

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE DIFICULDADES TÉCNICAS E ECONÔMICAS
NA INSERÇÃO DA COGERAÇÃO PELAS USINAS
SUCROALCOOLEIRAS**

GIL MESQUITA DE OLIVEIRA RABELLO QUEIROZ

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de **Mestre**.

Orientador: **Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior**

Ilha Solteira – SP, 04 de abril de 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação/Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP-Ilha Solteira

Q3a

Queiroz, Gil Mesquita de Oliveira Rabello.

Ánalyse de dificuldades técnicas e econômicas na inserção da cogeração pelas usinas sucroalcooleiras / Gil Mesquita de Oliveira Rabello Queiroz. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2008
135 f. : il., fots., mapas

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2008

Orientador: Dionízio Paschoareli Júnior

Bibliografia: p. 133-135

1. Biocombustíveis. 2. Cogeração. 3. Energia – Comercialização.

**ANÁLISE DE DIFICULDADES TÉCNICAS E ECONÔMICAS
NA INSERÇÃO DA COGERAÇÃO PELAS USINAS
SUCROALCOOLEIRAS**

GIL MESQUITA DE OLIVEIRA RABELLO QUEIROZ

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À FACULDADE DE ENGENHARIA – CAMPUS DE
ILHA SOLTEIRA – UNESP – COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Prof. Dr. Dilson Amâncio Alves

Coordenador

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Dionízio Pashoareli Junior

Orientador

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Prof. Dr. Luiz Antonio Rossi

Ilha Solteira – SP, 04 de abril de 2008.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TITULO: ANÁLISE DE DIFICULDADES TÉCNICAS E ECONÔMICAS NA INSERÇÃO DA COGERAÇÃO PELAS USINAS SUCROALCOOLEIRAS

AUTOR: GIL MESQUITA DE OLIVEIRA RABELLO QUEIROZ
ORIENTADOR: Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

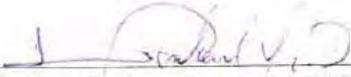
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de MESTRE em ENGENHARIA ELÉTRICA pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. LUIZ ANTONIO ROSSI
Departamento de Construções Rurais / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 04 de abril de 2008.



Presidente da Comissão Examinadora
Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais Elias Rafael Rabello Queiroz e Telma Garcia de Oliveira Rabello Queiroz e também a minha amada esposa Josinês Lelis Zancanella Queiroz e nossos filhos Felipe e Gabriel.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que participaram direta ou indiretamente deste trabalho e em especial agradeço as seguintes pessoas:

A minha família por todo apoio e incentivo resultando em várias conquistas em minha vida.

A minhas Irmãs Fernanda e Roberta que sempre estiveram ao meu lado nos momentos mais difíceis de minha vida

Ao meu orientador Dionízio Paschoarelli Junior pelo incentivo e apoio prestado na conclusão deste trabalho.

Ao meu amigo Luiz Gustavo Scartezini Rodrigues pelo apoio, incentivo e também pelos ensinamentos do mercado de energia brasileiro.

A Pioneiros Bioenergia S/A pelo auxílio, permitindo a utilização de parte do meu tempo nesta dissertação, assim como suas instalações como laboratório de pesquisa.

A todos os amigos da Pioneiros que participaram direta ou indiretamente deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho traz a análise do potencial de geração das usinas termelétricas à biomassa de cana, destacando sua importância para a matriz energética nacional, e devido às suas características é um tipo de fonte que pode contribuir para uma diminuição de risco de déficit de energia previsto para os próximos anos.

São estudadas alternativas para aumento da energia excedente, através da redução de consumo interno, em usinas consideradas de alta eficiência, ou seja, aquelas que possuem instaladas em seu parque industrial equipamentos como cadeira e turbogerador de alta pressão e temperatura, além do processo de eletrificação da moagem.

Este trabalho apresenta também o novo modelo do mercado de energia sob o ponto de vista da venda de seu excedente e nas possibilidades de sua contratação nos Ambientes de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sendo que no (ACR) são analisados os resultados apresentados no PROINFA e também a participação das usinas termelétricas a biomassa de cana nos leilões de energia nova e fontes alternativas.

No final são apresentadas as principais dificuldades encontradas atualmente para o aproveitamento do potencial da bioeletricidade, sendo a falta de conexão ao Sistema Interligado Nacional, a lentidão em se obter as licenças ambientais e o preço teto dos leilões.

Palavras Chaves: Bioeletricidade, Cogeração, Leilão de Energia, Eletrificação.

ABSTRACT

This work presents an analysis on the potential of thermoelectric generation using sugar-cane biomass as a fuel. The importance of such power plant for the Brazilian energy matrix is highlighted. Due to its inherent characteristics, the biomass-based power is an important alternative to reduce the energy deficit in the next years.

The new Brazilian market, under the energy surplus selling viewpoint, considering the Free Contracting Ambiente (Ambiente de Contratação Livre – ACL) and the Regulated Contracting Ambiente (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), is discussed. The results of PROINFA, Incentives Program to Alternative Sources of Electric Power, along with the ACR actions and new available energy, considering the biomass power plant participation, are presented.

The increase of energy surplus by self-consumption reduction in sugar-cane plants, in particular to those which are composed of high-performance steam-turbines, is discussed. The mills electrification is also considered in the energy consumption reduction studies.

Words Key: Energy, Cogeneration, Bagasse, Electrification.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 -	Capacidade de geração total do Brasil dividido por tipo de fontes	23
Tabela 3.1 -	Quadro comparativo do potencial de geração e exportação de energia elétrica	34
Tabela 3.2 -	Expansão da Bioeletricidade no Brasil com o uso da palha	37
Tabela 3.3 -	Características dos turbogeradores UTE	45
Tabela 4.1 -	Comparativo da evolução do setor elétrico brasileiro	58
Tabela 4.2 -	Participação das usinas de açúcar e álcool nos leilões de energia nova	79
Tabela 4.3 -	Usinas do PROINFA, em 2004	85
Tabela 4.4 -	Usinas do PROINFA para 2008	87
Tabela 4.5 -	Participação agentes na CCEE, em 2007	90
Tabela 4.6 -	Evolução do Mercado Livre Brasileiro	92
Tabela 4.7 -	Perfil dos consumidores livres, por segmento, em 2007	94
Tabela 4.8 -	Conexão de usinas a biomassa na área I	103

Tabela 4.9 -	Obras no sistema de transmissão e DIT, na área I	105
Tabela 4.10 -	Conexão das usinas a biomassa na área II	107
Tabela 4.11 -	Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT area II	108
Tabela 4.12 -	Conexão das usinas a biomassa na área III	110
Tabela 4.13 -	Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da area III	111
Tabela 4.14 -	Conexão de usinas a biomassa na área IV	113
Tabela 4.15 -	Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da area IV	114
Tabela 4.16 -	Conexão de usinas a biomassa na área V	116
Tabela 4.17 -	Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da area V	117
Tabela 4.18 -	Conexão de usinas a biomassa na área VI	118
Tabela 4.19 -	Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da area VI	119
Tabela 4.20 -	Conexão de usinas a biomassa na área VII	120

Tabela 4.21 - Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da area VII **121**

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 -	Participação de cada tipo de fonte na matriz elétrica nacional, no ano de 2006.	24
Figura 2.2 -	Previsão participação atual de cada tipo de fonte na matriz elétrica nacional, no ano de 2015.	25
Figura 2.3 -	Evolução do crescimento da geração termelétrica a biomassa.	25
Figura 2.4 -	Cenário Oferta x Demanda próximos anos.	27
Figura 2.5 -	Potencial da bioeletricidade de cana-de-açúcar para atendimento da demanda.	28
Figura 3.1 -	Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas a vapor de contrapressão	31
Figura 3.2 -	Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas a vapor de extração-condensação	32
Figura 3.3 -	Enfardamento cilíndrico	36
Figura 3.4 -	Enfardamento retangular	36
Figura 3.5 -	Configuração básica de uma UTE à bagaço de cana-de-açúcar	39

Figura 3.6 -	Detalhe da linha de transmissão UTE	41
Figura 3.7 -	Diagrama unifilar do Subsistema Ilha Solteira - Jales 138 kV	42
Figura 3.8 -	SE 13,8/138 kV UTE	43
Figura 3.9 -	Turbogerador de extração-condensação de 32 MW	44
Figura 3.10 -	Sistema de controle dos turbogeradores da UTE	46
Figura 3.11 -	Caldeira da UTE	47
Figura 3.12 -	Eletrificação Moenda UTE	48
Figura 3.13 -	Diagrama unifilar simplificado da UTE.	50
Figura 3.14 -	Perfil de geração e consumo da UTE	51
Figura 3.15 -	Perfil de consumo dividido percentualmente entre os setores da usina	53
Figura 4.1 -	Configuração das novas instituições do setor elétrico brasileiro	52
Figura 4.2 -	Visão Geral da Comercialização de Energia	72

Figura 4.3 -	Cronograma para realização dos leilões de compra de energia elétrica	76
Figura 4.4 -	Desistência usinas de biomassa cana nos leilões de energia nova e fontes alternativas	81
Figura 4.5 -	Potencial não aproveitado das usinas de biomassa nos leilões de energia nova e fontes alternativas	81
Figura 4.6 -	Participação dos Empreendimentos no PROINFA, em 2004.	86
Figura 4.7 -	Participação dos Empreendimentos no PROINFA, em 2008.	88
Figura 4.8 -	Participação dos agentes na CCEE, em 2007.	91
Figura 4.9 -	Evolução do mercado livre brasileiro segundo o número de consumidores	93
Figura 4.10 -	Evolução do mercado livre brasileiro segundo o consumo de energia	93
Figura 4.11 -	localização das usinas de açúcar e álcool do país	96
Figura 4.12 -	Mapa levantamento usinas geradoras e subestações coletoras do estado MS	98

Figura 4.13 -	Sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul para o ano 2015	99
Figura 4.14 -	Cenário da expansão da cogeração com biomassa de cana-de-açúcar no estado de São Paulo	100
Figura 4.15 -	Macro-regiões de estudo e montante de exportação das usinas de biomassa de cana-de-açúcar.	101
Figura 4.16 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área I	102
Figura 4.17 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área II	106
Figura 4.18 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área III	109
Figura 4.19 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área IV	112
Figura 4.20 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área V	115
Figura 4.21 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área VI	117
Figura 4.22 -	Usinas a biomassa e configuração das DIT na área VII	119
Figura 4.23 -	Valores médios do CEC nos leilões de energia nova e fontes alternativas	128

ABREVIações

ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL:	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANP:	Agencia Nacional do Petróleo
ART:	Anotação de Responsabilidade Técnica
BNDES:	Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social
CADE:	Conselho Administrativo de Defesa Economica
CBEE:	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCM:	Centro de Comando de Motores
CCVE:	Contrato de Compra e Venda de Energia
CEC:	Custo Econômico de Curto Prazo
CEEE:	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEMIG:	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL:	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CETESB:	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CGTEE:	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHESF:	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMO:	Custo Marginal de Operação
CMSE:	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
COGEN-SP:	Associação Paulista de Cogeração de Energia
COP:	Custo Variável de Operação
CPFL:	Companhia Paulista de Força e Luz
CPRM:	Companhia de Pesquisa de Recursos Mineriais
CSPE:	Comissão de Serviços Públicos de Energia
CTEEP:	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DIT:	Demais Instalações de Transmissão
DNPM:	Departamento Nacional de Produção Mineral
EDEVP:	Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A.
ELETROBRAS:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE:	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETRONUCLEAR:	ELETROBRÁS Termonuclear S.A
ELETROSUL:	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
FURNAS:	FURNAS Centrais Elétricas S.A.

GF:	Garantia Física
ICB:	Índice Custo Benefício
LI:	Licença de Instalação
LO:	Licença de Operação
LP:	Licença Prévia Ambiental
MAE:	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCE:	Memorial de Caracterização do Empreendimento
MDL:	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME:	Ministério de Minas e Energia
MP:	Medida Provisória
ONS:	Operador Nacional do Sistema
PCH:	Pequena Central Hidro Elétrica
PETROBRAS:	Petróleo Brasileiro S.A
PIB:	Produto Interno Bruto
PIE:	Produtor Independente de Energia
PLD:	Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA:	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia
RAP:	Relatório Ambiental Preliminar
SDE:	Secretaria do Direito Econômico
SIN:	Sistema Interligado Nacional

SSE/SP: Secretaria de Saneamento de Energia do governo do Estado de São Paulo

TUSD: Tarifa Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

TUST: Tarifa Uso do Sistema de Transmissão

UNICA: União da Agroindústria Canavieira

USELPA: Usinas Elétricas do Paranapanema

SUMÁRIO

1.	Introdução	20
1.1.	Objetivos e Estrutura do Trabalho.....	20
2.	O Potencial da Bioeletricidade no Brasil	23
3.	A Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras	30
3.1.	Histórico da Cogeração.....	30
3.2.	Evolução Tecnológica das Usinas de Açúcar e Álcool.....	32
3.3.	Outros Fatores Importantes na Cogeração das Usinas de Açúcar e Álcool.....	35
3.4.	Sistema Elétrico de uma UTE à Biomassa de Cana	38
3.5.	Consumo Energia da UTE	50
4.	O Modelo Brasileiro do Mercado de Energia	54
4.1.	Histórico do Mercado de Energia	54
4.2.	O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	56
4.3.	A Comercialização de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.....	71
4.4.	As Dificuldades para Comercialização de Energia no ACR	95
5.	Conclusão	130
6.	Referências	133

1. Introdução

1.1. Objetivos e Estrutura do Trabalho

O modelo do mercado de energia é um assunto relativamente novo para o setor elétrico nacional. Leis e decretos regulatórios datam de meados de 1990. Com a desregulamentação do setor, surgiram novas oportunidades para a comercialização de energia em dois diferentes tipos de mercado: o regulado e o livre. Entretanto, como em toda mudança de paradigma, é comum observar-se divergências nas análises do desempenho do setor, sob o ponto de vista deste novo modelo de mercado. A adaptação de procedimentos e a melhoria da regulamentação essencial para o funcionamento da comercialização, com o esclarecimento de pontos que ficaram descobertos durante a transição do modelo centralizado para o novo, deverão estimular o aumento de investimentos em geração de energia.

Dentre os principais investimentos no setor elétrico, destaca-se a cogeração de energia nas usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, com seu grande potencial de geração. A cogeração no setor sucroalcooleiro tem sido amplamente discutida tanto na área acadêmica quanto por especialistas do setor.

Abreu (1999) elaborou uma profunda análise das mudanças do setor elétrico brasileiro desde o ano de 1993. Seu estudo teve como foco a participação de empresas privadas na geração, transmissão e comercialização de energia, destacando os motivos que levaram o governo federal a reestruturar o setor elétrico, bem como as consequências futuras desta reestruturação.

Rodrigues (2005) realizou simulações e análises técnicas para avaliar o desempenho de uma planta produtora de açúcar e álcool, visando aumentar a produção de excedente de energia elétrica. Apresentou diversas configurações para a planta industrial, destacando as principais diferenças, entre os diversos

modelos, do potencial de energia excedente que poderia ser comercializado em cada configuração.

Cunha (2005) analisou impactos, na economia brasileira, de uma maior participação do setor sucroalcooleiro na matriz energética, especificamente devido ao aumento da produção de eletricidade a partir da queima do bagaço de cana-de-açúcar (processo de co-geração), nos níveis de emprego, de produção e no Produto Interno Bruto (PIB).

Marreco (2007) abordou a questão da incorporação da incerteza no planejamento de longo prazo da expansão da geração no sistema elétrico brasileiro. Demonstrou a importância da existência de usinas termelétricas no Brasil, através da avaliação da flexibilidade operacional do sistema hidrotérmico. Os resultados comprovaram a importância da diversificação da matriz energética no planejamento de longo prazo, apontando para uma maior participação da biomassa, da geração nuclear e das termelétricas a carvão no Brasil.

Nesta mesma linha de avaliação das potencialidades da cogeração e do mercado de energia para a energia elétrica cogerada pelo setor sucroalcooleiro, este trabalho tem como objetivo confrontar o potencial de geração das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar com sua participação nos Ambiente de Contratação Livre – ACL – e Ambiente de Contratação Regulado – ACR, destacando-se as dificuldades na comercialização de energia elétrica cogerada, devido as restrições técnicas e de regulamentação do mercado de energia. Serão apresentados os primeiros impactos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), os leilões de energia nova e de fontes alternativas.

O trabalho está estruturado em capítulos, conforme descritos a seguir.

No presente Capítulo, é apresentado um retrospecto de trabalhos sobre cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro e definido o principal objetivo deste trabalho,

No Capítulo 2, é apresentado o cenário elétrico nacional e sua previsão de expansão futura nos próximos 10 anos, com destaque para o potencial de geração das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar. É discutido como esta expansão pode ser fundamental para evitar o risco de novos racionamentos, bem como de cortes não programados de energia, além das vantagens que a biomassa possui quando comparadas com outras fontes primárias de energia.

No Capítulo 3, é feito um levantamento do histórico de cogeração no setor sucroalcooleiro e apresentadas suas principais evoluções tecnológicas, incluindo o aproveitamento da palha para aumento do potencial de cogeração. Neste capítulo, também é detalhada a configuração da cogeração de uma usina termelétrica a biomassa de cana-de-açúcar.

No Capítulo 4, é analisado o novo modelo do setor elétrico brasileiro e as possibilidades de comercialização no mercado de energia pelas usinas cogedoras. São avaliados os impactos preliminares do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, o PROINFA, bem como a participação das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, nos leilões de energia nova e fontes alternativas. São discutidos os principais problemas técnicos e regulatórios enfrentados pelas usinas cogedoras, na comercialização de energia, e como estes problemas refletem no alto grau de desistência durante os processos dos leilões.

Para finalizar, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões desta dissertação, bem como sugestões para estudos futuros.

2. O Potencial da Bioeletricidade no Brasil

A definição que mais se aproxima da essência do termo bioeletricidade é: “Bioeletricidade é a energia elétrica cogenerada a partir da biomassa, com previsibilidade e qualidade de oferta assegurada, que agrega valor à indústria canavieira, de equipamentos para geração distribuída e para geração centralizada (complementariedade de oferta regional localizada), com benefícios econômicos, ambientais e sociais” (SILVESTRIN, 2007) .

No Brasil, existe um potencial expressivo para geração de energia elétrica a partir de biomassa, a chamada “bioeletricidade”, produzida particularmente a partir de resíduos da indústria sucroalcooleira, sobretudo o bagaço de cana-de-açúcar.

Segundo levantamento apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE para o Plano Decenal 2006-2015, a capacidade de geração instalada no Brasil em 2006 era de 92.738 MW. Este total era dividido em diversos tipos de fonte, conforme apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Capacidade de geração total do Brasil dividido por tipo de fontes (BRASIL - EPE, 2006)

Fonte	Capacidade Instalada (MW)
Hidrelétrica	69.631
Termelétrica	19.770
Nuclear	2.007
PCH	1.330
Subtotal	92.738

Devido as suas características geográficas, o tipo de fonte predominante no Brasil tem sido a hidráulica, provenientes das grandes usinas hidrelétricas.

Porém, a capacidade de expansão de geração na região centro-sul do país já está quase esgotada, restando ainda a exploração do potencial hidráulico na região norte. Está prevista a instalação das hidrelétricas do rio Madeira, consideradas obras de grande impacto ambiental e longo prazo de implementação (aproximadamente 5 anos).

Do ponto de vista estratégico, é importante investir em tipos diferenciados de fontes, aumentando a diversificação da matriz elétrica, a fim de se minimizar os riscos de racionamentos de energia, no caso de um volume baixo de chuvas em um determinado período.

A figura 2.1 ilustra a participação percentual de cada uma destas fontes na matriz elétrica nacional.

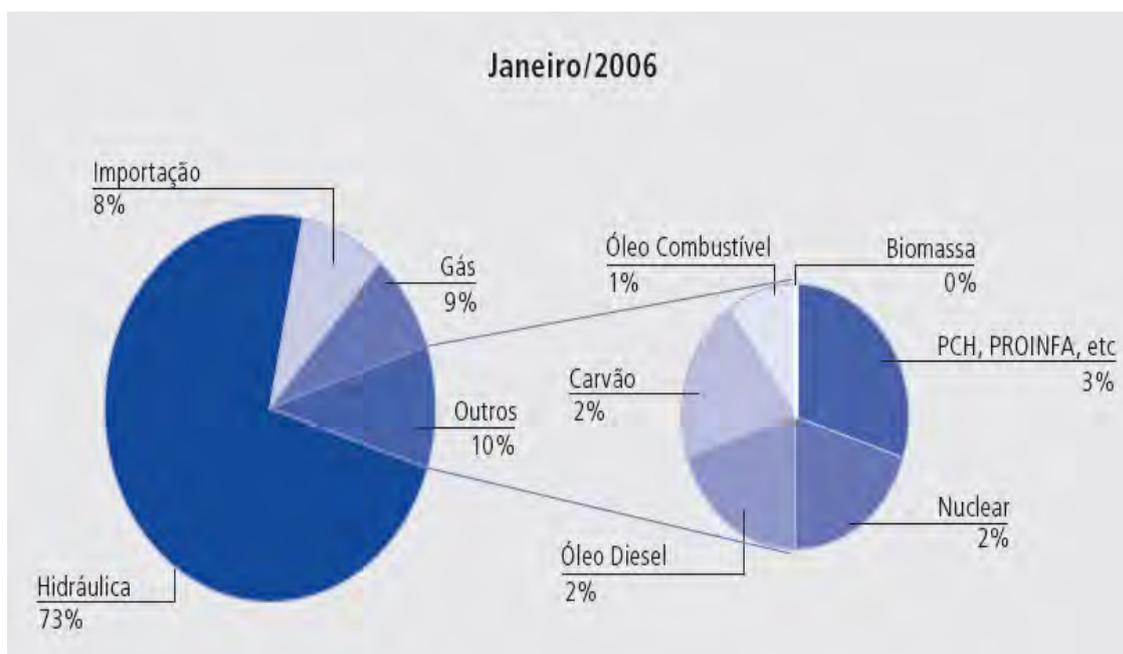


Figura 2.1: Participação de cada tipo de fonte na matriz elétrica nacional, no ano de 2006 (BRASIL - EPE, 2006)

No Plano Decenal 2006-2015, está prevista uma expansão na capacidade de geração de aproximadamente 31 GW para fontes hidráulicas e 10 GW para as fontes termelétricas, mantendo assim a mesma proporcionalidade do cenário atual, pelo menos, até 2015, como apresentado na Figura 2.2.

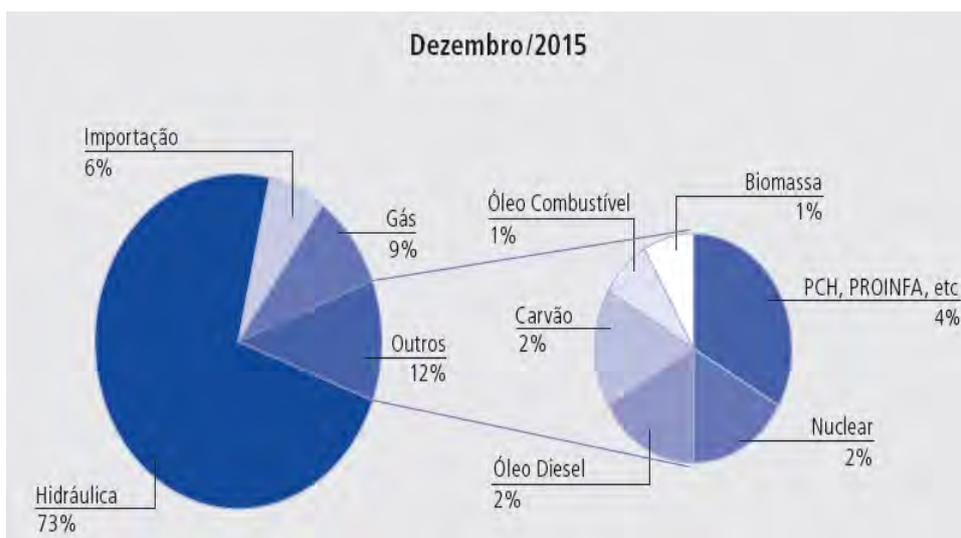


Figura 2.2: Previsão participação atual de cada tipo de fonte na matriz elétrica nacional, no ano 2015 (BRASIL - EPE, 2006).

Com relação as termelétricas, o aumento de geração previsto de 10 GW significará um crescimento expressivo da participação das usinas termelétricas a biomassa que, ao final do ano de 2015, terão uma participação de 7 % na matriz de geração elétrica nacional. O gráfico da Figura 2.3 mostra a evolução do crescimento da geração termelétrica a biomassa.

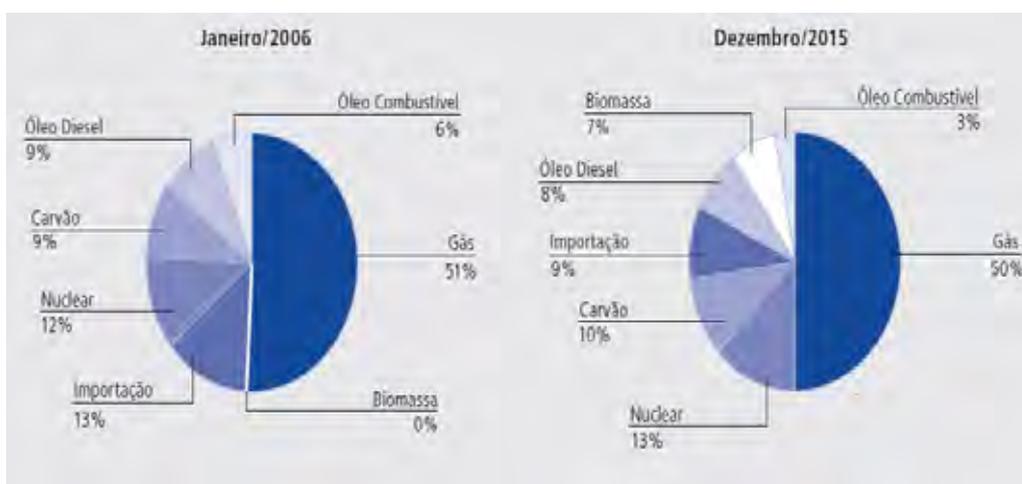


Figura 2.3: Evolução do crescimento da geração termelétrica a biomassa (BRASIL - EPE, 2006).

O aumento significativo da participação da biomassa na matriz de geração termelétrica se deve, principalmente, ao potencial de geração das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar. Segundo o Plano Decenal

2006-2015 o momento atual do setor sucroalcooleiro é muito peculiar. Com a expansão da cultivo da cana-de-açúcar, impulsionado pela perspectiva do aumento no consumo do etanol, muitas usinas deverão ser construídas e muitas outras deverão modernizar seus parques industriais, investindo em novas tecnologias, como na substituição de caldeiras e turbinas de baixa eficiência por equipamentos mais eficientes. Esta modernização possibilitará o investimento em cogeração de energia para venda de excedentes. Os estudos mostram que existe disponível no país um potencial de oferta superior a 500 MW por ano, de capacidade instalada em novos projetos de cogeração a biomassa, perfazendo um total de mais de 6.000 MW até o fim do período decenal. Este potencial é capaz de contribuir com cerca de 3.300 MW médios para o suprimento de energia ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

É importante destacar que, no estudo feito pela EPE, não foi considerado o potencial adicional que pode ser obtido com a utilização da palha misturada ao bagaço da cana-de-açúcar para queima nas caldeiras que, segundo estimativas da União das Indústrias de Cana-de-Açúcar – ÚNICA, pode aumentar este potencial em mais 5.000 MW até o final do período decenal, sendo capaz de contribuir com uma oferta adicional de 2.750 MW médios para o suprimento de energia ao SIN.

Além do potencial de geração, a bioeletricidade da cana-de-açúcar possui outras vantagens. Sendo uma fonte de energia renovável (bagaço e palha), contribui para a modicidade tarifária, devido sua geração termelétrica de baixo custo, com uso de tecnologia nacional e de rápida implantação (geralmente um projeto de uma usina termelétrica a biomassa de cana-de-açúcar ocorre em um prazo entre 18 a 24 meses). A geração sazonal (período de funcionamento das usinas de cana-de-açúcar da região Centro-Sul compreendido entre os meses de maio a novembro), coincidente com o período seco, pode ser uma fonte de energia complementar à hidráulica que, neste período, está com os reservatórios em seus níveis mais baixos. A proximidade dos centros de consumo, reduz os custos de transmissão e conexão às redes de distribuição.

Este potencial da bioeletricidade da cana-de-açúcar, associado ao curto período de implantação, pode ser muito importante para minimizar os riscos de racionamentos de energia.

Segundo dados apresentados pela Comissão Estadual de Bioenergia do Estado de São Paulo, uma referência para o cenário oferta x demanda apresenta um déficit de energia de 4%, correspondente a aproximadamente 2.200 MW, a partir do ano de 2010, conforme pode ser verificado na Figura 2.4.

