidade na quantidade de compra e preços definidos para os diferentes horários de consumo de energia.

Passa a ser interessante para o grande consumidor, migrar do mercado cativo para este mercado, se encontrar um gerador que venda energia a um preço inferior ao preço do mix de compra da distribuidora na qual está conectado. Caso contrário, é mais interessante ao consumidor permanecer no mercado cativo, aonde, além de enfrentar menos dificuldades na gestão dos processos, acaba pagando menos por seu consumo.

Pelas características acima, usinas hidrelétricas já depreciadas, acabaram se tornando as grandes vendedoras deste mercado. Isso porque, pelo fato de já estarem depreciadas e terem um custo de operação e manutenção menor do que o de outras fontes, conseguem vender a um menor preço. Com a Lei 12.783 de 2013, que força a colocação de toda energia proveniente de usinas com concessão vencendo até 2017, e consequentemente depreciadas, no mercado cativo, o preço de energia no mercado livre pode ser alterado e as fontes vendedoras neste mercado podem passar a ser outras.

Além disso, este mercado está próximo da saturação, de acordo com a CCEE. Existem alguns movimentos fortes, por parte de empreendedores, que pretendem reduzir o tamanho do consumidor que pode participar deste mercado de 3MW de demanda contratada para 2 MW. Isso incentivaria mais capacidade neste mercado.

2.2.3 Ambiente de Contratação Livre – Especial ou Incentivada

Para incentivar as fontes alternativas, foi criado o mercado livre especial ou incentivado, no qual consumidores com demanda contratada superior a 500 kW podem sair do mercado regulado (ou cativo) e negociar a compra de energia diretamente com os geradores. A diferença deste mercado para o mercado livre convencional, é que a aquisição da energia neste mercado, pode apenas ser realizada de fontes chamadas de alternativas, que inclui PCHs, Eólicas, Biomassa, Solar e etc., com até 30MW de capacidade instalada. Neste caso, consumidores e produtores recebem um desconto de até 50% nas tarifas de distribuição e transmissão. Assim, um consumidor pode comprar energia por um preço superior àquele pago no mercado livre convencional, ou ainda superior ao preço do mix de energia da distribuidora no qual está conectado, e ainda assim, pagar menos na conta final.

Este mercado é o que está mais distante de atingir seu potencial. Apesar de já atingir aproximadamente 4% do mercado Brasileiro, teria potencial para atingir mais de 10%, segundo a CCEE. Existem alguns pontos que poderiam estar complicando o desenvolvimento deste mercado, como a dificuldade de realização de contratos de logo prazo, e com isso de financiamento; a dificuldade de conhecimento real da geração mês-a-mês, como no caso da eólica que é mais sazonal, que levaria a um maior risco na conta do gerador; e o menor interesse dos consumidores, uma vez que os custos com compra de energia não são tão relevantes para as empresas de médio porte, como são para as de grande porte que migram para o mercado convencional.

Além disso, dada a proposta em análise, de diminuir o consumo necessário para uma empresa migrar ao mercado livre convencional, de 3 MW de demanda para 2 MW, o mercado livre especial que perderia, ficando mais reduzido. Isso porque empresas com consumo entre 2 MW médios e 3 MW médios, que atualmente só podem consumir no mercado livre especial, poderiam procurar seu fornecedor também no mercado livre convencional. Neste caso, a proposta é de que o tamanho mínimo de consumo neste mercado passe de 500 kW de

demanda contratada para 200 kW ou 300 kW, de modo a manter o potencial do mercado livre especial.

2.3 Matriz Elétrica Brasileira

2.3.1 O Sistema Elétrico Brasileiro atual

A matriz elétrica brasileira atual ainda se baseia fortemente na geração hidráulica. Em 2012, 76,9% da eletricidade consumida no país originou-se de aproveitamentos hidrelétricos, conforme apresentado na figura abaixo. Deste montante, 6,8% foi resultado de importação de hidroeletricidade do Paraguai, país sócio do Brasil na hidrelétrica binacional de Itaipu. Além desse total hidrelétrico, outros 6,8% de biomassa (incluindo madeira, bagaço de cana, licor negro, etc.) e 0,9% de eólica complementam 85% de geração de energia elétrica através de fontes renováveis.

Figura 4 – Oferta de energia elétrica por fonte no Brasil em 2012

Fonte: EPE – Balanço Energético Nacional (valores em %)

O parque gerador do Brasil apresenta a terceira maior capacidade instalada de energia hidrelétrica no mundo, menor apenas do que a da China e a dos Estados Unidos da América. Apesar de ter uma capacidade instalada menor do que a de 2 países, em 2010 o país foi o segundo maior gerador de energia hidrelétrica no mundo em 2010, atrás apenas da China, conforme tabela abaixo extraída do Balanço Energético Nacional (BEN) da EPE.

Tabela 4 – Ranking de hidroeletricidade por geração, capacidade instalada e participação na matriz

Produtor			Capacidade Instalada		Percentual da Capacidade Instalada	
País	Geração em 2010 (TWh)	Percentual mundial (2010)	País	Capacidade instalada (GW) 2009	País	Percentual da capacidade instalada
China	722	20,5	China	171	Noruega	94,7
Brasil	403	11,5	Estados Unidos	100	Brasil	78,2
Canadá	352	10	Brasil	79	Venezuela	64,9
Estados Unidos	286	8,1	Canadá	75	Canadá	57,8
Rússia	168	4,8	Japão	47	China	17,2
Noruega	118	3,4	Rússia	47	Rússia	16,2
Índia	114	3,3	Índia	37	Índia	11,9
Japão	91	2,6	Noruega	30	França	11,7
Venezuela	77	2,2	França	25	Japão	8,1
França	67	1,9	Itália	21	Estados Unidos	6,5
Demais países	1.118,00	31,7	Demais países	331	Demais países	15,4
Mundo	3.516,00	100	Mundo	963	Mundo	16,3

Fonte: EPE – Balanço Energético Nacional

Diferentemente de usinas termelétricas, que podem permanecer em operação por quase todo tempo, contanto que tenham combustível para isso, a operação das usinas hidrelétricas depende do regime de chuvas e da vazão dos rios, características associadas às condições climáticas locais e regionais vigentes no país. Em função da grande diferença da quantidade de chuvas entre períodos secos e chuvosos, a Energia Natural Afluente (ENA) apresenta grandes variações ao longo do ano, chegando a apresentar um valor no mês de máxima afluência equivalente a três vezes o valor do mês de mínima afluência. Este fato, associado à dependência brasileira da hidroeletricidade, determinou a construção, principalmente no passado, de muitos aproveitamentos com grandes reservatórios. Com isso, tornou-se possível aumentar a capacidade de regularização de vazões de grandes cursos d'água e garantir o armazenamento de energia na forma de energia potencial da coluna d'água, otimizando o

aproveitamento hidrelétrico entre os períodos chuvosos (quando há abundância d'água) e secos do ano.

Figura 5 – Energia Natural Afluyente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) – Média 2006 a 2012

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

A construção de hidrelétricas com grandes reservatórios, entretanto, vem sendo bastante debatida em função, principalmente, dos impactos socioambientais associados a este tipo de aproveitamento. O enrijecimento dos procedimentos de licenciamento ambiental e a maior conscientização da população em geral têm determinado a construção de aproveitamentos com menor capacidade de armazenamento de água e, conseqüentemente, de energia hídrica. Esta tendência pode ser observada na figura apresentada a seguir, extraída do plano decenal de energia da EPE.

Figura 6 – Evolução da capacidade máxima de armazenamento de energia pela carga de energia

Fonte: EPE – Plano Decenal de Energia Elétrica

A localização dos novos empreendimentos hidroelétricos planejados, distantes dos grandes centros consumidores (região sudeste) também é um fator de insegurança energética. Segundo previsões da EPE (2013) a demanda por energia elétrica na rede elétrica do país aumentará 4,1% anualmente no período compreendido entre os anos de 2013 e 2022 (EPE 2013). Caso esta estimativa se confirme, em 2022 o parque gerador de eletricidade brasileiro deverá ser capaz de suportar um consumo anual de 672 TWh, quantidade 44% maior que aquela consumida no ano de 2013, correspondente a 467 TWh (EPE 2013). Para que isto se torne possível, a capacidade de geração elétrica instalada no Brasil deverá avançar de 129 GW (valor referente ao ano de 2013) para 183 GW em 2022, o que representa um aumento de 42%. A região norte é aquela onde haverá a maior expansão do parque gerador, tanto em termos relativos quanto absolutos: a capacidade instalada aumentará de 12,4 GW em 2013 para 46,8 GW em 2022, uma expansão de 277%. Considerando este cenário, a contribuição da região norte para a capacidade instalada no Brasil passará de 10% em 2013 para 26% em 2022 (EPE 2013). A expansão da capacidade de geração de energia elétrica nesta região ocorrerá basicamente por meio da instalação de grandes usinas hidroelétricas (UHE), como a UHE Belo Monte (11.233 MW em 2015) e UHE São Luiz do Tapajós (6.133 MW em 2016), além das já construídas, UHE Jirau (3.300 MW em 2013) e UHE Santo Antônio (3.150 MW em 2013). Além da dificuldade de implantação de usinas com grandes reservatórios, a região

norte apresenta a variação da ENA ainda maior no decorrer do ano, com o mês de maior afluência apresentando valor até 14 vezes maior do que o valor do mês de menor afluência.

Figura 7 – Energia Natural Afluente do Subsistema Norte – Média de 2006 a 2012

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Uma revisão de impactos associados à implantação e operação de hidroelétricas na região amazônica pode ser acessada em Manyari e Carvalho Jr. (2007). A tabela apresentada a seguir, resume os potenciais hidrelétricos das bacias hidrográficas brasileiras. Podemos perceber a partir dela, que as Bacias do rio Uruguai e do rio Paraná já estão praticamente saturadas enquanto a bacia do rio Amazonas apresenta o maior potencial remanescente. Ou seja, a construção de novas hidrelétricas deve ser direcionada a esta bacia.

Tabela 5 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica

Estágio/Bacia	Atlântico Leste	Atlântico Norte/Nordeste	Atlântico Sudeste	Rio Amazonas	Rio Paraná	Rio São Francisco	Rio Tocantins	Rio Uruguai	Totais por Estágio
Remanescente	784,3	525,0	983,1	17.863,5	3.690,9	760,0	1.845,6	11,7	26.464,0
Individualizado	704,4	181,7	1.090,0	24.773,3	2.706,2	901,4	128,0	812,0	31.297,0
Total Estimado	1.488,7	706,7	2.073,1	42.636,8	6.397,1	1.661,4	1.973,6	823,7	57.761,1
Inventário	5.574,9	1.275,7	1.617,5	23.670,9	8.341,8	7.446,5	7.157,5	3.957,9	59.042,6
Viabilidade	894,9	377,0	2.218,0	14.154,1	2.432,2	6.140,0	3.738,0	469,9	30.424,1
Projeto Básico	759,7	56,2	417,8	4.675,4	2.037,4	114,6	201,2	336,8	8.598,9
Construção	455,9	0,0	68,6	3.673,4	1.201,2	1,5	11,4	194,5	5.606,5
Operação	4.816,4	319,8	3.457,9	1.087,1	41.892,0	10.687,5	13.142,6	6.525,3	81.928,5
Total Geral	13.990,5	2.735,3	9.852,9	89.897,6	62.301,7	26.051,4	26.224,2	12.308,1	243.361,7

Fonte: Sipot - Eletrobrás

Todas as características do sistema hídrico brasileiro, apresentadas nesta seção, associadas à crescente demanda elétrica brasileira, impõe grandes desafios ao planejamento do país.

2.4 Projeções governamentais de crescimento

Através do plano decenal de energia o governo Brasileiro estima um crescimento anual médio de 4,1% na demanda de energia elétrica. Este crescimento deve ser puxado principalmente pelo consumo do setor comercial que deve crescer em média 5,8% ao ano e pelo consumo residencial que deve crescer 4,3% ao ano, segundo estimativas da EPE. A tabela abaixo reflete a análise da EPE com relação ao crescimento da demanda no país.

Tabela 6 – Consumo de eletricidade na rede por classe

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
	GWh				
2013	121.890	190.914	83.230	70.527	466.561
2017	145.528	219.556	104.387	81.335	550.806
2022	178.659	257.397	138.979	96.974	672.008
Período	Variação (% a.a.)				
2013 – 2017	4,5	3,6	5,8	3,7	4,2
2018 – 2022	4,2	3,2	5,9	3,6	4,1
2013 - 2022	4,3	3,4	5,8	3,6	4,1

Nota: Considera a interligação do sistema Tucuruí – Macapá – Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Fonte: EPE

Para suprir esta demanda o governo planeja um crescimento baseado em grande hidrelétricas e usinas de energias renováveis, conforme tabela abaixo.

Tabela 7 – Projeção governamental de ampliação da capacidade instalada

Fonte	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW											
RENOVÁVEIS	100.155	107.397	112.212	118.930	124.278	129.582	136.377	140.022	144.687	149.682	157.150
Hidro	84.833	88.696	90.606	94.724	98.389	102.157	106.940	108.515	111.090	113.645	119.013
Outras	15.322	18.701	21.606	24.206	25.889	27.425	29.437	31.507	33.597	36.037	38.137
PCH	4.899	5.330	5.473	5.537	5.537	5.690	5.955	6.165	6.445	6.705	6.905
Eólica	1.805	3.898	6.561	9.097	10.780	12.063	13.063	14.063	15.063	16.263	17.463
Biomassa	8.618	9.473	9.572	9.572	9.572	9.672	10.419	11.279	12.089	13.069	13.769
NÃO RENOVÁVEIS	19.380	22.055	22.905	22.998	22.998	22.998	24.903	25.103	25.503	25.903	25.903
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás Natural	9.942	11.218	12.218	12.218	12.218	12.565	13.065	13.265	13.665	14.065	14.065
Carvão	2.125	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	3.195	3.512	3.362	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563
Óleo Diesel	1.424	1.424	1.424	1.381	1.381	971	971	971	971	971	971
Gás de Processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	119.535	129.452	135.117	141.928	147.276	152.580	161.280	165.125	170.190	175.585	183.053
Participação Relativa (%)											
RENOVÁVEIS	84%	83%	83%	84%	84%	85%	85%	85%	85%	85%	86%
Hidro	71%	69%	67%	67%	67%	67%	66%	66%	65%	65%	65%
Outras	13%	14%	16%	17%	18%	18%	18%	19%	20%	21%	21%
NÃO RENOVÁVEIS	16%	17%	17%	16%	16%	15%	15%	15%	15%	15%	14%
Urânio	2%	2%	2%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%
Outras	15%	16%	16%	15%	14%	14%	13%	13%	13%	13%	12%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: EPE – Plano Decenal de Energia 2013-2022

2.4.1 Leilões recentes

Com a reforma política do setor elétrico brasileiro, as distribuidoras de energia elétrica passaram a comprar energia em leilões específicos para elas. Nestes leilões as usinas competem entre si e as fontes que conseguirem os melhores preços de venda (mais baixos), de acordo com as regras do leilão, estabelecidas pelas portarias do Ministério de Minas e Energias (MME) e aplicadas através dos editais da ANEEL, conseguem contratos de longo prazo pela sua energia. Com estes contratos em mãos, as empresas conseguem financiar os projetos na modalidade “Project Finance”, na qual os próprios contratos de venda de energia são a garantia do contrato de empréstimo.