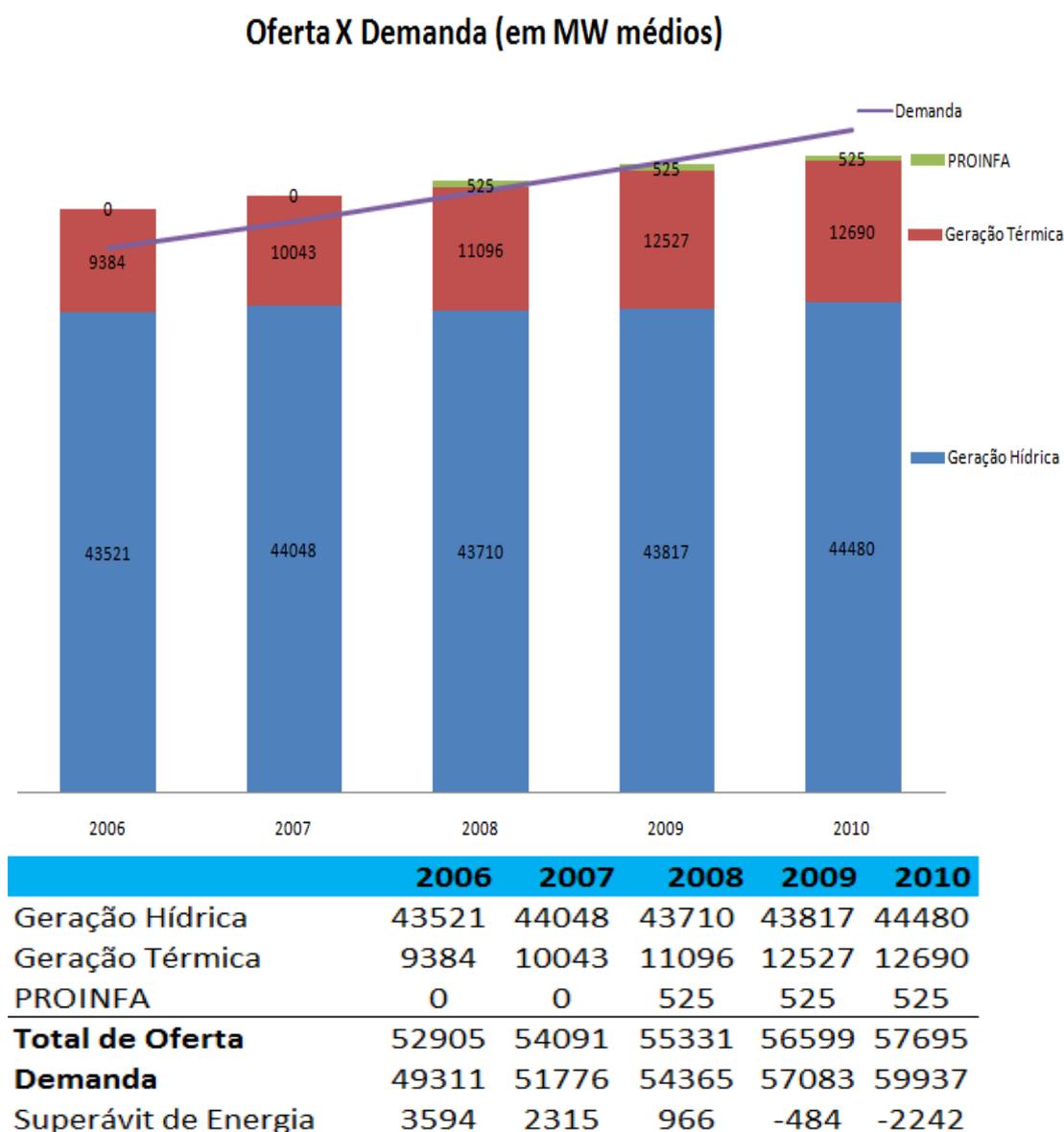


Figura 2.4: Cenário Oferta x Demanda próximos anos (UBS PACTUAL, 2007).

Como os grandes empreendimentos de geração (usinas do Madeira e Angra III) só devem entrar em operação a partir de 2012, o aproveitamento do potencial de geração das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, em conjunto com a geração hidrelétrica, pode suprir este déficit de energia até a entrada em operação dos grandes empreendimentos (UNICA, 2007).

A Figura 2.5 ilustra o potencial da bioeletricidade, em complementariedade com as fontes hidráulicas, para atendimento da demanda nos anos críticos 2011, 2012 e 2013.

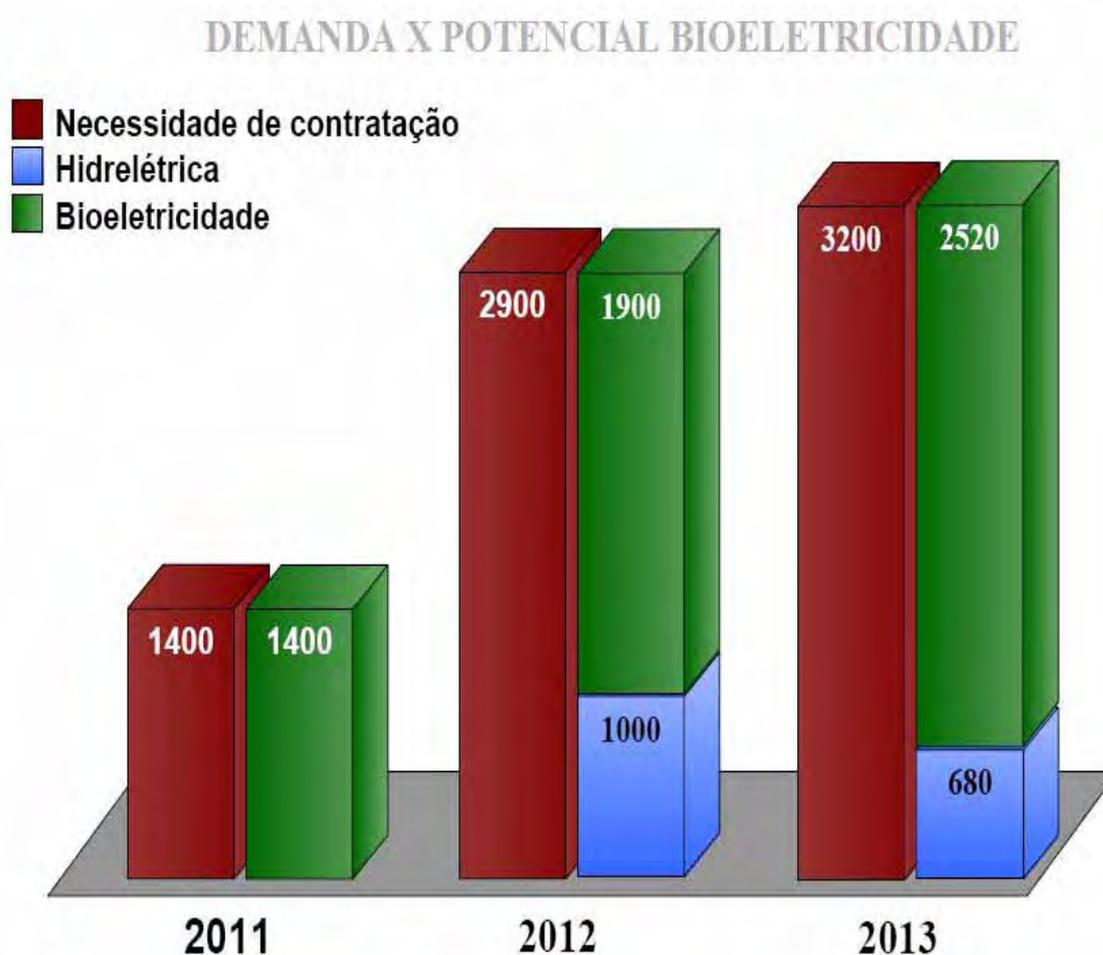


Figura 2.5: Potencial da bioeletricidade de cana-de-açúcar para atendimento da demanda (UNICA, 2007).

Para que este cenário promissor se concretize, é fundamental que sejam resolvidos problemas como obtenção de licença prévia no prazo factível para participação nos leilões, problemas de conexão no sistema interligado nacional

e também um aumento no preço pago pela energia gerada a partir da biomassa de cana-de-açúcar, a fim de aumentar a oferta destes empreendimentos.

No próximo capítulo, é detalhada a configuração básica de uma usina termelétrica a biomassa de cana-de-açúcar, do ponto de vista de seus principais equipamentos e operação, além de uma análise da participação destas usinas no novo mercado de energia brasileiro, nos Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL).

3. A Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras

3.1. Histórico da Cogeração

O termo cogeração possui várias definições. Porém, a que melhor se aplica às usinas sucroalcooleiras é a produção combinada de potência elétrica e/ou mecânica e térmica a partir de um único combustível.

Nas usinas de açúcar e álcool a cogeração sempre esteve presente, através da queima de bagaço de cana em caldeiras. Porém, sem nenhuma preocupação em fazê-lo de forma eficiente.

Entretanto, a partir da crise que levou ao racionamento de energia em 2001, o governo brasileiro implantou novas regras no mercado de energia elétrica. Este fato foi muito importante, pois permitiu a participação de empresas privadas, o que impulsionou o setor sucroalcooleiro a investir na modernização de seus parques industriais, com o objetivo de torná-los eficientes e, assim, comercializar a energia excedente no mercado regulado, principalmente pelos leilões de energia, em programas incentivados, como o PROINFA, ou até mesmo no mercado livre.

No setor sucroalcooleiro, o principal sistema de cogeração é aquele que emprega turbinas a vapor como máquinas térmicas e que aparece vinculado a três configurações fundamentais: turbinas de contrapressão, combinação de turbinas de contrapressão com outras de condensação que empregam o fluxo excedente e turbinas de extração-condensação. A condensação de uma parte do vapor de escape, ou de uma extração de vapor de uma turbina de extração-condensação, garante as necessidades de energia térmica do sistema (FIOMARI, 2004).

A Figura 3.1 ilustra um processo trabalhando em regime de cogeração com o emprego de turbinas de contrapressão.

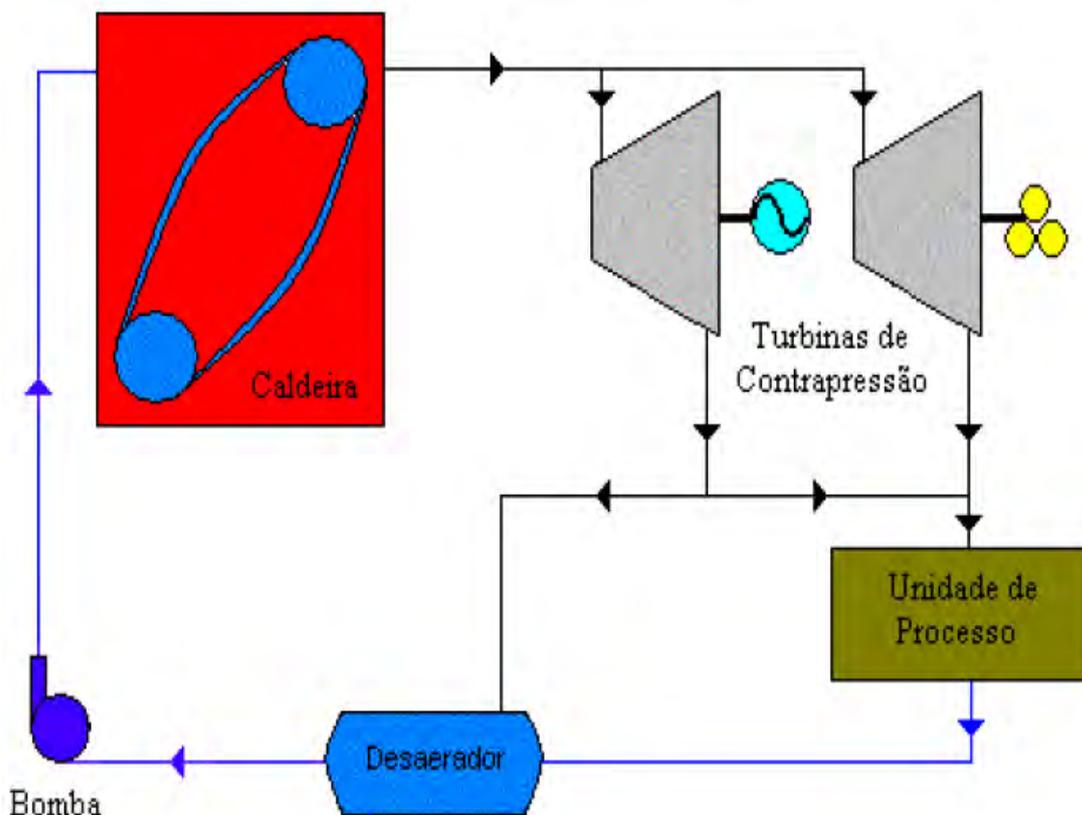


Figura 3.1: Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas a vapor de contrapressão (FIOMARI, 2004)

Em usinas que tenham o objetivo de comercializar energia excedente, torna-se necessário o uso de turbinas de extração-condensação. Segundo Fiomari (2004), além de altos índices de desempenho, máquinas de condensação com extração regulada se justificam também pela sua capacidade de satisfazer a relação energia térmica e elétrica, que pode variar em uma ampla faixa. Este sistema, com maior capacidade de produção elétrica, possui normalmente turbinas de extração dupla, sendo a primeira extração, no nível de pressão em que o vapor é requerido pelas turbinas de acionamento mecânico e, a segunda, na pressão em que o vapor é consumido no processo produtivo.

A Figura 3.2 ilustra um processo trabalhando em regime de cogeração com o emprego de turbinas de extração-condensação.

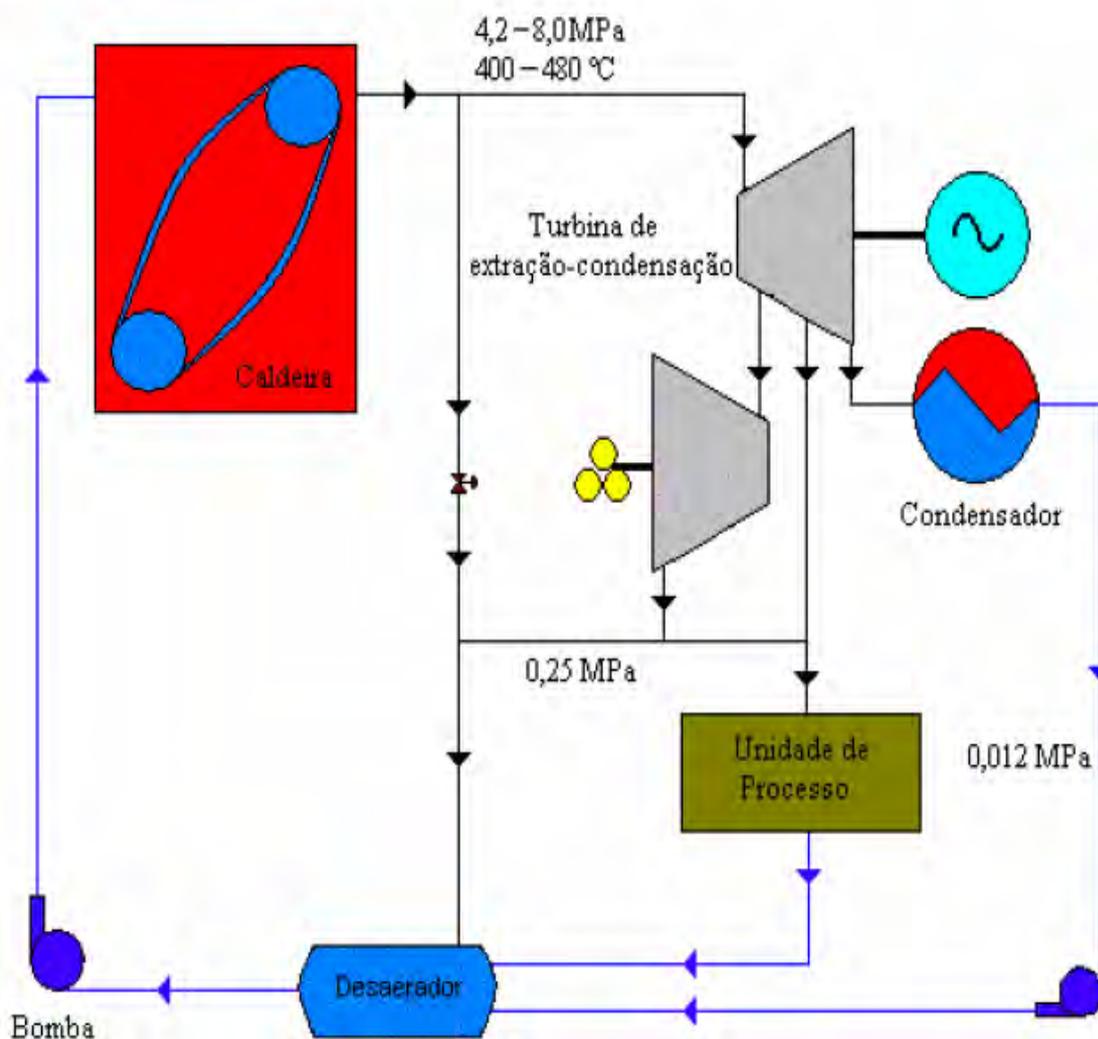


Figura 3.2: Diagrama de um sistema de cogeração a partir do uso de turbinas a vapor de extração-condensação (FIOMARI, 2004).

3.2. Evolução Tecnológica das Usinas de Açúcar e Alcool

Conforme mencionado anteriormente, para se obter excedentes de energia elétrica, deve-se investir em tecnologia, no aumento da eficiência dos equipamentos industriais, na redução no consumo de vapor e também nas características da matéria-prima como, por exemplo, no teor de fibra da cana-de-açúcar.

Uma usina convencional não consegue obter um excedente de energia se não fizer alguma destas modificações. Rodrigues (2005) analisou a evolução tecnológica das usinas, apresentando quatro cenários diferentes.

No cenário 1, é caracterizada uma instalação típica do setor sucroalcooleiro que utiliza, para queima do bagaço, caldeiras de baixa eficiência operando com baixa pressão e baixo aproveitamento térmico. O vapor gerado por estas caldeiras é utilizado em turbinas de simples estágio, com baixíssima eficiência térmica, transformando energia térmica em energia mecânica para o acionamento de moendas ou em energia elétrica através de um gerador. Este caso representa as usinas mais antigas do país, que estão em operação há algumas décadas e que não sofreram nenhum tipo de modernização no seu parque industrial.

No cenário 2, é caracterizada a instalação de uma caldeira de alta pressão, com eficiência térmica elevada, possibilitando a otimização do uso do combustível. O turbogerador de simples estágio de baixa eficiência é substituído por uma turbina multi-estágio de condensação, que possui baixo consumo específico de combustível, possibilitando assim uma maior geração de energia elétrica para a mesma quantidade de combustível. Este é o caso das usinas que optaram em fazer um *“retrofit”* em seu parque industrial.

No cenário 3, são mantidos os investimentos feitos no cenário 2 e é realizado um investimento na substituição das turbinas de acionamento mecânico de picadores, desfibradores e moagem, por motores elétricos de alta eficiência. Desta forma, o vapor, antes destinado às turbinas é utilizado ao longo dos estágios da turbina multi-estágio, possibilitando um maior aproveitamento do mesmo. Este é caso das usinas que veem a venda do excedente de energia como uma realidade, passando a ser um terceiro produto das usinas, além do açúcar e álcool. Este cenário é aplicado aos modernos projetos das usinas sucroalcooleiras, que estão sendo construídas na região centro sul do país.

No cenário 4, são mantidas as alterações do cenário 3 e é realizada uma otimização no consumo de vapor da usina termelétrica, na linha de baixa pressão. Estas melhorias na redução do consumo de vapor de processo possibilitam uma maximização na geração de energia elétrica, tendo em vista que toda economia deste vapor é aproveitada para maximizar a condensação do turbogerador (menor consumo específico) e, conseqüentemente, otimizar a geração de energia elétrica da unidade termelétrica.

Na Tabela 3.1, são apresentados os resultados da simulação de cada um destes cenários, com os possíveis ganhos e os potenciais de excedente de energia elétrica que poderiam ser exportados para o sistema interligado nacional.

Tabela 3.1: Quadro comparativo do potencial de geração e exportação de energia elétrica (RODRIGUES, 2005).

CASO	DESCRIÇÃO	GERAÇÃO kWh/tc	EXPORTAÇÃO kWh/tc
01	Conjunto de Baixa Eficiência Térmica	13,0	-
02	Conjunto de Alta Eficiência Térmica	80,0	65,2
03	Eletrificação	119,3	90,5
04	Melhorias no Processo	130,2	101,5

3.3. Outros Fatores Importantes na Cogeração das Usinas de Açúcar e Álcool.

Além da modernização das usinas para a ampliação do potencial de geração, outros fatores também estão começando a ser considerados, ou estão em fase final de estudo, para que seja possível um aumento ainda maior da cogeração nestas usinas. Dentre os vários fatores em estudo, o uso da palha para aumento do potencial da cogeração já começa a ser utilizado, o que poderá possibilitar uma geração de energia elétrica firme durante o ano todo.

Os estudos para utilização da palha no processo de cogeração foram intensificados nos últimos anos, provocados pelas constantes discussões em torno da redução gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar. No estado de São Paulo, particularmente, este assunto está bem avançado, principalmente com a implantação do programa denominado “Etanol Verde”, onde foi firmado um protocolo agro-ambiental pelo governo do estado de São Paulo, pelos Secretários de Estado de Meio Ambiente e de Agricultura e pelo presidente da UNICA. O Protocolo visa premiar as boas práticas do setor sucroalcooleiro, através de um certificado de conformidade e outros benefícios. Com a publicidade ao mercado, do certificado concedido ao produtor, renovável periodicamente, o protocolo determina um padrão positivo a ser seguido. Em fase de operacionalização e aplicação em larga escala em todo o estado, o protocolo engloba alguns dos principais pontos de redução de impactos da cultura, como a antecipação dos prazos de eliminação da queima da palha da cana-de-açúcar, a proteção de nascentes e dos remanescentes florestais, o controle das erosões e o adequado gerenciamento para o descarte das embalagens de agrotóxicos.

Entre as principais diretrizes deste protocolo estão a antecipação do prazo final para a proibição da queima da palha de cana-de-açúcar, em terrenos com inclinação de até 12%, de 2021 para 2014. Em terrenos onde a inclinação seja superior a 12%, esta antecipação será de 2031 para 2017.

A partir destas diretrizes, os estudos em torno do aproveitamento da palha se intensificaram, indentificando outro potencial de combustível para a

geração de energia elétrica. Logo começaram os esforços para tornar possível a recuperação da palha deixada no campo. Contudo, as tecnologias das colhedoras, utilizadas no setor à época, ainda não permitiam a mecanização total da colheita, principalmente pelas características topográficas dos terrenos, pelas variedades da cana-de-açúcar e pelo excesso de mão-de-obra, para a colheita manual, disponível. Atualmente, os investimentos para recuperação da palha deixada no campo estão cada vez mais intensos, visando, além de uma melhor produtividade, a utilização da palha juntamente com o bagaço na produção de energia elétrica, aumentando a potencialidade da venda de excedentes de energia elétrica (SOUSA, 2007).

As Figuras 3.3 e 3.4 ilustram algumas das formas de se retirar a palha do campo e transportá-la até a indústria.



Figura 3.3: Enfardamento cilíndrico (LAMONICA, 2007).



Figura 3.4: Enfardamento retangular (LAMONICA, 2007).

Segundo Silvestrim (2007), com o uso da palha, combinado ao bagaço disponível para cogeração, seria possível dobrar o potencial de geração das usinas, em um horizonte de seis anos. Na realização do cálculo, foi estimado o uso de 75% de bagaço e 50% de palha. Os resultados deste estudo podem ser verificados na Tabela 3.2

Tabela 3.2: Expansão da Bioeletricidade no Brasil com o uso da palha (SILVESTRIM,2007).

Safr	Cana Ml. de Ton.	Bagaço Ml. de Ton.	Palha e ponta Ml. de Ton.	Bagaço + Palha Ml. de Ton.	Potencial só bagaço		Potencial bagaço + palha	
					GWh/ano	MW med.	GWh/ano	MW med.
2006/07 (real)	425	106	87	193	12684	1448	12684	1448
2007/08	460	115	94	209	15599	1781	17356	1981
2008/09	502	126	102	228	19266	2199	23837	2721
2009/10	547	137	112	248	23889	2727	32863	3751
2010/11	601	150	123	273	29745	3396	45495	5193
2011/12	659	165	134	299	37201	4247	63264	7222
2012/13	728	182	149	331	46737	5335	88332	10084

A geração de energia elétrica, através do bagaço, não é considerada energia firme, por ser uma geração sazonal, ou seja, apenas no período de safra. A partir deste cenário, houve um aumento na procura de recursos para a cogeração também na entressafra.

Utilizando-se a mesma tecnologia da safra, é possível cogerar energia a partir da queima de outros combustíveis, como resíduos de madeira, palha, e combustíveis fósseis, durante a entressafra. A geração, na entressafra, normalmente é estudada para as usinas mais eficientes e que tenham a venda de energia excedente como um de seus principais produtos. (SOUSA, 2007).

Segundo Sousa (2007), é possível a utilização de outros combustíveis porém, para que isto seja possível as caldeiras deverão sofrer algumas modificações em seus projetos originais. Assim, podem receber o combustível complementar, de modo a operar no período de entressafra, sem que haja prejuízo da operação durante o período de safra.

3.4. Sistema Elétrico de uma UTE à Biomassa de Cana

Uma unidade termelétrica a bagaço de cana-de-açúcar, que tenha capacidade de exportação de energia, é composta por vários sistemas, como o sistema de geração de vapor, onde temos a caldeira como principal equipamento, o sistema de geração de energia elétrica onde encontram-se a turbina e gerador de energia elétrica, o sistema de conexão ao SIN onde, normalmente estão presentes a subestação elevatória e o sistema de transmissão de energia.

A caldeira é conhecida como gerador de vapor, pois é o equipamento que fornece o vapor necessário para movimentação das palhetas da turbina. A turbina é acoplada a um gerador que irá produzir a energia elétrica em média tensão, na classe de 13,8 kV. Geralmente, a média tensão é elevada, em uma subestação elevatória, para 138 kV, 69 kV ou ainda 34,5 kV (menos usual), para ser transmitida por uma linha de transmissão até o ponto de conexão, onde passará a fazer parte do sistema interligado nacional - SIN. Esta conexão pode ser realizada através de um seccionamento da linha de transmissão, da conexão radial em uma outra subestação, ou mesmo uma derivação em alguma linha de transmissão. Ainda faz parte desta composição uma série de conjuntos periféricos, que vão desde a alimentação da caldeira com o combustível (bagaço de cana-de-açúcar), até sistema de refrigeração dos mancais do turbogerador, sistema de captação de água, etc.

Atualmente, muitas usinas têm feito mudanças no seu sistema de moagem substituindo turbinas a vapor por motores elétricos, devido ao ganho no potencial de cogeração.

A configuração básica de uma UTE a bagaço de cana, é ilustrada na Figura 3.5

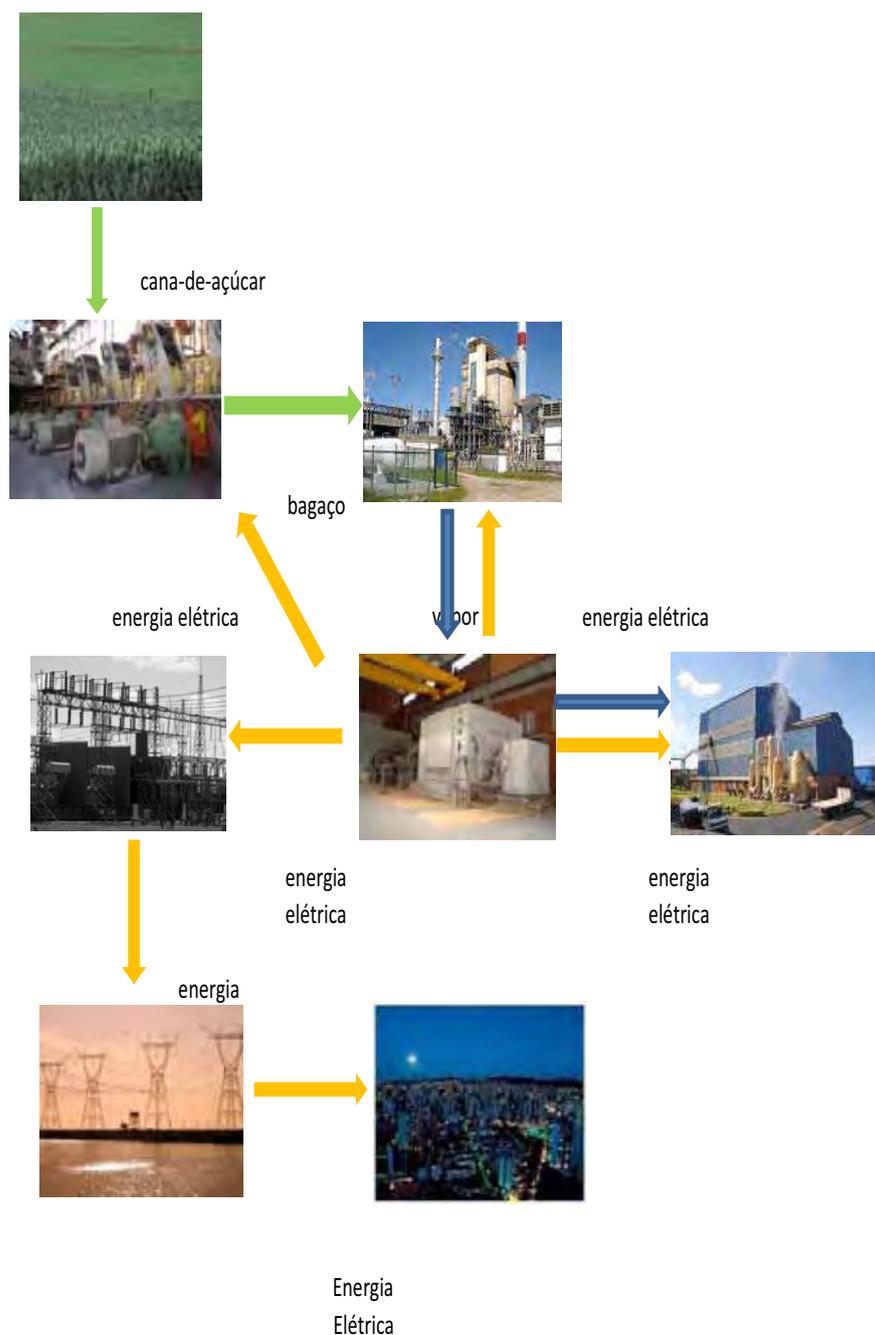


Figura 3.5: Configuração básica de uma UTE à bagaço de cana-de-açúcar.

Para ilustrar um projeto eficiente de cogeração de energia, é ilustrado o caso da Unidade Termelétrica da Usina Pioneiros (UTE Pioneiros). Localizada no município de Sud Mennucci – SP, a UTE Pioneiros iniciou sua operação comercial em maio do 2006, através do Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVE, firmado com a ELETROBRÁS. Como previsto no PROINFA,

toda a energia vendida, correspondente a máquina geradora contratada, é comercializada. Por isso, a Pioneiros investiu na otimização de sua planta industrial para torná-la mais eficiente, com o intuito de aumentar a receita proveniente da venda de energia e implantou uma modificação no seu processo de moagem, substituindo o acionamento da moenda, que antes era feito por turbinas a vapor, para acionamento proveniente de motores elétricos. A partir deste investimento, o processo ficou mais eficiente, sem que haja desperdício do vapor, que é usado totalmente na turbina de condensação. O potencial de geração de energia elétrica foi aumentado em aproximadamente 26%. Além da modificação do processo de acionamento da moenda, outros investimentos futuros podem ser implementados. A otimização do consumo de vapor de processo, a substituição de motores antigos por motores de alto rendimento e, também, a substituição no sistema de controle de válvulas e *dampers*, por controladores eletrônicos modernos, estão sendo estudados. Vale ressaltar que estas modificações possuem um impacto inferior à substituição do acionamento da moenda.