Para entender o atual crescimento do setor elétrico Brasileiro, independentemente do planejamento governamental, é necessário entender um pouco melhor o resultado dos leilões

de energia nova ocorridos entre 2008 e 2013. Estes leilões são fundamentalmente importantes, principalmente no que tange as eólicas e as usinas termelétricas movidas a combustível fóssil. A partir disso, conseguimos interpretar o motivo destes resultados e com isso, se consegue prever melhor os próximos leilões de energia com as fontes vencedoras.

Sabemos que do ponto de vista de operação do sistema, o equilíbrio de fontes é a melhor opção. Em um sistema predominantemente hídrico, como o Brasileiro, certa porcentagem da matriz deve ser de termelétricas, para garantir a segurança do sistema com menor custo global. Depender somente de fontes renováveis intermitentes como hidrelétricas e eólicas, pode gerar a necessidade de uma capacidade instalada muito maior. Ou ainda, pode gerar a necessidade de reservatórios muito grandes e modelos de armazenagem de energia, o que prejudica a questão ambiental.

Iniciamos nossa análise pelo resultado do sétimo leilão de energia nova, realizado em 2008. Através dele foi possível constatar que o óleo combustível foi o grande vencedor, com 64% da energia vendida, conforme figura abaixo.

Figura 8 – Resultado do 7º leilão de energia nova

Fonte: CCEE

Com a curiosidade do óleo combustível sendo o grande vencedor do sétimo leilão de energia nova, se tornou interessante voltar nos leilões anteriores e entender a participação de cada fonte. Conforme a figura abaixo, realizada com os resultados de leilões de todos os leilões anteriores de energia nova, podemos perceber que os leilões vieram com grande diversificação de fontes até o quarto leilão realizado em 2007. Neste leilão, 1.3 GW de energia foi contratado, sendo 100% proveniente de termelétricas a óleo combustível. No quinto leilão o óleo combustível equilibrou sua participação com o carvão. No sexto e no sétimo leilões, o óleo combustível foi novamente o grande vencedor, conforme figura abaixo. As principais causas do crescimento de combustíveis fósseis incluem a ausência de hidrelétricas para licitação, altos preços e pouco incentivo a outras fontes renováveis e a dificuldade em garantir contratos de gás natural com a Petrobrás para termelétricas deste tipo.

Figura 9 – Resultados dos 7 primeiros leilões de energia nova

Fonte: CCEE

Já nos leilões entre 2009 e 2012, as usinas eólicas prevaleceram em detrimento das termelétricas, resultando em projeções de aumento de capacidade desta fonte em aproximadamente 6,0 GW, através da construção de 229 novas usinas. Importante ressaltar que esta projeção não considera as usinas ainda pendentes do Proinfa e as usinas leiloadas em 2013, que somam mais de 4,5 GW de capacidade instalada. Assim como os grandes

empreendimentos hidrelétricos localizados na região norte do país, as usinas eólicas contratadas concentraram-se em regiões distantes dos grandes centros de carga, mais especificamente no sul e nordeste do país, regiões onde o perfil de ventos é mais favorável ao aproveitamento eólico.

Tabela 8 – Usinas eólicas vencedoras de leilões de energia nova até o final de 2012

Leilão	No Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Energia Contratada (MW)	Fator de Capacidade (%)
2 Reserva	71	1805,7	783,1	753	43,4
2 Fonte Alternativa	50	1519,6	658,5	643,9	43,3
3 Reserva	20	528,2	266,8	255,1	50,5
4 Reserva	34	861,1	428,8	422,1	49,8
A-3 – 2011	44	1067,6	484,2	410	45,4
A-5 - 2012	10	281,9	152,2	151,6	54,0
Total	229	6064,1	2773,6	2635,7	45,5

Fonte: CCEE

Já a fonte de biomassa não obteve o mesmo sucesso que a energia eólica nos mesmos leilões entre 2009 e o final de 2012, contribuindo com a instalação de apenas 0,9 GW distribuídos em 15 usinas. É importante ressaltar que a biomassa não participou do 2º leilão de reserva, direcionado exclusivamente para a fonte eólica.

Tabela 9 – Usinas de biomassa vencedoras de leilões de energia nova até o final de 2012

Leilão	No Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Energia Contratada (MW)	FC (%)
2 Fonte Alternativa	1	65	36,5	22,3	56,2
3 Reserva	3	243	100,2	62,1	41,2
4 Reserva	7	357	160,5	38,3	45,0

A-3 – 2011	4	197,8	91,7	58,1	46,4
Total	15	862,8	388,9	180,8	45,1

Fonte: CCEE

Considerando então, todo o período de contratação de energia no mercado cativo, através de leilões, chegamos a um consolidado, entre 2005 e 2013 de aproximadamente 27 GW médios. Deste total, aproximadamente 45% foi proveniente de fonte hidrelétrica e 14% de fonte eólica, o que deixa o crescimento da matriz elétrica brasileira em linha com o que o governo continua planejando para o futuro.

Figura 10 – Energia elétrica negociada no ACR através de leilões entre 2005 e 2013

Fonte: Ministério de Minas e Energias (MME)

Diante deste cenário, onde o incremento de potência instalada vem ocorrendo prioritariamente em regiões distantes dos centros de carga, o que torna necessário a implantação de grandes linhas de transmissão, o aproveitamento de resíduos agrícolas da indústria canavieira para a geração de eletricidade surge como uma alternativa bastante conveniente ao planejamento energético do país. Estes resíduos, localizados próximos aos principais centros de carga, e disponíveis principalmente no período em que os reservatórios apresentam seus níveis mínimos, não vêm sendo incentivados por aqueles responsáveis pelo planejamento energético

do Brasil, uma vez que não estão dispostos a pagar o preço exigido pelos empreendedores da fonte.

Mais de 75% do cultivo de cana brasileiro concentra-se nas usinas dos estados de São Paulo, Paraná e Minas Gerais (UNICA e MAPA, 2010) e estudos preliminares indicam que uma potência firme variável entre 5 e 8 GW poderia ser adicionada ao SIN caso o potencial de geração elétrica destas usinas, a partir do bagaço e da palha da cana-de-açúcar, fosse melhor explorado (Maués, 2007; Souza e Azevedo, 2006; Lora e Andrade 2009, Dias et al. 2011).

3. A CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

3.1 – Evolução do álcool da cana-de-açúcar com as crises do Petróleo

Dois eventos principais marcaram a história do comércio internacional de petróleo no passado recente e indiretamente, influenciaram fortemente a estratégia brasileira de promoção do uso do álcool como combustível de parte dos veículos brasileiros.

O primeiro ocorreu em 1973, quando a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidiu restringir a exportação de petróleo aos países que apoiaram Israel na “Guerra do *Yom Kippur*”, contra o Egito e a Síria. Como consequência deste embargo, observou-se um aumento de cerca de 300% no preço do petróleo, que passou a ser comercializado a US\$ 12 / barril.

Em 1979, durante a revolução iraniana, o Ayatollah Khomeini assumiu a liderança do Irã e passou a controlar a produção de petróleo no país. A crise interna iraniana, associada à guerra travada entre este país e seu vizinho Iraque (Guerra Irã – Iraque), provocaram outro repentino aumento de preço, caracterizando a segunda crise do petróleo.

Figura 11 – Histórico do preço do petróleo entre os anos de 1970 e 2010

Fonte: British Petroleum (BP)

Segundo a EPE, em 1975, o Brasil produzia somente 20,7% dos 41,2 milhões de toneladas equivalentes de petróleo que consumia, sendo extremamente dependente de importações para o atendimento à demanda interna, conforme pode ser observado a seguir. Racionamentos e grande incremento nas dívidas do país constam entre as principais consequências dos choques do petróleo no Brasil.

Figura 12 – Relação histórica entre a produção e consumo de petróleo no Brasil

Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional (BEN) – Séries históricas

Este fato, associado ao baixo preço do açúcar no mercado internacional, deixava claro que uma política bem definida para desenvolvimento do etanol proveniente da cana-de-açúcar para substituição da gasolina poderia ser extremamente conveniente ao país naquele momento.

A partir do Decreto 76.593 de 14 de novembro de 1975, no governo de Ernesto Geisel, o Brasil iniciou um processo de mudança em sua matriz energética com o PROÁLCOOL – Programa Nacional do Alcool, cujo principal objetivo era buscar a diminuição da dependência do petróleo importado e seus derivados. Segundo Silva (2008, p. 65) “foi um ato da maior importância para o desenvolvimento do país, trazendo resultados incalculáveis e tornando-se o paradigma da criação de combustíveis alternativos e não poluentes”. Dentre as medidas deste decreto ressalta-se a modernização do parque industrial sucroalcooleiro como forma de expansão do setor, redução das disparidades regionais e a mistura obrigatória de 20% de álcool na gasolina vendida nos postos.

Através de estudos realizados por renomados cientistas e estudiosos Brasileiros, foi estabelecido que este álcool seria proveniente da cana-de-açúcar, tecnologia que o Brasil já dominava desde o século XVI e poderia desenvolver ainda mais com a política de apoio anunciada por Geisel.

Naquela época, o preço de energia elétrica era baixo e o bagaço de cana era visto como um “rejeito” indesejado do processo. Assim, a possibilidade de geração de excedentes de energia elétrica não foi aproveitada pelos usineiros, com as usinas investindo em caldeiras de menor pressão, suficiente apenas para suprimento da própria usina, ao invés de equipamentos com capacidade para maior pressão, que custariam mais caro. A adoção de caldeiras de baixa pressão (mais baratas e consideradas “mais seguras” por muitos dos atores envolvidos no processo naquele momento) era justificável uma vez que o objetivo principal das usinas era de se “livrar” da imensa quantidade de bagaço – e não gerar o máximo de eletricidade excedente possível.

Estrategicamente, o país passou a investir na fabricação de automóveis e veículos leves movidos a álcool para substituir os veículos dependentes da gasolina.

A participação dos veículos comerciais leves e automóveis movidos a álcool cresceu de tal forma que no ano de 1983, 69% destes tipos de veículos produzidos no país, eram movidos a álcool, como mostra o gráfico de participação por fonte dos carros produzidos no país. Esta participação de veículos movidos a álcool permaneceu próxima a 70% nos três anos seguintes, quando em 1987 e 1988 caiu para a casa dos 50%.

Figura 13 – Produção de Carros no Brasil

Fonte: Anfavea

No fim da década de 1990, com o preço do petróleo voltando a níveis mais baixos, este tipo de veículos passou a ser menos produzido, gradativamente, chegando a 3% da produção nacional em 1995 e participação praticamente nula em 1996.

Entre o começo e meados da primeira década do milênio, a questão ambiental se tornou ainda muito mais importante no mundo, principalmente no que tange o efeito estufa e a emissão dos gases amplificadores deste efeito.

Em todo o mundo a análise de possibilidade de substituição de combustíveis fósseis por combustíveis renováveis passou a ser analisada, com destaque para os veículos elétricos e híbridos em substituição aos movidos à derivados do petróleo.

O Brasil conseguiu então uma posição privilegiada na questão ambiental com a invenção do carro flex, cujo motor funciona tanto com gasolina, quanto com álcool hidratado em qualquer proporção. Pelas mudanças ocorridas nos carros para adaptação a dois combustíveis, o preço destes veículos, assim como sua construção ficaram praticamente iguais ao veículos movidos somente a um combustível, seja a gasolina ou o etanol.

Uma diferença fundamental no veículo, é que por ter apenas um tanque e um motor para dois combustíveis de características diferentes, a taxa de compressão utilizada neste tipo de motor tem que ser a intermediária entre os 9:1 da gasolina e os 12:1 do etanol hidratado. Isso faz com que o motor tenha sua eficiência reduzida, em relação aos automóveis movidos a um combustível só.

Por outro lado, o álcool hidratado brasileiro é proveniente da cana-de-açúcar e por isso renovável. Ou seja, a emissão do carbono liberado na queima dos combustíveis provenientes da cana-de-açúcar será quase totalmente capturada no crescimento de novas plantas de cana-de-açúcar. Desta forma, apesar de serem menos eficientes do que automóveis movidos a um combustível somente, causam dois ganhos para o sistema como um todo: i) a competição entre fontes tendem a causar uma redução de preços; ii) a parcela de locomoção realizada a álcool hidratado é menos impactante ambientalmente.

Com um novo aumento no preço do petróleo, que atingiu seu patamar mais alto em 2008, a utilização do carro flex ganhou ainda mais espaço, se tornando uma realidade no país. Em 2008, 75% dos veículos comerciais leves e automóveis produzidos no país eram flex e este número subiu para 84% em 2009, conforme a figura 15.

Figura 14 – Produção de carros no Brasil por tipo

Fonte: Anfavea

Este processo parece irreversível, uma vez que a população se adaptou e gostou dos carros “flex”. Além disso, a estrutura de produção e distribuição do etanol hidratado estão sendo feita de tal forma que o combustível pode ser encontrado inclusive em posto mais remotos.