O projeto UTE Pioneiros é considerado um dos mais eficientes de todo o setor sucroalcooleiro, no aproveitamento do vapor produzido. Este projeto foi o primeiro do Brasil a operar com o acionamento das máquinas de preparo e moagem, da cana-de-açúcar, totalmente eletrificado.

Os principais sistemas que compõem a UTE Pioneiros são: uma linha de transmissão de 138 kV, uma subestação elevatória de 13,8/138 kV, um conjunto de turbogeradores e a caldeira. Além dos sistemas principais da UTE, também se destacam o sistema de moagem de cana-de-açúcar, eletrificado, e o sistema de distribuição de energia elétrica da usina, que alimenta os setores ligados a produção de açúcar e álcool.

3.4.1 Linha de Transmissão de 138 kV

A linha de transmissão da UTE Pioneiros possui uma extensão de aproximadamente 21 km, sendo sua energia transmitida na tensão de 138 kV, e conexão ao SIN, do tipo derivação em *tap* simples, na Linha de Transmissão Ilha Solteira – Jales, através de uma seccionadora manual de abertura

centralizada. Esta linha é composta de 46 estruturas metálicas e de 47 estruturas de concreto.

O seu traçado é relativamente simples, passando majoritariamente por terrenos planos, com mínimos impactos ambientais, por alguns cruzamentos com rede de distribuição básica 13,8 kV, por cruzamentos com rodovias e, também, por cruzamento com duas linhas de transmissão 440 kV. Apesar da linha tronco ser em circuito duplo, o ramal da UTE é em circuito simples. A Figura 3.6 mostra um detalhe da linha de transmissão da UTE.



Figura 3.6 - Detalhe da linha de transmissão UTE.

Futuramente, a UTE deverá ter seu sistema de cogeração ampliado, sendo necessário apenas o lançamento do segundo circuito, para atender esta ampliação.

Na Figura 3.7, é ilustrado um diagrama unifilar da linha de transmissão Ilha Solteira – Jales.



Figura 3.7: Diagrama Unifilar do Subsistema Ilha Solteira - Jales 138 kV.

A linha de transmissão Ilha Solteira – Jales, em 138 kV, e as subestações conectadas a ela, deverão sofrer, nos próximos anos, algumas inclusões (UTE Pioneiros II e UTE Vale do Paraná) e ampliações da geração de termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar (UTE Pioneiros I e UTE Interlagos). Estas inclusões poderão causar uma série de problemas de instabilidades ao sistema. O plano de expansão da concessionária proprietária da linha de transmissão Ilha Solteira – Jales prevê sua recapacitação a partir de janeiro de 2008.

3.4.2 Subestação 13,8/138 kV

A UTE Pioneiros possui um barramento de entrada da subestação elevatória de 13,8/138 kV, composta dos seguintes equipamentos: conjunto de pára-raios entrada, chave seccionadora com lâmina terra, disjuntor principal, conjunto de TP e TC, transformador de potência 1x25/31,25 MVA, sistema de medição e sistema de proteção, compostos por um conjunto de relés de proteção de linha principal e retaguarda, proteção para sobrecorrente e proteção diferencial do transformador.

O projeto de expansão da geração da UTE prevê a instalação de um outro barramento com as mesmas características.

Para entrada em operação comercial, foi assinado o acordo operativo entre a UTE Pioneiros(proprietária SE 138 kV), a Elektro (concessionária de distribuição energia) e CTEEP (proprietária da Linha de Transmissão Ilha Solteira-Jales). Neste acordo operativo, foram descritos todos os procedimentos de operação normais e de emergência na subestação e linha de transmissão e também as tratativas entre as partes, quando ocorrer algum tipo de intervenção no sistema, com a finalidade de garantir a segurança operativa do pessoal, equipamentos e instalações envolvidas. A Figura 3.8 mostra a SE elevatória 13,8/138 kV da UTE.



Figura 3.8: SE 13,8/138 kV UTE.

3.4.3 Turbogeneradores

A UTE possui licença para a instalação de 64 MW de potência, sendo que, atualmente, possui instalado 42 MW, divididos em um turbogenerador de 32 MW e outro turbogenerador de 10 MW. A Figura 3.9 mostra o turbogenerador de extração - condensação 32MW.



Figura 3.9: Turbogenerador de extração – condensação 32 MW

A principal diferença entre os turbogeradores está na concepção das turbinas. Uma turbina de alta eficiência, com extração controlada e condensação, aciona o gerador de 32 MW, enquanto a outra turbina de contrapressão aciona o gerador de 10 MW. As principais características dos conjuntos turbogeradores podem ser verificadas na tabela 3.3.

Complementando o conjunto de turbogeradores, existem os painéis de manobra dos geradores, proteção e excitação, painéis de surto e neutro, painel de acionamento da turbina, painel de sincronismo e painel de exportação, além do sistema auxiliar que comporta um gerador a diesel, sistema de retificador e banco de baterias, sistema de óleo e refrigeração. Todos os sistemas mencionados anteriormente estão automatizados.

Tabela 3.3 -: Características dos turbogeradores UTE

CARACTERISTICAS TURBOGERADORES			
TURBINA A VAPOR	TG 01	TG 02	Unidade
Fabricante	Siemens/ Alstom	TGM	
Modelo	VE32	TM15000	
Sistema de condensação	sim	não	
Potencia Bornes Gerador *	32400	12100	KW
Pressão Vapor Entrada	70	70	kgf/cm2
Temperatura Vapor	530	530	°C
Vazão vapor entrada	128000	67500	kg/h
consumo específico	4,5	5,57	kg/KWh
GERADOR ELÉTRICO	TG 01	TG 02	Unidade
Fabricante	Alstom	WEG	
Potencia Nominal	40.000	12.500	kVA
Número de Polos	4	4	
Tensão Nominal	13.800	13.800	V
Frequencia Nominal	60	60	Hz
Corrente Nominal	1.673	523	A
Fator de Potencia	0,80	0,8	
Tipo Excitação	brushless	brushless	
Contrato venda energia	PROINFA	não	

* potencia considerada no ponto de operação

O sistema de controle destes turbogeradores é formado por equipamentos que trabalham de forma coordenada, utilizando a filosofia mestre-escravo. O primeiro equipamento deste sistema de controle é um conversor que recebe impulsos elétricos e os transforma em pressão de óleo para abertura da válvula de admissão do vapor. Um outro conversor atua no controle da valvula de extração do vapor de escape. Este conversor recebe sinal proveniente do regulador de velocidade da turbina que tem a função de controle da turbina. Após a turbina entrar em rotação nominal, existe um outro equipamento no sistema de controle, responsável pela sincronização do gerador na barra. Após a sincronização, todo o controle do gerador é feito por este equipamento que, ao receber um comando para a alteração da energia demandada, emite um sinal para o regulador da turbina. O regulador, então, envia um comando para que o conversor atue na válvula de admissão,

aumentando ou diminuindo a entrada de vapor na máquina, para atender a nova demanda de energia. Um diagrama deste sistema de controle pode ser visualizado na Figura 3.10, com equipamentos do sistema de controle da empresa Woodward.

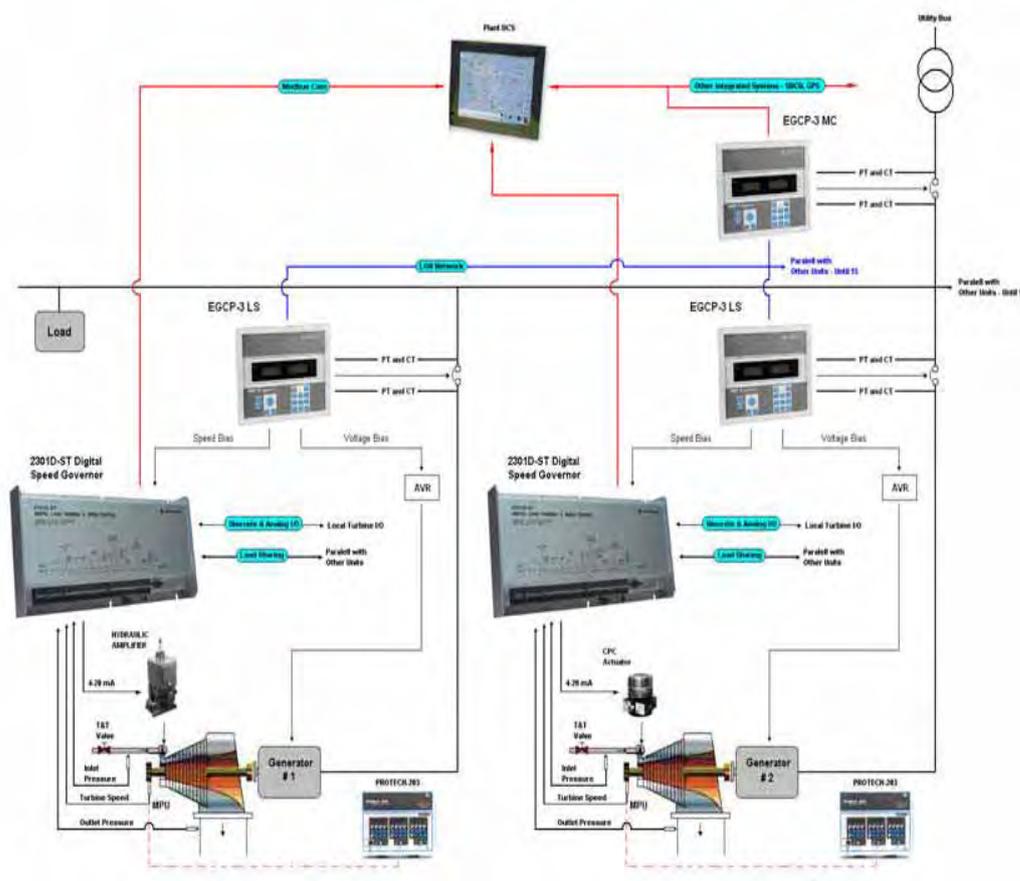


Figura 3.10: Sistema de controle dos turbogeradores da UTE.

3.4.4 Caldeira

Para funcionamento da UTE, foi instalada uma caldeira de alta eficiência, de alta pressão e temperatura, do tipo aquatubular com dois balões, de capacidade máxima de produção de vapor de 150 T/h, a uma pressão de 70 kgf/cm² e temperatura de 530°C. A temperatura da água de alimentação da caldeira é de 105 °C. A temperatura de saída dos gases de combustão é de 180 °C. Antes de serem liberados para atmosfera, os gases da combustão passam por um lavador de gases, com o objetivo de reter o material particulado. A figura 3.11 apresenta uma vista externa desta caldeira.



Figura 3.11: Caldeira da UTE

Esta caldeira da UTE Pioneiros já está no seu limite máximo. Quando for instalado um turbogerador adicional, deverá ser instalada também outra caldeira.

Assim como no caso dos turbogeradores, uma série de sistemas auxiliares também faz parte do sistema de geração de vapor, como esteiras metálicas para transporte do combustível (bagaço), sistema de alimentação de água, sistema de desmineralização de água, etc.

3.4.5 Eletrificação Moenda

O processo de acionamento elétrico da moenda da UTE Pioneiros foi instalado em fevereiro de 2006, tendo sua operação iniciada em abril do mesmo ano. O sistema de moagem foi o primeiro, no Brasil, a operar totalmente eletrificado, desde o preparo (picador nivelador, picador e desfibrador) até a moagem (1º ao 6º ternos) da cana-de-açúcar.

Conforme Rodrigues (2005), ao substituir o acionamento convencional a vapor por acionamento elétrico, obtem-se um ganho no potencial de exportação de energia, devido ao aumento da eficiência no acionamento da

moenda e do incremento de vapor disponível para as turbinas de alta eficiência. Este aumento, de aproximadamente 26%, elevou o montante da energia gerada, de 81.125 MWh/ano (previsto em contrato PROINFA), para aproximadamente 110.000 MWh/ano.

A filosofia adotada no projeto de eletrificação do sistema de moagem da cana-de-açúcar foi a instalação de motores de média tensão (13,8 kV) para o preparo da cana-de-açúcar, com o sistema de acionamento realizado com partida direta dos motores.

Nos ternos de moenda foram instalados motores elétricos (690 V), cujo acionamento é realizado por inversores de frequência. O acionamento de cada terno é feito de forma única, centralizada. A Figura 3.12 ilustra este tipo de acionamento.



Figura 3.12: Eletrificação moenda UTE.

3.4.6 Distribuição Interna de Energia

Com a implantação da UTE Pioneiros, toda a distribuição de energia interna, na planta industrial, que antes era feita em baixa tensão, em 440 V, foi substituída por uma distribuição em média tensão, em 13,8 kV. Com isso os centro de comando de motores (CCM's) transformaram-se em subestações (SE's) unitárias de energia. As SE's unitárias são compostas, basicamente, de

um painel de proteção/seccionamento, transformadores e o próprio CCM. Na planta industrial, estão instaladas SE's unitárias da caldeira, serviços auxiliares da casa de força, sistema de refrigeração água (*spray*), fábrica de açúcar, preparo de caldo/fermentação e moenda.

Cada uma destas SE's unitárias é energizada por um alimentador exclusivo, que tem origem no barramento principal da casa de força. Além das subestações unitárias, existe também um alimentador que energiza uma rede primária de distribuição interna, que interliga os pontos de alimentação mais distantes da usina, tais como, captação de água e os prédios administrativos e de apoio. A Figura 3.13 ilustra o diagrama unifilar simplificado da distribuição interna da usina sucroalcooleira.

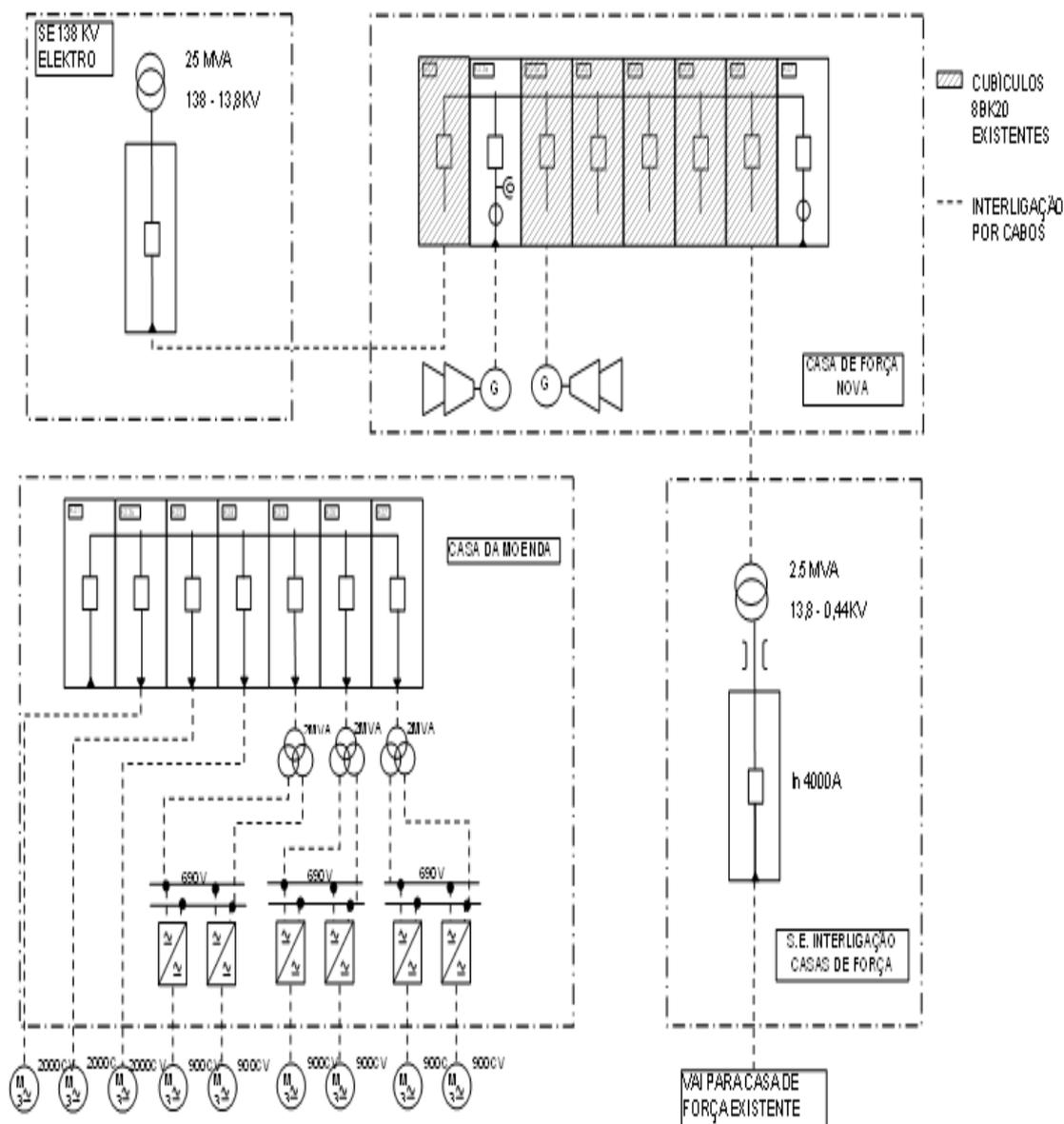


Figura 3.13: Diagrama unifilar simplificado da UTE.

3.5. Consumo Energia da UTE

No projeto de uma usina termelétrica também foi instalado um sistema de gerenciamento de energia e controle de demanda. Este sistema é capaz de quantificar o montante de energia consumida pelos principais processos da usina, servindo também para identificar a evolução do consumo de energia de cada um deles.

Na UTE Pioneiros, através dos dados armazenados neste sistema, foi levantado o perfil de geração e consumo nos dois primeiros anos de operação.. Os dados apresentados na Figura 3.14 foram obtidos através do software de gerenciamento de energia da UTE.

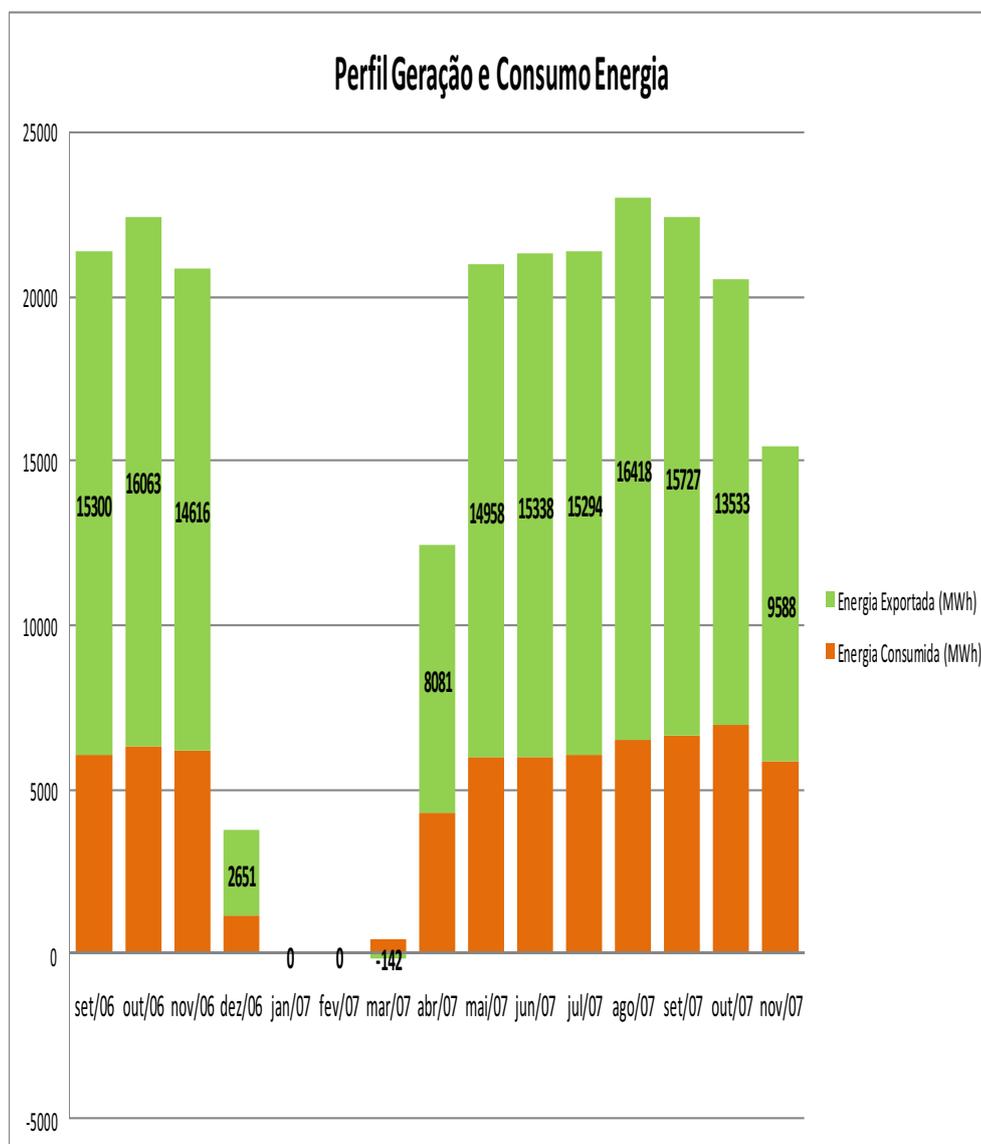


Figura 3.14: Perfil de geração e consumo da UTE.

Segundo pode-se analisar pelo gráfico da Figura 3.14, no período compreendendo entre setembro de 2006 a novembro de 2007, o volume total de energia gerada pelos dois turbogeradores foi aproximadamente 226.000 MWh, sendo que 65.500 MWh correspondeu ao consumo total do processo.

Ou seja, aproximadamente 29% do total gerado é consumido internamente. O restante da energia gerada, 160.500 MWh, estaria disponível para ser exportada, atendendo ao contrato PROINFA (turbogerador 32 MW).

Ainda de acordo com a Figura 3.14, existe uma variação na energia produzida ao longo dos meses. Este fato mostra como é difícil para uma usina termelétrica a bagaço de cana-de-açúcar manter sua geração constante durante o período de safra, como desejariam os agentes de distribuição. O processo de geração está atrelado a outro processo de produção, o de açúcar e álcool, estando sujeito a diversos tipos de problemas, tais como, quebra de equipamentos, falta de matéria prima devido a chuvas, variações no *mix* de produção de açúcar e álcool, problemas de conexão, etc.

Devido a sua característica sazonal, as usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, na região centro-sul, possuem seu potencial máximo de geração de energia elétrica nos meses de junho a outubro, ou seja, no período seco. Neste período, os reservatórios das usinas hidrelétricas estão em seus níveis mais baixos e, portanto seria muito interessante uma complementação das fontes renováveis de PCH's e termelétricas durante o ano, despachando a geração de PCH's durante o período úmido (quando as termelétricas a biomassa estarão no período da entressafra).

Do perfil de consumo medido, pode-se verificar que, a partir da eletrificação, o processo de preparo e moagem, passou a ser o setor de maior consumo na usina, seguido dos setores de caldeira, *spray* e destilaria/fábrica de açúcar. O gráfico da Figura 3.15 mostra o percentual correspondente de consumo de cada setor da usina.

Perfil de Consumo por Setores

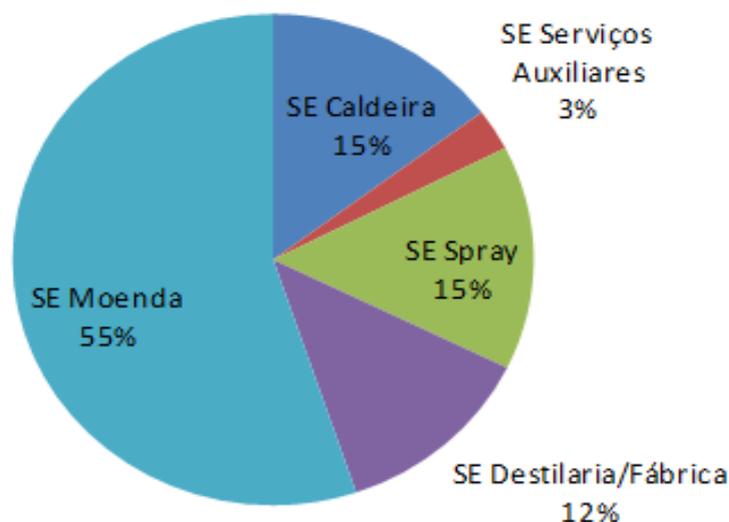


Figura 3.15: Perfil de consumo dividido percentualmente entre os setores da usina.

A partir das medições verificadas e conhecendo o perfil de consumo e sua representatividade no montante total, seria possível obter uma redução de consumo interno, com alguns investimentos que proporcionem um aumento na eficiência e produtividade da fábrica. O primeiro deles, e principal, é o investimento na redução do consumo de vapor interno do processo. Outros investimentos, como a substituição dos motores industriais antigos e de baixa eficiência por motores novos e mais eficientes, comercialmente conhecidos como motores de alto rendimento, além de investimentos que insiram a variação de velocidade no controle de vazão e pressão, poderiam contribuir para a melhoria do desempenho global da planta.

4. O Modelo Brasileiro do Mercado de Energia

4.1. Histórico do Mercado de Energia

Desde o início do século vinte, o setor elétrico brasileiro passou por grandes transformações. A partir de 1930, com o desenvolvimento da agricultura brasileira voltada a exportação, com destaque o setor cafeeiro, houve uma aceleração do crescimento industrial e implantação dos serviços urbanos, o que, por sua vez, provocou transformações no quadro de utilização e consumo de energia. Naquele tempo, o setor de energia elétrica brasileiro apresentava capacidade de geração da ordem de 780 MW de potência instalada e produção de 1.483 GWh (SANTOS, 2002).

Nesta época, o principal marco institucional do setor elétrico brasileiro foi a criação do Código de Águas, formalizado a partir do Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934. O Código de Águas foi instrumento decisivo de intervenção estatal no setor de energia elétrica brasileiro, pois regulamentava o uso dos recursos hídricos, concedendo à União o poder de dispor sobre a outorga, autorizações e concessões para exploração dos serviços de energia elétrica, e, inclusive, sobre o critério de determinação das tarifas destes serviços públicos (SANTOS, 2002).

O Código de Águas foi alvo de críticas de diversos setores, principalmente as concessionárias de energia estrangeiras, que atuavam no Brasil, e não concordavam com os critérios para estabelecimento das tarifas. Como consequência direta, os investimentos e participações destas companhias no setor diminuíram.

Na década de 1940, o aumento da demanda, proveniente do processo de urbanização e industrialização, aumentava as incertezas quanto ao suprimento de eletricidade no Brasil. O governo não dispunha de capital, tecnologia e capacidade de gestão suficiente para encampar e ampliar os

serviços públicos de eletricidade prestados pelas concessionárias estrangeiras. Por sua vez, as empresas estrangeiras estavam receosas em investir, pois não conseguiam obter melhores tarifas (SANTOS, 2002).

A solução para este impasse foi a criação das primeiras companhias concessionárias estaduais. No Rio Grande do Sul, foi criada a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Em Minas Gerais, foi criada a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. E, em São Paulo, foi criada a Usinas Elétricas do Paranapanema - USELPA.

No início da década de 1950 foi criada uma comissão mista, entre o Brasil e os Estados Unidos, para estudar a situação do setor elétrico brasileiro. Este estudo mostrou um desequilíbrio entre oferta e demanda devido a vários fatores. Entre eles, estava a urbanização acelerada, o forte crescimento industrial nas duas décadas passadas, o rigoroso controle tarifário, e a mudança na matriz energética, com o deslocamento da demanda de lenha e carvão importado para a de energia elétrica e petróleo.

Com o início do governo de Juscelino Kubitschek (1959-1961), o Brasil viveu um momento de desenvolvimento e crescimento do setor elétrico, com a implantação do plano de metas, estruturado em um modelo de crescimento que combinava a ação do estado com a empresa privada nacional e o capital estrangeiro. Neste período a capacidade instalada de geração teve um aumento de 65%, passando de 3.148 MW para 5.204,7 MW.

A criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRAS, em 1961, foi um dos marcos do início da década de 1960. Este período foi marcado por um processo de desenvolvimento baseado em iniciativas estatais, sob o financiamento de organismos financeiros nacionais e internacionais e, também, de recursos de consumidores (imposto único e empréstimo compulsório) (CHRISTOFARI, 2006).

As décadas de 1970 e 1980 representaram um período crítico para o setor elétrico brasileiro. As transformações na indústria e o crescimento acelerado das cidades que ocasionaram um aumento, em taxas elevadas, no consumo de energia elétrica, evidenciando um risco eminente de déficit a partir

do início da década 1990. Como o setor elétrico brasileiro não dispunha de recursos financeiros suficiente para ampliação do parque gerador instalado, tornou-se estratégico a retomada do investimento privado, resultando na reforma do setor elétrico, iniciado em 1995.

4.2. O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

O início de um novo tempo no mercado de energia elétrica brasileiro começou a ser desenhado no ano de 1995, com a promulgação da Lei nº. 8.631, de 05 de março de 1993. Esta lei tratava da extinção da equalização tarifária, vigente à época, e criava os contratos de suprimento entre os geradores e os distribuidores de energia elétrica. A partir daí, ocorreu outro evento muito importante, que foi a promulgação da lei nº. 9.704, de 07 de julho de 1995. Esta lei tinha como objetivo principal estimular a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica, criando, para isto, a figura do Produtor Independente de Energia - PIE (BRASIL - CCEE, 2007)

No ano de 1996, o Ministério de Minas e Energia - MME coordenou um projeto que visava à reestruturação do setor elétrico brasileiro. Este projeto ficou conhecido como Projeto RE-SEB e contou com a participação de diversos técnicos brasileiros e também internacionais.

Segundo Brasil - CCEE (2007), as principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e, manter sob regulação, os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador, que seria posteriormente conhecido como Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a criação de um operador para o sistema elétrico interligado nacional, posteriormente conhecido como Operador Nacional do Sistema – ONS e também a criação de um ambiente para a realização das operações de compra e venda de energia elétrica, conhecido como Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. Este projeto só

foi concluído em agosto de 1998 e serviu como base conceitual para as principais mudanças do setor elétrico brasileiro.

Após a crise de energia que atingiu o Brasil no ano de 2001, com o racionamento de energia, o governo precisava adotar medidas definitivas para eliminar o risco de outra crise. Este fato foi o principal fator para a implantação das mudanças no setor elétrico brasileiro.

A reestruturação do setor elétrico deu-se através da promulgação das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada através do Decreto lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004. As principais modificações, com a aprovação desta lei foram: a criação de uma instituição responsável pelo desenvolvimento de estudos e pesquisas relacionados ao planejamento energético, denominada de Empresa de Pesquisa Energética – EPE e; a criação de uma instituição para substituir a atuação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), sendo responsável por toda a parte de contabilização e comercialização de energia no sistema interligado brasileiro, denominada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

A evolução e as principais mudanças do setor de energia elétrica no Brasil são apresentadas na Tabela 4.1.

Com o novo modelo, o governo esperava alcançar três objetivos principais: a garantia da segurança do suprimento de energia elétrica; o estabelecimento da modicidade tarifária e; a promoção da inserção social no setor elétrico, com a inclusão de programas para fornecer energia elétrica a todos os brasileiros.

Para que a garantia de segurança do suprimento de energia elétrica seja cumprida, o novo modelo baseia-se em medidas que devem ser respeitadas pelos Agentes como: a exigência de contratação da totalidade de energia demandada por parte das distribuidoras e dos consumidores livres; uma nova metodologia de cálculo de lastro para venda de geração e; contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda (BRASIL - CCEE, 2007).

Tabela 4.1: Comparativo da evolução do setor elétrico brasileiro (BRASIL - CCEE, 2007)

Principais Atividades	Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (de 1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Recursos Financeiros	Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos(BNDES) e privados	Financiamento através de recursos públicos(BNDES) e privados
Estrutura das Empresas	Empresas Verticalizadas	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Tipo de Empresas	Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Estrutura do Mercado Energia	Monopólios, sem competição entre as empresas	Competição na geração, distribuição e comercialização	Competição na geração, distribuição e comercialização
Perfil dos Consumidores	Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Características das Tarifas	Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente Livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização Ambiente Regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Características do Mercado	Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercado regulado e livre
Estudos e Planejamento Energético	Planejamento determinativo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Estudos de Planejamento realizados pela Empresa de Pesquisa Energética
Modo de Contratação Energia	Contratação 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto / 2003) e 95% do mercado (após setembro / 2003)	Contratação 100% do mercado + reserva
Sobras e Déficits	Sobras e déficits do balanço energético rateado entre os compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/Déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de compensação de sobras e déficits (MCSD) para as distribuidoras

O novo modelo prevê, para a modicidade tarifária, que a compra de energia elétrica pelas distribuidoras seja feito no ambiente regulado por meio de leilões, através do critério do menor preço. O objetivo é reduzir os custos de aquisição de energia elétrica, a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

Ainda segundo Brasil - CCEE (2007), a inserção social objetiva a promoção da universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, em condições suficientes para que o benefício da eletricidade seja disponibilizado aos cidadãos que ainda não contam com tal serviço. Também garante o subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que possam arcar com os custos do consumo de energia elétrica.

Ressalta-se ainda que, a partir da implantação do novo modelo, muitas modificações na estrutura das instituições foram feitas. Algumas instituições foram dissolvidas, outras foram criadas. Atualmente, os principais agentes presentes e atuantes no novo modelo elétrico brasileiro são: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS), o Operador Nacional do Sistema (NOS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A atribuição e atuação destes agentes são descritas a seguir.

4.2.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado pela Lei Nº. 9748, de 6 de agosto de 1997, é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, presidido pelo ministro de Minas e Energia, com a finalidade de propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

- Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos;
- Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso;

- Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país;
- Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;
- Estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado;
- Propor critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços;
- Propor critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

As políticas e diretrizes de energia foram formuladas de acordo com os seguintes princípios:

- Preservação do interesse nacional;
- Promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;
- Proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- Proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;
- Garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal;
- Incremento da utilização do gás natural;

- Identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país;
- Utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- Promoção da livre concorrência;
- Atração de investimentos na produção de energia;
- Ampliação da competitividade do país no mercado internacional;

4.2.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável pelos assuntos referentes às áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento da energia hidráulica, mineração e metalurgia, petróleo, combustível, energia elétrica e energia nuclear. Cabe, ainda, como competência do MME a eletrificação rural e a agroenergia.

O MME é o poder concedente e, com base nos termos da Lei nº. 10.848 de 15 de março de 2004, tem as seguintes competências em relação ao setor de energia elétrica:

- Elaborar o plano de outorgas e definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios;
- Promover licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Celebrar contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos;

- Extinguir a concessão, nos casos previstos em lei e na forma prevista no contrato;
- Declarar de utilidade pública os bens necessários à execução do serviço ou obra pública, promovendo as desapropriações, diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, caso em que será desta a responsabilidade pelas indenizações cabíveis;
- Declarar de necessidade ou utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de serviço ou obra pública, promovendo-a diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, caso em que será desta a responsabilidade pelas indenizações.

A operacionalização dos procedimentos licitatórios, a celebração de contratos e a expedição de atos autorizativos podem ser delegadas a ANEEL. As principais entidades subordinadas ao MME são:

Eletrobrás – Centrais elétricas brasileiras S.A.;

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral;

CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais;

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

4.2.3 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada pela lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996, com a finalidade básica de regular e fiscalizar as atividades setoriais de energia elétrica. A ANEEL é um órgão vinculado ao MME e suas principais atribuições são:

- Implementar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;
- Incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;
- Propor ajustes e as modificações na legislação necessárias à modernização do ambiente institucional de sua atuação;
- Regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;
- Promover (por delegação do MME), com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo poder concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso do bem público, bem como fiscalizar diretamente ou mediante convenio com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;
- Aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;
- Fixar tarifas das empresas prestadoras de serviços públicos, exceto as de geração;
- Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização e energia elétrica contratada de forma regulada e livre;

- Declarar (quando houver delegação do MME) a utilidade pública, para fins de desapropriação ou de instituição de servidão administrativa;
- Definir e arrecadar os valores relativos à compensação financeira;
- Estabelecer (em conjunto com outros órgãos da administração federal: SDE – Secretaria de Direito Econômico, CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica) regras para impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, de modo a zelar pela defesa da concorrência.

As atividades da ANEEL devem ser desenvolvidas obedecendo as seguintes diretrizes:

- Prevenção de potenciais conflitos, por meio de ações que estabeleçam adequado relacionamento entre agentes do setor de energia elétrica e demais agentes;
- Regulação e fiscalização realizadas com o caráter de simplicidade e pautadas na livre concorrência entre os agentes, no atendimento as necessidades dos consumidores e no pleno acesso aos serviços de energia elétrica;
- Adoção de critérios que evitem práticas anticompetitivas e de impedimento ao livre acesso aos sistemas elétricos;
- Criação de condições para a modicidade tarifária, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;
- Criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham assegurada a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato;
- Adoção de medidas efetivas que assegurem a oferta de energia elétrica às áreas remotas e densidade de cargas baixas, urbanas

e rurais, de forma a promover o desenvolvimento econômico e social e a redução das desigualdades regionais;

- Educação e informação dos agentes e demais envolvidos sobre as políticas, diretrizes e regulamentos do setor de energia elétrica;
- Promoção da execução indireta, mediante convenio, de atividades para as quais os setores públicos estaduais estejam devidamente capacitados;
- Transparência e efetividade nas relações com a sociedade;
- Realização de prévia audiência pública sempre que o processo decisório implicar afetação de direitos dos agentes do setor elétrico ou dos consumidores

A lei nº 9.427/1996 autorizou a ANEEL a descentralizar suas atividades para os Estados. A descentralização de atividades tem sido feita mediante convenio de cooperação com agências reguladoras estaduais, constituídas por lei. As atividades delegadas são de fiscalização, ouvidoria e mediação entre consumidores e concessionárias, objetivando a agilidade nos respectivos processos. Como contrapartida financeira pelo trabalho desenvolvido pelas Agências Estaduais, a ANEEL repassa parte dos recursos decorrentes da arrecadação da Taxa de Fiscalização. A ANEEL mantém convênio com 13 Agências estaduais: Alagoas, Amazonas, Bahia, Ceará, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e São Paulo.

Atualmente a agência responsável por fiscalizar os empreendimentos de geração no estado de São Paulo é a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP.

4.2.4 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentado por meio do Decreto nº 5.175/2004, para acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a

segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional. O comitê foi constituído por quatro representantes do MME e pelos titulares da ANEEL, da ANP, da CCEE, da EPE, e ONS. O comitê é presidido pelo ministro de Minas e Energia, e seu secretário executivo é um dos representantes do MME.

O principal objetivo do comitê é evitar o desabastecimento do mercado de energia elétrica. Para tanto é feito um acompanhamento da evolução mercado consumidor, o desenvolvimento de programas e obras e identificar, inclusive, as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental e comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento. O CSME tem poderes para definir diretrizes e programas de ação, podendo requisitar dos agentes setoriais, estudos e informações.

4.2.5 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada pela Medida Provisória nº 145, de 11 de dezembro de 2003, que posteriormente foi convertida na lei nº 10.847/2004. A EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é a o desenvolvimento de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, que envolvam a energia elétrica, petróleo e seus derivados, o gás natural, o carvão mineral, as fontes energéticas renováveis e eficiência energética.

Segundo está definido na Lei nº. 10.847/2004 as principais competências da EPE são:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- Identificar e quantificar os potenciais recursos energéticos;
- Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;

- Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- Obter licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e fontes renováveis;
- Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural do Brasil;
- Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- Dar suporte e participar nas articulações visando a integração energética com outros países;

- Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambiental sustentável, inclusive de eficiência energética;
- Promover plano de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- Promover estudos voltados para programas de apoio para modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético;
- Desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional

4.2.6 Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS

As Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS – foi criada pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, que vem sofrendo alterações durante os últimos anos. A ELETROBRÁS atua como agente do governo brasileiro, com funções empresariais de coordenação e integração do setor elétrico do país. São principais atividades da ELETROBRÁS são: *Holding* das concessionárias de energia elétrica sob controle federal, tais como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, FURNAS Centrais Elétricas S.A. - FURNAS, Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE, ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL, ELETROBRAS Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE, entre outras. A ELETROBRÁS é, ainda, acionista da Itaipu Binacional, com 50% das ações, e acionista minoritária de empresas estatais de energia elétrica sob controle dos estados, administradora de diversos fundos constituídos por recursos da união federal, administradora de operações de compra e venda de energia do PROINFA, financiadora de empreendimentos públicos e privados de energia elétrica,

mantenedora principal do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, comercializadora, no Brasil, da energia elétrica produzida na usina binacional Itaipu.

4.2.7 Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/1998, com a função de operar, supervisionar, e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, administrando a rede básica de transmissão de energia. Visa atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir confiabilidade do sistema definindo as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

4.2.8 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/2004, vindo a substituir o Mercado Atacadista em suas funções organizacionais e operacionais. Dentre as principais obrigações da CCEE estão:

- Manter o registro de todos os contratos celebrados nos Ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL);
- Promover a medição e o registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo, por submercados;
- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo e a liquidação financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da

ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;

- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover os leilões de compra e venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;

A Figura 4.1 descreve como estão presentes, em níveis de hierarquia, estas novas instituições do mercado elétrico brasileiro.

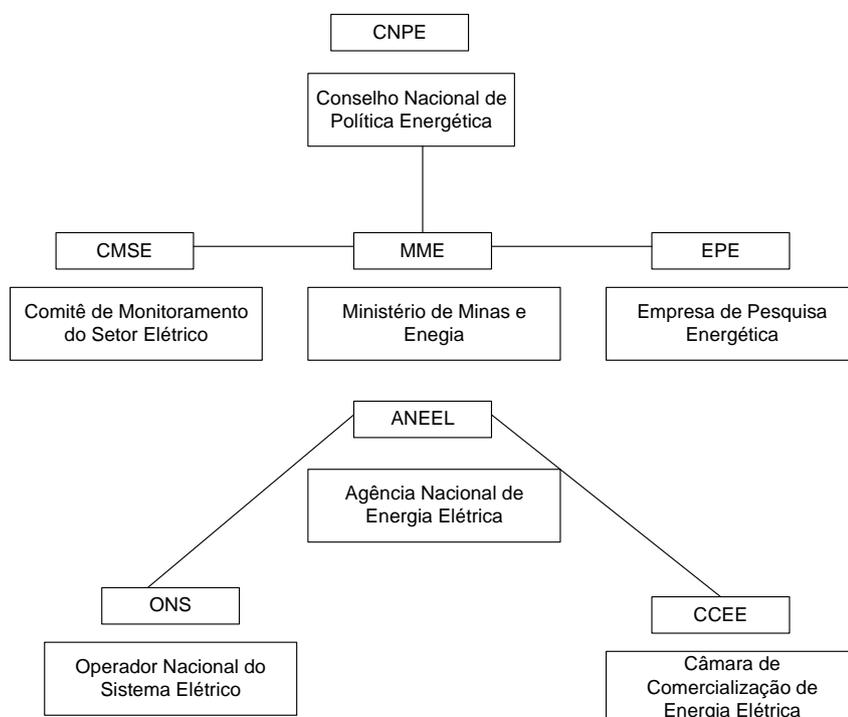


Figura 4.1: Configuração das novas instituições do setor elétrico brasileiro (BRASIL - CCEE, 2007).

4.3. A Comercialização de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Segundo ficou definido no novo modelo do setor elétrico brasileiro, a comercialização de energia elétrica deve ser realizada em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contração Regulada - ACR e; Ambiente de Contratação Livre - ACL.

A contratação no ACR é feito através de contratos bilaterais regulados, que são denominados “Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR”. Estes contratos bilaterais são firmados entre os agentes vendedores e agentes compradores.

A contratação no ACL, como o próprio nome já diz, é livre, ou seja, é liberada a livre negociação entre os agentes vendedores, agentes comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Neste ambiente de contratação livre, os contratos de compra e venda são acordados bilateralmente entre as empresas.

Com relação a venda de energia, os agentes geradores (concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores e comercializadores), podem vender energia elétrica nos dois ambientes de contratação, ACR e ACL, com o objetivo de manter a competitividade da geração, contribuindo assim para a modicidade tarifária. Os contratos firmados no ACR e ACL devem ser registrados na CCEE, para servirem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Na Figura 4.2 tem-se uma visão geral dos ambientes de contratação Regulada e Livre.



Figura 4.2: Visão geral da comercialização de energia (BRASIL - CCEE, 2007)

Na configuração e modelagem destes ambientes, algumas obrigações ficaram mais evidentes e devem ser cumpridas a risca pelos agentes, como a obrigatoriedade dos agentes vendedores apresentarem cem por cento de lastro para venda de energia e potência. Em caso de não cumprimento, serão submetidos às penalidades previstas nas regras e procedimentos de comercialização. Outra exigência importante é que os agentes de distribuição também devem apresentar a totalidade de cobertura contratual, para atendimento a seu mercado.

4.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulada tem a participação de todos os agentes vendedores e agentes de distribuição de energia elétrica. Conforme disposto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu artigo 13º, os agentes de distribuição de energia elétrica podem adquirir energia para atendimento a seus mercados consumidores, de acordo com uma das modalidades.

A principal forma de contratação é através dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração. A energia elétrica também pode ser adquirida através de compra de geração distribuída. A geração distribuída é

definida como a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, que estão conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, com exceção feita as usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW e usinas termelétricas, inclusive as termelétricas de cogeração e que tenham uma eficiência energética inferior a 75%, desde que esta contratação seja realizada através de chamada pública realizada pelo próprio agente de distribuição. A contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada também pode ser feita com as usinas produtoras de energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, que foram contratadas no PROINFA. Os contratos de compra de energia da Itaipu Binacional também podem ser realizados no Ambiente de Contratação Regulada.

Os leilões de energia elétrica são as principais formas de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A responsabilidade do leilão é da ANEEL, que delega para a CCEE a sua realização, de acordo com as diretrizes determinadas pelo MME. Atendendo a um dos objetivos do novo mercado de energia elétrica, o critério adotado para definir os vencedores do leilão é a menor tarifa de energia apresentada. Assim, os vencedores do leilão são aqueles que ofertarem a energia pelo menor preço do MW médio para atendimento da demanda. Com essa forma de contratação, o Governo atende ao critério da modicidade tarifária (BRASIL - CCEE, 2007).

Os leilões de energia são podem ser de dois tipos: leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, conhecidos como “leilões de energia existente” e; leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, conhecidos como “leilões de energia nova”.

Um leilão de energia, desde a sua fase inicial até a assinatura dos contratos, pode ser dividido, basicamente, em cinco etapas distintas, conforme descritos a seguir.

1º Etapa: Estudos Técnicos Iniciais

Nesta primeira etapa, a EPE apresenta estudos técnicos da situação energética do país, contendo a situação atual e projeções futuras. Para a realização destes estudos, a CCEE informa a EPE como está a situação atual do mercado de energia brasileiro. Estes estudos são encaminhados para o MME, que faz a análise das informações e define a estratégia para que sejam feitas as primeiras análises da sistemática do leilão, como número de fases, metodologia e tipo de produto, se de fonte hidráulica ou de fonte térmica, por exemplo.

2º Etapa: Ambiente Legal

Nesta fase, é divulgada a Portaria Ministerial que trata do leilão. Nesta portaria, são divulgados os tipos de leilão (energia nova e existente), o ano base previsto para o suprimento de energia elétrica, a data provável de realização do leilão e a forma de realização (presencial ou pela internet). É delegada à ANEEL a promoção do leilão, elaboração do referido edital e os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR. São estipulados os prazos máximos para que os agentes de distribuição informem os montantes que desejam adquirir, em cada leilão. Estes montantes informados devem atender a totalidade do respectivo mercado no ano do início de suprimento previsto. São estipulados ainda os procedimentos para que os empreendedores de investimentos de geração cadastrem seus empreendimentos para participarem deste leilão, que ocorre mediante preenchimento de uma ficha de dados, submetida à análise da EPE. Outra informação que consta nesta portaria é delegação, à EPE, da habilitação técnica e garantia física dos empreendimentos de geração que participarão do leilão.

3º Etapa: Sistema do Leilão

Na terceira etapa, inicia-se uma fase de detalhamento da sistemática do leilão. Este processo é conduzido em conjunto entre a ANEEL e a CCEE. Após a definição da sistemática, o Ministério de Minas e Energia divulga portaria

contendo todo o detalhamento desta sistemática, definindo como será realizado o leilão (via sistema ou presencial), o número de fases, os tipos de rodadas (uniformes e discriminatórias), tipos de produtos (fontes hidráulicas e fontes térmicas) entre outros. Ainda nesta etapa, a CCEE especifica e realiza os testes no sistema que será utilizado no leilão. Para garantir a transparência e confiabilidade este processo é todo auditado.

4º Etapa: Operação do Leilão

Nesta etapa, a EPE, após análise dos documentos, habilita tecnicamente os empreendimentos que irão participar do leilão. São divulgados os valores de Garantia Física - GF, Custo Variável de Operação - COP e Custo Econômico de Curto Prazo - CEC. Na sequência, os empreendimentos fazem o depósito de garantias (este valor chega a 1% do total do investimento declarado). São realizados, pela CCEE, treinamentos e simulações para os participantes do leilão e por fim, é feita a realização do leilão.

5º Etapa: Análise e Documentação Pós Qualificação

Após a realização do leilão, as empresas que conseguiram vender/comprar energia no leilão, devem apresentar à ANEEL toda documentação de pós qualificação. Deve ser apresentado um documento denominado “Termo de Ratificação do Lance”, onde é confirmado o valor de lance dado no leilão. Nesta etapa, também deve ser depositada uma garantia de que o empreendedor fará o investimento. Esta garantia é denominada “Garantia de fiel Cumprimento” e deve ser feita em favor da ANEEL (o valor estipulado é da ordem de 10% do total do investimento). Na sequência, a ANEEL emite outorga em favor do empreendimento e, logo após, são assinados os contratos CCEAR.

Os leilões de energia são realizados todos os anos, com data de entrega e comercialização de energia em 1 ano, 3 anos ou 5 anos, após a data de realização do referido leilão. A denominação de cada tipo de leilão fica sendo,

Respectivamente, “A-1”, “A-3” e “A-5”. Nesta denominação, a letra “A” significa o ano base previsto para suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões. Segundo Brasil - CCEE (2007), conforme ilustrado na Figura 4.3, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- Ano “A-1”: o ano anterior ao ano base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;
- Ano “A-3”: o terceiro ano anterior ao ano base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;
- Ano “A-5”: o quinto ano anterior ao ano base “A” em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;

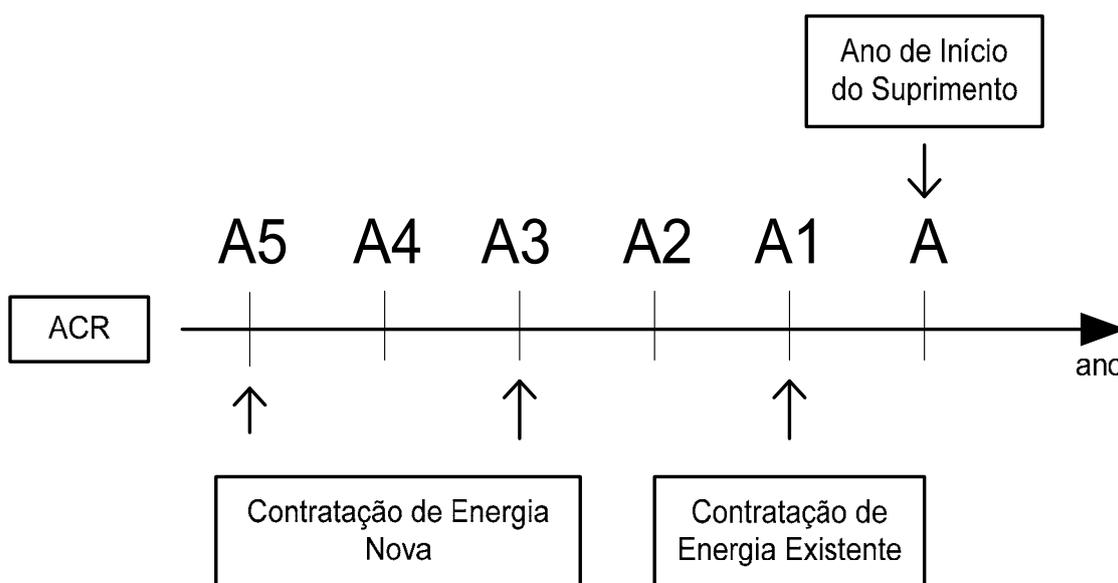


FIGURA 4.3: Cronograma para realização dos leilões de compra de energia elétrica (BRASIL - CCEE, 2007).

No ano 2007, o Ministério de Minas e Energia realizou o 1º Leilão de Fontes Alternativas. Os leilões de Fontes Alternativas foram regularizados por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2004. Estes leilões são realizados com empreendimentos que gerem energia provenientes de fontes alternativas, como usinas termelétricas a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, cavaco de madeira, etc.), pequenas centrais hidroelétricas e usinas

eólicas. Os leilões de Fontes Alternativas possuem as mesmas características dos leilões de energia nova, ou seja, podem ser do tipo “A-1” até “A-5”.

Ao todo, já foram realizados cinco leilões de energia nova até o final do ano de 2007.

O 1º Leilão de Energia Nova ocorreu em dezembro de 2005. Como resultado, foram comercializados um total de 3.286 MW médios, por meio de contratos que variam de 30 anos (fontes hídricas) à 15 anos (fontes térmicas). A participação de usinas termelétricas a biomassa neste leilão foi resumido a seis empreendimentos, que corresponderam a venda de 78 MW médios em contratos de 15 anos, com início de entrega entre os anos de 2008 e 2009. Este montante de energia negociada correspondeu à aproximadamente 2,37% do volume total negociado. O Índice Custo Benefício - ICB médio destas usinas ficou em torno de R\$ 129,90/MWh.

O 2º Leilão de energia nova ocorreu em junho de 2006, no qual foram vendidos 1.682 MW médios. A participação das usinas termelétricas a biomassa neste leilão foi resumida a quatro empreendimentos que, juntos, totalizaram o montante de 58 MW médios. Este valor correspondeu a uma participação de apenas 3,5% no volume total de energia negociada. Neste leilão, o ICB médio das usinas termelétricas ficou em torno de R\$ 133,64/MWh.

Em Outubro de 2006, foi realizado o 3º Leilão de energia nova, no qual, foram comercializados, 1.104 MW médios. A participação das usinas termelétricas a biomassa neste leilão foi resumida a cinco empreendimentos que, juntos, totalizaram o montante de 61 MW médios, correspondendo a uma participação de apenas 5,5% no volume total de energia negociada. O ICB médio deste leilão ficou em torno de R\$ 140,88/ MWh.

No ano de 2007, o governo brasileiro iniciou uma nova modalidade de leilão no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Trata-se de um leilão voltado exclusivamente para os empreendimentos que utilizem fontes alternativas de energia. Este leilão ficou conhecido como “1º Leilão de Fontes Alternativas de Energia”, no qual foram comercializados 190 MW médios. Por ser exclusivo para as fontes alternativas, a participação das usinas

termelétricas a biomassa foi mais representativa do que nos leilões anteriores, em torno de 115 MW médios, ou seja, aproximadamente 61% do total, divididos em 11 empreendimentos. Entre eles, estava a Pioneiros Bioenergia S/A – Unidade Ilha Solteira, denominado “UTE Pioneiros II”. O ICB médio deste leilão foi de aproximadamente R\$ 138,85 MW/h.

O último leilão do ano de 2007 foi realizado no mês de julho, onde foram comercializados 1.304 MW médios. Neste leilão, não houve a participação das usinas termelétricas a biomassa, sendo negociado apenas com as termelétricas a óleo combustível. A tabela 4.2 apresenta os montantes negociados em todos os leilões, para cada usina de açúcar e álcool.

Tabela 4.2: Participação das usinas de açúcar e álcool nos leilões de energia nova.

PARTICIPAÇÃO USINAS AÇÚCAR E ÁLCOOL NOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA									
TIPO LEILÃO	EMPREENDIMENTO	2008 T-15		2009 T-15		2010 T-15		2011 T-15	
		ENERGIA CONTRATADA (LOTES)	ICB (R\$/MWh)						
1 LEILÃO ENERGIA NOVA	COSAN - COSTA PINTO	19	138,99						
	COSAN - RAFARD	12	137,17						
	UTE COCAL	10	115,19	9	129,87				
	USINA INTERLAGOS	6	104,96	2	114,96				
	UTE QUIRINÓPOLIS	6	104,00						
	LASA			14	138,99				
2 LEILÃO ENERGIA NOVA	COLORADO			8	134,21				
	SÃO JOSÉ			28	134,20				
	SANTA ISABEL			11	134,25				
	QUIRINÓPOLIS			11	134,12				
3 LEILÃO DE ENERGIA NOVA	QUATÁ							10	137,00
	CORONA BIOENERGIA							21	137,60
	FERRARI AGRO							8	138,00
	BOA VISTA							11	134,99
	VALE VERDE							11	137,70
1 LEILÃO FONTES ALTERNATIVAS	FLORALCO					8	139,12		
	GDA DEDINI					23	138,6		
	LD LAGOA DA PRATA FASE 1					13	139,12		
	LD LAGOA DA PRATA FASE 2					6	139,12		
	LD RIO BRILHANTE FASE 1					10	139,12		
	LD RIO BRILHANTE FASE 2					12	139,12		
	PIONEIROS II					12	139,12		
	SANTA CRUZ AB FASE 1					6	138,75		
	SANTA CRUZ AB FASE 2					14	138,75		
	ESTER					7	138,9		
IACANGA					4	138,94			

No total, foram comercializados, nos leilões de energia nova e fontes alternativas, 7.566 MW médios. Deste total, apenas 312 MW médios, correspondente a aproximadamente 4,12%, foram provenientes das usinas termelétricas a biomassa bagaço de cana-de-açúcar. Ou seja, apesar da grande expectativa de potencial de geração com uma maior participação das usinas a biomassa, isto não aconteceu.

Segundo Sousa (2007), as dificuldades para concretização do potencial de cogeração com biomassa de cana-de-açúcar são diversas, como problemas de licenciamento ambiental, conexão ao sistema elétrico, financiamento, tarifas, preço teto dos leilões, etc. Estas dificuldades estão fazendo com que muitos empreendedores não invistam em cogeração para venda de excedentes, o que faz com que priorizem, num primeiro momento, o investimento na produção de álcool. A partir deste cenário desfavorável, foi realizado um levantamento pela UNICA para identificar as principais causas de desistências dos empreendimentos com cogeração a biomassa de cana-de-açúcar nos leilões de energia nova.

Esta análise envolve um primeiro conjunto de usinas, que são aquelas cadastradas no leilão, numa relação de pouco compromisso. Ou seja, em sua grande maioria, são projetos de cogeração que ainda estão em fase de estudo de viabilidade técnica e econômica. Entretanto, o fato é que são projetos que existem, dado que a cogeração é o elo final na cadeia de produção e depende de outros estágios, como da matéria prima (cana-de-açúcar) e obtenção do combustível (bagaço).

O segundo conjunto são os empreendimentos habilitados tecnicamente pela EPE, onde o grau de compromisso na sua participação do leilão é um pouco maior. A maior diferença é que, ao contrário de um projeto cadastrado, os projetos habilitados são tecnicamente viáveis, ou seja, a habilitação técnica “filtra” os projetos que não apresentaram, em tempo hábil, a documentação relacionada na portaria do Ministério de Minas e Energia nº 328 de 29 de julho de 2005. Esta documentação envolve o comprovante de registro do empreendimento na ANNEL, Licença Ambiental Prévia, parecer para conexão a rede básica (ou documento equivalente), Demais Instalações de Transmissão - DIT, outorga uso da água, entre outros. Em termos percentuais, somente 50% do total de projetos cadastrados chegam a ser habilitados.