Ao analisar a produção de carros no Brasil, no decorrer do tempo, percebemos que o país sempre adaptou a sua condição de produtor/consumidor/exportador de petróleo. Nas crises de 1973 e 1979, o Brasil era grande importador de petróleo e passou a produzir carros movidos a etanol hidratado. Quando o preço do petróleo abaixou, o Brasil voltou a produzir mais carros movidos a gasolina. Em 2003 ocorreu o ponto fora da curva: Apesar do país estar próximo a se tornar autossuficiente em petróleo, começou a produzir carros bicomcombustíveis, que funcionam com etanol ou com gasolina. A curva de produção de carros no Brasil acima, consegue explicar o comportamento das curvas de produção, consumo, exportação e importação de gasolina no Brasil (figura 16), além da curva de produção de etanol hidratado e etanol anidro no país (figura 17).

Figura 15 – Produção, Importação, Exportação e Consumo de gasolina no Brasil

Fonte: EPE – Balanço Energético Nacional – Séries históricas

Figura 16 – Produção de etanol no Brasil

Fonte: EPE – Balanço Energético Nacional – Séries históricas

Com estas curvas é possível perceber que apesar da participação total dos carros bicomcombustíveis ainda não representar nem 50% da frota atual de automóveis (assumindo uma vida útil média de 10 anos), a produção de etanol, que na safra de 2001/2002 estava praticamente no mesmo patamar que na safra de 1990/1991, praticamente dobrou entre 2002 e 2009, puxada principalmente pelo etanol hidratado.

Além disso, a EPE prevê um grande crescimento da quantidade de veículos no país, dados os indicadores atuais de veículos por habitante, conforme o gráfico abaixo. Em 2013, o Brasil apresentava um indicador de aproximadamente 5 habitantes por veículo, ao passo que a expectativa governamental é de que o país chegue a aproximadamente 3 habitantes por veículo em 2022 e se aproxime da média dos países desenvolvidos, com o aumento relativo do PIB per capita.

Figura 17 – Relação habitante por autoveículo e PIB per capita

Fonte: Anfavea, FMI e EPE

Este acréscimo, proveniente não somente do aumento de população do país, como também da maior penetração de veículos por habitante, tem como base os veículos flex. O governo, através do Plano Decenal de Energia 2013-2022 prevê a redução de veículos movidos puramente a gasolina na frota de veículos leves, apesar do alto crescimento de veículos no país. A figura 18, extraído do Plano Decenal de Energia 2013-2022, mostra exatamente isso.

Figura 18 – Perfil da frota de veículos leves por combustível

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Com base nisso, já é possível perceber que o planejamento prevê uma necessidade muito maior de produção de álcool no futuro. A tabela abaixo, extraída do PDE 2013-2022, nos mostra esta evolução esperada da produção de álcool no país. Obviamente, dado o cenário de ampliação de veículos Flex frente aos movidos somente com gasolina, o álcool hidratado responde pelo grande acréscimo de produção, enquanto o álcool anidro somente sofre um pequeno acréscimo.

Tabela 10 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol hidratado

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
Milhões de litros						
2013	197	984	1.429	7.604	1.374	11.588
2017	480	2.542	2.070	18.125	3.357	26.574
2022	655	3.373	2.457	21.865	4.462	32.811
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013 – 2022	478	2.479	1.158	14.218	3.140	21.471
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	22,0	23,2	9,8	18,8	20,5	18,6
2018-2022	6,4	5,8	3,5	3,8	5,9	4,3
2013-2022	13,9	14,2	6,6	11,1	12,9	11,2

Fonte: EPE

Tabela 11 – Brasil e Regiões: Demanda energética de etanol anidro

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
Milhões de litros						
2013	641	1.922	1.990	4.791	996	10.341
2017	877	2.602	2.522	4.530	1.076	11.606
2022	1.168	3.408	2.941	5.564	1.290	14.371
Período	Variação no período (milhões de litros)					
2013 - 2022	684	1.987	1.383	1.840	538	6.432
Período	Variação (% a.a.)					
2013-2017	12,6	12,9	10,1	4,0	7,4	7,9
2018-2022	5,9	5,5	3,1	4,2	3,7	4,4
2013-2022	9,2	9,1	6,6	4,1	5,5	6,1

Fonte: EPE

3.2 – Situação atual da geração de energia elétrica com resíduos de cana

Os aspectos técnicos bastante favoráveis à geração elétrica nas usinas de cana-de-açúcar, principalmente naquelas localizadas na região sul e sudeste, não refletem a situação atual das usinas brasileiras. Em 2009, das 438 usinas e destilarias em operação no país, apenas 100 exportaram eletricidade para o sistema interligado (Nyko *et al* 2011). O retrofit de usinas antigas e a operação de novas usinas poderiam elevar esta capacidade instalada para 8.000 MW em 2015, fato que evidencia o grande potencial elétrico passível de ser aproveitado (Dias *et al.* 2011).

Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA) em 2012, a energia elétrica gerada pelas usinas beneficiadoras da planta é suficiente para atender a toda a demanda da produção de etanol e açúcar durante a safra. Além disso, das 370 usinas existentes, 160 também fornecem energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Ainda segundo a UNICA, juntas, estas usinas levaram à rede 1.381 Megawatts (MW) médios em 2012. O Plano Decenal de Expansão de Energia do Ministério de Minas e Energia indica que o setor poderá oferecer ao SIN 10 Giga Watts (GW) médios, se todo o bagaço produzido for aproveitado. Segundo Zilmar José de Souza, gerente de bioeletricidade da Unica, a expansão

esbarra na falta de incentivo uma vez que as primeiras usinas foram montadas há cerca de 30 ou 40 anos com caldeiras de baixa pressão e este momento seria o ideal para trocar estes equipamentos que estão chegando ao fim da vida útil.

Segundo Suani Teixeira Coelho, Coordenadora do Centro Nacional de Referência em Biomassa (Cenbio), no Copercana de 2013, os setores sucroalcooleiro e de papel e celulose são os que melhor aproveitam os resíduos de biomassa. Apesar disso, a utilização máxima está distante da real, uma vez que a energia gerada por biomassa, incluindo todas as fontes, se aproximou de 4,0 GW médios em 2012 (EPE) e o potencial teórico já estaria próximo a 10 GW médios.

Segundo estudo realizado pelo BNDES, a baixa remuneração do investimento de retrofit, determinado principalmente pelo preço da energia vendida também é apontado como um obstáculo, principalmente pelas usinas com capacidade de moagem de mais de 3 milhões de toneladas de cana por safra, casos em que os valores dos investimentos em retrofit são mais altos.

4. BIOELETRICIDADE DE BAGAÇO DE CANA

Diante da valorização do preço de energia elétrica ocorrido nos últimos anos, a possibilidade de vender excedentes deste subproduto de usina para distribuidoras ou consumidores livres pode passar a ser interessante e atrativa para os usineiros. Para fazer isso, alguns destes usineiros passaram a trocar suas caldeiras mais antigas, normalmente de 20 bar, por caldeiras mais modernas e eficientes que chegam a ter mais de 100 bar de pressão. Existem fatores que garantem uma grande utilidade para a geração de eletricidade através de resíduos da cana.

4.1 Complementariedade regional

Mais de 60% do processamento de cana-de-açúcar brasileira ocorre no estado de São Paulo. Considerando o estado do Paraná e de Minas Gerais, 76% da cana-de-açúcar é processada em regiões próximas aos grandes centros de carga do país (UNICA e MAPA, 2010). A figura abaixo, nos mostra através dos mapas da UNICA e do ONS, a grande concentração de usinas de cana na proximidade do sub-mercado Sudeste Centroeste de energia elétrica.

Figura 19 – Focos de produção da cana-de-açúcar no Brasil x Distribuição das principais linhas de transmissão no Brasil

Fonte: UNICA e ONS, 2011

A tabela abaixo, retirada do Plano Decenal 2013-2022 da EPE, nos indica a carga por subsistema para os anos de 2013, 2017 e 2022. Como é possível constatar através desta tabela, grande parte da demanda de energia elétrica no país está localizada no submercado Sudeste-Centroeste. E ainda através desta tabela é possível constatar que apesar do menor crescimento percentual de demanda de energia na região, o crescimento absoluto é o maior entre submercados, com aproximadamente 50% do total.

Tabela 12 – Consumo de energia elétrica por subsistema

Ano	Subsistema Norte	Subsistema Nordeste	Subsistema Sudeste-Centroeste	Subsistema Sul	SIN (Soma dos 4 subsistemas)	Sistemas isolados	Brasil
2013	33.576	66.664	280.626	80.411	461.276	5.284	466.561
2017	44.498	79.904	330.850	93.545	548.797	2.009	550.806
2022	53.819	100.115	402.373	113.156	669.463	2.545	672.008
Período				Variação			
2013-2017	8,6	4,6	4,2	3,8	4,5	-23,7	4,2
2017-2022	3,9	4,6	4,0	3,9	4,1	4,8	4,1
2013-2022	6,2	4,6	4,1	3,8	4,3	-10,6	4,1

Fonte: EPE

Ainda através dos planos energéticos da EPE, é possível constatar que a região Sudeste-Centroeste deve ser responsável pelo acréscimos de apenas 9 GW dos 63,5 GW a serem instalados até 2022.

Figura 20 – Participação regional na capacidade instalada do SIN

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Plano Decenal de Energia (PDE)

Ou seja, os resíduos de cana tem o seu potencial localizado próximo ao grande centro de consumo de energia elétrica do país e poderia alterar o planejamento governamental. A proximidade aos grandes centros de carga, além de aumentar a segurança energética da transmissão, implica em menores custos de interligação à rede do SIN, uma vez que a capilaridade das linhas de transmissão é maior nesta região.

4.2 Sazonalidade

O segundo ponto de interesse no que tange as usinas de biomassa através dos resíduos de cana é a sazonalidade de sua colheita, o que ocasiona uma sazonalidade na geração elétrica. As caldeiras de biomassa através dos resíduos de cana tem uma complementariedade temporal natural com as usinas hidrelétricas. O fato é que a colheita da cana-de-açúcar para a produção de álcool ou de açúcar no Sudeste do Brasil, época em que há disponibilidade de bagaço para ser utilizado como combustível nas caldeiras das usinas, se concentra principalmente no período entre os meses de abril e outubro. É nesta mesma época, conforme exposto anteriormente, que o SIN apresenta os menores valores de energia afluenta em decorrência do período de estiagem. Os dados apresentados ressaltam que a eletricidade gerada pela queima dos resíduos de cana seria disponibilizada no momento em que os níveis dos reservatórios das

hidrelétricas atingem seus níveis mínimos. A figura abaixo apresenta a complementaridade entre a produção de cana-de-açúcar e a energia natural afluyente.

Figura 21 – Complementaridade entre produção de cana-de-açúcar e Energia Natural Afluyente

Fonte: ONS e Conab

É importante ressaltar que o planejamento governamental de expansão da matriz elétrica considera um incremento de 63 GW entre 2013 e 2022, dos quais 36 GW deverão ser provenientes de fonte hidrelétrica, conforme indicado na tabela de capacidade instalada a ser adicionada no sistema, apresentada em capítulo anterior.

Além disso, ainda de acordo com as projeções governamentais, o acréscimo de capacidade de armazenamento no país deve ser de apenas 7 GWm, conforme gráfico abaixo.

Figura 22 – Evolução de capacidade de armazenamento do SIN

Fonte: EPE

Neste caso, além de contribuir para o aumento da segurança energética do país, a queima do resíduos de cana poderia contribuir para a redução da necessidade de acionamento das termoeletricas (que entram em operação nos períodos em que usualmente ocorre redução acentuada na produção hidrelétrica), reduzindo, desta maneira, os impactos ambientais da geração elétrica do país. Desta forma, fica claro que a sazonalidade de geração elétrica através dos resíduos de cana pode ser um fator positivo no desenvolvimento da fonte ao invés de um complicador.

4.3 Potencial excedente de geração através de resíduos de cana

De acordo com o plano nacional de resíduos sólidos divulgado em Abril de 2012, os resíduos secos do cultivo de cana-de-açúcar no Brasil poderiam gerar mais energia do que a potência instalada da Usina de Itaipu. O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) divulgou, através do **“Plano Nacional de Resíduos Sólidos: Diagnóstico dos Resíduos Urbanos, Agrosilvopastoris e a Questão dos Catadores”**, que o uso desses resíduos poderiam gerar 16.464 Megawatts médios.

Através deste estudo, o IPEA estimou a geração total de 291 milhões de toneladas de resíduos sólidos por ano nas agroindústrias associadas a treze principais culturas. A cultura que mais

gerou resíduos no levantamento foi à cana-de-açúcar, gerando sozinha um montante de 201 milhões de toneladas (torta de filtro e bagaço). Esta cultura tem ainda como subproduto do seu processamento a vinhaça, sendo estimado um volume gerado desse efluente de mais de 604 milhões de m³/ano. A cana apresentou também um elevado potencial para produção de energia a partir dos resíduos.

Ainda segundo o estudo, o setor já é considerado autossuficiente em termos energéticos, atendendo a mais de 98% da sua própria demanda de energia. Existe também um grande potencial para geração de excedentes que ainda é muito pouco utilizado. O aproveitamento desses resíduos, além de evitar potenciais impactos negativos causados pelo descarte inadequado no ambiente, pode gerar muito benefícios econômicos para o país.

Como podemos constatar através da análise realizada pelo IPEA em 2012, com dados de 2009, o potencial ainda existente de geração de energia elétrica através dos resíduos é suficiente para criar um movimento de desenvolvimento da fonte.

Tabela 13 – Potencial de aproveitamento de resíduos de cana para geração de eletricidade

	Resíduos – Milhões de toneladas por ano	Potencial energético – MW/ano
Cana-de- açúcar	201,4	16.464
Soja	41,9	3.422
Milho	29,4	2.406
Laranja	8,8	-
Trigo	3,0	238
Arroz	2,5	175
Total 13 culturas	291,1	22.999

Fonte: IPEA – Plano nacional de resíduos sólidos de 2012

Segundo Suani Teixeira Coelho, em apresentação realizada na 1ª conferência das renováveis a eficiência energética, o potencial de geração de eletricidade através dos resíduos de cana, que incluem palha/ponta e bagaço-de-cana, poderiam chegar a 11,5 GW médio no Brasil em 2015/16 e 14,4 GW médio em 2020/2021.

De acordo com a EPE, no Balanço Energético Nacional, a geração de energia elétrica através de biomassa correspondeu a 4,3 GW médios em 2012. Ou seja, em um cenário em que toda a energia gerada de biomassa fosse proveniente da cana-de-açúcar, teríamos 4,3 GW médios de resíduos de cana em 2012 contra um potencial estimado em 11,5 GW médios. Neste caso, o país estaria aproveitando menos de 40% do seu potencial energético desta fonte, demonstrando que ainda existe muito espaço para crescimento.

4.4 Cálculo do potencial de geração elétrica através de bagaço de cana no estado de São Paulo

Considerando a participação do Estado de São Paulo na produção de cana do país é possível constatar que o potencial de geração de energia no estado corresponde a aproximadamente 2/3 do total. De acordo com os mais recentes estudos realizados, teríamos assim um potencial de aproximadamente 7 GW médios desta fonte no Estado de São Paulo.

Importante ressaltar que a análise realizada pelo IPEA levou em conta os dados de produção de cana de 2009 e possivelmente, hoje este potencial seja ainda maior. Imaginando também o crescimento estimado da produção de álcool no país, é possível imaginar um potencial ainda maior de geração média de energia elétrica no Estado de São Paulo.

5. DIFICULDADES DA IMPLEMENTAÇÃO DE PLANTAS GERADORAS A BIOMASSA DE CANA DE AÇUCAR

Conforme citado no capítulo introdutório desta dissertação, existem alguns pontos de entrave que fazem com que, apesar de ser uma excelente fonte para o desenvolvimento do país, as usinas de cogeração a resíduos de cana de açúcar ainda não tenham vencido muitos leilões recentemente. Neste capítulo estudamos estes entraves indicados para poder identificar quais realmente são realidade e quais não são relevantes hoje.

5.1 Financiamento

Um dos grandes incentivadores de investimentos no setor elétrico Brasileiro é representado pelas linhas de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Como o Banco oferece linhas de financiamento com baixas taxas de juros e participação de 70% a 80% do investimento inicial total em projetos de geração, empresas que não conseguem um financiamento adequado deixam de ser competitivas neste setor.

Parte da queixa dos proprietários de usinas de cana-de-açúcar está relacionada à dificuldade de conseguir financiamentos em boas condições para investimento no setor elétrico.

A análise feita através de estudos de linhas de financiamentos pelo BNDES nos mostra que aparentemente, a disponibilidade de crédito para a implantação de sistemas de cogeração ou o *retrofit* de usinas antigas não é um dos limitantes do aumento do aproveitamento do bagaço de cana.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) possui uma linha de crédito de apoio a projetos de eficiência energética, na qual as usinas com interesse em cogeração se enquadram. Com o valor podendo corresponder a até 80% do valor total do investimento, a linha de crédito disponível apresenta condições favoráveis, como taxas de juros de 5.5% ao ano, prazo de pagamento de até 72 meses, com período de carência de 24 meses (BNDES 2011).

Além disso, existe uma outra linha de financiamentos no BNDES voltada especificamente para os leilões de energia no mercado cativo. No caso dos leilões de 2013, o custo do

financiamento se assemelha ao da linha de eficiência energética, mas o prazo de pagamento do investimento é de 20 anos e a carência tem prazo até seis meses após a entrada em operação da usina. No caso de projetos que empreguem caldeiras de pressão igual ou superior a 60 bar, o valor do financiamento pode corresponder a 90% do custo total de investimento, o que é inclusive, uma condição melhor do que a oferecida a outras fontes, onde o total chega a 80%.

Ainda que todo o potencial de cogeração não venha sendo explorado, o volume de financiamento do BNDES para projetos deste gênero praticamente triplicou desde 2007 até 2011 (Grandim, 2011).

Importante ressaltar que o BNDES normalmente exige garantias de pagamento para fazer o financiamento requerido pelos investidores. Neste ponto, o mercado cativo é fundamental para os geradores, uma vez que garante contratos de longo prazo com diversas empresas distribuidoras de energia elétrica, diminuindo os riscos de não pagamento. Desta forma, o financiamento pode ser realizado no formato de project finance, ou seja, a energia vendida é a garantia de pagamento do financiamento. Também seria possível conseguir financiamento do BNDES caso o gerador conseguisse realizar um contrato de venda de energia no mercado livre, desde que de longo prazo e com comprador com credibilidade junto ao banco. A dificuldade, neste caso, é a de conseguir fazer este contrato, uma vez que consumidores do mercado livre tendem a se fixar a contratos de prazos mais curtos, dada a influência da inflação e as incertezas futuras.

Podemos então concluir que, assim como para as outras fontes, linhas de financiamento não são um problema, mas sim os contratos de longo prazo (PPAs) que fazem com que as linhas de financiamento sejam obtidas pelos empreendedores.

5.2 Investimento requerido e retorno financeiro

Interessante notar que projetos *greenfield* e projetos de expansão apresentam maior rentabilidade ao investimento em cogeração quando comparados a projetos de substituição de caldeiras e de *retrofit* (Castro, Brandão e Dantas, 2010). Isso ocorre porque o *retrofit* implica na substituição de equipamentos ainda em funcionamento que deverão ser remunerados exclusivamente pela renda obtida a partir da venda de eletricidade. Já nos projetos *greenfields* ou de expansão, os equipamentos fazem parte do investimento total e, portanto, são

remunerados também pela venda de açúcar e/ou álcool. Além disso, sem caldeira e turbina na usina, o processo de produção do etanol fica inviavelmente caro. Por isso, para realizar um retrofit, deve-se alugar equipamentos extras para produção de vapor e eletricidade durante o período de manutenção, o que gera um custo extra, inexistente no caso de projetos *greenfield*. Este custo extra reduz a TIR de um projeto, em caso de mesmos preços de venda de eletricidade, ou determina que o produtor aumente o preço de sua eletricidade para garantir o mesmo retorno sobre investimento, o que pode deslocá-lo do mercado. Como consequência, observa-se que mais de 70% dos projetos *greenfields* financiados pelo BNDES até o momento exportam energia para a rede, uma proporção bastante superior ao observado na média do setor (Nyko *et al.* 2011).

Além disso, a crise mundial de 2008 também influenciou negativamente, ainda que de forma indireta, a produção de eletricidade nos canaviais brasileiros. Tendo a demanda por turbinas eólicas caído bruscamente nos EUA e Europa, em função principalmente da retração do crédito e diminuição do consumo de eletricidade, as indústrias do produto passaram a comercializar em mercados emergentes como o Brasileiro com condições bastante mais favoráveis quando comparadas com períodos anteriores, determinando a queda do custo de geração eólica. Isto, associado ao desenvolvimento da tecnologia, que elevou as torres de 50m para 100m e aliado também às boas condições de aproveitamento eólico nas regiões nordeste e sul, determinou que o custo de geração eólica no Brasil se posicionasse entre os menores do mundo.

Outro item importante destacado pelo relatório do BNDES sobre o setor elétrico sucroalcooleiro é o de que as grandes usinas já exportam energia elétrica para a rede enquanto as usinas de menor produção de álcool e açúcar não o fazem. Esta relação nos mostra que o fator escala é importante no desenvolvimento deste negócio, fatalmente porque não só os investimentos dentro da própria usina, como a conexão a rede, principalmente no fator subestação de elevação de tensão, ganham um peso muito maior em usinas com menor exportação do que em usinas com maior exportação.

Com o baixo custo de produção de eletricidade através de uma fonte considerada “limpa” e “ambientalmente correta” como a eólica, os altos custos envolvidos nos projetos de cogeração se tornaram o principal obstáculo a exportação de eletricidade no setor, conforme levantamento elaborado pelo BNDES (Nyko *et al.* 2011).

Este entrave, mesmo que influenciado por outros entraves, como custo de conexão com a rede básica, se mostra um entrave real para o desenvolvimento da fonte. É necessário então, formular alternativas que possibilitem a redução dos investimentos para garantir um preço de equilíbrio mais baixo, que permita a venda em leilões e a aprovação de financiamento pelo BNDES.

Ideias para redução de investimento passam pela otimização da conexão com o grid, melhoria da cadeia de suprimentos, diminuindo o investimento para aquisição de caldeiras, turbinas e equipamentos auxiliares e ainda isenções governamentais sobre equipamentos e serviços para retrofit ou substituição dos mesmos.

5.3 Conexão com o as linhas de transmissão

Com relação à conexão destas usinas à rede elétrica, um levantamento realizado pelo BNDES indica que, nos estados de São Paulo, Paraná e Minas Gerais, os principais estados produtores de cana-de-açúcar do Brasil, os custos de elevação da tensão para conexão ao sistema de transmissão são mais relevantes que os custos associados à interligação à rede, pois nestes estados a rede básica já é bastante densa e possui grande penetração em áreas remotas. Usinas menores com capacidade de geração limitada, idealmente conectariam em subtransmissão, amplamente espalhada pelos estados.

É importante notar que, segundo o mesmo levantamento realizado pelo BNDES, a distância média entre as usinas e as linhas de transmissão/distribuição no estado de São Paulo é de apenas 12 km, tanto para usinas que já exportam excedente de energia elétrica para a rede como de usinas que não exportam.

Podemos concluir, ao analisar o estudo do BNDES, que confirma que usinas menores e mais distantes ainda não exportam energia para a rede, que o custo da conexão com a rede de transmissão é menos relevante para o preço final da energia elétrica e não deveria estar causando a perda de competitividade da fonte. Ainda assim, poderiam ser criadas alternativas para criar uma conexão mais barata que deveriam ajudar o desenvolvimento da fonte.

Um ponto importante, neste contexto, é que a conexão a rede básica poderia ser contratada junto a empresa de transmissão local, de modo a otimizar o sistema. Ou seja, a CTEEP, no

caso do Estado de São Paulo, poderia planejar e fazer esta conexão de forma a conectar mais usinas de forma eficiente.

Outra forma de fazer isso, seria através de organização dos próprios usineiros, para compartilhamento de instalações de conexão com a subtransmissão e com isso redução de investimento global.

Existe ainda uma outra forma, que consiste no apoio governamental para esta conexão. Ou seja, o governo do Estado de São Paulo poderia fazer um planejamento integrado e até financiar, ou investir, nesta conexão integrada, de modo a otimizar a entrada de mais usinas de resíduos de cana no sistema.

5.4 A questão cultural

Outro fator que tem sido apontado como fundamental para a não execução de projetos de substituição de caldeiras e turbinas e de *retrofits* é a questão cultural. Ao mesmo tempo em que se aponta que os usineiros estão acostumados a investimentos de altos retornos financeiros, como as commodities, aponta-se a falta de conhecimento por parte dos mesmos sobre a possibilidade de incremento da capacidade instalada e venda de excedentes. Itens como riscos de explosão e necessidades de mudanças no resto dos processos da usina foram levantados e analisados em pesquisa realizada pelo BNDES.

A pesquisa mostrou que a falta de experiência dos agentes do setor não se mostrou relevante, um indício que o setor já tem o conhecimento necessário para exercer tal atividade, resultado da melhora da capacitação técnica dos envolvidos na atividade e da consolidação do marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Obviamente, neste contexto, o medo de risco de explosão também foi excluído dos parâmetros que fariam os usineiros não investirem em ampliação da capacidade instalada.

A questão de retornos, se mostrou fundamental, uma vez que os obtidos no setor elétrico não chegam próximos dos retornos do setor sucroalcooleiro. Se prender a contratos de longo prazo em energia elétrica, que nem é a principal atividade da empresa, para conseguir retornos menores do que os obtidos no setor de atuação principal parece algo inconcebível para os usineiros.

Por outro lado, a crise mundial de 2008 parece ter contribuído positivamente para o aumento do interesse dos usineiros na cogeração em um primeiro momento. Uma vez que a instabilidade econômica mundial refletiu em grandes variações do preço do álcool e do açúcar, a venda de excedentes de eletricidade, apesar de não apresentar taxas de retorno usualmente tão atraentes como as da venda das *commodities*, passou a configurar uma atividade econômica mais estável, garantindo menores retornos, porém menos dependentes da conjuntura econômica internacional.

Se por um lado a consolidação da exportação de eletricidade a partir das usinas garante uma rentabilidade segura independente da volatilidade do mercado no decorrer do tempo para o empreendedor, os compromissos contratuais assumidos pelas usinas as obrigam a produzirem açúcar e/ou etanol sob quaisquer preços de mercado, uma vez que necessitam do bagaço para produção da energia elétrica já comercializada. A outra alternativa seria a compra de lastro no mercado, mas pode ser dificultada em caso de um alto preço de energia elétrica no mercado spot. Ou seja a situação seria complicada por uma combinação de preço de açúcar e de etanol baixo com preço de energia elétrica alto. Esta dualidade da situação leva a um ponto já mencionado da dificuldade de financiamento: sem contratos de venda de energia, é muito difícil conseguir financiamento competitivo com o financiamento obtido através de PPAs de longo prazo.

Outro ponto de questionamento por parte dos usineiros é o prazo de construção das novas caldeiras de bagaço de cana com perda de produção no período de safra. A dúvida é sobre a duração da construção da nova caldeira e o período no qual isso deve ser realizado. Fica claro, que uma construção de prazo mais longo que a entressafra leva a necessidade de compra de energia e vapor para a safra seguinte, o que torna o processo inviável.

Este processo de modificação deve ocorrer no fim do período de safra, quando a caldeira deve parar de funcionar e deve finalizar antes do início da nova safra, de forma a garantir que a produção de álcool ou açúcar não seja reduzida.

Diversas usinas encontraram formas de resolver o problema, seja através da construção parcial da nova caldeira no período de safra em outra localização do terreno da usina e finalização do processo no período entre safras ou através de aluguel de caldeiras e turbinas móveis enquanto ocorre a construção das novas caldeiras e turbinas. De fato, algumas das

usinas de cana-de-açúcar possuem mais do que uma caldeira possibilitando a inversão dos sistemas no período da substituição de equipamentos.

6. CONCLUSÕES

O setor elétrico passa por um momento de necessidade de mais capacidade instalada. O histórico recente nos mostra que não somente o planejamento do governo, realizado anualmente, é baseado em fontes intermitentes, como a eólica e as hidrelétricas com menores reservatórios, como os resultados de leilões já tem indicado está tendência. Neste contexto, desenvolver a fonte de resíduos de cana, que pode gerar em período de seca, com menor impacto ambiental poderia ser uma grande vantagem para o país. Este processo, porém, tem acontecido mais lentamente do que o desejado.