O terceiro conjunto é formado pelos empreendimentos que cumpriram todas as etapas anteriores e conseguiram a comercialização de sua energia excedente. Os empreendimentos vendedores são empreendimentos que

foram pré-qualificados, portanto, habilitados, que conseguiram comercializar sua energia no leilão.

O gráfico da Figura 4.4 apresenta o número de empreendimentos, em cada uma destas fases, dividida entre os leilões de energia nova e fontes alternativas.

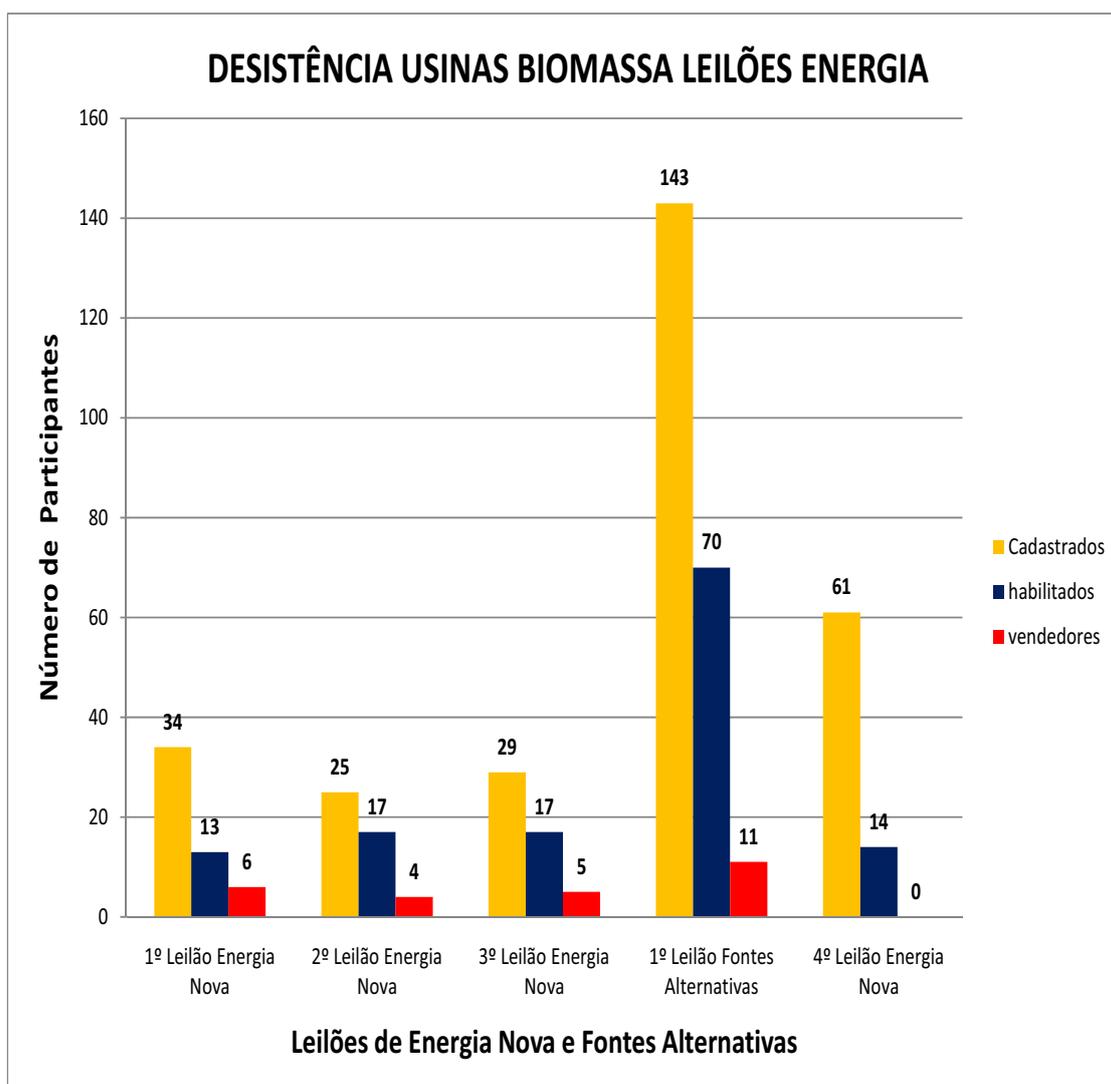


Figura 4.4: Desistência usinas de biomassa cana nos leilões de energia nova e Fontes Alternativas.

Em termos de volume de energia não negociada em cada uma das fases, o gráfico da Figura 4.5 mostra o potencial que poderia estar disponível e não foi aproveitados nestes leilões.

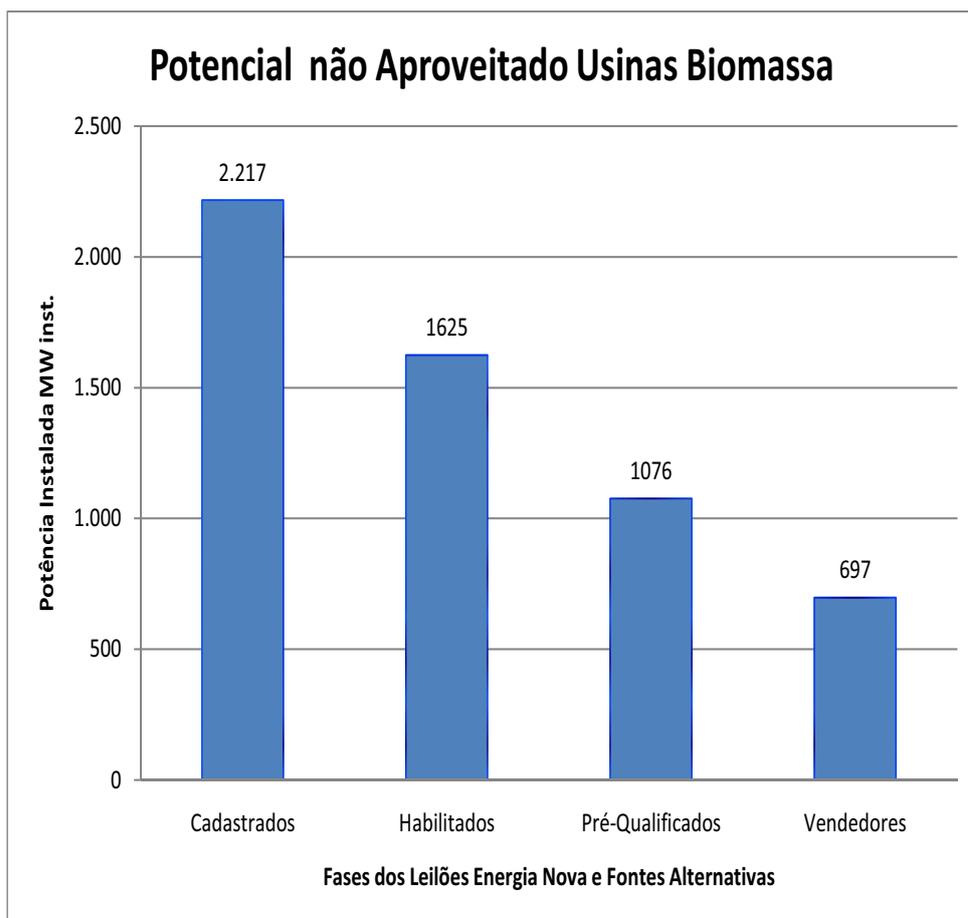


Figura 4.5: Potencial não aproveitado das usinas de biomassa nos leilões de energia nova e fontes alternativas.

Para o ano de 2008, o governo já divulgou a realização de outros três leilões classificados como “Leilão de Energia de Reserva” e os tradicionais leilões de energia nova “A-3” e “A-5”.

Além dos leilões de energia, outra forma de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulado são através de programas especiais, como o programa de geração de energia incentivada. O mais recente destes programas, o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, foi regulamentado pelo decreto nº 5025 de 30 de março de 2004, com o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos geradores de energia a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa.

O PROINFA foi um programa criado no ano de 2002 e entrou em operação apenas em 2006. Seus principais objetivos visavam à diversificação

da matriz energética brasileira, possibilitando um aumento da segurança no abastecimento energético, valorização das características e potencialidades regionais e locais, através da criação de empregos e capacitação de mão-de-obra e redução das emissões de gases do efeito estufa.

O PROINFA previa uma contratação de 3.300 MW, divididos em 1.100 MW para fontes eólicas, 1.100 MW para PCH e 1.100 MW para biomassas, inclusive usinas termelétricas movidas a bagaço de cana-de-açúcar. Outro ponto de destaque do PROINFA diz respeito a uma linha especial de financiamento, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, chegando a uma participação de até 70%. Toda a energia gerada será comprada pela ELETROBRÁS, através de um contrato de compra de energia de longo prazo, que assegura ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada, por um período de 20 anos. Outros incentivos do PROINFA são: Despacho obrigatório (ONS) prioritário para as usinas participantes do PROINFA, compra de toda energia gerada pelo empreendimento, redução na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica - TUSD de pelo menos 50% e; a possibilidade de acesso aos créditos oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

O ponto de maior controvérsia do PROINFA foi o valor da energia, para cada tipo de fonte. O Ministério de Minas e Energia apresentou, para os empreendimentos de biomassa de cana-de-açúcar, o valor de R\$ 93,77 /MWh. Para os empreendimentos de biomassa de madeira, foi definido um valor de R\$ 101,35/MWh. Para os empreendimentos de biomassa de biogás de aterro sanitário, foi estipulado o valor de R\$ 169,08/MWh. Para as pequenas centrais hidroelétricas, foi dado o valor de R\$ 117,02/MWh. Por fim os empreendimentos de energia eólica tiveram seus valores definidos entre R\$ 180,18/MWh a R\$ 204,35/MWh .

Apesar dos incentivos propostos, o PROINFA não alcançou os resultados esperados. Cinco anos após a data de sua criação, apresenta uma participação de apenas 860,6 MW, o que corresponde à 26,01% da expectativa inicial. Um desempenho tão aquém do esperado talvez possa ser explicado

pela demora em conseguir a liberação do financiamento no BNDES, pela dificuldade em se encontrar empresas nacionais fabricantes de equipamentos para geração alternativa (principalmente usinas eólicas) e, também, pela demora na obtenção da Licença de Instalação para algumas PCH's.

Segundo o Ministério de Minas e Energia, o PROINFA tem uma capacidade atual instalada, para os empreendimentos de biomassa, de 465 MW, enquanto que, para as eólicas, há 208,3 MW instalados. As PCH's possuem 186,4 MW instalados. Porém, estes números deverão sofrer mudanças rapidamente, pois existe um total de 1.000 MW em construção e outros 600 MW em fase final de detalhamento.

Os empreendimentos participantes do PROINFA e seus respectivos montantes contratados são apresentados na tabela 4.3

Tabela 4.3: Usinas do PROINFA, em 2004 (ELETROBRAS, 2007)

USINAS EM OPERAÇÃO PROINFA			
REGIÃO	FONTE	EMPRENDIMENTO	POTENCIA (MW)
SUL	PCH	Carlos Gonzato	9,0
		São Bernardo	15,0
		Esmeralda	22,2
	EÓLICA	Osório	50,0
		Sangradouro	50,0
		Dos índios	50,0
		Água Doce	9,0
	BIOMASSA	Santa Teresinha - Tapejara	48,1
		Winnport	7,0
SUDESTE	BIOMASSA	Ruete	24,4
		Água Bonita	15,8
		Canaã	30,0
		Maracáí	36,8
		Fatura	29,9
		Cerradinho	50,0
		Pioneiros	28,4
		Mandu	20,2
		Volta Grande	30,0
		CENTRO OESTE	PCH
Eng. José Gelásio da Rocha	23,7		
Senador Jonas Pinheiro	5,9		
Canoa Quebrada	28,0		
Aquarius	4,2		
Buriti	30,0		
Piranhas	18,0		
Mosquitão	30,0		
BIOMASSA	Goiasa		42,5
	Jales Machado		12,0
NORDESTE	EÓLICA	Rio do Fogo	49,3
	BIOMASSA	Goiasa II	20,0
		JB	33,2
		Coruripe	16,0

De acordo com a Figura 4.6, no ano de 2004, os empreendimentos de biomassa apresentaram uma maior participação no PROINFA.

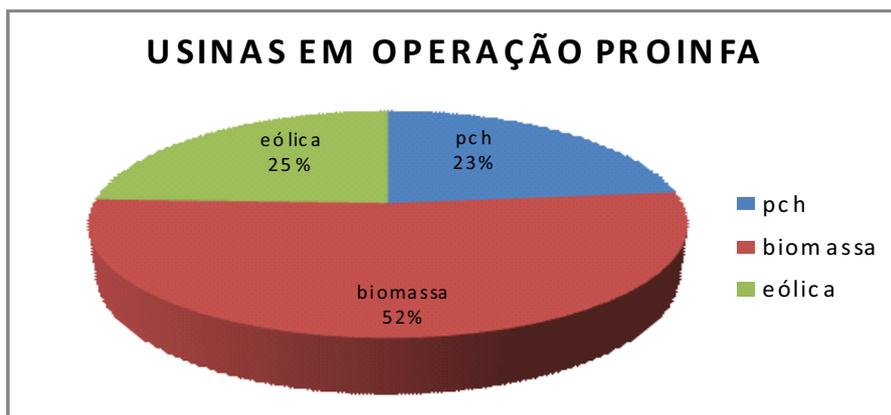


Figura 4.6: Participação dos empreendimentos no PROINFA, em 2004 (ELETROBRAS, 2007)

Analisando o gráfico da Figura 4.6, observa-se que os empreendimentos de geração termelétrica a biomassa, majoritariamente de bagaço de cana-de-açúcar, tiveram maior participação no início do PROINFA e entraram em operação na data prevista. Isto ocorreu porque grande parte das usinas sucroalcooleiras já cogravavam e, por isso, apenas fizeram uma modernização de seu parque industrial, substituindo caldeiras e turbogeradores de baixa eficiência por equipamentos de alto desempenho, para poderem promover um excedente de geração de energia elétrica para exportação. Já os empreendimentos de PCH's tiveram grande dificuldade em obter a licença de instalação, provocando um atraso na implantação destes projetos. As usinas eólicas também tiveram dificuldade para entrar em operação no tempo previsto pois, não existiam fabricantes brasileiros de aerogeradores, o que impossibilitava o atendimento da condição de no mínimo, 60% de nacionalização dos projetos participantes do PROINFA, condição estabelecida pelo BNDES para liberação do financiamento. Atualmente, estes aerogeradores já estão sendo fabricados no Brasil e, por isso, são previstos, a partir de 2008, uma série de empreendimentos de energia eólica.

Assim, o quadro descrito na Figura 4.6, deverá sofrer uma profunda modificação, com a concretização dos empreendimentos em fase de construção. Os projetos em construção e que deverão entrar em operação até o final do ano de 2008 são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Usinas do PROINFA para 2008 (ELETROBRAS, 2007)

USINAS EM CONSTRUÇÃO PROINFA			
REGIÃO	FONTE	EMPRESAMENTO	POTENCIA (MW)
SUL	PCH	Caçador	22,5
		Catiporã	19,5
		Da Ilha	26
		Jararaca	28
		Linha Emília	19,5
		Alto Irani	21
		Flor do Sertão	16,5
		Ludesa	26,2
		Plano Alto	16
		Santa Laura	15
		BIOMASSA	Ecoluz
Usaciga	40		
SUDESTE	PCH	Fumaça IV	4,5
		São Joaquim	21
		São Pedro	30
		São Simão	27
		Areia Branca	19,8
		Bonfante	19
		Carangola	15
		Funil	22,5
		Calheiros	19
		Mont Serrat	25
		Santa Fé	30
		Santa Rosa II	30
		Tudelandia	2,4
CENTRO OESTE	PCH	Alto Sucuri	29
		Irara	30
		Jataí	30
		Mambai II	12
		Retiro Velho	18
		Cidezal	17
		Nhandu	13
		Parecis	15,4
		Rochedo	9
		Rondon	13
		Rondonópolis	26,6
		São Tadeu I	18
		Sapezal	16
		Telegráfico	30
Zé Fernando	29,1		
NORDESTE	EÓLICA	Canoa Quebrada Rosa dos Ventos	10,5
		Lagoa do Mato	3,23
		Paracuri	23,4
		Millennium	10,2
	BIOMASSA	Jitituba Santo Antonio	15
		Iolando Leite	5
	PCH	Cachoeira da Lixa	14,8
Colina 1		11	
NORTE	PCH	Colina 2	16
		Água Limpa	14
		Areia	11,4
		Boa Sorte	16
		Lagoa Grande	21,5
		Porto Franco	30
Riacho Preto	9,3		

De acordo com a Tabela 4.4, o maior número de projetos em construção, no PROINFA, são os empreendimentos de PCH's. Por isso,

estima-se que, a partir do ano de 2008, este tipo de empreendimento será predominante, como apresentado na Figura 4.7.



Figura 4.7: Participação dos empreendimentos no PROINFA, em 2008 (ELETROBRAS, 2007)

A expectativa é que, ao final de 2008, haja uma predominância de geração de PCH, seguida por biomassa e eólica. Apesar do impacto inicial das usinas termoelétricas a biomassa, poucas entrarão em operação em 2008. Assim, a biomassa não utilizará toda a cota de 1.100 MW, estabelecida no PROINFA. Isto se deve, principalmente, pelo preço da energia, estipulado em R\$ 93,77/MWh, o que fez muitas usinas desistirem do PROINFA optando por melhores oportunidades nos leilões de energia nova e fontes alternativas.

O governo brasileiro mostra uma preocupação com o baixo desempenho do PROINFA, pois este programa foi lançado para suprir um déficit de energia de exatos 1.100 MW por ano, até que estivessem concluídas as obras das hidrelétricas do Rio Madeira (previsão 2011).

4.3.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

O Ambiente de Contratação Livre foi regulamentado pelo Decreto lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004, onde foi definido que, neste ambiente, são

realizadas operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais, livremente negociados entre as partes, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Entende-se por “consumidor livre” aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos artigos 15 e 16 da lei nº 9.074/1995. Já o “consumidor potencialmente livre” é aquele que está legalmente habilitado a exercer a opção de comprar energia elétrica de qualquer fornecedor. Estes consumidores devem possuir carga igual ou superior a 3.000 kW, em qualquer segmento horossazonal, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV ou qualquer nível de tensão no caso de novos consumidores (ligados após 8 de julho de 1995) (CHRISTOFARI, 2006).

A compra de energia por clientes livres abrange todas as operações de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissinários e autorizados. As empresas concessionárias de serviços públicos de distribuição foram proibidas de comercializar energia no mercado livre, sendo obrigadas a contratar energia no Ambiente de Contratação Regulada. Assim, o mercado livre (ou Ambiente de Contratação Livre) está, atualmente, limitado às operações de compra e venda de energia elétrica e os clientes livres (ou potencialmente livres) (CHRISTOFARI, 2006).

Segundo Christofari (2006), no mercado livre, as relações comerciais podem ser livremente negociadas e contratadas, mas devem estar consolidadas em contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, com estabelecimento, entre outras condições, de prazo e volumes.

As principais vantagens de comprar energia como cliente livre:

- Possibilidade de negociar livremente o preço de energia elétrica;
- Segurança contratual em relação à variação de preços;
- Possibilidade de negociar a compra com flexibilidade de ajustes;

- Possibilidade de negociar a compra de um produto adequado às suas condições específicas (prazos, sazonalidade, etc);
- Possibilidade de escolha entre vários tipos de contratos oferecidos pelos vendedores;
- Possibilidade de contratar outros serviços paralelos – representação CCEE, estudos de racionalização de consumo, assessoria nos contatos com transmissores/distribuidores, etc.

Atualmente, o número de consumidores livres vem aumentando rapidamente. segundo dados da CCEE, no ano de 2007, o crescimento de consumidores para o mercado livre ficou em torno de 8,5 migrações por mês. A Tabela 4.5 mostra como está dividida, por atividades, a representatividade de agentes da CCEE e a Figura 4.8 apresenta dados em forma de gráfico.

Tabela 4.5: Participação agentes na CCEE, em 2007 (BRASIL - CCEE, 2007)

PARTICIPAÇÃO AGENTES CCEE	
Perfil Agente	Quantidade de Agentes
Autoprodutor	20
Comercializador	47
Consumidor Livre	670
Distribuidor	44
Gerador	29
Produtor Independente	87
Total	897

PARTICIPAÇÃO AGENTES CCEE

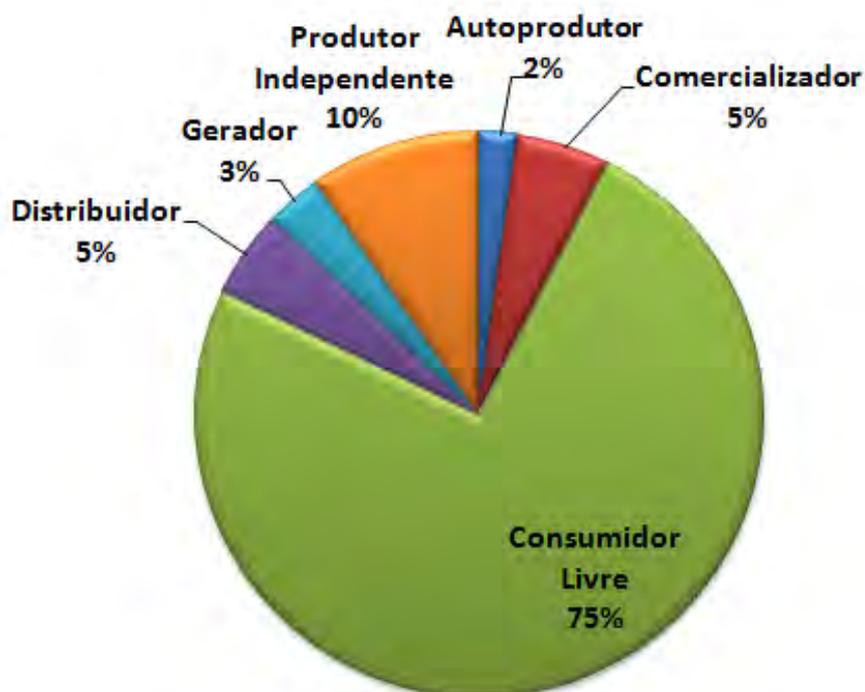


Figura 4.8: Participação de agentes na CCEE, em 2007 (BRASIL - CCEE, 2007)

Além dos consumidores livres, outro segmento que vem crescendo, em número de agentes na CCEE, são os Produtores Independentes de Energia, impulsionados pela obrigatoriedade de adesão à CCEE quando da venda de energia no mercado regulado, através dos leilões de energia. Esse crescimento mostra como está a evolução dos consumidores livres do sistema interligado nacional.

Segundo levantamento feito pela CCEE, conforme mostrado na Tabela 4.6, o número de consumidores vem crescendo ano a ano. Conseqüentemente esses consumidores aumentam a sua participação no Sistema Interligado Nacional, influenciando diretamente no aumento do consumo de energia.

Tabela 4.6: Evolução do Mercado Livre Brasileiro (BRASIL - CCEE, 2007)

EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE BRASILEIRO			
PERIODO	NUMERO DE CONSUMIDORES	CONSUMO DE CL (Mwmedios)	PARTICIPAÇÃO NO SIN
ago/05	423	7398	17%
set/05	434	7512	17%
out/05	452	7728	17%
nov/05	463	8013	18%
dez/05	472	7777	18%
jan/06	499	8204	18%
fev/06	506	8349	18%
mar/06	516	8629	18%
abr/06	527	8704	19%
mai/06	526	8806	19%
jun/06	549	8954	20%
jul/06	554	9117	20%
ago/06	567	9262	20%
set/06	578	9230	20%
out/06	582	9260	20%
nov/06	591	9338	19%
dez/06	602	9005	19%
jan/07	628	9192	19%
fev/07	632	9420	19%
mar/07	643	9455	19%
abr/07	646	8716	18%
mai/07	662	8895	18%
jun/07	659	8766	18%
jul/07	670	8801	18%

A Figura 4.9 mostra a evolução do aumento do número de consumidores livres desde agosto de 2005, com aproximadamente 420 consumidores, a julho de 2007, chegando a aproximadamente 670 consumidores. Este crescimento representou um aumento de quase 60% no número de consumidores livres, em um intervalo de tempo menor do que dois anos. A Figura 4.10 apresenta a evolução, no mesmo período, da participação dos consumidores livres no consumo de energia, representando um aumento de, aproximadamente, 1.400 MW médios.

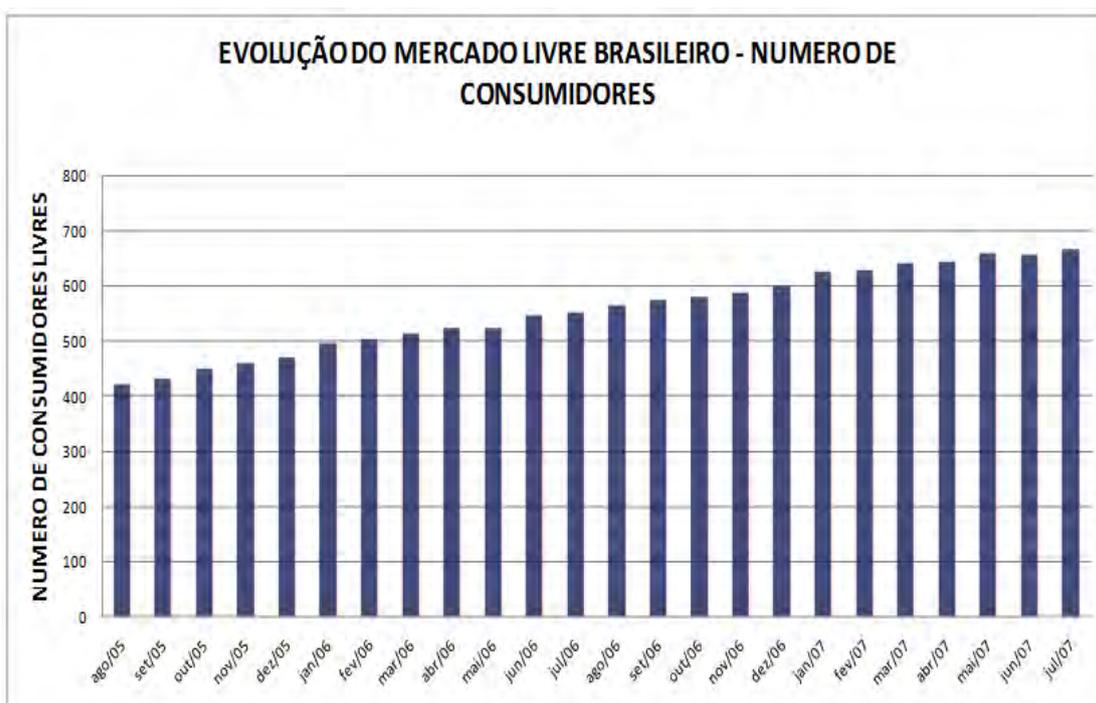


Figura 4.9: Evolução do mercado livre brasileiro segundo o número de consumidores.

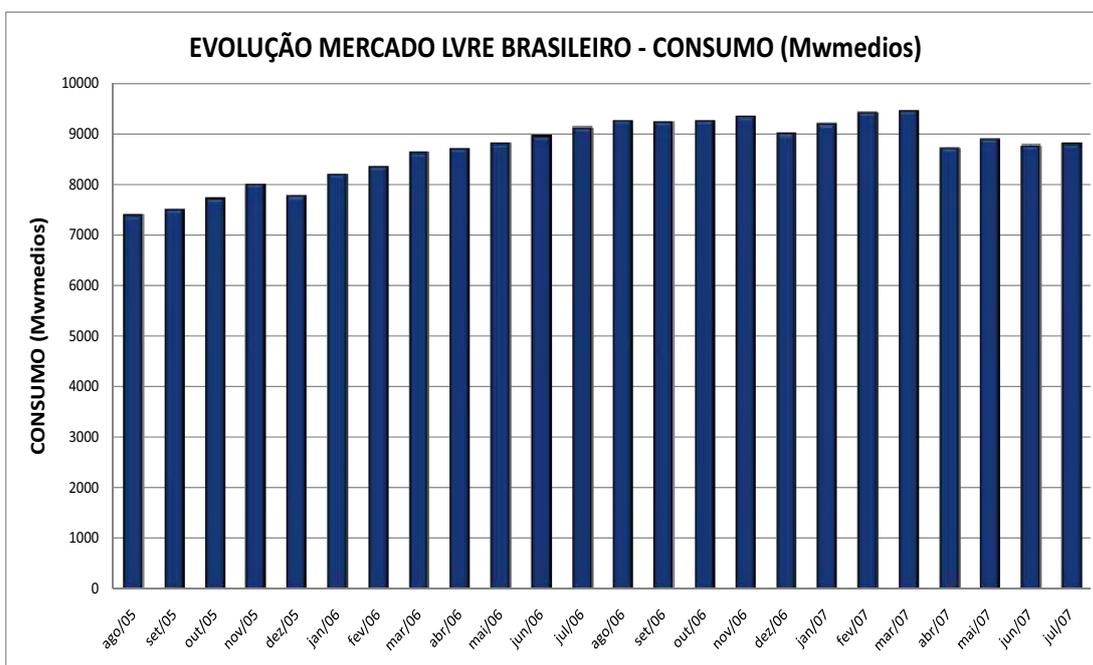


Figura 4.10: Evolução do mercado livre brasileiro segundo o consumo de energia.

Do total da energia consumida pelos consumidores livres, aproximadamente 60% são por consumidores livres especiais, ou seja, são

grandes indústrias pertencentes a diversos segmentos, tais como, metalurgia, papel e celulose, químicas, etc. A tabela 4.7 mostra a atuação dos consumidores livres, por segmento, em 2007.