Como visto nesta dissertação, além de já existir um potencial de geração de energia elétrica imenso através desta fonte, com menos de 40% do total sendo utilizado, a capacidade de produção de álcool deve subir ainda mais nos próximos anos, puxada pela demanda deste tipo de combustível. A frota de veículos leves, deve ampliar e esta ampliação será focada em veículos flex, de acordo com o planejamento da EPE.

A potência instalada a ser aproveitada hoje nas usinas de cana-de-açúcar já é da magnitude de grandes hidrelétricas como as que estão sendo construídas no rio Madeira (UHE Jirau - 3.300 MW e UHE Santo Antônio - 3.150 MW) ou no Xingu (UHE Belo Monte - 11.233 MW). Logo, aproveitar o máximo da bioeletricidade a partir dos resíduos de cana-de-açúcar significa adiar a construção de empreendimentos hidroelétricos e termoeletrônicos, reduzir a necessidade de formação de reservatórios em regiões sensíveis do ponto de vista socioambiental como as bacias hidrográficas amazônicas e utilizar um resíduo da indústria sucroalcooleira em benefício do país.

No contexto da discussão sobre formas de contratação de eletricidade no Brasil, o fato de que a eletricidade gerada a partir do bagaço de resíduos da cana-de-açúcar é resultado do aproveitamento de um resíduo agrícola e que o seu processamento nas caldeiras é ao mesmo tempo um processo de geração de eletricidade e uma destinação para uma grande quantidade de resíduos que, caso contrário poderia gerar impactos ambientais de grande magnitude, deve ser, de alguma forma, considerado. Além disto, os processos a partir dos quais se gera eletricidade a partir de resíduos da cana são relativamente pouco impactantes do ponto de

vista socioambiental (quando comparados à construção de uma grande hidrelétrica, por exemplo).

Sendo assim, políticas de estado que auxiliam as regras de mercado, poderiam prevalecer e criar condições para que todo o potencial da queima do resíduo com geração de energia fosse aproveitado. Para isso, o primeiro passo é reconhecer a relevância desta fonte para o planejamento energético brasileiro (que não deixa de ser, de alguma forma, um planejamento ambiental sob alguns aspectos). Somente a partir daí promover, assim como foi feito anteriormente, um ambiente favorável ao desenvolvimento de projetos de cogeração e *retrofit* nas usinas de cana-de-açúcar brasileiras. Este processo depende principalmente de agente focados na geração de energia elétrica e da profissionalização dos agentes atuais.

A profissionalização da geração elétrica através de resíduos de cana é extremamente necessária para o desenvolvimento do setor. Isso porque, existem, conforme apresentado no capítulo anterior, diversas formas de incentivar esta forma de fonte de energia, mas nada disso será levado em frente sem a participação de profissionais no setor. Estas diversas formas, estão relacionadas aos diversos agentes, como governo federal, estadual, municipal, empresas do setor e os próprios usineiros.

Um ponto interessante a ser pensado é que os diversos agentes podem atuar de forma a desenvolver a geração de bioeletricidade através dos resíduos de cana. A unificação de atitudes dos diversos agentes poderia criar um ambiente ainda mais favorável ao desenvolvimento da fonte, porém não é necessária a participação de todos ao mesmo tempo no desenvolvimento e cada um deles por conta própria poderia ajudar a fazer da fonte um grande sucesso.

Iniciando pelo governo federal, que controla as organizações de planejamento do setor elétrico, as duas principais atitudes seriam: Isenção de impostos e organização de leilões específicos. No primeiro caso, poderia ser utilizada uma estratégia na qual sobre a compra de equipamentos de geração de energia elétrica através dos resíduos de cana não incidem impostos federais como IPI e II. O segundo caso, pode novamente ser dividido em dois: i) o primeiro, no qual o governo repete a estratégia realizada com a fonte eólica no final de 2009 e organiza um leilão, mesmo que com preço um pouco mais alto, para que biomassa dispute a venda sozinha; ii) criação de modelo de leilões por submercados, no qual a demanda de um

submercado deve ser preenchida por capacidade instalada naquele mesmo submercado ou ainda pode ser preenchida por capacidade instalada em outro submercado, desde que penalizada pelos aumentos de perdas no sistema e pela necessidade de ampliação da transmissão entre subsistemas. Em ambos os modelos o governo estimula o mercado a fortalecer a cadeia de suprimento destes equipamentos e com isso reduz investimentos futuros, diminuindo o preço no longo prazo e tornando a fonte mais competitiva

O BNDES, por sua vez, poderia ajudar a fortalecer a participação desta fonte através da facilidade de financiamento. Como vimos anteriormente, o tipo de financiamento é completamente adequado ao mercado Brasileiro, mas a dificuldade em conseguir este financiamento é que pode ser o problema. Garantias através do mercado cativo são os próprios PPAs, mas a dificuldade em vencer a fonte eólica neste mercado faz com que contratos se tornem mais difíceis de serem assinados. No mercado livre especial, aonde a fonte leva vantagem, dada a sua previsibilidade de geração em relação a eólica, os contratos são de curto prazo e não garantem o pagamento. Ou seja, uma possível ampliação do prazo de pagamento, assim como do período de carência poderiam ajudar da mesma forma que uma maior facilidade em obter o financiamento.

O governo municipal poderia auxiliar o desenvolvimento da fonte, da mesma forma que o governo federal, ou seja, através da isenção de impostos. Redução do ISS cobrado pela prestação de serviços para a construção da usina poderia reduzir o investimento inicial das usinas e torná-las mais competitivas frente as outras fontes.

Talvez o grande incentivador da geração através dos resíduos de cana poderia ser o governo estadual. Isso porque, além de ser um consumidor de energia, é o principal acionista da CESP e já tem bastante conhecimento sobre o setor elétrico, suas regras e sua aplicação. O governo estadual, além de poder auxiliar com a redução de impostos desta fonte de energia, como o ICMS, poderia pensar em formas de auxiliar os produtores através do mercado livre especial. Dentre as formas de incentivar a venda através do mercado livre incentivado, existem algumas principais: i) A primeira seria abrir uma comercializadora de energia elétrica, ou utilizar a comercializadora da CESP, para realizar contratos de prazo mais longo com os geradores de modo a com isso facilitar o financiamento por parte do BNDES. A comercializadora poderia consolidar esta energia com a de outras fontes para ofertar a consumidores livres incentivados; ii) A segunda forma seria comprar a energia de geradores

de energia elétrica através de resíduos de cana-de-açúcar para utilização nas próprias instalações do governo estadual, como residências governamentais, palácios, hospitais públicos e etc. – estes contratos, além de servirem como uma garantia de retornos financeiros também auxiliariam na obtenção de financiamentos; iii) Uma terceira alternativa, uma pouco mais complexa, mas que poderia ser ainda mais eficaz, seria a realização de investimentos, por parte do governo, nas usinas, com a implementação de novas caldeiras e turbinas. Neste caso, o governo poderia comprar ou receber os resíduos dos usineiros e revender a energia a eles, ficando com a parcela excedente para comercialização no mercado.

Outros agentes, profissionais do setor elétrico, também poderiam participar do processo sendo os investidores nas caldeiras e turbinas e comprando os resíduos da cana para geração de energia elétrica e revenda. Assim, o risco do processo ficaria nas mãos de empresas que conhecem o assunto a fundo e entendem dos processo de geração e de comercialização. Neste caso, teria que ser algo colaborativo entre todos, e com certeza, os usineiros teriam que ter considerar alguma vantagem no processo, para que aceitassem a proposta.

Importante lembrar, que mais importante do que a participação de todos os outros agentes juntos é a participação dos usineiros no processo. Os usineiros podem ter a possibilidade de fechar contratos de longo prazo e de conseguir financiamento, mas se não tiverem interesse, o desenvolvimento da fonte está comprometido. Caso não ocorra o interesse, existem formas de desenvolver a fonte, como as citadas acima, na qual alguma empresa com comprometimento profissional no setor elétrico pode assumir a operação e manutenção da usina comprando os resíduos de cana do usineiro e vendendo a parte de energia necessária a produção de volta e o excedente para outros agentes do setor elétrico.

O ponto principal da conclusão desta dissertação é que é possível desenvolver ainda mais esta fonte, desde que seja interesse dos agentes do setor, conforme acontecido com a fonte eólica, que somente iniciou seu processo de crescimento em 2009 e hoje ocupa lugar de destaque no planejamento futuro do país.

Outro ponto importante discutido nesta dissertação é a demonstração de que tudo pode ser realizado através de atitudes pouco complexas e sem a necessidade de subsídios cruzados, que por muitos anos prejudicaram a clareza e limpeza da aplicação de regras no setor elétrico

Brasileiro. Bastam atitudes como a isenção de impostos, as políticas direcionadas para o desenvolvimento da fonte e interesse em desenvolvimento por parte de todos os agentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Apoio a projetos de eficiência energética - Proesco**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/proesco.html>. Acesso em: 23 de Junho de 2013.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Condições de apoio financeiro ao segmento de geração de energia renovável – Leilões 2013**. Disponível em:

<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/Leilao_Energia/projetos_renovaveis.html>. Acesso em: 10 de junho de 2013

BP – British Petroleum, **Histórico de preços de petróleo no mundo**. Disponível em:

<<http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037172&contentId=7068612>>
Acesso em: 15 de Abril de 2012

Castro, N., Brandão, R. & Dantas, G., 2010. **O Potencial da Bioeletricidade, a Dinâmica do Setor Sucroenergético e o Custo Estimado dos Investimentos**. *Texto de Discussão do Setor Elétrico*, 29, p.28. Disponível em: <

<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE29.pdf>> . Acesso em 23 de Março de 2012

Coelho, Suani T., 2012. 1ª Conferência: Das renováveis a eficiência energética. **A biomassa no Brasil e o papel da Cenbio**. Disponível em:

http://cenbio.iee.usp.br/download/documentos/apresentacoes/conferenciaahk_cristianecortez.pdf . Acesso em: 25 de Setembro de 2013

Dias, A. et al., 2011. **Flexibility and uncertainty in agribusiness projects : investing in a cogeneration plant**. *Revista de Administração Mackenzie*, 12(4), pp.105-126. Disponível em: < http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1678-69712011000400005&script=sci_arttext> . Acesso em: 15 de Fevereiro de 2012

EIA – Energy International Agency. 2012. **International Energy Statistics**. Available at <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>>. Acesso em: 17 de Março de 2012

Grandim, F. 2011. **Recurso facilitado para retrofit**. Portal Energia Brasil. Reportagem de 04/07/2011. Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticia/rio/2011/07/04/435357/recurso-facilitado-para-retrofit.html>>.

IEA – International Energy Agency. 2011. **Key Stats 2010** – Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf>. Acesso em 17 de março de 2012

IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. 2012. **Plano Nacional de Resíduos Sólidos: Diagnóstico dos resíduos urbanos, Agrosilvopastoris e a questão dos catadores**. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/comunicado/120425_comunicadoipea0145.pdf> . Acesso em: 28 de outubro de 2013

Lora, E.S. & Andrade, R.V., 2009. **Biomass as energy source in Brazil**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), pp.777-788. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108000270>> . Acesso em: 6 de Julho de 2011

Maués, J. A., 2007. **Maximização da geração elétrica a partir do uso do bagaço e palha em usina de açúcar e álcool**. *Brasil Engenharia*, 537. Disponível em <<http://www.brasilengenharia.com.br/sumario.asp?ed=583&cod=1702>> . Acesso em: 14 de Agosto de 2011

Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética, 2013. **Balanco Energético Nacional 2013**, Disponível em: <www.epe.gov.br> . Acesso em: 19 de Setembro de 2011

Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética, 2013. **Plano decenal de expansão de energia 2013-2022**. Disponível em:<www.epe.gov.br> . Acesso em 20 de Setembro de 2011

Nyko, D. et al., 2011. Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético : uma pesquisa de campo. **Bioenergia - BNDES Setorial**. p. 421-476. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/bioenergia.pdf>> . Acesso em: 15 de Janeiro de 2012

ONS – Operador Nacional do Sistema — **Energia Natural Afluente**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>. Acesso em: 15 de Janeiro de 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema – **Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx> . Acesso em: 22 de Janeiro de 2012.

Silva, O; Fischetti, D. **Etanol a Revolução Verde e Amarela**. São Paulo: Bizz, 2008.

Szmrecsanyi, T. **O Planejamento da Agroindústria Canavieira no Brasil (1930 – 1975)**. São Paulo: Hucitec/UNICAMP, 1979.

Souza, Z.J. & Azevedo, P.F.. Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: um estudo a partir das usinas paulistas. **Revista de Economia e Sociologia Rural**. p.179–199, 2006.

Souza, L.R. & Soares, L.J. Electricity rationing and public response. **Energy Economics**. p. 296-311, 2007

Unica - União da Indústria de Cana-de-açúcar e MAPA - Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Cana-de-açúcar processada pelas usinas brasileiras**. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/>> . Acesso em: 25 de Abril de 2012.

ANEXO I – ESTUDO DE CASO – DESENVOLVIMENTO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL

A fonte eólica era praticamente inexistente no Brasil até Dezembro de 2009, quando o governo realizou um leilão específico para essa fonte e isentou-a do pagamento de impostos sobre equipamentos. A partir disso, a fonte já contratou energia suficiente para instalar mais de 10 GW de capacidade, trouxe fabricantes de equipamentos ao país e conseguiu atingir um dos preços mais baixos do mundo.

Apesar de ser um evento relativamente novo, os esforços dos agentes e do governo para desenvolver esta fonte se iniciaram em 2001, com um forte racionamento causado pela falta de água nos principais reservatórios e pela falta de investimento no setor de energia elétrica. Este panorama forçou a decisão pela diversificação da matriz elétrica do país.

O governo então lançou rapidamente o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), que estimulava a geração termelétrica através de gás natural para ajudar a balancear a matriz. Neste programa o governo fixava a preços reduzidos o custo do gás natural para tentar estimular os investimentos. Apesar deste esforço do governo, o PPT foi um fracasso.

Ainda em 2001 foi lançado o Atlas de Potencial Eólico Brasileiro, indicando um total de 143,5 GW de potencial eólico de capacidade instalada e 272,2 TWh possíveis de serem produzidos por ano a partir de energia dos ventos.