Tabela 4.7: Perfil dos consumidores livres, por segmento, em 2007 (BRASIL - CCEE, 2007)

PERFIL DOS CONSUMIDORES LIVRES NO BRASIL		
SEGMENTO ATUAÇÃO	CONSUMO (Mw médios)	Participação
Metalurgia	3119	35%
Químicos	1442	16%
Minerais	625	7%
Celulose	632	7%
Veículos	519	6%
Alimentícios	423	5%
textéis	341	4%
Extração de minerais não metálicos	333	4%
Borracha e Plástico	244	3%
Transporte	180	2%
Madeira	130	1%
Saneamento	121	1%
Produtos de Metal	106	1%
Bebidas	66	1%
Serviços	53	1%
Outros	467	5%
TOTAL	8801	100%

O segmento de maior representação dos consumidores livres é o da metalurgia, com um consumo aproximado de 3.119 MW médios, seguido pelas indústrias químicas com um consumo de aproximadamente 1.442 MW médios.

Observa-se uma tendência de migração das grandes indústrias do mercado cativo para o mercado livre, devido, principalmente às incertezas futuras e oportunidade de negócios.

A principal incerteza, e motivo de preocupação de todos os consumidores, é a possibilidade de uma nova crise de racionamento devido à falta de energia elétrica, a partir do ano de 2011. Por isso, muitas empresas, com o objetivo de minimizar esse risco, estão migrando para o mercado livre e firmando contratos bilaterais com geradores ou comercializadores, em

contratos que variam de 5 a 10 anos, com uma previsibilidade de preços e reajustes conhecidos. Isto permite um planejamento orçamentário para este período, sem que haja surpresas com uma forte elevação dos preços, como pode ocorrer no mercado de curto prazo (spot), no caso de escassez de energia elétrica.

É importante ressaltarmos que a empresa, quando decide migrar para o mercado livre, deve considerar alguns fatores de risco, que podem ser decisivos, caso não sejam avaliados com critérios. Os principais riscos para os consumidores livres estão relacionados ao tempo para retorno ao mercado cativo (cinco anos), a um possível rompimento do contrato, a gestão ineficiente do contrato, aos contratos de curto prazo (sujeito a variação do PLD), e a obrigação da empresa em estar 100% contratada.

4.4. As Dificuldades para Comercialização de Energia no ACR

O maior potencial para comercialização de energia, proveniente das usinas termelétricas a biomassa da cana-de-açúcar, está no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, nas modalidades dos leilões de energia nova e fontes alternativas.

Um estudo aprofundado do processo como um todo, desde a fase de cadastramento até a venda da energia, mostra um baixo aproveitamento deste potencial, principalmente na primeira fase, onde ocorre a habilitação técnica do empreendimento. Assim, é importante realizar uma análise detalhada dos motivos que levam estes empreendimentos a desistirem do processo, nos leilões de energia.

Segundo levantamento feito pela ÚNICA, os principais motivos de desistência dos leilões são: falta de obtenção da Licença Prévia (LP) apontado como o principal fator, com 64% das desistências; falta de acesso à rede de transmissão, com 27% e; os preços baixos, responsáveis por 9% das desistências.

4.4.1 Sistema de Conexão com a Rede Elétrica

Com o avanço das usinas de cana-de-açúcar para novas fronteiras, como o noroeste do estado de São Paulo, além dos estados de Mato Grosso do Sul, Goiás, Mato Grosso e Minas Gerais, o problema da conexão destas usinas à rede de transmissão tornou-se o maior problema para a viabilização de um projeto de comercialização de energia excedente. Isto aconteceu devido à forte expansão da cogeração para exportação de energia elétrica e ao avanço das tecnologias de geração, que aumentaram a capacidade das instalações de forma significativa sendo, cada vez mais frequente, a construção de usinas com excedente acima de 50 MW.

A Figura 4.11 mostra o mapa da localização das usinas de açúcar e álcool do Brasil.

Localização das usinas de álcool e açúcar no Brasil



Figura 4.11: localização das usinas de açúcar e álcool do país.

O crescimento das usinas para regiões do país menos tradicionais na cultura da cana-de-açúcar, provoca um fenômeno único, de grande potencial

para o Brasil, de aumento na geração distribuída. O crescimento da geração, em regiões afastadas dos grandes centros produtores e consumidores de energia, proporciona benefícios substanciais ao suprimento elétrico do Brasil. Porém, é necessário um planejamento adequado, para que as restrições referentes ao transporte da energia gerada possam ser resolvidas e, assim, o potencial de geração destas usinas possa ser aproveitado ao máximo.

Em geral, as plantas de cogeração a biomassa de cana-de-açúcar são interligadas ao sistema elétrico por meio das redes de distribuição, nas classes de tensão entre 13,8 kV a 138 kV. Entretanto, com o crescente aumento das usinas de cogeração, estas redes de distribuição passam a representar um gargalo no escoamento da energia gerada, tornando necessária a realização de investimentos em reforços e ampliação do sistema (SOUSA, 2007).

O problema da conexão no estado de São Paulo é distinto dos outros estados. Nos estados de Mato Grosso do Sul e Goiás, o sistema de transmissão é precário e não está preparado para receber o volume de energia gerado pelas usinas exportadoras, levando muitas vezes a uma indefinição no ponto de conexão, que pode ficar muito distante da usina. Diante desta indefinição, muitos empresários acabam não investindo na cogeração e constroem usinas com tecnologia mais simples, para viabilizar o negócio do álcool e açúcar.

Visando resolver este problema, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE elaborou um estudo técnico para construção de subestações coletoras de energia, de modo que as usinas se conectariam à subestação coletora mais próxima e esta, por sua vez, estaria conectada ao sistema interligado nacional. Este estudo foi iniciado pelo estado de Mato Grosso do Sul, que apresenta, atualmente, o sistema de transmissão mais precário. A Figura 4.12 mostra uma previsão da localização das usinas que serão implantadas no Mato Grosso do Sul e, também, a possível localização das subestações coletoras.

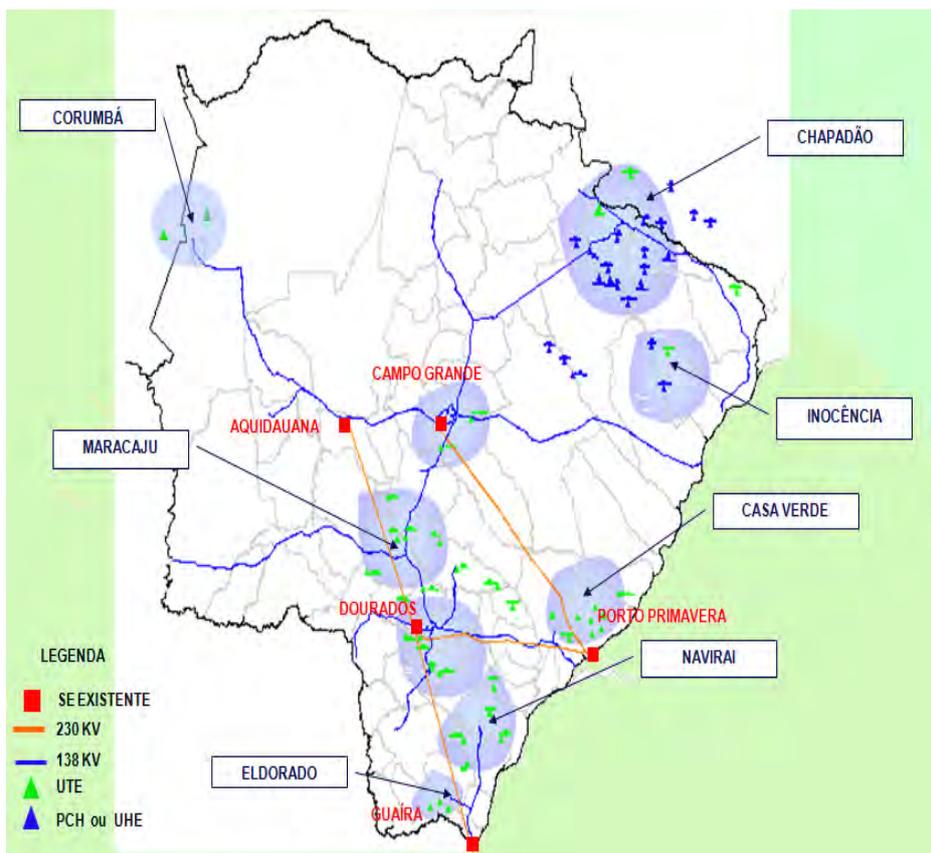


Figura 4.12: Mapa levantamento usinas geradoras e subestações coletoras do estado MS.

Conforme a Figura 4.12, estão sendo planejadas a construção de aproximadamente sete subestações coletoras no Mato Grosso do Sul, sendo que cinco irão atender aos projetos de biomassa e duas aos projetos de PCH's.

Segundo este estudo da EPE, estima-se que, até 2015, o estado do Mato Grosso do Sul terá uma base de novos projetos de geração cuja potência instalada poderá atingir um total de 4155 MW, sendo 179 MW provenientes de PCH's, 296 MW de usinas hidrelétricas e 2.012 MW de usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar (aproximadamente 63 novas usinas com projetos de cogeração). O restante, em torno de 1688 MW, será proveniente de gás natural.

A Figura 4.13 mostra o horizonte para 2015, no estado de Mato Grosso do Sul, já com as subestações coletoras respectivas potências, além do novo

traçado das linhas de transmissão que interligam estas subestações coletoras.

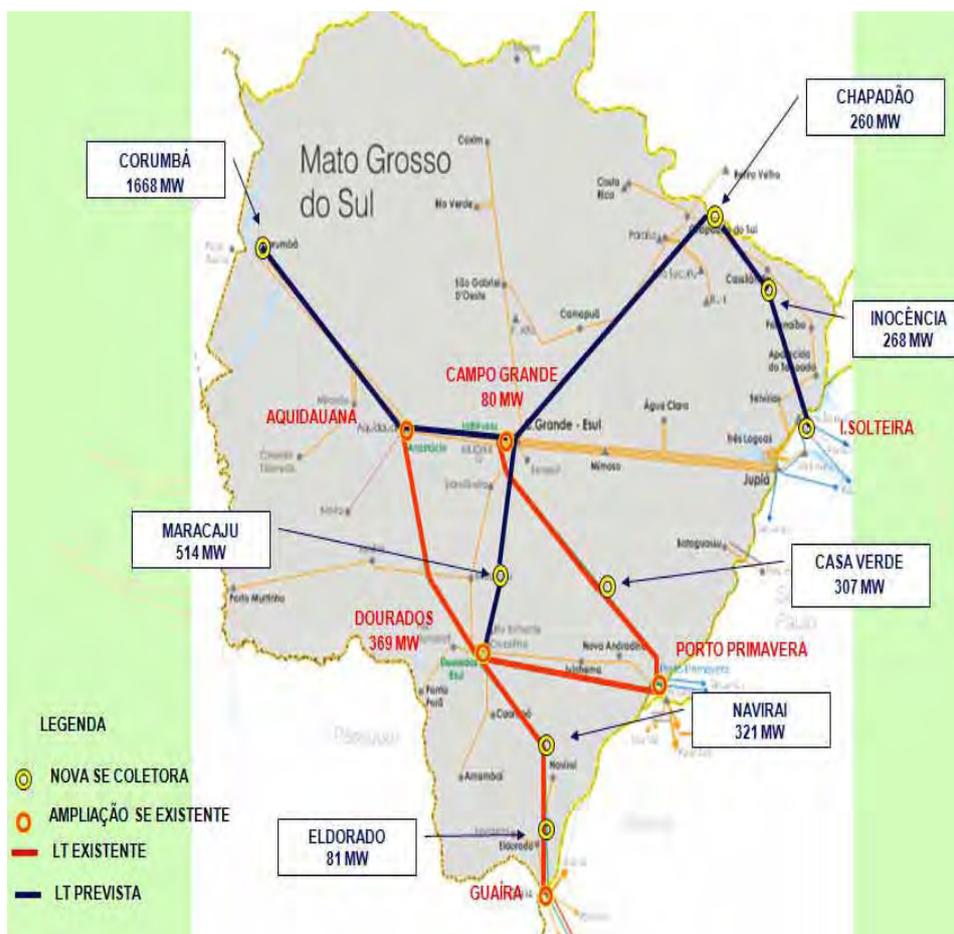


Figura 4.13: Sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul, para o ano 2015.

Para o estado de Goiás, o estudo ainda está na sua fase inicial. Porém já estão sendo analisados o volume de projetos de cogeração e o cronograma de entrada de operação de cada um deles.

O problema de conexão apresentado para o estado de São Paulo é diferente dos demais estados do Brasil, pois São Paulo possui a maior rede de transmissão do país. Assim, o problema não é, necessariamente, a falta de infra-estrutura, mas sim o modo de conexão ao sistema.

O cenário da cogeração das usinas termelétricas a biomassa no estado de São Paulo pode ser dividido em duas áreas distintas. Uma área abrange as usinas existentes, presentes em sua grande maioria nas regiões central e norte do estado. Outra área, que envolve os novos projetos de construção de usinas, está localizada na região oeste do estado. A Figura 4.14 mostra a localização

das usinas no estado de São Paulo, destacando as duas áreas. A área relacionada aos novos projetos é denominada de “greenfield”. A outra, relacionada à modernização das usinas existentes, é denominada de “brownfield” (SILVESTRIM, 2005).

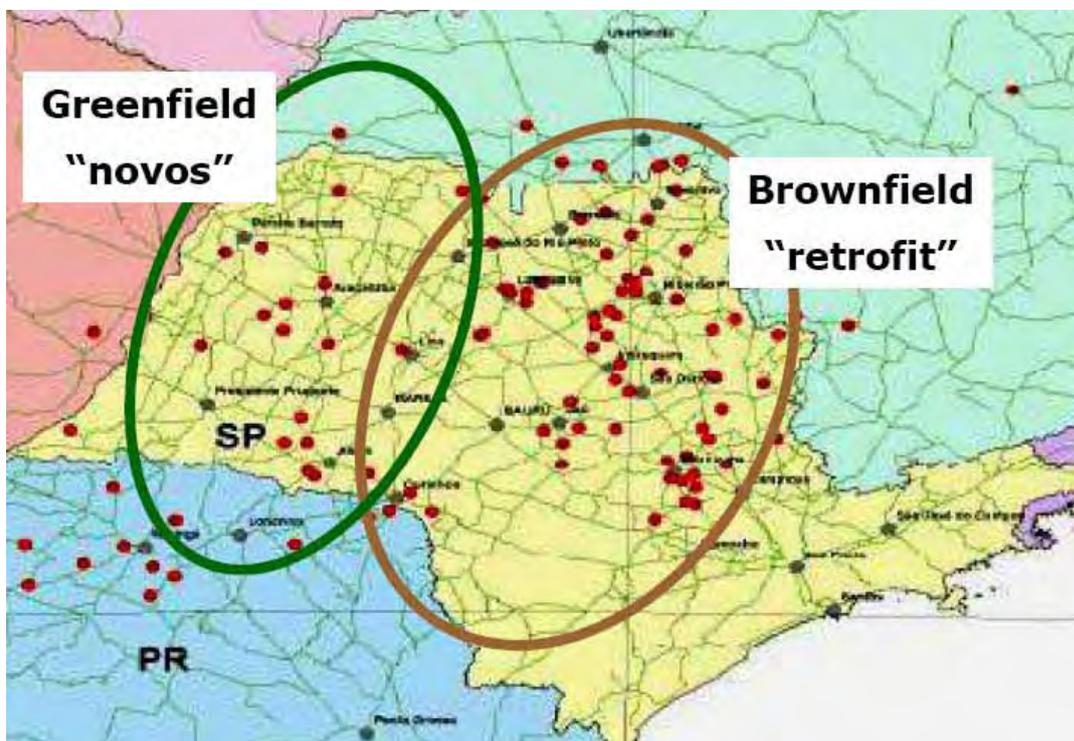


Figura 4.14: Cenário da expansão da cogeração com biomassa de cana-de-açúcar no estado de São Paulo (COGEN, 2005).

De acordo com a Figura 4.14, a quantidade de projetos dificulta a mais a interligação no SIN, no prazo de um a três anos. A partir desta constatação, foi desenvolvido um trabalho, coordenado pelo NOS, em parceria com a CPFL, a CTEEP, a ELEKTRO, o GRUPO REDE, e a UNICA, com participação da EPE e acompanhamento da Secretaria de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo SSE-SP e da Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP, para o estudo da conexão no estado de São Paulo. Este trabalho avaliou a viabilidade dos acessos, os custos associados e reforços necessários na rede elétrica. Os estudos consideraram os efeitos decorrentes da integração das usinas térmicas de biomassa à rede básica, transformações de fronteira, Demais Instalações de Transmissão (DIT) e na rede local de distribuição. O

estudo abrangeu todos os projetos, novos e de recapitação (“retrofit”) que possam entrar em operação entre 2008 e 2015 (INTEGRAÇÃO, 2008).

Para melhor sistematizar a análise dos projetos de cogeração a biomassa de cana-de-açúcar, o estado de São Paulo foi subdividido em sete áreas, ou macro regiões. Dentre todos os projetos analisados, trinta e quatro pertenceram a área de concessão da Elektro; cinquenta e sete, a área de concessão da CPFL e; quatorze pertenceram a área de concessão do Grupo Rede. A Figura 4.15 ilustra as sete macro regiões, bem como o montante previsto para exportação nos anos de 2009 e 2010.

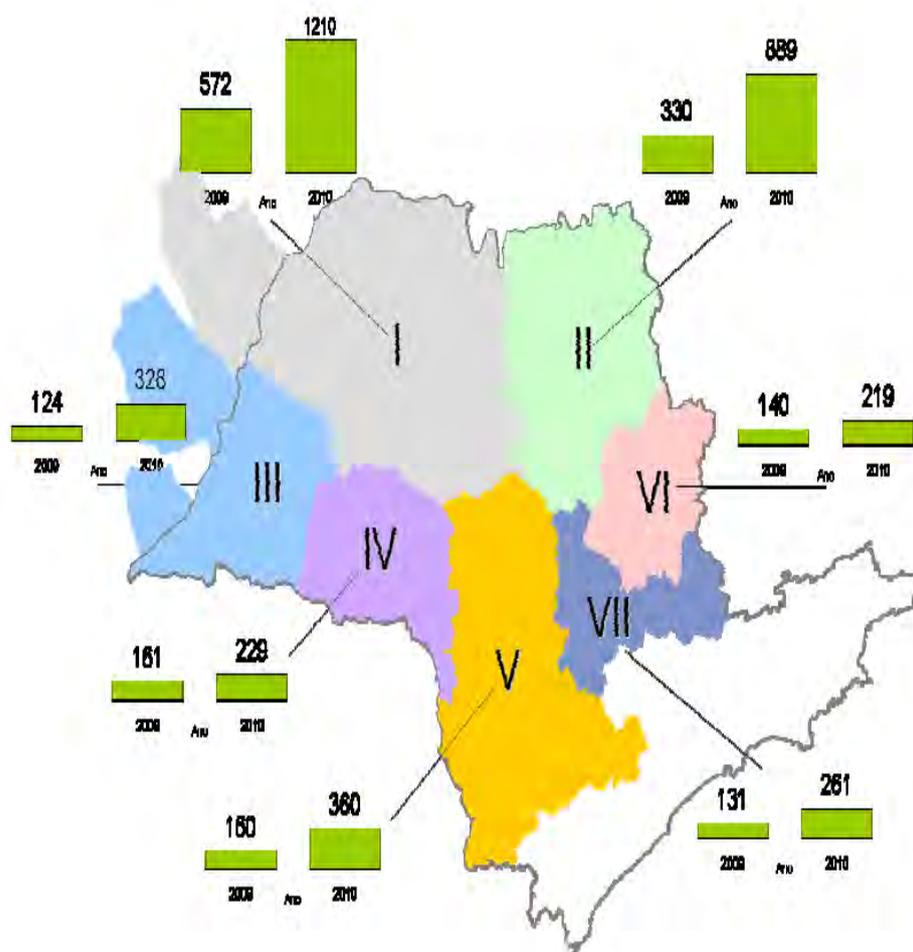


Figura 4.15 – Macro-regiões de estudo e montante de exportação das usinas de biomassa de cana-de-açúcar (ONS, 2008).

A área I envolve parte da área de concessão da CPFL (regiões de Araçatuba, Bauru, Marília, Lins e São José do Rio Preto), e da Elektro (regiões

de Andradina e Votuporanga). Na figura 4.16 são indicadas as usinas de biomassa da área I e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).



Figura 4.16 – Usinas a biomassa e configuração das DIT na área I (INTEGRAÇÃO, 2008).

A Tabela 4.8 apresenta alguns dados dos empreendimentos na área I.

Tabela 4.8 – Conexão das usinas a biomassa na área I (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA I						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
ALIANÇA	Mirandópolis	Elektro	UTE Gasa (20,5 km)	R\$ 13,3 milhões	44,2	2010
COLOMBO	Sta. Albertina	Elektro	SE Jales (27,3 km)	R\$ 13,4 milhões	10/20/20/40	2009/2010/2011/2012
FIGUEIRA	Buritama	Elektro	sem definição	-	30	2012
GASA	Andradina	Elektro	SE Três Irmãos (11,5 km)	R\$ 12,3 milhões	25/25/62	2008/2009/2010
GENERALCO	General Salgado	Elektro	sem definição	-	35	2012
GUARANI	Pedranópolis	Elektro	Sec. LT Agua Vermelha - Votuporanga II (4,0 km)	R\$ 10,3 milhões	12/25/50	2010/2011/2012
GUARIROBA	Pontes Gestal	Elektro	UTE Guarani (33,4 km)	R\$ 14,7 milhões	25/48	2010/2015
IPE	Nova Independencia	Elektro	SE Dracena (33 km)	R\$ 16,9 milhões	12,5/15/17/30/34/40/47	2008/2010/2011/2012/2013/2014/2015
MOEMA	Orindiuva	Elektro	UTE Guariroba (44,3 km)	R\$ 17,3 milhões	7/66/95	2008/2010/2015
MUNDIAL	Mirandópolis	Elektro	UTE Ipe (26,4 km)	R\$ 14,0 milhões	86	2010
NOBLE	Sebastianópolis do Sul	Elektro	SE Votuporanga II (16,8 km)	R\$ 11,4 milhões	25	2009
NOROESTE PAULISTA	Sebastianópolis do Sul	Elektro	Ramal da UTE Noble (0,4 km)	R\$ 5,3 milhões	30	2008
OUROESTE	Ouroeste	Elektro	Sec. LT Jales - Agua Vermelha (0,6 km)	R\$ 9,6 milhões	25/48	2010/2015
PAISAGEM	Auriflamma	Elektro	SE Jales (33 km)	R\$ 16,9 milhões	35	2011
PIONEIROS I	Sud Mennucci	Elektro	Derivação LT ISA - Jales (21 km)	R\$ 6,1 milhões	22/45/80	2008/2011/2012
PIONEIROS II	Ilha Solteira	Elektro	Sec. LT ISA - Jales (8 km)	R\$ 11,2 milhões	32/60	2009/2010
SANTA ADÉLIA	Pereira Barreto	Elektro	Derivação LT ISA - Jales (1 km)	R\$ 6,1 milhões	23/25/58	2008/2010/2011
SUCRAL	Selviria - MS	Elektro	Sec. LT ISA - Tres lagoas (28,6 km)	R\$ 15,1 milhões	20	2010
VALE DO PARANÁ	Suzanápolis	Elektro	UTE Pioneiros II (25,5 km)	R\$ 11,2 milhões	8/15/24/45	2009/2010/2011/2015
VCP	Três Lagoas - MS	Elektro	Sec. LT ISA - UTE Tres Lagoas (26,8 km)	R\$ 16,0 milhões	22	2009
VIRALCOOL	Castilho	Elektro	Ramal da UTE Ipe (15,5 km)	R\$ 8,1 milhões	25	2009
ALCOAZUL	Araçatuba	CPFL	sem definição	-	8	2014
ARALCOL	ST. Antonio do Aracanguá	CPFL	sem definição	-	20	2013
BIOPAV	Brejo Alegre	CPFL	Sec. LT Nova Avanhadava - Promissão (1,0 Km)	R\$ 13,5 milhões	83/107	2009/2010
CERRADINHO	Potirendaba	CPFL	Sec. LT Promissão - Catanduva (5 km)	R\$ 10,9 milhões	18/22	2008/2010
CLEALCO	Clementina	CPFL	LT 69 kV Araçatuba - Guararapes (16 km)	R\$ 5,0 milhões	9/15	2010/2012
DA MATA	Valparaíso	CPFL	Sec. LT Tres Irmãos - Valparaíso (17 km)	R\$ 14,2 milhões	18/20/45/60	2008/2009/2010/2011
DESTIVALE	Araçatuba	CPFL	SE Araçatuba	R\$ 11,0 milhões	47	2010
DIANA	Avanhadava	CPFL	Sec. LT Promissão - Nova Avanhadava (3,5 km)	R\$ 10,5 milhões	25	2010
EQUIPAV	Promissão	CPFL	SE Lins	R\$ 1,8 milhões	55/75	2008/2009
GUARANI	Olimpia	CPFL	LT SJRP - Barretos (28 km)	R\$ 1,4 milhões	15/25	2008/2010
IACANGA	Iacanga	CPFL	SE Ibitinga	R\$ 1,3 milhões	8	2008
MALOSSO	Itápolis	CPFL	SE Ibitinga (14 km)	R\$ 11,4 milhões	10	2010
TANABI	Tanabi	CPFL	SE Mirassol (40 km)	R\$ 12,9 milhões	42	2010
UNIVALEM	Valparaíso	CPFL	Sec. LT Florida Paulista - Valparaíso (1km)	R\$ 9,2 milhões	60	2010
VERTENTE	Guaraci	CPFL	Sec. LT Mirassol - J. Paulista (12 km)	R\$ 7,3 milhões	2/27	2008/2010
CERRADINHO	Catanduva	Grupo Rede	SE Catanduva	-	40	2008
ITAJOBI	Marapoama	Grupo Rede	Sec. LT Catanduva - Promissão (7 km)	R\$ 12,7 milhões	17	2009
SANTA ISABEL	Novo Horizonte	Grupo Rede	SE Borborema (18 km)	R\$ 10,6 milhões	22	2008
SÃO JOSÉ DA ESTIVA	Novo Horizonte	Grupo Rede	SE Borborema (23 km)	R\$ 13,5 milhões	15/30	2008/2009

Após a análise do comportamento do sistema, com a implantação dos projetos de cogeração a biomassa de cana-de-açúcar, o relatório do ONS mostrou que, na área I, existe um problema de sobrecarga no corredor Catanduva – Ibitinga – Bariri – Bauru, em 138 kV, sendo o trecho mais crítico o formado pela linha de transmissão Ibitinga – Bariri. Na simulação dos estudos esta linha apresentou sobrecarga durante operação normal, diferentemente dos outros trechos, que apresentaram sobrecarga apenas em situações de contingência. Devido à situação apresentada na área I, é necessário o reforço deste trecho do sistema de transmissão paulista.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas de biomassa de cana-de-açúcar na área I são apresentadas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Obras no sistema de transmissão e DIT, na área I (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA I		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 138 kV Três Irmãos - Engate Andradina	Construção LT 138 kV , 636 MCM, CD, 2 x 30 km, 75C	dezembro 2008
	Implantação e dois módulos de equipamentos associados na SE Três Irmãos	
LT 138 kV Andradina (Y) - Valparaíso	Recapitação de 50C para 75C, 336,4 MCM, CD, 2 x 63,2 km	setembro 2009
LT 138 kV Três Irmãos - Engate Ilha Solteira	Construção LT 138 kV , 636 MCM, CD, 2 x 65 km, 75C	abril 2008
	Implantação e dois módulos de equipamentos associados na SE Ilha Solteira	
LT 138 kV Jupia - Três Irmãos (Via Castilho)	Reconstrução de 336,4 MCM para 636 MCM, CD, 2 x 47 km, 75C	dezembro 2008
LT 138 kV Três Lagoas - Ilha Solteira trecho Três Lagoas - Três Lagoas (Y)	Recapitação de 50C para 75C, 336,4 MCM, CD, 2 x 3 km	abril 2008
LT 138 kV Ilha Solteira - Jales	Recapitação de 50C para 75C, 336,4 MCM, CD, 2 x 106,4 km	dezembro 2008
LT 138 kV Votuporanga II - São José do Rio Preto	Recapitação de 50C para 75C, 336 MCM, 75 km	janeiro 2010 (recomendado início imediato)
SE Votuporanga II	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 50 Mvar, e módulos 138 kV associados	janeiro 2010 (recomendado início imediato)
SE São José do Rio Preto	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 50 Mvar + 2 x 25 MVAR, e módulos 138 kV associados	janeiro 2010 (recomendado início imediato)
SE Mirassol II (nova) 440/138 kV - 1 x 300 MVA	Construção da SE nova com 1 banco de AT, fase reserva de 100 MVA monofásica, reator de barra manobrável de 180 MVAR com fase reserva de 60 MVAR	julho 2008
	Construção de trecho de LT 440 kV (2 x (2 x 1,8)) km associado ao seccionamento da LT 440 KV Ilha Solteira - Araraquara C1 e C2 para conexão na SE Mirassol II	
LT 138 kV São José do Rio Preto (CTEEP) - São José do Rio Preto (CPFL) 440/138 kV	Seccionamento dos circuitos 1 e 2 para conexão da SE Mirassol II	Sem Previsão (Responsabilidade CPFL)
SE Getulina (nova) 440/138 kV - 1 x 300 MVA	Construção da SE nova com 1 banco de AT, fase reserva de 100 MVA monofásica, reator de barra manobrável de 180 MVAR com fase reserva de 60 MVAR	julho 2009
	Construção de trecho de LT 440 kV (2 x (2 x 1,0)) km associado ao seccionamento da LT 440 KV Jupia - Bauru C1 e C2 para conexão na SE Getulina	
LT 138 kV Lins - Marília	Seccionamento dos circuitos 1 e 2 para conexão da SE Getulina 440/138 kV	Sem Previsão (Responsabilidade CPFL)

A área II envolve parte da área de concessão da CPFL (regiões de Araraquara, Barretos, Franca, Jaboticabal, Ribeirão Preto, São Carlos e São Joaquim da Barra). Na figura 4.17, são indicadas as usinas a biomassa da área II e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).

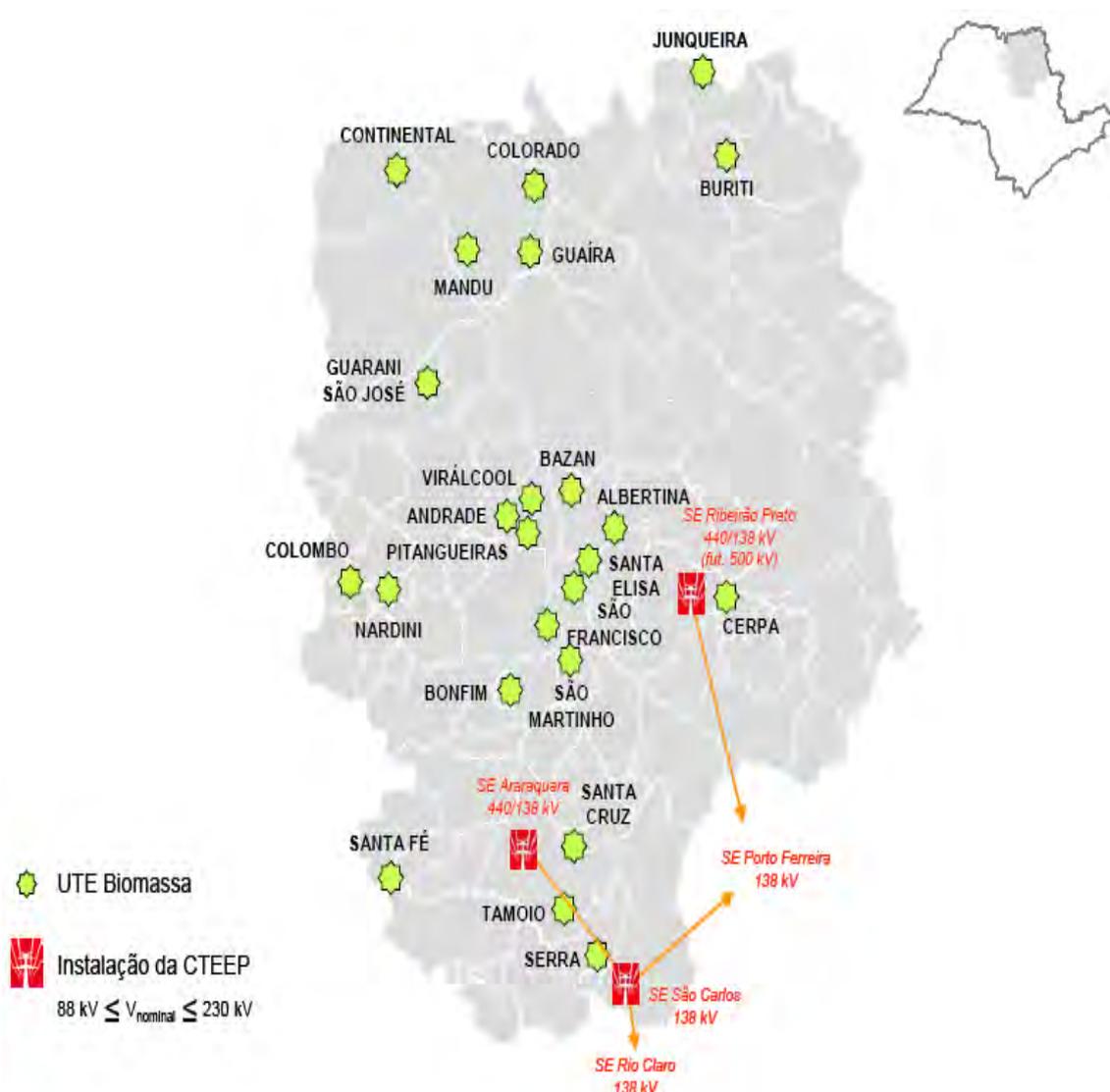


Figura 4.17 – Usinas a biomassa e configuração das DIT na área II (INTEGRAÇÃO, 2008).

Alguns dados dos empreendimentos na área II podem ser verificados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Conexão das usinas a biomassa na área II (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA II						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
ALBERTINA	Sertãozinho	CPFL	SE Sertãozinho (seccionadora)	R\$ 12,2 milhões	31,7	2010
ANDRADE	Pitangueiras	CPFL	SE Viradouro (seccionadora)	R\$ 11,4 milhões	50	2010
BAZAN	Pontal	CPFL	SE Sertãozinho (seccionadora)	R\$ 11,7 milhões	22/24	2009/2010
BONFIM	Guariba	CPFL	Sec. LT 138 kV Laranjeira - Paiol (10 km)	R\$ 14,9 milhões	93	2010
BURITI	Buritizal	CPFL	LT 69 kV Catu - Pedregulho (8 km)	R\$ 3,8 milhões	12	2011
CERPA	Serrana	CPFL	SE 69 kV Usina da Pedra (conexão existente)	-	18	2008
COLOMBO	Ariranha	CPFL	SE Pirangi 138 kV (conexão existente)	R\$ 1,8 milhões	20/40/60	2008/2010/2011
COLORADO	Guaira	CPFL	Sec. LT 138 kV Porto Colombia - Catu (8 km)	R\$ 13,7 milhões	25/50/65/95	2008/2009/2011/2013
CONTINENTAL	Colombia	CPFL	Sec. LT 138 kV Porto Colombia - Barretos (4 km)	R\$ 11,2 milhões	40	2010
GUÁIRA	Guaira	CPFL	Sec. LT 138 kV Barretos - Pioneiros (3 km)	R\$ 10,1 milhões	24,84/32,63/40,44	2009/2011/2013
GUARANI	Colina	CPFL	Sec. LT 138 kV Barretos - Caiçara (1 km)	R\$ 8,7 milhões	11/25/53	2008/2009/2010
JUNQUEIRA	Igarapava	CPFL	SE Catu 138 kV (38 km)	R\$ 14,2 milhões	62	2010
LDC BIOENERGIA	Jaboticabal	CPFL	Sec. LT 138 kV Iguapé - Laranjeiras (5 km)	R\$ 10,7 milhões	33,5	2010
MANDU	Guaira	CPFL	LT 138 kV Barretos - Pioneiros (1 km)	R\$ 3,4 milhões	15,6/58,6	2008/2010
NARDINI	Vista Alegre Alto	CPFL	LT 138 kV Pirangi - Colombo (10 km)	R\$ 7,9 milhões	7/30	2008/2010
PITANGUEIRAS	Pitangueiras	CPFL	SE Pitangueiras 13,8 kV (provisória até 2010)	R\$ 0,8 milhão	16/26	2008/2011
SANTA CRUZ	Américo Brasiliense	CPFL	Sec. LT 138 kV Iguape - Araraquara (1,0 km)	R\$ 12,1 milhões	14/48	2008/2009
SANTA ELISA	Sertãozinho	CPFL	SE Sertãozinho (seccionadora)	R\$ 4,5 milhões	27/67	2008/2011
SANTA FÉ	Nova Europa	CPFL	Sec. LT 138 kV Gavião Peixoto - Laranjeiras (13 km)	R\$ 14,5 milhões	20/40,6/69,2/83	2009/2010/2011/2014
SÃO FRANCISCO	Sertãozinho	CPFL	SE Sertãozinho (seccionadora)	R\$ 11,2 milhões	13,5/17,5	2008/2010
SÃO MARTINHO	Pradópolis	CPFL	Sec. LT 138 kV Iguape - Laranjeiras (1,0 km)	R\$ 6,5 milhões	3/33/51/92	2008/2010/2012/2015
SERRA	Ibaté	CPFL	SE Bela Vista (12 km)	R\$ 8,1 milhões	8,5/42	2008/2010
TAMOIÓ	Araraquara	CPFL	Sec. LT 138 kV Piracicaba - Araraquara (8 km)	R\$ 10,5 milhões	34	2010
VIRALCOOL	Pitangueiras	CPFL	SE Viradouro (seccionadora)	R\$ 9,4 milhões	19/22/26	2008/2009/2011

O relatório da ONS mostrou que, na área II, é necessário o reforço nas linhas de transmissão Iguapé – Laranjeiras e Iguapé – Caiçara, incluindo ainda a construção de duas subestações coletoras.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas a biomassa na área II são apresentadas na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área II (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA II		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 138 kV Mascarenhas de Moraes (FURNAS) - Franca	Construção do terceiro circuito, 477 MCM, D1, 48 km	dezembro 2008
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Mascarenhas Moraes (FURNAS)	
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Franca	
LT 138 kV Araraquara (CTEEP) - Paiol	Lançamento do terceiro circuito, 795 MCM, D2, 7,1 km	abril 2008
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Araraquara (CTEEP)	
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Paiol	
SE Ribeirão Preto 440/138 kV	Instalação do terceiro autotransformador 440/138 kV de 300 MVA	março 2008
	Implantação de equipamentos associados nos setores de 440 kV e 138 kV da subestação	
SE Araraquara 440/138 kV	Instalação do quarto autotransformador 440/138 kV de 300 MVA	março 2010
	Implantação de equipamentos associados nos setores de 440 kV e 138 kV da subestação	
SE Mascarenhas de Moraes 345/138 kV	Instalação de dois autotransformadores 345/138 kV de 400 MVA	janeiro 2010 (recomendado início imediato)
	Implantação de equipamentos associados nos setores de 345 kV e 138 kV da subestação	
	Substituição de 10 disjuntores no setor de 138 kV por superação do nível de curto-circuito	

A área III envolve parte da área de concessão da ELEKTRO (região de Andradina), parte da Caiuá e parte da EDVP. Na figura 4.18, são indicadas as usinas a biomassa da área III e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).



Figura 4.18: Usinas a biomassa e configuração das DIT na área III (INTEGRAÇÃO, 2008).

Alguns dados dos empreendimentos na área III podem ser verificados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Conexão das usinas a biomassa na área III (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA III						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
ALTA PAULISTA	Junqueirópolis	ELEKTRO	Derivação no ramal da UTE Paulicéia próximo a SE Dracena (16,4 km)	R\$ 8,2 milhões	36,06/52,82	2010/2012
COCAL II	Narandiba	ELEKTRO	Sec. LT 138 kV Capivara - Presidente Prudente (15,5 km)	R\$ 13,6 milhões	23/28/44/55	2008/2009/2010/2011
CONQUISTA DO PONTAL	Mirante do Paranapanema	ELEKTRO	SE UHE Taquaruçu (19 km)	R\$ 12,2 milhões	25/41/65	2009/2010/2011
DECASA	Marabá Paulista	ELEKTRO	Sec. LT 138 kV Dracena - Taquaruçu (18 km)	R\$ 13,5 milhões	45/65/90	2010/2012/2014
EUCLIDES DA CUNHA	Euclides da Cunha Paulista	ELEKTRO	SE UHE Rosana (22 km)	R\$ 12,5 milhões	25/38/41/75	2011/2012/2013/2014
FLORALCO	Flórida Paulista	ELEKTRO	SE Flórida Paulista (12,2 km)	R\$ 10,7 milhões	35	2009
PARANAPANEMA	Sandovalina	ELEKTRO	SE UHE Taquaruçu (18 km)	R\$ 13,6 milhões	7/62	2008/2010
PAULICÉIA	Paulicéia	ELEKTRO	SE Dracena (32,2 km)	R\$ 16,8 milhões	8/19/40/59	2009/2010/2011/2012
LUCÉLIA	Lucélia	Grupo Rede (Caiuá)	Conectada na LT 69 kV Flórida Paulista - Osvaldo Cruz	R\$ 1,3 milhões	6/21	2008/2009
PRESIDENTE EPITÁCIO	Presidente Epitácio	Grupo Rede (Caiuá)	Sec. LT 138 kV Dracena - Taquaruçu (42 km)	R\$ 23,1 milhões	25/38/41/75	2010/2011/2012/2013

O relatório da ONS mostrou que, na área III, foi observada uma inversão de fluxo na linha de transmissão Flórida Paulista – Presidente Prudente, em 138 kV, indicando a necessidade de investimentos no sistema. Estes investimentos vão desde a implantação de reforços no sistema de autotransformação 138/440 kV, da SE Taquaruçu, até a construção de uma nova linha de transmissão 138 kV, interligando as SE de Taquaruçu e Presidente Prudente.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas a biomassa da área III são apresentadas na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área III (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA III		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 138 kV Capivara - Presidente Prudente	Recapitação 336 MCM, CD, 2 x 53 km, de 50C para 75C	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
LT 138 kV Flórida Paulista - Tupã	Lançamento do segundo circuito 138 kV, 77,5 km, 336,4 MCM e respectivo módulo em Flórida Paulista	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Flórida Paulista	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 30 MVAR e módulo 138 kV associado	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Presidente Prudente	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 30 MVAR e módulo 138 kV associado	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Flórida Paulista	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 30 MVAR e módulo 138 kV associado	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Dracena	Instalação de compensação capacitiva, 1 x 30 MVAR e módulo 138 kV associado	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Porto Primavera	Instalação do segundo transformador 13,8/34,5 kV de 6,25 MVA e módulo de conexão associados	janeiro 2009 (recomendado início imediato)
SE Taquaruçu	Instalação do segundo banco 440 - 138 kV, 300 MVA, na SE Taquaruçu e módulo de conexão associados	dezembro 2011
LT 138 kV Presidente Prudente - Taquaruçu	Construção de LT, CD, 636 MCM, 75 km, 75C e módulo de conexão associados	dezembro 2011

A área IV envolve parte da área de concessão da CPFL (regiões de Marília e Bauru), ELEKTRO (região de Tatuí), Santa Cruz, Caiuá e EDEVP. Na Figura 4.19, são indicadas as usinas a biomassa da área IV e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).

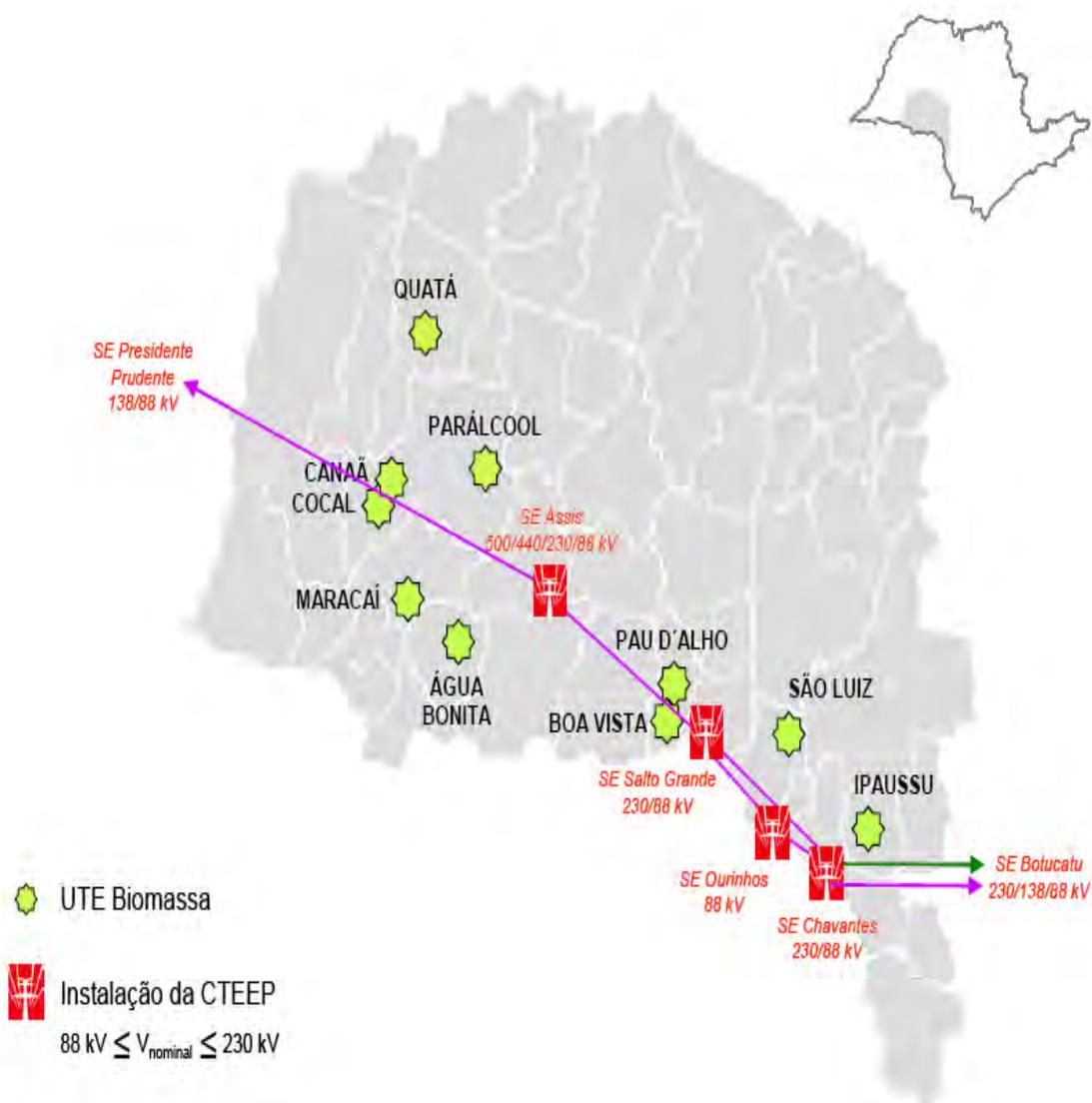


Figura 4.19: Usinas a biomassa e configuração das DIT na área IV (INTEGRAÇÃO, 2008).

Alguns dados dos empreendimentos na área IV podem ser verificados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Conexão de usinas a biomassa na área IV (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA IV						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
IPASSU	Ipasu	CPFL	Sec. LT 88 kV Chavantes - Botucatu (10 km)	R\$ 13,9 milhões	58	2010
SÃO LUIZ	Ourinhos	CPFL	Sec. LT 66 kV Ourinhos II - Santa Cruz do Rio Pardo (1 km)	R\$ 3,6 milhões	2/4/6	2009/2010/2011
ÁGUA BONITA	Tarumã	Grupo Rede (EDEVF)	SE Tarumã 88 kV	-	13	2008
BOA VISTA	Ibirarema	Grupo Rede (EDEVF)	SE Assis 88 kV (27 km)	R\$ 8,2 milhões	23	2009
CANAÃ	Paraguaçu Paulista	Grupo Rede (EDEVF)	Atualmente conectada em derivação na LT 88 kV Presidente Prudente - Assis (24 km)	-	17,5	2008
COCAL	Paraguaçu Paulista	Grupo Rede (EDEVF)	Atualmente conectada em derivação na LT 88 kV Presidente Prudente - Assis (24 km)	R\$ 1,9 milhões	25	2008
MARACAÍ	Maracaí	Grupo Rede (EDEVF)	Atualmente conectada em derivação na LT 88 kV Presidente Prudente - Assis (19 km)	-	29,5	2008
PARALCOOL	Paraguaçu Paulista	Grupo Rede (EDEVF)	SE Assis 88 kV (27 km)	R\$ 10,1 milhões	8/16	2009/2010
PAU D'ALHO	Ibirarema	Grupo Rede (EDEVF)	SE Assis 88 kV (27 km)	R\$ 8,2 milhões	23	2009
QUATÁ	Quatá	Grupo Rede (EDEVF)	Sec. LT 88 kV Presidente Prudente - Assis (9 km)	R\$ 15,6 milhões	20	2009

O relatório da ONS mostrou que, na área IV, será necessária a alteração da configuração operativa do trecho entre as SE Presidente Prudente e Assis, em 88 kV, tendo em vista o controle de carregamento em condição normal nesta linha e, sobretudo, na transformação 230/88 kV da SE Assis.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas a biomassa da área IV são apresentadas na Tabela 4.15.

Tabela 4.15: Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área IV (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA IV		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 88 kV Canoas I (Y) - Assis (Y)	Recapacitação da 50C para 75C, 336,4 MCM, CD, 2 x 8 km	janeiro 2010
LT 88 kV Canoas II (Y) - Assis	Reconstrução de 266,8 MCM para 336,4 MCM, CD, 2 x 40 km, 75C	janeiro 2010
LT 88 kV Canoas II (Y) - Salto Grande	Reconstrução de 266,8 MCM para 336,4 MCM, CD, 2 x 5 km, 75C	janeiro 2010
LT 88 kV Salto Grande - Chavantes trecho Salto Grande - Ourinhos II	Reconstrução de 266,8 MCM para 336,4 MCM, CD, 2 x 20 km, 75C	janeiro 2010
LT 88 kV Chavantes - Botucatu trecho Chavantes - B. Campos	Recapacitação da 50C para 75C, 336,4 MCM, CD, 2 x 7,6 km e recondutoramento para 336,4 MCM, CD, 2 x 34,5 km	janeiro 2010

A área V envolve parte da área de concessão da CPFL (regiões de Bauru, Botucatu e Jaú), ELEKTRO (região de Tatuí), parte da área de concessão da Santa Cruz e a totalidade da CSPE. Na figura 4.20, são indicadas as usinas a biomassa da área V e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).

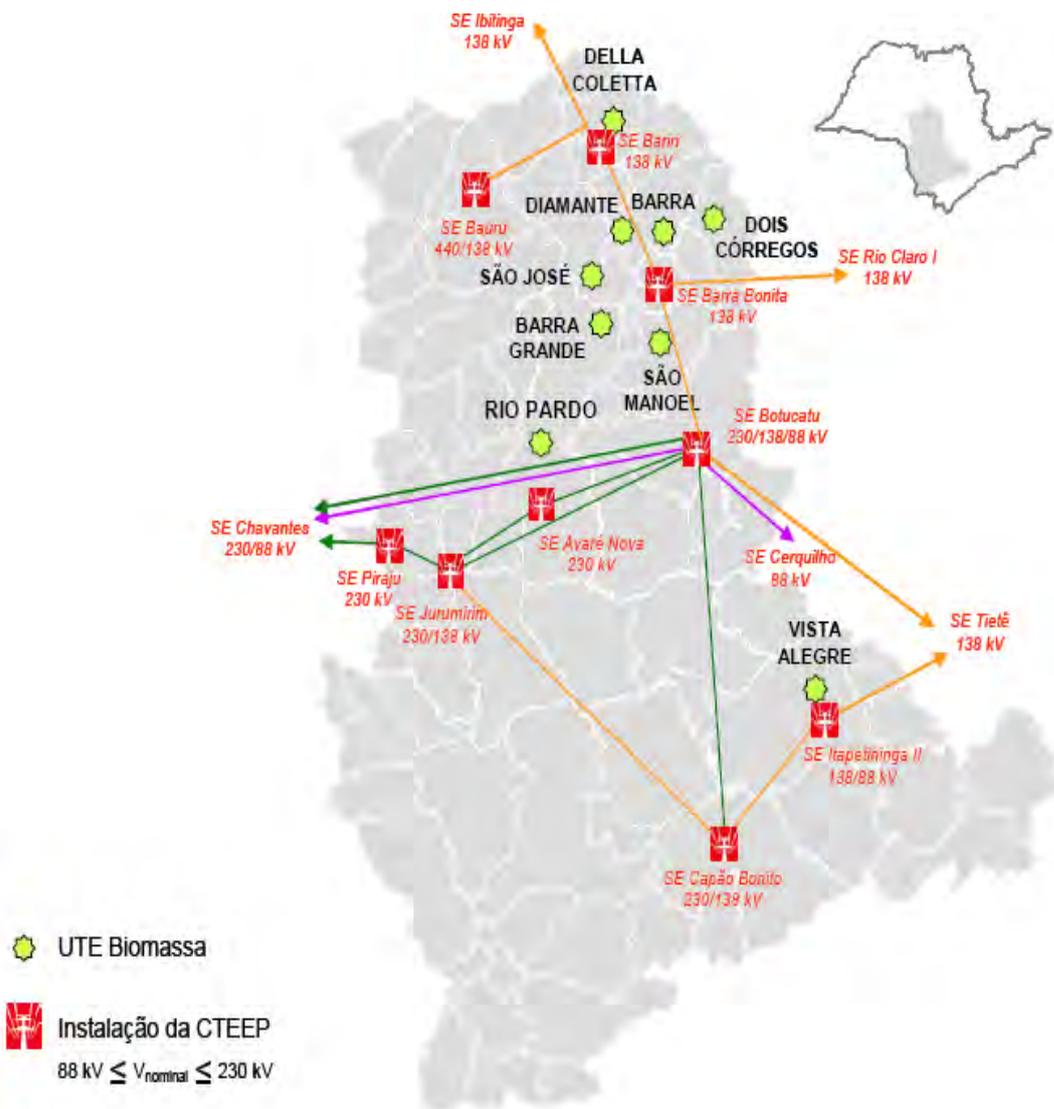


Figura 4.20: Usinas a biomassa e configuração das DIT na área V (INTEGRAÇÃO, 2008).

Alguns dados dos empreendimentos na área V podem ser verificados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16: Conexão de usinas a biomassa na área V (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA V						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
BARRA	Barra Bonita	CPFL	LT 138 kV Barra Bonita - Barra	R\$ 6,8 milhões	123	2010
BARRA GRANDE	Lençóis Paulista	CPFL	LT 138 kV Botucatu - Lençóis Paulista	R\$ 3,3 milhões	40,5	2008
DELA COLETA	Bariri	CPFL	Sec. LT 69 kV Bauru - Gavião Peixoto (1 km)	R\$ 3,6 milhões	8/23	2009/2012
DIAMANTE	Jaú	CPFL	SE Jaú 138 kV (17 km)	R\$ 12,5 milhões	42	2010
DOIS CÓRREGOS	Dois Córregos	CPFL	Sec. LT 138 kV Barra Bonita - Rio Claro (1 km)	R\$ 9,9 milhões	32	2010
RIO PARDO	Avaré	CPFL	SE Avaré nova 88 kV (15 km)	R\$ 12,1 milhões	16/19/32/37	2009/2010/2011/2012
SÃO JOSÉ	Macatuba	CPFL	SE Barra Grande 138 kV (20 km)	R\$ 11,3 milhões	50	2009
SÃO MANUEL	São Manuel	CPFL	Sec. LT 138 kV Botucatu - Lençóis Paulista (8 km)	R\$ 11,4 milhões	20/60	2011/2013
VISTA ALEGRE	Itapetininga	CPFL	SE Itapetininga II 138 kV (18 km)	R\$ 9,7 milhões	45	2009

O relatório da ONS mostrou uma sobrecarga, na área V, em condição normal de operação, na linha de transmissão Barra Bonita – Botucatu, em 138 kV, após a integração da UTE da Barra.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas a biomassa da área V são apresentados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17: Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área V (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA V		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 138 kV Bariri - Barra Bonita	Recapacitação, 336,4 MCM, CD, 2 x 50 de 50C para 75C	janeiro 2009
SE Cerquilha	Substituição de 1 transformador 88/13,8 kV de 7,5 MVA por outro de 12,5 MVA	janeiro 2009

A área VI envolve parte da área de concessão da CPFL (região de Itapira), ELEKTRO (regiões de Rio Claro e Limeira) e a totalidade da CPEE e CFLM. Na figura 4.21, são indicadas as usinas de biomassa da área VI e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).

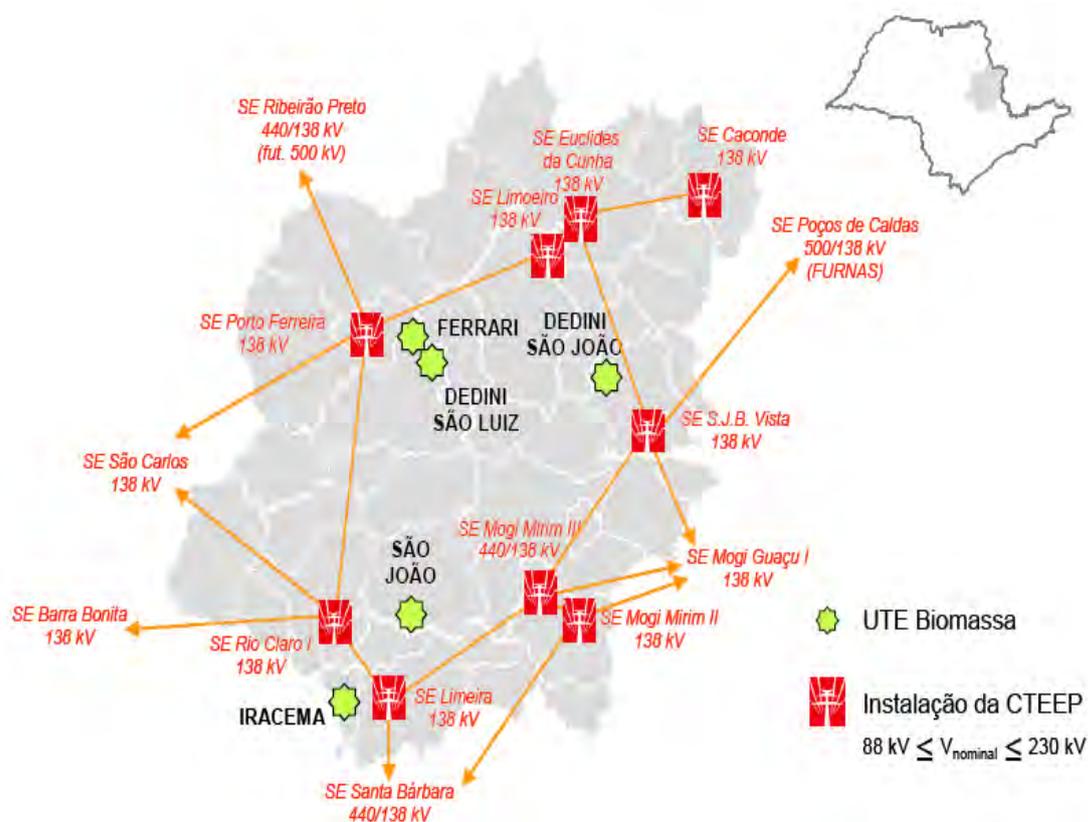


Figura 4.21 – Usinas a biomassa e configuração das DIT na área VI (INTEGRAÇÃO, 2008).

Na área VI, a característica básica dos empreendimentos pode ser verificada na Tabela 4.18.