Figura 23 – Mapa eólico Brasileiro

Fonte: CRESESB

Até o ano de 2001, com apenas 17,96 MW de capacidade instalada e uma única empresa fabricante de aerogeradores, a Wobben – subsidiária da alemã Enercon – presente e instalada no país desde 1999, o governo precisava tentar estimular este mercado de alguma forma. Neste cenário, a Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 criou então o Programa de Infraestrutura em Fontes Alternativas (PROINFA).

I.1 O PROINFA – Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O PROINFA foi criado com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fonte eólica, biomassa e também em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Esta energia seria comprada pela Eletrobrás por 20 anos por uma tarifa definida pela

Eletróbrás, dependendo do tipo da fonte e da localização. A tarifa estabelecida para a fonte eólica era de R\$ 230,00 por MWh para os parques do Sul do país e R\$ 220,00 por MWh para os parques da região Nordeste.

Outra regra importante do programa estabelecia um índice mínimo de nacionalização de 60% nos parques eólicos, com intuito único de fortalecer a cadeia de suprimento de equipamentos no país.

Inicialmente, o PROINFA previa a construção de 3.300 MW até o final de 2006. Estes 3.300 MW seriam divididos igualmente entre as três fontes: 1.100 MW de eólica e o mesmo para pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. Com o não-preenchimento dos 1.100 MW de energia provenientes de biomassa, parte deste volume foi redistribuída para os parques eólicos e parte para as pequenas centrais hidrelétricas.

O PROINFA se iniciou então com a previsão de implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada até o final de 2008. Destes 3.299,40 MW, 1.422,92 MW seriam provenientes de 54 usinas eólicas, localizadas na região Nordeste e na região Sul do país.

Como podemos perceber através da tabela abaixo, calculada através do Relatório de Fiscalização de Empreendimentos de Geração da ANEEL, o ano de 2008 terminou com apenas 334,4 de energia eólica instalada no país. Isso nos mostra que menos de 25% do esperado (apenas 316,4 MW dos 1.422,92 MW) foi concluído no prazo.

Tabela 14 – Evolução da capacidade instalada eólica na matriz Brasileira

Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MW	18,0	18,0	18,0	18,0	24,6	24,6	232,9	243,1	334,4	601,3	926,9

Fonte: ANEEL - SFG

Além disso, a expectativa de trazer novos fornecedores de equipamentos para o país só não foi totalmente frustrada porque a empresa argentina Impsa instalou uma fábrica em Pernambuco, em setembro de 2008.

O PROINFA sofreu então uma extensão, permitindo às empresas a instalação de suas usinas até o final de 2010. Como podemos ver na mesma tabela, existiu um grande avanço na capacidade instalada, nestes dois anos, mas nem assim se chegou aos esperados 1,4 GW do programa. Então uma nova extensão foi aberta, possibilitando aos empreendedores que finalizassem seus empreendimentos até o final de 2011.

De forma geral, podemos dizer que o PROINFA não cumpriu com o esperado, trazendo apenas uma empresa fabricante de equipamentos eólicos ao país e ao mesmo tempo não conseguindo instalar nem dois terços do originalmente previsto para o programa até o final de 2010, ou seja, dois anos após o prazo previsto inicialmente.

Uma nova tentativa de incentivar a fonte eólica seria feita pelo governo no final de 2009. Um leilão de energia de reserva, somente para energia eólica seria realizado.

1.2 O 2º Leilão de Reserva – Leilão de Eólicas

Com o renovado intuito de estimular o potencial eólico brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) organizaram, para ser realizado em 14 de dezembro de 2009, um leilão de reservas, sendo que a única fonte autorizada a dar lances seria a fonte eólica. Os contratos celebrados com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foram de 20 anos de duração e tiveram início de suprimento em 1º de Julho de 2012.

Foi estabelecido o preço-teto do leilão em R\$ 189,00 por MWh, extremamente alto para as outras fonte do Brasil naquela época, e a quantidade de energia que seria comprada ficou reservada ao MME, para preservar a competição entre os empreendedores na sistemática do certame. Apesar do preço de R\$ 189,00 por MWh ser considerado baixo para a energia eólica por muitas das empresas e agentes do setor, os geradores ofertaram mais de 13 GW (capacidade instalada) neste leilão.

O resultado foi considerado um sucesso absoluto, com nada menos que 71 usinas vendendo energia elétrica a um preço médio de venda de R\$ 148,39 por MWh, sendo o marginal do leilão (o mais alto comprado) de R\$ 153,07 por MWh. Além disso, o fator de capacidade das usinas eólicas presentes no leilão passou a ter destaque nas análises feitas a partir de então entre especialistas e órgãos dedicados ao setor por ter atingido uma média considerada alta, de

43,4%. A energia vendida pelas empresas atingiu uma média de 41,7% da sua capacidade instalada. Valores relativamente altos quando comparado a padrões internacionais como será detalhado mais adiante.

Tabela 15 – Resultado do Segundo Leilão de Energia de Reserva

Fonte	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MWm)	Energia contratada (MWm)	Preço médio (R\$/MWh)	Preço marginal (R\$/MWh)	FC (%)
Eólica	71	1805,7	783,1	753,0	148,39	153,07	43,4

Fonte: CCEE

Com o resultado do 2º Leilão de Reserva, realizado em 14 de Dezembro de 2009, considerado um grande sucesso e a recém chegada de diversos fornecedores de aero-geradores como a Alstom, a Siemens e a GE, o governo decidiu enfim testar a fonte eólica de energia elétrica em termos de preço. Realizou no ano de 2010, dois leilões nos quais existia competição direta entre as fontes eólica, biomassa e proveniente das pequenas centrais hidrelétricas, mesmo contrariando a vontade de grande parte dos empreendedores, que articulava a segregação por fonte. Desta forma, um leilão de fontes alternativas (que serviria como Leilão A-3) e outro leilão de energia de reserva foram marcados para os dias 25 e 26 de Agosto de 2011, nos quais as fontes competiriam entre si.

I.3. O 2º Leilão de Fontes Alternativas e o 3º Leilão de Energia de Reserva

O 2º Leilão de Fontes Alternativas trouxe a energia eólica como grande vencedora, com 1.519,6 MW de capacidade instalada dos 1.685,6 MW negociados no leilão. Biomassa e PCHs juntas chegaram a 166MW, ou seja, aproximadamente 10% do leilão.

Tabela 16 – Resultado do 2º Leilão de Fontes Alternativas

Fonte	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MWm)	Energia contratada (MWm)	Preço médio (R\$/MWh)	Preço marginal (R\$/MWh)	FC (%)
Eólica	50	1519,6	658,5	643,9	137,90	134,10	43,3
PCH	5	101,0	62,4	48,1	146,99	148,39	61,8
Biomassa	1	65,0	36,5	22,3	137,92	137,92	56,2

Fonte: CCEE

Já o 3º Leilão de Reserva ocorreu com entrega de energia em três datas diferentes. Na primeira fase, a energia seria entregue a partir de 2011, enquanto na segunda fase teríamos a energia entregue a partir de 2012 e a terceira fase seria composta de energia entregue a partir de 2013.

Para conseguir concluir as plantas em menos de um ano, as empresas teriam que já ter sua capacidade instalada pronta, ou estar próxima disso. Desta forma, as empresas geradoras de energia através da biomassa seriam as únicas vendedoras na primeira e na segunda fase dos leilões, vendendo 106,2 MW (74,8 na primeira fase e 31,4 na segunda fase).

A terceira fase foi a que realmente incluiu a competição, por dar tempo suficiente aos empreendedores para construção das usinas. Esta fase confirmou novamente a soberania da energia eólica, comercializando 528,2 MW dos 801,7 MW negociados nesta fase do leilão.

Mais surpreendente do que a participação das eólicas no leilão foi o fator de capacidade médio para os parques que atingiu 50,5%. Também surpreendeu o preço da energia, que chegou a módicos R\$ 122,69 por MWh em média, sendo que especialistas do setor e a mídia alegavam ser inviável a construção de parques eólicos abaixo de R\$ 135,00 por MWh.

Tabela 17 – Resultado do 3º Leilão de Energia de Reserva

Fonte	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Energia contratada (MW)	Preço médio (R\$/MWh)	Preço marginal (R\$/MWh)	FC (%)
Eólica	20	528,2	266,8	255,1	122,69	126,19	50,5
PCH	2	30,5	21,7	21,7	130,73	133,25	71,1
Biomassa	3	243,0	100,2	62,1	134,47	134,90	41,2

Fonte: CCEE

I.4 O Leilão A-3 de 2011 e 4º Leilão de Energia de Reserva

Em 2011 o governo decidiu estruturar um novo certame de forma a consolidar a fonte eólica dentre as demais fontes renováveis. O Leilão A-3 deste ano desta vez trouxe a fonte eólica concorrendo também com o gás natural, além da biomassa e da ampliação da usina hidrelétrica de Jirau. Além da ampliação de Jirau ter negociado toda sua parcela disponível, conforme previamente esperado, as usinas a gás natural associadas a empresas produtoras (Petrobrás e MPX) foram as grandes vencedoras com 866 MW médios contratados contra 410 MW associados a parques eólicos e apenas 58,1 MW para as usinas movidas a biomassa. Porém, em relação aos fatores de capacidade, a fonte com maior capacidade instalada, dado o leilão, é a fonte eólica, com 1067,6 MW, bem próxima do gás natural, cuja capacidade instalada será de 1029,2 MW com a entrada em operação comercial destes empreendimentos.

Tabela 18 – Resultado do 12º Leilão de Energia Nova

Fonte	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MWm)	Energia contratada (MWm)	Preço médio (R\$/MWh)	Preço marginal (R\$/MWh)	FC (%)
Eólica	44	1067,6	484,2	410,0	96,39	99,58	45,4
Gás natural	2	1029,2	900,0	866,4	101,90	103,27	87,5
Biomassa	4	197,8	91,7	58,1	101,49	102,41	46,4
Hídrica	1	450,0	209,3	209,3	102,00	102,00	46,5

Fonte: CCEE

O quarto leilão de reserva, que ocorreu na mesma data do leilão A-3 de 2011 teve apenas usinas de fontes alternativas disputando a venda de energia. Novamente a fonte eólica superou a fonte de biomassa tanto em quantidade de usinas quanto na energia contratada, com mais de 80% do total vendido, conforme ilustra o resultado do leilão pela tabela 6, abaixo:

Tabela 19 – Resultado do 4º Leilão de Energia de Reserva

Fonte	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MWm)	Energia contratada (MWm)	Preço Médio (R\$/MWh)	Preço marginal (R\$/MWh)	FC (%)
Eólica	34	861,1	428,8	422,1	96,97	99,54	49,8
Biomassa	7	357,0	160,5	38,3	95,0	100,4	45,0

Fonte: CCEE

I.5. 15º Leilão de Energia Nova - 2012

Em dezembro de 2012, ocorreu mais um leilão de Energia Nova, o 15º. Neste leilão, apenas a fonte hidrelétrica se sagrou vencedora ao lado da eólica. As usinas hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e de Cachoeira Caldeirão, ambas da EDP, venderam 151MW médios de energia. Apesar da possibilidade de participação de outras fontes de energia, as eólicas atingiram o preço de R\$87 por MWh e não permitiram a venda através de outros tipos de energia que não o vento, no formato de disponibilidade. Foram vendidos no total 152 MW médios de energia eólica, com capacidade instalada correspondente a 282 MW.

I.6 2013 – 5º leilão de reserva, 16º, 17º e 18º leilões de energia nova

O ano de 2013 continuou sendo de sucesso para a fonte eólica. O 5º leilão de energia de reserva acrescentou contratos para a instalação de mais 1.5 GW de capacidade eólica, no mês de agosto. No mês de novembro, o 17º leilão somou mais 867MW de capacidade puramente eólica. Finalmente, para o sucesso da fonte eólica, o leilão A-5, realizado em Dezembro, no qual a fonte vendeu aproximadamente 2.3 GW de capacidade instalada de um total de 3.5 GW. Importante ressaltar que este leilão contou com a concessão da usina hidrelétrica de São Manoel (700 MW), o que deixou para as fontes de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas a divisão dos 500 MW restantes.

I.7 Consolidado dos leilões até o final de 2012 com o PROINFA

De forma geral, os leilões realizados entre 2009 e o final de 2012 fazem com que através de energia já contratada em leilões, sejam instaladas nos próximos anos, 229 usinas eólicas com capacidade instalada total de 6.064 MW. Além disso, a garantia física destas usinas é de 2.772 MW, fazendo com que o fator de capacidade médio destas instalações seja calculado em 46%. Importante ressaltar estes números não contam com as vendas de energia nos leilões de 2013, que somente em um ano pode acrescentar mais 4,6 GW de capacidade instalada desta fonte na matriz brasileira.

Um resumo da energia eólica nestes leilões pode ser encontrado na tabela abaixo, incluindo os investimentos em energia eólica a partir destes certames:

Tabela 20 – Resultados dos Leilões em Relação à Fonte Eólica

Leilão	Número de usinas	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia contratada (MWm)	FC (%)
PROINFA	62	1.200	345	345	28,8%
2º Reserva	71	1.806	783	753	43,4%
3º Reserva	20	528	267	255	50,5%
2º Alternativa	50	1.520	659	644	43,3%
A-3 2011	44	1.068	484	410	45,4%
4º Reserva	34	861	429	422	49,8%
A-5 2012	10	282	152	152	54,0%
Total	291	7.264	3.117	2.981	42,6%

Fonte: CCEE

1.8 Conclusões

Esse aparente desequilíbrio na competição pode desestimular uma fonte em relação à outra, como se a energia gerada a partir de uma fonte pudesse preterir em algum sentido qualquer outra, em uma aparente incoerência sob a ótica de mercado.

A exploração do potencial eólico é, com a tecnologia em seu estágio atual, cercada de incertezas em relação ao potencial efetivo de conversão em energia elétrica. Dentre as principais razões para estas incertezas podemos classificá-las em três grupos: incerteza em relação à velocidade do vento, em relação à energia a ser gerada e por fim a incerteza em relação à variabilidade futura do vento.

Só em relação à velocidade do vento, podemos acumular incertezas em função da precisão e consistência das medições, por exemplo. A precisão das calibrações, qualidade das

correlações e a variabilidade do período assumido como representativo de longo prazo também são parâmetros importantes que são assumidos pelos empreendedores quando da demarcação da localização e configuração dos parques eólicos, com reflexo nos fatores de capacidade declarados e que servem de referência, em última análise para a definição dos contratos.

Em relação ao potencial energético, também são listadas como incertezas a precisão na modelagem do fluxo de vento, no cálculo de esteiras, a precisão da medição de energia da subestação, das perdas técnicas e em relação aos modelos teóricos e reais dos equipamentos aero geradores.

Por outro lado, especialistas no assunto dizem que as condições dos ventos alísios no nordeste brasileiro são excelentes, garantindo direção e velocidade quase constantes no decorrer do dia. Além disso, defendem que os melhores pontos para ocupação de torres eólicas podem ser ocupados por tecnologias mais modernas, diferentemente do que aconteceu com outros países que ocuparam seus melhores pontos em meados dos anos 80 e 90, com tecnologias mais retrogradadas e torres mais baixas. Os especialistas em energia eólica defendem ainda que as medições feitas no Brasil fossem feitas pelas melhores empresas de medição da Europa, garantindo a consistência dos resultados. Segundo os especialistas do setor, os países que iniciaram a instalação de parques eólicos 20 anos atrás teriam que remover suas torres antigas para utilizar os melhores aproveitamentos com equipamentos mais modernos, e isso aumentaria o investimento, ou teriam que colocar os equipamentos mais modernos em pontos com pior aproveitamento de recurso, diminuindo o fator de capacidade.

Apesar destas incertezas, a fonte tem sido vencedora de diversos leilões quando comparada as usinas de biomassa e as PCHs, principalmente. Dentre os fatores que fizeram com que a fonte se destacasse no Brasil, podemos citar o leilão específico para a fonte realizado em 2009 com isenção de impostos sobre equipamentos e a participação do governo na construção de ICGs para a conexão das usinas eólicas. Tudo isso ajudou aos desenvolvedores a obterem um bom resultado em um primeiro leilão, o que estimulou a criação de outros leilões. A demanda, neste caso, acabou trazendo fornecedores de equipamentos para o país, fortalecendo a cadeia de suprimentos ao mesmo tempo que estimulou os desenvolvedores a procurarem melhores pontos para realização de parques eólicos. Com isso, nos leilões seguintes a fonte se saiu ainda melhor, reduzindo preços, como pudemos constatar nas tabelas anteriores.

Ou seja, além de fatores como a crise europeia e a evolução tecnológica, foi com o auxílio governamental que o desenvolvimento desta fonte realmente deslanchou. Além disso, o interesse dos profissionais do setor que realmente fizeram com que ela mantivesse o sucesso alcançado no primeiro leilão, nos anos seguintes.

ANEXO II – USINAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA MOVIDAS A BAGAÇO-DE-CANA REGISTRADAS NA ANEEL

	Usina	Potência Fiscalizada (kW)	Município	Estado
1	Barra Bioenergia	136.000	Barra Bonita - SP	SP
2	Santa Luzia I	130.000	Nova Alvorada do Sul - MS	MS
3	Caçú I	130.000	Caçu - GO	GO
4	Usina Bonfim	111.000	Guariba - SP	SP
5	Conquista do Pontal	110.000	Mirante do Paranapanema - SP	SP
6	Colombo Ariranha	105.500	Ariranha - SP	SP
7	Jataí	105.000	Jataí - GO	GO
8	Vale do Rosário	97.000	Morro Agudo - SP	SP
9	Angélica	96.000	Angélica - MS	MS
10	Chapadão Agroenergia	92.000	Brejo Alegre - SP	SP
11	Mandu	90.000	Guaíra - SP	SP
12	LDC Bioenergia Rio Brilhante (Antiga Louis Dreyfus Rio Brilhante)	90.000	Rio Brilhante - MS	MS
13	Santa Juliana	88.000	Santa Juliana - MG	MG
14	Santa Cruz AB (Antiga Ometto)	86.400	Américo Brasiliense - SP	SP
15	São José	84.805	Macatuba - SP	SP
16	São José Colina	83.000	Colina - SP	SP
17	Gasa	82.000	Andradina - SP	SP
18	Quirinópolis	80.000	Quirinópolis - GO	GO
19	Boa Vista	80.000	Quirinópolis - GO	GO
20	Cocal II	80.000	Narandiba - SP	SP
21	Equipav II	80.000	Promissão - SP	SP
22	Pedro Afonso	80.000	Pedro Afonso - TO	TO
23	Unidade de Bioenergia Costa Rica	79.828	Costa Rica - MS	MS
24	Unidade de Bioenergia Água Emendada	79.828	Perolândia - GO	GO
25	Caarapó	76.000	Caarapó - MS	MS
26	Ipaussu Bioenergia	76.000	Ipauçu - SP	SP
27	Alta Mogiana	75.000	São Joaquim da Barra - SP	SP
28	Catanduva (Antiga	75.000	Catanduva - SP	SP

	Cerradinho)			
29	Costa Pinto	75.000	Piracicaba - SP	SP
30	Passa Tempo	73.800	Rio Brilhante - MS	MS
31	São Martinho	73.000	Pradópolis - SP	SP
32	Unidade de Bioenergia Alto Taquari	72.700	Alto Taquari - MT	MT
33	Unidade de Bioenergia Morro Vermelho	72.700	Mineiros - GO	GO
34	São Luiz	70.400	Pirassununga - SP	SP
35	São João da Boa Vista	70.000	São João da Boa Vista - SP	SP
36	Unidade Santo Inácio - USI	70.000	Santo Inácio - PR	PR
37	Porto das Águas	70.000	Chapadão do Céu - GO	GO
38	Da Pedra	70.000	Serrana - SP	SP
39	Brotas	70.000	Brotas - SP	SP
40	Ferrari	69.500	Pirassununga - SP	SP
41	Quatá	65.000	Quatá - SP	SP
42	Biopav II	65.000	Brejo Alegre - SP	SP
43	Guarani - Cruz Alta	64.800	Olímpia - SP	SP
44	Barra Grande de Lençóis	62.900	Lençóis Paulista - SP	SP
45	LDC Bioenergia Lagoa da Prata (Antiga Louis Dreyfus Lagoa da Prata)	60.000	Lagoa da Prata - MG	MG
46	Noroeste Paulista	60.000	Sebastianópolis do Sul - SP	SP
47	Rio Pardo	60.000	Cerqueira César - SP	SP
48	Meridiano	60.000	Meridiano - SP	SP
49	Paranapanema	60.000	Sandovalina - SP	SP
50	Equipav	58.400	Promissão - SP	SP
51	Santa Elisa - Unidade I	58.000	Sertãozinho - SP	SP
52	São Judas Tadeu	56.000	Jaíba - MG	MG
53	Itumbiara	56.000	Itumbiara - GO	GO
54	Ituiutaba	56.000	Ituiutaba - MG	MG
55	Guaíra Energética	55.000	Guaíra - SP	SP
56	Vale do São Simão	55.000	Santa Vitória - MG	MG
57	Bioenergética Vale do Paracatu - BEVAP	55.000	João Pinheiro - MG	MG
58	Volta Grande	54.938	Conceição das Alagoas - MG	MG
59	Nardini	54.000	Vista Alegre do Alto - SP	SP
60	Cevasa	54.000	Patrocínio Paulista - SP	SP

61	Vertente	53.000	Guaraci - SP	SP
62	BEN Bioenergia	53.000	Teotônio Vilela - AL	AL
63	Colorado	52.760	Guaíra - SP	SP
64	Santa Terezinha	50.500	Tapejara - PR	PR
65	Rafard	50.000	Rafard - SP	SP
66	Jalles Machado	50.000	Goianésia - GO	GO
67	Bio Coopcana	50.000	São Carlos do Ivaí - PR	PR
68	Colombo Santa Albertina	50.000	Santa Albertina - SP	SP
69	Buriti	50.000	Buritizal - SP	SP
70	Viralcool Castilho	50.000	Castilho - SP	SP
71	São Fernando Energia I	50.000	Dourados - MS	MS
72	Bio Alvorada	50.000	Araporã - MG	MG
73	Usaciga	48.600	Cidade Gaúcha - PR	PR
74	São Fernando Açúcar e Álcool	48.000	Dourados - MS	MS
75	Codora	48.000	Goianésia - GO	GO
76	Itaenga	47.000	Lagoa do Itaenga - PE	PE
77	Maracaí	46.820	Maracaí - SP	SP
78	Goiasa	46.520	Goiatuba - GO	GO
79	Ester	46.400	Cosmópolis - SP	SP
80	Santa Terezinha Paranacity	46.000	Paranacity - PR	PR
81	Santa Isabel	46.000	Novo Horizonte - SP	SP
82	Vale do Tijuco	45.000	Uberaba - MG	MG
83	Clealco-Queiroz	45.000	Queiroz - SP	SP
84	Baldin	45.000	Pirassununga - SP	SP
85	Univalem Bioenergia	45.000	Valparaíso - SP	SP
86	Canabrava	44.000	Campos dos Goytacazes - RJ	RJ
87	São José da Estiva	42.500	Novo Horizonte - SP	SP
88	Santa Adélia	42.000	Jaboticabal - SP	SP
89	Pioneiros	42.000	Sud Mennucci - SP	SP
90	Potirendaba (Antiga Cerradinho Potirendaba)	40.200	Potirendaba - SP	SP
91	Baía Formosa	40.000	Baía Formosa - RN	RN
92	Interlagos	40.000	Pereira Barreto - SP	SP
93	Da Mata	40.000	Valparaíso - SP	SP
94	Cachoeira Dourada	40.000	Cachoeira Dourada - GO	GO

95	Vale do Tijuco II	40.000	Uberaba - MG	MG
96	LDC Bioenergia Leme (Antiga Coinbra - Cresciumal)	39.600	Leme - SP	SP
97	São Martinho Energia	39.500	Pradópolis - SP	SP
98	Fartura	39.400	Mendonça - SP	SP
99	Alcidia	38.100	Teodoro Sampaio - SP	SP
100	Itamarati	37.500	Nova Olímpia - MT	MT
101	Petribu	36.500	Lagoa do Itaenga - PE	PE
102	Caeté	35.800	São Miguel dos Campos - AL	AL
103	Usina da Pedra	35.000	Serrana - SP	SP
104	Vista Alegre	35.000	Itapetininga - SP	SP
105	Pioneiros II	35.000	Sud Mennucci - SP	SP
106	Paulicéia	33.750	Paulicéia - SP	SP
107	JB	33.200	Vitória de Santo Antão - PE	PE
108	Ibitiúva Bioenergética (Antiga Destilaria Andrade)	33.000	Pitangueiras - SP	SP
109	Decasa	33.000	Ibirarema - SP	SP
110	Delta	31.875	Delta - MG	MG
111	Barralcool	30.000	Barra do Bugres - MT	MT
112	UJU	30.000	Colorado - PR	PR
113	Campo Florido	30.000	Campo Florido - MG	MG
114	Giasa II	30.000	Pedras de Fogo - PB	PB
115	Canaã	30.000	Paraguaçu Paulista - SP	SP
116	Coruripe Energética - Filial Campo Florido	30.000	Campo Florido - MG	MG
117	Vista Alegre I (Antiga Energética Vista Alegre)	30.000	Maracaju - MS	MS
118	Noble Energia	30.000	Sebastianópolis do Sul - SP	SP
119	Noble Energia II	30.000	Meridiano - SP	SP
120	Enervale	30.000	João Pinheiro - MG	MG
121	Virálcool 2	30.000	Pitangueiras - SP	SP
122	Santa Cândida	29.000	Bocaina - SP	SP
123	Cocal	28.200	Paraguaçu Paulista - SP	SP
124	Ruette	28.000	Paraíso - SP	SP
125	Biolins	28.000	Lins - SP	SP
126	DVPA	28.000	Paracatu - MG	MG
127	Jitituba Santo Antônio	27.400	São Luís do Quitunde - AL	AL

128	Trapiche	26.000	Sirinhaém - PE	PE
129	São José	25.520	Igarassu - PE	PE
130	São Francisco	25.200	Sertãozinho - SP	SP
131	UFA	25.200	Presidente Prudente - SP	SP
132	Eldorado	25.019	Rio Brilhante - MS	MS
133	Pitangueiras	25.000	Pitangueiras - SP	SP
134	Cerradão	25.000	Frutal - MG	MG
135	Pirapama	25.000	Vitória de Santo Antão - PE	PE
136	Total	25.000	Bambuí - MG	MG
137	Ipê (Antiga Ceni)	25.000	Nova Independência - SP	SP
138	Cabrera	25.000	Limeira do Oeste - MG	MG
139	Campo Lindo	25.000	Nossa Senhora das Dores - SE	SE
140	Moema	24.000	Orindiúva - SP	SP
141	Nova América	24.000	Tarumã - SP	SP
142	Coruripe Iturama	24.000	Iturama - MG	MG
143	Carneirinho	24.000	Carneirinho - MG	MG
144	Vale do Verdão	23.400	Turvelândia - GO	GO
145	Santo Antônio	23.000	Sertãozinho - SP	SP
146	Marituba	20.500	Igreja Nova - AL	AL
147	Santa Teresa	20.200	Goiana - PE	PE
148	Viralcool	20.000	Pitangueiras - SP	SP
149	Monções	20.000	Monções - SP	SP
150	Monteverde	20.000	Ponta Porã - MS	MS
151	Usina Coruripe Açúcar e Alcool	20.000	Iturama - MG	MG
152	Citrovita Catanduva	19.824	Catanduva - SP	SP
153	Iacanga	19.000	Iacanga - SP	SP
154	José Bonifácio	19.000	José Bonifácio - SP	SP
155	Usina Monte Alegre	18.500	Monte Belo - MG	MG
156	Vale do Ivaí	18.400	São Pedro do Ivaí - PR	PR
157	Corona	18.000	Guariba - SP	SP
158	Sinimbu	18.000	Jequiá da Praia - AL	AL
159	Serra Grande	17.200	São José da Laje - AL	AL
160	Água Bonita	17.000	Tarumã - SP	SP
161	Estivas	17.000	Arês - RN	RN

162	Japungu	16.800	Santa Rita - PB	PB
163	Usaúcar - Terra Rica	16.500	Terra Rica - PR	PR
164	MB	16.400	Morro Agudo - SP	SP
165	Frutal	16.092	Frutal - MG	MG
166	Usina São Luiz	16.000	Ourinhos - SP	SP
167	Zanin	16.000	Araraquara - SP	SP
168	Coruripe	16.000	Coruripe - AL	AL
169	Barra	15.800	Barra Bonita - SP	SP
170	Lucélia	15.700	Lucélia - SP	SP
171	Nova Moreno	15.504	Monte Aprazível - SP	SP
172	Triálcool	15.000	Canápolis - MG	MG
173	Usina da Serra	15.000	Ibaté - SP	SP
174	Colombo Palestina	15.000	Palestina - SP	SP
175	Tropical Bioenergia	15.000	Edéia - GO	GO
176	Costa Bioenergia	15.000	Umuarama - PR	PR
177	São Manoel	14.800	São Manuel - SP	SP
178	São José do Pinheiro	14.700	Laranjeiras - SE	SE
179	Guaxuma	14.312	Coruripe - AL	AL
180	Passos	14.090	Passos - MG	MG
181	Iracema	14.000	Iracemápolis - SP	SP
182	Agrovale	14.000	Juazeiro - BA	BA
183	Triunfo	14.000	Boca da Mata - AL	AL
184	São Miguel	13.200	São Miguel dos Campos - AL	AL
185	Cocamar Maringá	13.000	Maringá - PR	PR
186	Cucaú	12.600	Rio Formoso - PE	PE
187	São João	12.000	Araras - SP	SP
188	São Domingos	12.000	Catanduva - SP	SP
189	Coopernavi	12.000	Naviraí - MS	MS
190	Ouroeste	12.000	Ouroeste - SP	SP
191	CEM (Antiga Camen)	12.000	Morrinhos - GO	GO
192	Guariroba	12.000	Pontes Gestal - SP	SP
193	Uberaba	12.000	Uberaba - MG	MG
194	Galvani	11.500	Paulínia - SP	SP
195	Santo Ângelo	11.500	Pirajuba - MG	MG

196	Selecta	11.400	Araguari - MG	MG
197	Clealco	11.200	Clementina - SP	SP
198	Alcon	11.200	Conceição da Barra - ES	ES
199	Bazan	10.200	Pontal - SP	SP
200	Uruba	10.000	Atalaia - AL	AL
201	Brasilândia	10.000	Brasilândia - MS	MS
202	Coplasa	10.000	Planalto - SP	SP
203	União	10.000	Primavera - PE	PE
204	Sali	9.900	Rio Largo - AL	AL
205	Bela Vista	9.800	Pontal - SP	SP
206	Seresta	9.500	Teotônio Vilela - AL	AL
207	Guarani	9.400	Severínia - SP	SP
208	Ipojuca	9.200	Ipojuca - PE	PE
209	Central Energética Ribeirão Preto (Antiga Galo Bravo)	9.000	Ribeirão Preto - SP	SP
210	Catanduva	9.000	Ariranha - SP	SP
211	Santa Terezinha (Ivaté)	9.000	Ivaté - PR	PR
212	Comvap	8.800	União - PI	PI
213	Tabu	8.400	Caaporã - PB	PB
214	Termocana	8.200	São Carlos do Ivaí - PR	PR
215	Pumaty	8.040	Joaquim Nabuco - PE	PE
216	Jardest	8.000	Jardinópolis - SP	SP
217	Univalem	8.000	Valparaíso - SP	SP
218	Bortolo Carolo	8.000	Pontal - SP	SP
219	Alvorada	8.000	Guaranésia - MG	MG
220	Iolando Leite	8.000	Capela - SE	SE
221	Coinbra - Frutesp	8.000	Matão - SP	SP
222	Taquari	8.000	Capela - SE	SE
223	Ibirá	7.952,50	Santa Rosa de Viterbo - SP	SP
224	Paraíso	7.700	Brotas - SP	SP
225	Maracajú	7.400	Maracaju - MS	MS
226	Alcoazul	7.400	Araçatuba - SP	SP
227	Cachoeira	7.400	Maceió - AL	AL
228	Goianésia	7.300	Goianésia - GO	GO
229	Junqueira	7.200	Igarapava - SP	SP

230	Citrosuco	7.000	Matão - SP	SP
231	Diamante	7.000	Jaú - SP	SP
232	Santa Rita	6.700	Santa Rita do Passa Quatro - SP	SP
233	WD	6.560	João Pinheiro - MG	MG
234	Ibéria	6.520	Borá - SP	SP
235	Santa Fé	6.400	Nova Europa - SP	SP
236	Destilaria Melhoramentos	6.400	Jussara - PR	PR
237	Ribeirão	6.400	Ribeirão - PE	PE
238	Nova Geração	6.200	Jandaia - GO	GO
239	Coprodia	6.000	Campo Novo do Parecis - MT	MT
240	Ipaussu	6.000	Ipauçu - SP	SP
241	Itapagipe	6.000	Itapagipe - MG	MG
242	Virgolino de Oliveira - Itapira	5.800	Itapira - SP	SP
243	Moreno	5.520	Luís Antônio - SP	SP
244	Ceisa (Antiga Disa)	5.500	Conceição da Barra - ES	ES
245	Pantanal	5.000	Jaciara - MT	MT
246	Coinbra - Frutesp	5.000	Bebedouro - SP	SP
247	Destivale	5.000	Araçatuba - SP	SP
248	Vale do Paranaíba	5.000	Capinópolis - MG	MG
249	Limeira do Oeste	5.000	Limeira do Oeste - MG	MG
250	Buriti	5.000	Buritizal - SP	SP
251	Veríssimo	5.000	Veríssimo - MG	MG
252	Virgolino de Oliveira - Fazenda Canoas	5.000	José Bonifácio - SP	SP
253	Manacá	5.000	Itumbiara - GO	GO
254	Fischer	5.000	Limeira - SP	SP
255	Laginha-Matrix	4.950	União dos Palmares - AL	AL
256	Trombini	4.870	Fraiburgo - SC	SC
257	Laranjeiras	4.825	Vicência - PE	PE
258	São José	4.800	Rio das Pedras - SP	SP
259	Santa Helena	4.800	Rio das Pedras - SP	SP
260	Aralco	4.800	Santo Antônio do Aracanguá - SP	SP
261	Paísa	4.800	Penedo - AL	AL
262	Safi	4.640	Nova Alvorada do Sul - MS	MS
263	Sidrolândia (Antiga Santa Olinda)	4.600	Sidrolândia - MS	MS

264	Jacarezinho	4.600	Jacarezinho - PR	PR
265	União e Indústria	4.600	Primavera - PE	PE
266	Santa Maria Açucareira	4.600	Porto Calvo - AL	AL
267	Artivinco (Antiga Rio Pardo)	4.500	Santa Rosa de Viterbo - SP	SP
268	Unidade Bom Sucesso	4.500	Goiatuba - GO	GO
269	Santa Lúcia	4.400	Araras - SP	SP
270	Dacal	4.400	Parapuã - SP	SP
271	Santa Helena Açúcar e Alcool	4.400	Santa Helena de Goiás - GO	GO
272	Pedrosa	4.400	Cortês - PE	PE
273	Usina Vale	4.400	Onda Verde - SP	SP
274	Figueira Indústria e Comércio	4.400	Buritama - SP	SP
275	Sabarálcool	4.365	Engenheiro Beltrão - PR	PR
276	Alcoeste Destilaria Fernandópolis	4.280	Fernandópolis - SP	SP
277	Albertina	4.250	Sertãozinho - SP	SP
278	Vitória	4.225	Palmares - PE	PE
279	Ipiranga - Mococa	4.200	Mococa - SP	SP
280	Benálcool	4.200	Bento de Abreu - SP	SP
281	São Francisco	4.200	Elias Fausto - SP	SP
282	Central Olho D'Água	4.200	Camutanga - PE	PE
283	Dasa	4.200	Serra dos Aimorés - MG	MG
284	Alcoolvale	4.200	Aparecida do Taboado - MS	MS
285	São Simão	4.200	São Simão - GO	GO
286	Pau D'Alho	4.160	Ibirarema - SP	SP
287	Itaiquara	4.055	Tapiratiba - SP	SP
288	Santa Elisa - Unidade II	4.000	Sertãozinho - SP	SP
289	Destilaria Malosso	4.000	Itápolis - SP	SP
290	Lwarcel	4.000	Lençóis Paulista - SP	SP
291	Della Coletta	4.000	Bariri - SP	SP
292	Coocarol	4.000	Rondon - PR	PR
293	Cofercatu	4.000	Florestópolis - PR	PR
294	Cooperfrigo	4.000	Promissão - SP	SP
295	Sumaúma	4.000	Marechal Deodoro - AL	AL
296	CRV	4.000	Carmo do Rio Verde - GO	GO

297	São Tomé	4.000	São Tomé - PR	PR
298	Centro Oeste Iguatemi	4.000	Iguatemi - MS	MS
299	Pindorama	4.000	Coruripe - AL	AL
300	Louis Dreyfus Commodities Agroindustrial	4.000	São Paulo - SP	SP
301	Guarani - Tanabi	4.000	Tanabi - SP	SP
302	Mogiana Bio-Energia	4.000	São Joaquim da Barra - SP	SP
303	Branco Peres	3.980	Adamantina - SP	SP
304	Casa de Força	3.920	Fernandópolis - SP	SP
305	Batatais	3.900	Batatais - SP	SP
306	Londra	3.880	Itaí - SP	SP
307	Sobar	3.864	Espírito Santo do Turvo - SP	SP
308	J. Pilon	3.800	Cerquilha - SP	SP
309	Generalco	3.800	General Salgado - SP	SP
310	Usina Bertolo Açúcar e Alcool	3.800	Pirangi - SP	SP
311	Panorâmica	3.700	Itaí - SP	SP
312	Furlan	3.600	Santa Bárbara d'Oeste - SP	SP
313	Unialco	3.600	Guararapes - SP	SP
314	Bom Retiro	3.600	Capivari - SP	SP
315	Nova Tamoio	3.600	Araraquara - SP	SP
316	Dois Córregos	3.600	Dois Córregos - SP	SP
317	Destilaria Paraguaçu	3.600	Paraguaçu Paulista - SP	SP
318	Destilaria de Alcool Ibaiti	3.600	Ibaiti - PR	PR
319	Cooperval	3.600	Jandaia do Sul - PR	PR
320	Mundial	3.600	Mirandópolis - SP	SP
321	Vale do Ivaí - Cambuí	3.600	São João do Ivaí - PR	PR
322	Salgado	3.600	Ipojuca - PE	PE
323	Conquista de Minas	3.600	Conquista - MG	MG
324	Monterrey	3.500	São Paulo - SP	SP
325	Destil	3.400	Marapoama - SP	SP
326	Iguatemi (Antiga Santa Terezinha - Iguatemi)	3.400	Maringá - PR	PR
327	Paineiras	3.200	Itapemirim - ES	ES
328	Lasa	3.200	Linhares - ES	ES

329	Energética Santa Helena	3.200	Nova Andradina - MS	MS
330	Madecal	3.200	Caçador - SC	SC
331	Bom Jesus	3.200	Cabo de Santo Agostinho - PE	PE
332	Energética Itajubara	3.200	Coelho Neto - MA	MA
333	Santa Maria de Lençóis	3.040	Lençóis Paulista - SP	SP
334	Ipiranga Filial Descalvado	3.025	Descalvado - SP	SP
335	Urbano Jaraguá	3.000	Jaraguá do Sul - SC	SC
336	Una Açúcar e Energia	3.000	Tamandaré - PE	PE
337	Usalpa	3.000	Junqueirópolis - SP	SP
338	Diana	2.873	Avanhandava - SP	SP
339	Jaciara	2.800	Jaciara - MT	MT
340	Itapuranga	2.800	Itapuranga - GO	GO
341	Água Limpa	2.760	Monte Aprazível - SP	SP
342	Santa Rosa	2.760	Boituva - SP	SP
343	Fronteira	2.600	Fronteira - MG	MG
344	Santa Ines	2.600	Sertãozinho - SP	SP
345	Pederneiras	2.400	Tietê - SP	SP
346	Alcomira	2.400	Mirandópolis - SP	SP
347	Perobálcool	2.400	Perobal - PR	PR
348	Capricho	2.400	Cajueiro - AL	AL
349	Cooper-Rubi	2.400	Rubiataba - GO	GO
350	Destilaria Porto Alegre	2.400	Colônia Leopoldina - AL	AL
351	Porto Alegre	2.400	Colônia Leopoldina - AL	AL
352	Usina Laguna Açúcar e Álcool	2.400	Ponta Porã - MS	MS
353	Müller Destilaria	2.180	Porto Ferreira - SP	SP
354	Bem Brasil	2.125	Araxá - MG	MG
355	Gameleira	2.032	Confresa - MT	MT
356	Lago Azul	2.000	Ipameri - GO	GO
357	Vicentina	2.000	Vicentina - MS	MS
358	Grizzo	1.968	Jaú - SP	SP
359	Dulcini	1.851	Santo Antônio de Posse - SP	SP
360	Destilaria Guaricanga	1.600	Presidente Alves - SP	SP
361	J. L. G.	1.600	Dobrada - SP	SP
362	Bom Sucesso	1.500	Goiatuba - GO	GO

363	Coraci	1.384	São Pedro do Turvo - SP	SP
364	Rosa S.A. Indústria e Comércio de Produtos Agrícolas	1.280	Boituva - SP	SP
365	Floraplaç	1.250	Paragominas - PA	PA
366	Fany	1.200	Regente Feijó - SP	SP
367	Santa Hermínia	1.200	Ibirarema - SP	SP
368	TGN	1.200	Cerqueira César - SP	SP
369	Junco Novo	1.200	Capela - SE	SE
370	Agroalcool	1.200	Monte Aprazível - SP	SP
371	PAM Destilaria	1.200	Paracatu - MG	MG
372	Santo Antônio	1.160	Piracicaba - SP	SP
373	Delos	700	Sertãozinho - SP	SP
374	Bellão & Schiavon	650	Santa Cruz das Palmeiras - SP	SP
375	Córrego Azul	520	Promissão - SP	SP
376	Mumbuca	504	Platina - SP	SP
377	Cerba	360	Piracicaba - SP	SP
378	Santa Clara	302	Jaboticabal - SP	SP