Tabela 4.18: Conexão de usinas a biomassa na área VI (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA VI						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
DEDINI SÃO JOÃO	São João da Boa Vista	Elektro	Sec. LT 138 kV São João da Boa Vista II - Euclides da Cunha (8,5 km)	R\$ 13,6 milhões	50	2009
DEDINI SÃO LUIZ	Pirassununga	Elektro	UTE Ferrari (7 km)	R\$ 11,4 milhões	50	2009
FERRARI	Pirassununga	Elektro	Sec. LT 138 kV Porto Ferreira - Limeiro (0,8 km)	R\$ 9,7 milhões	25	2009
IRACEMA	Iracemópolis	Elektro	SE Iracemópolis (1,2 km)	R\$ 15,8 milhões	15/31/50	2009/2010/2011
SÃO JOÃO	Araras	Elektro	Sec. LT 138 kV Limeira I - Mogi III (4,5 km)	R\$ 10,8 milhões	63,3	2010

O relatório da ONS mostrou uma sobrecarga, na área VI, na linha de transmissão Limeiro – Porto Ferreira, em 138 kV, e na linha de transmissão Euclides da Cunha – São João da Boa Vista II, em 138 kV, após a integração, ao sistema, das usinas Dedini São Luiz, Dedini São João e Ferrari.

As obras necessárias para viabilizar a conexão das usinas de biomassa da área VI são apresentadas na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área VI (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA VI		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
LT 138 kV Mogi Mirim III - Jaguariúna	Construção da Linha de Transmissão 138 kV, 636 MCM, CD, 2 x 30 km, 75C e instalação de 4 chaves seccionadoras	julho 2010
LT Poços de Caldas - São João da Boa Visata II	Recapitação, 477 MCM, CD, 2 x 34 de 50C para 75C	janeiro 2009
SE Mogi Mirim II	Instalação do segundo transformador 138/13,8 kV de 18,75 MVA e módulos de conexão associados	janeiro 2009
LT 138 kV Rio Claro I - Limeira, trecho Rio Claro I - Cordeirópolis	Recapitação, 336,4 MCM, CD, 2 x 10 de 50C para 75C	julho 2009
SE Araras (nova) 440/138 kV - 2 x 300 MVA	Construção da SE nova c/ primeiro banco de AT, unidade reserva de 100 MVA monofásico e adicionalmente duas fases monofásicas 100 MVA e conexão de 440 e 138 kV para montagem do segundo banco de 300 MVA utilizando a fase reserva existente e módulo de conexão	julho 2010

A área VII envolve parte da área de concessão da CPFL (regiões de Americana, Campinas, Itapira, Piracicaba e São Carlos), ELEKTRO (região de Tatuí) e a totalidade da EEB e CJE. Na Figura 4.22, são indicadas as usinas de biomassa da área VII e a configuração das DIT (INTEGRAÇÃO, 2008).

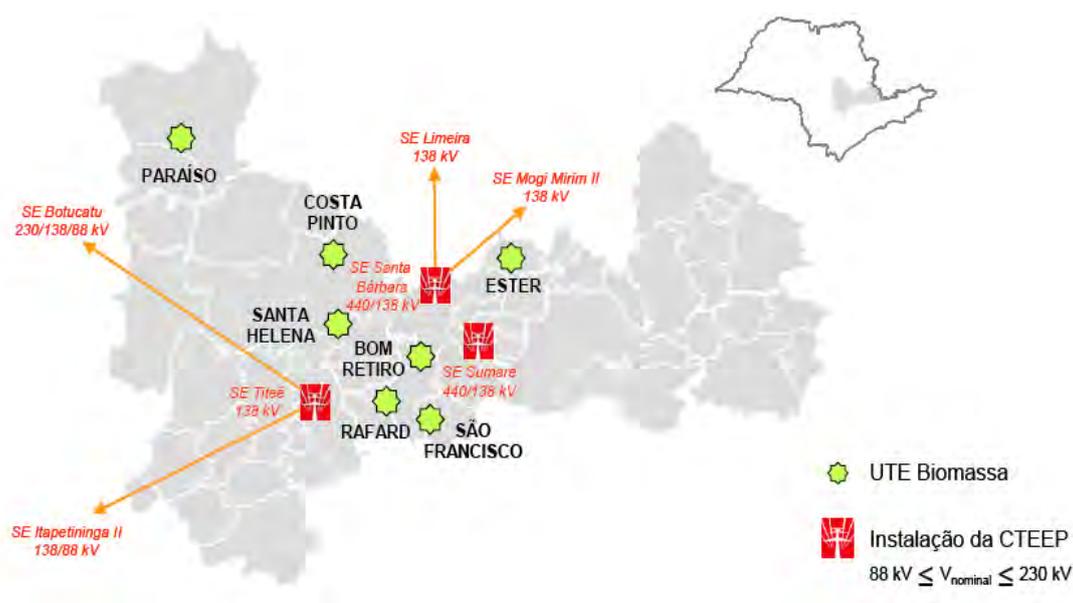


Figura 4.22: Usinas a biomassa e configuração das DIT na área VII (INTEGRAÇÃO, 2008).

Na área VII, a característica básica dos empreendimentos pode ser verificada na Tabela 4.20.

Tabela 4.20: Conexão de usinas a biomassa na área VII (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO CONEXÃO USINAS BIOMASSA ÁREA VII						
USINA	MUNICÍPIO	ÁREA DE CONCESSÃO	PONTO CONEXÃO	INVESTIMENTO CONEXÃO	POTENCIA EXPORTADA (MW)	ENTRADA OPERAÇÃO
BOM RETIRO	Capivari	CPFL	SE Rafard 138 kV (6 km)	R\$ 7,1 milhões	30	2010
COSTA PINTO	Piracicaba	CPFL	Sec. LT 138 kV CPFL Araraquara - Piracicaba (1 km)	R\$ 8,6 milhões	70	2009
ESTER	Cosmópolis	CPFL	LT 138 kV Carioba - Paulinia (1 km)	R\$ 6,3 milhões	1,5/21/24	2008/2009/2010
PARAÍSO	Brotas	CPFL	Sec. LT 138 kV Araraquara - Piracicaba (10 km)	R\$ 10.7 milões	26,2/35,1	2010/2012
RAFARD	Rafard	CPFL	Sec. LT 138 kv Saltinho - Sumaré (5 km)	R\$ 8,6 milhões	40	2009
SANTA HELENA	Rio das Pedras	CPFL	Sec. LT 138 kV S. Barbara - Saltinho (1 km)	R\$ 9,9 milhões	38	2010
SÃO FRANCISCO	Elias Fausto	CPFL	SE Rafard 138 kV (8 km)	R\$ 8 milhões	33	2010

O relatório da ONS mostrou que, na área VII, para aliviar o carregamento dos circuitos de 138 kV, inclusive sobrecargas no sistema, será necessária a implantação da SE Itatiba 500/138 kV.

As obras mais importantes, necessárias para viabilizar a conexão das usinas a biomassa de cana-de-açúcar da área VII, podem ser visualizadas na Tabela 4.21.

Tabela 4.21: Previsão dos investimentos no sistema de transmissão e DIT da área VII (INTEGRAÇÃO, 2008).

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DIT ÁREA VI		
SISTEMA	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	CONCLUSÃO
SE SUMARÉ 440/138 kV	Instalação do terceiro autotransformador 440/138 kV de 300 MVA	março 2008
	implantação de equipamentos associados de nos setores de 138 e 440 kV da SE	
SE CAMPINAS 345/138 kV	Instalação do quinto autotransformador 345/138 kV de 150 MVA	julho 2008
	implantação de equipamentos associados de nos setores de 138 e 345 kV da SE	
LT 138 kV Campinas (FURNAS) - Tanquinho	Construção do quinto circuito 138 kV, CS. 795 MCM, 0,2 km	março 2008
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Tanquinho	
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Campinas (FURNAS)	
LT 138 kV Sumaré (CTEEP) - Santinho	Duplicação LT 138 kV Sumaré (CTEEP) - Saltinho, CD, 477 MCM, (16 km)	junho 2008
	Implantação de 1 módulo e equipamentos associados na SE Sumaré (CTEEP)	
SE Sumaré	Instalação de compensação capacitiva 100 MVar em 138 kV e módulo associado	junho 2008
SE Itatiba (nova) 500/138 kV - 200 x 400 MVA	Construção da SE com 2 transformadores de 400 MVA, totalizando 6 unidades monofásicas de 133 MVA e uma unidade reserva,	junho 2011

4.4.2 Licenciamento Ambiental

Segundo levantamento feito pela UNICA (2007), a falta da licença prévia de instalação (LP) foi a grande responsável pelo alto volume de desistências das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, nos leilões de energia nova e fontes alternativas.

O processo de obtenção de licenciamento envolve quatro fases distintas: o pré-projeto; o projeto; a construção e; a instalação, a operação e o funcionamento.

Na fase de pré-projeto, o empreendedor está realizando a concepção de seu empreendimento e analisando as questões relativas à localização, estudos de tecnologias e verificação da possibilidade de conexão ao sistema. Nesta fase, o principal aspecto ambiental a ser considerado constitui-se em eventuais restrições às alternativas de localização, disponíveis, como unidades de conservação, locais com restrições de uso e conflitos de vizinhança. São iniciadas as consultas a outros órgãos setoriais para subsidiar a decisão do empreendedor, referente aos mecanismos de controle de poluição existentes para os processos alternativos e seus respectivos custos.

Já na fase de projeto, um empreendimento que constituir uma fonte potencial de poluição, deverá ser analisado para obtenção de uma licença prévia - LP, que apontará os requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação do empreendimento.

Quando o licenciamento prévio envolver empreendimentos de maior complexidade, ou que gerem maior potencial de degradação ambiental, cuja análise requerer uma avaliação de impactos ambientais, será realizado apenas na Secretaria de Meio Ambiente, mediante apresentação do Relatório Ambiental Preliminar – RAP. No caso da exigência do RAP, deverão ser apresentados os documentos de Anotação de Responsabilidade Técnica – ART, referentes à elaboração do RAP, a manifestação do órgão ambiental municipal, nos termos da Resolução Conama 237/97, artigo 5º, certidão da Prefeitura Municipal relativa ao uso do solo, nos termos da Resolução Conama 237/97, artigo 10º, Parágrafo 1º, o formulário de informações cadastrais e o comprovante de pagamento do preço da análise.

Protocolado o requerimento LP, o empreendedor deverá apresentar, no prazo de quinze dias, os comprovantes referentes à publicação do requerimento de licença e de abertura de prazo para manifestações, no Diário Oficial do Estado, em jornal de grande circulação e em jornal da localidade onde se situa o empreendimento.

Durante a análise do processo, o Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental (DAIA) poderá solicitar informação complementar. Após análise do RAP, o DAIA poderá:

1. indeferir o pedido de licença em razão de impedimentos legais ou técnicos,
2. deferir o pedido de licença, determinando a adoção de medidas mitigadoras para impactos negativos e, estabelecendo as condições para as demais fases do licenciamento, exigir a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Caso isto ocorra, o procedimento para obtenção destes documentos, é necessário que a Secretaria do Meio Ambiente – SMA/DAIA publique a exigência do EIA e RIMA no Diário Oficial e estipule um prazo de cento e oitenta dias para apresentação do plano de trabalho. O interessado deve tornar público, no prazo de quarenta e cinco dias, solicitação de Audiência Pública, e apresentar, em duas vias, o Plano de Trabalho para elaboração do EIA e RIMA.

O Conselho Estadual do Meio Ambiente (Consema) pode avocar a análise do Plano de Trabalho em razão da magnitude e complexidade dos impactos ambientais do empreendimento. A partir daí, a SMA/DAIA define o Termo de Referência, com base no plano de trabalho, e publica no Diário Oficial o prazo de entrega do EIA e RIMA. O interessado apresenta o EIA e RIMA, acompanhado dos documentos de certidão da Prefeitura, relativos ao uso do solo; exame técnico do órgão ambiental municipal e; Anotação de Responsabilidade Técnica (ART).

Após esta etapa, a SMA/DAIA analisa o EIA, considerando as manifestações encaminhadas por escrito ou apresentadas em Audiência Pública, e emite parecer técnico e súmula, com as condições para Licença de Instalação – LI e Licença de Operação - LO, referente à viabilidade ambiental do empreendimento.

O Consema publica, no Diário Oficial, a súmula, e encaminha cópia aos Conselheiros, até oito dias da reunião plenária subsequente. A análise do

empreendimento será feita pelo plenário do Consema ou pela câmara técnica pertinente, que emite deliberação aprovando o empreendimento e encaminha a SMA/DAIA que, por fim, emite a Licença Prévia – LP com data de validade fixa e a publica no Diário Oficial.

Para a Licença de Instalação – LI, a SMA/DAIA emite parecer técnico e encaminha cópia ao Consema; emite licença de instalação com prazo de validade e publica no Diário Oficial.

Para a Licença de Operação – LO, a SMA/DAIA emite parecer técnico e encaminha cópia ao Consema; emite licença de operação, com prazo de validade, e publica no Diário Oficial. Porém, se o empreendimento for fonte de poluição sujeita a análise da Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - CETESB, os procedimentos para emissão da LI e LO ficarão sob responsabilidade deste órgão (SOUSA, 2007).

Todos estes procedimentos são muito morosos e acabam, muitas vezes, impossibilitando os empreendimentos, que queiram participar dos leilões, de conseguir a habilitação técnica em tempo hábil. Esta situação levou o Governo do Estado de São Paulo a lançar um programa de simplificação de licenciamento ambiental, com o objetivo de facilitar a obtenção da Licença Prévia (LP) para os empreendimentos que queiram se cadastrar e ser habilitados tecnicamente pela EPE, podendo, assim, participarem dos leilões de energia.

Há algumas condições para que o empreendimento possa utilizar deste procedimento simplificado, sendo este válido somente até o leilão de energia. As usinas deverão estar instaladas e, com a Licença de Operação em vigor, não deve haver aumento da área de cana plantada. A análise da Licença Prévia estará restrita aos equipamentos da unidade de cogeração. As eventuais interferências das linhas de transmissão, associadas à unidade de cogeração, em áreas com vegetação e/ou áreas de preservação permanente, serão avaliadas pelo Departamento Estadual de Proteção aos Recursos Naturais (DEPRN), na fase de licença de instalação.

Neste procedimento simplificado, deverão ser apresentados os formulários “Solicitação de”, o Memorial de Caracterização do Empreendimento (MCE), a certidão de uso e ocupação do solo, emitido pela Prefeitura, com prazo de validade compatível com o prazo de análise da solicitação, atestando que o empreendimento está de acordo com as diretrizes de uso e ocupação do solo do município, a manifestação do órgão ambiental municipal, o *layout* dos equipamentos, a planta baixa das edificações existentes e a construir, informação sobre a capacidade total instalada de geração de energia, em MW, e publicação no Diário Oficial do Estado e em jornais de circulação local.

Após cumprida todas as exigências, a análise do pedido de Licença Prévia deverá ser feita em dez dias, com a emissão de documento favorável ou desfavorável. Caso o empreendimento em análise esteja situado em uma área de saturação, ou ainda, seja necessário um estudo complementar para averiguar os níveis de emissões, este prazo será maior.

A partir da implantação deste procedimento simplificado, estima-se um aumento na participação das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar nos próximos leilões de energia nova e fontes alternativas, já que a demora no licenciamento estaria relacionado com a desistências dos empreendimentos nestes leilões.

4.4.3 Competitividade nos Leilões – O Fator Preço

Após as análises relativas aos problemas de conexão e licenciamento ambiental, outro fator que tem influência na desistência dos empreendimentos termelétricos a biomassa de cana-de-açúcar é preço de venda da energia, verificado nos leilões anteriores.

Para um melhor entendimento da composição deste preço, deve-se entender, primeiramente, como são feitos os cálculos que determinam a garantia física, o Custo Variável de Operação - COP e Custo Econômico de Curto Prazo -CEC. Estes índices são estimativas de custos variáveis para o comprador, obtidos através da simulação dos custos operativos médios e os custos econômicos na CCEE, proporcionais ao padrão de despacho de cada

usina. Pode-se definir o Custo Variável de Operação (COP) como sendo o custo operacional do despacho. O Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) reflete as exposições financeiras, positivas e negativas, na CCEE, e dependem da situação (custo marginal de operação - CMO) do sistema, na ocasião do despacho do empreendimento. Tanto o COP como o CEC são estimativas baseadas na simulação do sistema, sendo expressos em R\$/ano.

A metodologia para o cálculo da garantia física das usinas termelétricas é realizada de maneira agrupada, selecionando os empreendimentos que possuam as mesmas características de operação e custos variáveis. A metodologia de cálculo do lastro físico, desenvolvido pela EPE, consiste numa divisão em quatro módulos, sendo que um destes módulos é exclusivo para as usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, devido às peculiaridades de sua operação, concentrado apenas no período de safra.

O termo “garantia física” refere-se a um valor calculado que corresponde, para as usinas termelétricas, à máxima produção contínua que a usina pode oferecer, em MW médios. A finalidade da garantia física é prover os contratos com um lastro, ou seja, uma garantia real da quantidade de energia que a usina poderá oferecer ao comprador. Para as usinas que operam com queima de bagaço este valor é dado pela média das inflexibilidades mensais, ou seja, a energia mínima anual que deverá ser, obrigatoriamente, despachada, ao longo de todo o período de operação, declarada pelo gerador.

Geralmente, a modalidade dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, para as usinas termelétricas, são por disponibilidade, enquanto os provenientes de fontes hídricas são por quantidade.

Na modalidade dos contratos por disponibilidade, os riscos hidrológicos e as eventuais exposições financeiras decorrentes são assumidos pelos agentes compradores, ou seja, os custos variáveis são repassados ao comprador.

Para a comparação de ofertas em contratos de modalidade diferentes, foi preciso adotar uma maneira de equalizar as propostas, possibilitando, assim

a comparação dos empreendimentos. O ICB – Índice de Custo Benefício foi a forma escolhida para equalização das propostas, para os compradores, neste caso as empresas de distribuição. O ICB é um valor expresso em R\$/MWh, que reflete a competitividade do empreendimento, para o comprador sujeito aos efeitos do sistema. O ICB compara, então, as vendas por disponibilidade/capacidade (MW), usualmente para as térmicas, e por quantidade (MWh) para as usinas hidrelétricas.

O ICB, aplicado às ofertas com contrato por disponibilidade, é expresso pela Equação (1)

$$\text{ICB} = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curto Prazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (1)$$

Ou, de outra forma:

$$\text{ICB} = \frac{(\text{RF} + \text{COP} + \text{CEC})}{\text{GF}} \quad (2)$$

Onde:

RF: Receita Fixa. É a receita que indica o quanto o vendedor oferta de remuneração fixa, para cobrir seu investimento e despesas fixas. Este valor é expresso em R\$/ano e é informado pelo empreendedor, para a concorrência durante o leilão.

COP: Custo Variável de Operação. É o custo operacional do despacho.

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo. Reflete as exposições financeiras, positivas e negativas, na CCEE

GF: Garantia Física

A Receita Fixa corresponde aos custos fixos do gerador independente, incluindo a remuneração pelo investimento, gastos com consumo interno de

energia, despesas com funcionários, tarifas do uso do sistema de transmissão (TUST) e/ou tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD).

Os leilões de energia nova e fontes alternativas, até 2007, foram realizados nas seguintes datas: o primeiro leilão de energia nova foi realizado em 16 de dezembro de 2005; o segundo leilão de energia nova foi realizado em 29 de junho de 2006; o terceiro leilão de energia nova foi realizado em 10 de outubro de 2006 e; o primeiro leilão de fontes alternativas foi realizado em 18 de junho de 2007. Em todos estes leilões, verificou-se que o CEC, para as usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, apresentou um valor negativo, o que é bom para o empreendimento, pois aumenta a competitividade destas usinas no certame. A Figura 4.23 mostra os valores médios de CEC, por tipo de leilão, para as usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar (UNICA, 2007)

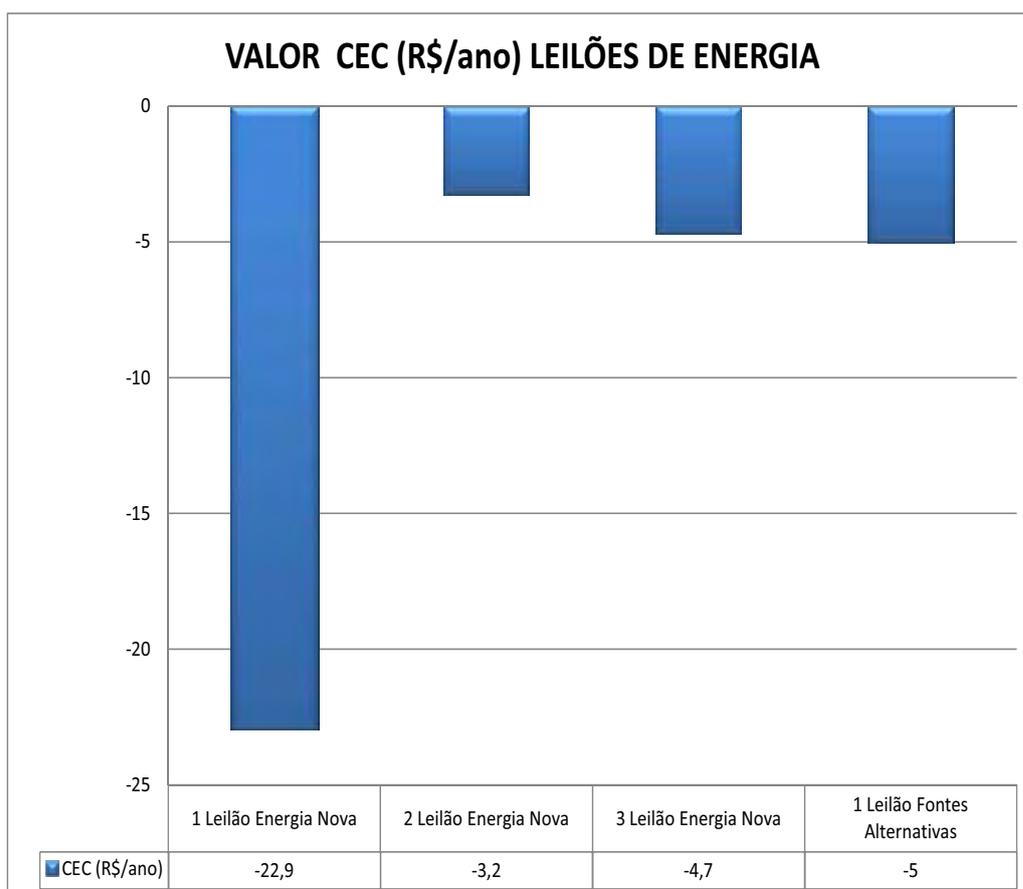


Figura 4.23: Valores médios do CEC nos leilões de energia nova e fontes alternativas (UNICA, 2007).

Comparando-se o primeiro leilão de energia nova com os demais, os valores do CEC tiveram uma variação muito grande. Esta variação no valor do CEC se deve, em grande parte, pelas mudanças nas premissas de cálculo deste índice, a partir do segundo leilão de energia nova.

A falta de um critério transparente com premissas pré-definidas e simulação de cenários futuros que indiquem, claramente, como é calculado o valor do CEC, leva a incerteza a muitos empreendedores que, em alguns casos, preferem não arriscar e acabam não participando dos leilões.

Outro fator que também não estimula o empreendedor a participar dos leilões é o preço teto fixado pelo MME, quando da divulgação da portaria contendo a sistemática de realização do leilão. Nos últimos leilões, o preço teto foi fixado em R\$140,00/MWh. O valor do preço teto é muito questionável, pois a energia no mercado livre tem sido negociada a valores superiores a este por períodos de até dez anos. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é usado para valorar a compra de energia no Mercado de Curto Prazo, tem sofrido aumentos constantes principalmente com o déficit de energia projetado para o futuro. Cabe ao governo estudar alternativas mais eficazes para atrair os investidores que, atualmente, estão desestimulados com as dificuldades encontradas.

5. Conclusão

Este trabalho apresentou a importância da bioeletricidade da cana-de-açúcar e seu grande potencial de geração que, em complementariedade com as fontes hidráulicas, seria possível minimizar os riscos de uma nova crise de falta de energia a partir do ano 2010. Uma vantagem das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar sobre as demais é o fato de serem de rápida instalação (aproximadamente 2 anos).

O potencial da bioeletricidade está sendo estimulado pela expansão do cultivo de cana-de-açúcar, incentivado pelos biocombustíveis (etanol), o que faz com que as usinas sucroalcooleiras se multipliquem pelo Brasil.

Uma análise do novo modelo de mercado de energia, sob o ponto de vista regulatório, das instituições presentes e das modalidades de comercialização de energia também fizeram parte desta dissertação. O estudo do Ambiente de Contratação Livre apresentou resultados favoráveis, com um crescimento anual significativo, tendo as grandes indústrias metalúrgicas e mineradoras como seus principais consumidores. Neste ambiente, contratos tem sido negociados em condições iguais ou, até mesmo, superiores ao Ambiente de Contratação Regulado. Por sua vez, o ACR apresentou resultados preocupantes, principalmente pelo baixo desempenho do PROINFA, que só conseguiu entrar em operação com 26% do total previsto. O atraso das obras do PROINFA aumenta o risco de um novo racionamento de energia nos próximos anos.

Ainda no ACR, foram apresentadas as características principais dos leilões de energia nova, que representa a maior possibilidade de inserção de novos empreendimentos de geração no Brasil. A participação das usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar nestes leilões tem sido abaixo das expectativas, devido às diversas dificuldades vivenciadas por estes empreendimentos. Os resultados apresentados até o momento foram decepcionantes, com um aproveitamento de pouco mais de 4,12% do total de energia comercializada em todos os leilões. Conclui-se que, apesar do

potencial de geração de energia da bioeletricidade de cana-de-açúcar e de sua importância para uma minimização de riscos de falta de energia, muitos empreendedores não investem em cogeração devido a grande dificuldade de se obter a Licença Prévia (LP) em tempo hábil, por não conseguirem conexão com o sistema interligado nacional e, também, pela falta de estímulo em razão dos baixos preços praticados.

O impressionante potencial da bioeletricidade não está sendo efetivamente aproveitado devido a inércia governamental, que não consegue implementar um plano de aproveitamento destas fontes como alternativa a uma crise de energia que cada vez torna-se mais iminente. As dificuldades encontradas na conexão são o retrato da falta de sincronismo dos setores governamentais. Os insuficientes investimentos na expansão e reforço do sistema de transmissão de energia deixam o setor elétrico dependente de um bom ciclo de chuvas e um crescimento da demanda moderado. A restrição na demanda, é, certamente um fator determinante a dificultar o crescimento da economia nacional.

Muitos dos problemas de investimentos no setor de energia (geração, transmissão e distribuição) são originados pela dificuldade na obtenção do licenciamento ambiental. A demora no licenciamento atrasa obras vitais de infra-estrutura, cuja consequência poderá ser sentida por toda a população. É necessário avançar na reestruturação das metodologias de estudos, na simplificação documental, na emissão de pareceres técnicos provisórios e definitivos, com transparência e agilidade nos processos, para que todo o potencial da bioeletricidade seja realmente aproveitado.

Como sugestão para outros trabalhos, é importante que se faça uma abordagem do Sistema Interligado Nacional sob o ponto de vista do impacto da inserção de potência pelas usinas termelétricas a biomassa de cana-de-açúcar, principalmente no comportamento dinâmico, em regime permanente e em regime transitório, do sistema interligado. Adicionalmente, deverão ser realizados estudos de aproveitamento energético nas plantas industriais sucroalcooleiras, visando um aumento do potencial de exportação de energia. A otimização do consumo de vapor, a substituição de motores convencionais

por alto rendimento, uso de combustíveis alternativos possibilitando a geração de energia durante todo o ano, são alguns dos aspectos que precisam ser melhor explorados.

6. Referências

ABREU, Y. V. **A Reestruturação do setor elétrico brasileiro**: questões e perspectivas. 1999. f. 1 – 5. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Visão geral das operações na CCEE**. São Paulo: CCEE, 2007. 79p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia elétrica: 2006 – 2015**/ Ministério de Minas e Energia. Brasília : MME : EPE, 2006. 304p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA**. [s. l. : s. n., 2002?]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/proinfa/default.asp>>. Acessado em: 25 nov. 2007.

CHRISTOFARI, V. D. **Guia do cliente livre**. São Paulo: Duke Energy Brasil, 2006. 108p.

CUNHA, M. P. **Inserção do setor sucroalcooleiro na matriz energética do Brasil**: uma análise de insumo-produto. 2005. f. 11 – 28. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica Universidade de Campinas, Campinas, 2005.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras. **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica**. [s. l. : s. n., 2002?]. Disponível em: <http://www.eletronbras.gov.br/em_programas_proinfa/proinfa.asp>. Acessado em: 10 dez. 2007.

FIOMARI, M. C. **Análise energética e exergética de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista com sistema de cogeração de energia**

em expansão. 2004. f. 15 – 28. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2004.

INTEGRAÇÃO dos empreendimentos de geração a biomassa no Estado de São Paulo. Rio de Janeiro: ONS, 2008. (NT, 008/2008).

LAMONICA, H. M. **Geração de eletricidade a partir de biomassa da cana-de-açúcar.** Rio de Janeiro:CTC,2007. p. 1-24

MARRECO, J. M. **Planejamento de longo prazo da expansão da oferta de energia elétrica do Brasil sob uma perspectiva da teoria das opções reais.** 2007. f. 1 – 33. Dissertação (Doutorado) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

RODRIGUES, L. G. S. **Análise energética de diferentes sistemas de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar.** 2005. f. 70 – 103. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

SANTOS, T. M. D. **A crise no setor elétrico brasileiro:** III curso de especialização em políticas públicas. Brasília: Núcleo de Pesquisa em Políticas Públicas – UNB, 2002. 79p.

SAVASTANO NETO A. **Licença prévia de co-geração de energia em usinas de açúcar e álcool.** São Paulo: CETESB, 2007. (Power Point).

SILVESTRIM, C. R. **Inserção da bioeletricidade na matriz energética.** São Paulo: COGEN – SP, 2005. (Power Point).

SILVESTRIM, C. R. **Bioeletricidade desafios e oportunidades.** São Paulo: COGEN – SP, 2007. (Power Point).

SOUSA, M. R. et al. **Geração de eletricidade a partir de biomassa e biogás.** São Paulo: Andrade & Canellas, 2007. p. 26 – 52. (Relatório técnico, A&C – R – 0030/07).

UNIÃO DA AGROINDÚSTRIA CANAVIEIRA. **Geração térmica bioeletricidade.** Brasília: UNICA, 2007. (Apresentação feita a Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados).