

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

**CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO E SUPERVISÃO
DE USINAS TERMELÉTRICAS**

DINO MIOZZO NETO

**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE DAS
TERMELÉTRICAS A PARTIR DE BIOMASSA: COMPARAÇÃO COM
BENCHMARKING E SUGESTÃO DE PADRONIZAÇÃO DE
INDICADORES PARA *BENCHMARKING***

SÃO PAULO

2013

DINO MIOZZO NETO

**ANÁLISE DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE DAS TERMELÉTRICAS A
PARTIR DE BIOMASSA: COMPARAÇÃO COM *BENCHMARKING* E SUGESTÃO
DE PADRONIZAÇÃO DE INDICADORES PARA *BENCHMARKING***

**Trabalho para conclusão do Curso de
Especialização em Gestão e Supervisão de
Usinas Termelétricas**

Supervisora: Prof.^a Maria Alice Morato Ribeiro

SÃO PAULO

2013

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Miozzo Neto, Dino.

Análise de confiabilidade e disponibilidade das termelétricas a partir de biomassa: comparação com benchmarking e sugestão de padronização de indicadores para benchmarking/ Dino Miozzo Neto; orientadora Maria Alice Morato Ribeiro.—São Paulo, 2013.

126 f. il.; 30cm.

Monografia (Curso de Especialização - Gestão de Usinas e Supervisão de Usinas Termelétricas) Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo.

1. Usinas Termelétricas 2. Benchmarking.3. Biomassa I.
Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à professora Maria Alice pela orientação e essencial contribuição neste trabalho.

Agradeço ao Instituto de Energia e Ambiente por me propiciar aprendizado especializado de alta qualidade.

Agradeço ao grupo sucroalcooleiro selecionado pela liberação da visita à usina e disponibilização dos dados solicitados.

Agradeço também à Promon pelo apoio e disponibilidade propiciada para realização do curso e da monografia.

Por fim, à minha namorada Ana, ao meu pai Dino, à minha mãe Fatima e às minhas irmãs Carla e Luciana, agradeço pela (“quase total”) paciência e compreensão durante o período de desenvolvimento desta monografia.

RESUMO

MIOZZO, D, N.; Análise de confiabilidade e disponibilidade das termelétricas a partir de biomassa: comparação com *benchmarking* e sugestão de padronização de indicadores para *benchmarking*. 2013. 126 f. Monografia de Especialização – Curso de Especialização em Gestão e Supervisão de Usinas Termelétricas do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2013.

Este trabalho, com foco nas termelétricas a biomassa, pretende realizar uma análise preliminar sobre confiabilidade e disponibilidade desse setor, comparando-se com o *benchmarking* mais adequado e sugerindo uma padronização de índices como referência. O propósito principal do trabalho é causar um impacto positivo na concepção e na gestão de operação e manutenção adotadas atualmente nas termelétricas a partir de biomassa, contribuindo com a competitividade desse tipo de geração na matriz elétrica brasileira. A padronização e a comparação desses índices podem trazer inúmeros benefícios em longo prazo para todas as unidades participantes, criando-se um banco de dados único e compartilhado, onde cada unidade poderá se comparar com a média e medir seu grau de adequação ao *benchmarking* mais apropriado.

A monografia abrange primeiramente a análise de uma unidade real considerando o seu histórico de índices (p.ex. falhas: frequência, duração, intervalo entre ocorrências, etc.), informado pela equipe de operação e manutenção da mesma. Como não foi possível a comparação com outra unidade devido à falta de dados, então foi realizada uma simulação pelo *software* BlockSim (Reliasoft), com a finalidade de obter os índices previstos de confiabilidade e disponibilidade para a termelétrica em estudo. Assim, pretendeu-se analisar e comparar os resultados esperados com os reais disponíveis. Ao final do trabalho, também é sugerida a padronização dos índices aplicáveis às usinas desse tipo, visando uma integração de banco de dados único e eventualmente uma futura implementação e gerenciamento pelo Instituto de Energia e Ambiente da USP.

A estratégia inicial da monografia foi delimitar a análise para as novas cogerações em usinas de cana-de-açúcar devido à sua importância atual e grande potencial na matriz energética brasileira. O desenvolvimento do trabalho apresenta um panorama sobre as concepções dessas

novas cogerações, mostrando a flexibilidade e os conceitos gerais das alternativas de projeto e operação que esse tipo de cogeração pode apresentar, corroborando mais ainda para sua participação e adequação ao sistema elétrico brasileiro.

Um exemplo inovador adotado nas usinas termelétricas brasileiras a partir de biomassa de cana-de-açúcar é a cogeração com a utilização de palha adicional do campo para operação na entressafra, no qual se sugere a adoção de práticas cada vez mais rígidas e adequadas para a operação e manutenção da termelétrica com o objetivo de se maximizar os excedentes de energia, mantendo-se praticamente os mesmos ativos da cogeração original, gerando assim maiores incentivos de retorno financeiro aos usineiros ou novos investidores. Essa prática traz benefícios importantes como a possibilidade de geração de energia elétrica sustentável e renovável durante o ano inteiro, deslocando-se a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia não sustentáveis e/ou fontes de energia onerosas para a geração de “ponta”, trazendo diversos benefícios para a matriz energética nacional.

É nítida a necessidade da adoção de práticas de análise de confiabilidade e disponibilidade para o setor, permitindo aos gestores uma visualização global e também específica de cada ponto crítico do processo de transformação de energia no ciclo térmico. A busca pela estabilidade do processo e tomadas de decisão baseadas em confiabilidade (por exemplo: concepção do projeto, modificações em sistemas existentes, manutenção preventiva, manutenção preditiva, etc.) certamente trarão benefícios importantes às usinas participantes.

Palavras-chave: Confiabilidade, Disponibilidade, *Benchmarking*, Operação e Manutenção, Termelétrica, Cogeração, Biomassa, Cana-de-açúcar

ABSTRACT

MIOZZO, D. N.: Analysis of reliability and availability of biomass thermal power plants: comparison with benchmarking and suggestion of standardization of benchmarking index. 2013. 126 f. Specialization monograph – Specialization course in Management and Supervision of Thermal Power Plants of the Institute of Energy and Environment of São Paulo University. São Paulo, 2013.

This work focused on biomass power plants intends to conduct a preliminary analysis of reliability and availability of this sector comparing it with the most appropriate benchmarking and suggesting an index standard as reference. The main purpose of this work is to cause a positive impact in the design and management of operation and maintenance currently adopted in biomass thermal power plants, contributing to the competitiveness of this type of generation in the Brazilian energy matrix. Standardization and comparison of these indices can bring many long-term benefits for all participating units, creating a single share database where each unit can be compared to the medium and to measure their degree of adaptation to the most appropriate benchmarking.

The monograph will first cover the analysis of a real unit considering its historical indices (e.g. failure: rate, duration, time between occurrences, etc.) informed by operation and maintenance staff. Considering that was not possible to compare with another unit due to lack of data, the simulation software BlockSim (Reliasoft) will be used in order to get the expected indexes of reliability and availability for the unit under study. So we intend to analyze and compare the expected results with the actual data available. At the end of the work, is also suggested to standardize the indexes applicable to the plants of this type, aimed at integrating single database and perhaps a future deployment and management by the Institute of Energy and Environment of USP.

The initial strategy of the monograph is to delimit the analysis for new CHP (Combined Heat and Power) plants in sugarcane plants because of its current importance and great potential in the Brazilian energy matrix. The work development covered an overview of the concepts of these new cogeneration plants, showing the flexibility and general concepts of design

alternatives and operation that this type of cogeneration can have, further confirming their participation and suitability to the Brazilian electrical system.

An example of innovative case adopted in thermal power plants from Brazilian sugarcane biomass is the use of additional straw from the field for operation during inter-harvest, in which is suggested the adoption of best practices for the operation and maintenance managements in order to maximize the surplus energy, remaining almost the same assets of original cogeneration, thus creating greater incentives for financial return to factory owners or new investors. This practice has important benefits such as the possibility of generating sustainable and renewable electricity from biomass throughout the year, moving the production of electricity from non-sustainable energy sources and / or expensive energy sources for “peak” power generation, and bringing many benefits to the national energy matrix.

There is a clear need to adopt practices of reliability and availability analysis for the sector, allowing managers to get a global view and also specific to each critical point of the transformation of energy in the thermal cycle. The search for the process stability and decision-making based on reliability (e.g. project design, modifications to existing systems, preventive maintenance, predictive maintenance, etc.) will certainly bring important benefits to the participating plants.

Keywords: Reliability, Availability, Benchmarking, Operation and Maintenance, Thermal Power Plant, Cogeneration, Biomass, Sugar Cane

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AMCHAM – *American Chamber of Commerce* (Câmara Americana de Comércio)

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

CAPEX – *Capital Expenditure* (Investimento de Capital)

CAR – Curva de Aversão ao Risco

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CEC – Custo Econômico de Curto Prazo

CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa

CF – Custos Fixos

CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos

CHP – *Combined Heat and Power* (Cogeração)

CLP – Controlador Lógico Programável

CMO – Custo Marginal de Operação

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia

COI – Centro de Operações Integradas

CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento

CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente

COP – Custo Variável de Operação

COP-15 – Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas

CTC – Centro de Tecnologia Canavieira

CV – Custo Variável Unitário da Usina Termelétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ETA – Estação de Tratamento de Água

ETAL – Estação de Tratamento de Água de Lavagem das Caldeiras

FOF – *Forced Outage Factor* (Fator de Parada Forçada)

FOH – *Forced Outage Hours* (Horas de Parada Forçada)

GF – Garantia Física

ICB – Índice de Custo Benefício

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

IEE USP – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto dos Engenheiros Elétricos e Eletrônicos)

IP – Indisponibilidade Programada

LEN – Leilão de Energia Nova

LER – Leilão de Energia de Reserva

MISE – Modelo Institucional do Setor Elétrico

MME – Ministério de Minas e Energia

MTBF – *Mean Time Between Failures* (Tempo Médio entre Falhas)

MTCA – Milhões de Toneladas de Cana por Ano

MTTF – *Mean Time To Failures* (Tempo Médio até Falhas)

MTTR – *Mean Time To Repair* (Tempo Médio para Reparo)

NBR – Norma Brasileira

NERC – *North American Electric Reliability Council* (Conselho Norte Americano de Confiabilidade Elétrica)

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema

ONU – Organização das Nações Unidas

OREDA – *Offshore Reliability Data* (Dados de Confiabilidade para *Offshore*)

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PCI – Poder Calorífico Inferior

PDE 2021 – Plano Decenal de Expansão de Energia

PH – *Period Hours* (Horas do Período)

PIB – Produto Interno Bruto

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PNE 2030 – Plano Nacional de Energia

SF – *Service Factor* (Fator de Serviço)

SH – *Service Hours* (Horas de Serviço)

SIN – Sistema Interligado Nacional

TCD – Toneladas de Cana por dia

TCH – Toneladas de Cana por hora

TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UNICA – União da Indústria de Cana-de-Açúcar

USP – Universidade de São Paulo

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

VE – Vapor de Escape

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do consumo final de energia elétrica – Brasil, 2005-2030	6
Figura 2 – Evolução da demanda final de etanol – Brasil, 1970-2030.....	7
Figura 3 – Evolução do consumo de bagaço de cana – Brasil, 1970-2030	8
Figura 4 - Esquema estrutural simplificado das fibras do material lignocelulósico.....	10
Figura 5 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos (%).....	14
Figura 6 – Projeção de demanda total de etanol – 2012 a 2021	15
Figura 7 – Estrutura típica da biomassa da cana	18
Figura 8 – Percentual da cogeração no total de produção de energia total para cada país.....	30
Figura 9 – Ganhos de eficiência da cogeração: um exemplo – Valores em Poder Calorífico Superior	31
Figura 10 – Capacidades das cogerações atuais e projetadas num cenário de cogeração acelerado.....	31
Figura 11 – Usinas termelétricas por tipo – Informações Gerenciais (Setembro de 2012).....	33
Figura 12 – Geração por Fonte – Informações Gerenciais (Setembro de 2012).....	34
Figura 13 – Revisão da carga de energia prevista de 2012 até 2016.....	35
Figura 14 – Perfil de geração prevista (UHE Belo Monte).....	38
Figura 15 – Potencial de mercado – bioeletricidade: Brasil.....	40
Figura 16 – Bioeletricidade: Potencial nos <i>retrofits</i>	41
Figura 17 – Fluxograma simplificado da cogeração e utilidades	45
Figura 18 – Distribuição da capacidade de processamento das usinas de açúcar e etanol no Brasil	51
Figura 19 – A curva da banheira	62
Figura 20 - Esquema do Diagrama de Blocos para a Planta Inteira (Cogeração/Utilidades), operando com capacidade para 100% da planta.....	71
Figura 21 – Esquema do Diagrama de Blocos para uma Caldeira, operando com capacidade para 100% da planta.	73
Figura 22 – Esquema do Diagrama de Blocos para Sistema de Torres de Resfriamento, operando com capacidade para 100% da planta.	74
Figura 23 – Esquema do Diagrama de Blocos para Turbinas de Contrapressão (TV1 ou TV2), operando com capacidade para 100% da planta.....	74
Figura 24 – Esquema do Diagrama de Blocos para Turbina de Condensação (TV3), operando com capacidade para 100% da planta durante a safra.....	75
Figura 25 – Gráfico de indicação de disponibilidade e indisponibilidade para a UTE inteira para 100% de carga.	76
Figura 26- Fluxograma de Processo (CASO BASE)	92
Figura 27 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM ADIÇÃO DE PALHA - SAFRA)	93
Figura 28 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM ADIÇÃO DE PALHA - ENTRESSAFRA).....	94
Figura 29 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO - SAFRA).....	95
Figura 30 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO - ENTRESSAFRA).....	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Taxas de crescimento do PIB - Período 2005-2030 (% a.a).....	5
Tabela 2 – Consumo de etanol por cenário – Brasil, 2004 e 2030.	7
Tabela 3 – Projeções de produção de cana-de-açúcar – Brasil, Regiões e Estados (10 ³ t/ano).....	10
Tabela 4 - Composição química parcial de alguns materiais lignocelulósicos	11
Tabela 5 – Cenários de referências do setor sucroalcooleiro. Expansão da produção de cana-de-açúcar, recuperação da palha, uso do bagaço para hidrólise e oferta da biomassa residual – Brasil.....	11
Tabela 6 – Geração específica de energia elétrica das tecnologias a partir da biomassa – operação em modo de cogeração.....	12
Tabela 7 – Geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro segundo as tecnologias de geração termelétrica empregadas na expansão e renovação no parque industrial do setor sucroalcooleiro. Brasil – GWh/ano	13
Tabela 8 – Energia elétrica e bagaço excedente em cogeração na agroindústria canavieira.....	19
Tabela 9 – Leilões de Energia – ACR.....	20
Tabela 10 – Posição da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil – Dez. 2009....	23
Tabela 11 – Posição do Total da Energia Elétrica Gerada no ano de 2009.....	23
Tabela 12 – Características das caldeiras de produção de vapor em uso nas usinas e destilarias no Brasil em 2009/10	24
Tabela 13 – Período de funcionamento na safra (posição em 2009/10).....	25
Tabela 14 – Comparativo da geração elétrica por tonelada de cana moída se todos gerassem com a eficiência dos líderes e melhores (posição em 2009/10).....	26
Tabela 15 – Simulação do total da energia que seria gerada se todas as unidades usassem equipamentos de alta capacidade	28
Tabela 16 – Custos de Capital Considerados	31
Tabela 17 - Previsão para a matriz de energia elétrica.....	37
Tabela 18 – Curva de Aversão ao Risco (CAR) - indicador que garante o atendimento pleno da demanda do país.....	39
Tabela 19 – Capacidade média de moagem de cana (tc/ano).....	53
Tabela 20 – Indicadores de Continuidade da rede básica de 138 kV no estado de São Paulo.....	67
Tabela 21 – Resultados da simulação no <i>software</i> BlockSim (versão 8) da Reliasoft.....	77
Tabela 22 – Tabela de dados sobre disponibilidade da usina (safra 2011/12)	79
Tabela 23 – Resumo dos dados sobre disponibilidade da usina (safra 2011/12)	82
Tabela 24 - Frequência de falhas.....	83
Tabela 25 - Problemas mais frequentes.....	83
Tabela 26 - Total de horas paradas (Causas de falhas mais frequentes)	84
Tabela 27 - Total de horas paradas (Problemas de falhas mais frequentes).....	84
Tabela 28 – Resumo dos principais resultados dos balanços de massa e energia	97
Tabela 29 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica	98

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. PANORAMA GERAL SOBRE O POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL	2
2.1. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).....	2
2.2. Dados do CENBIO	17
2.3. Estudo do CGEE sobre impacto de novas tecnologias na produção de etanol.....	18
2.4. COGEN – Leilões de energia.....	20
2.5. CONAB	21
2.6. IEA.....	29
2.7. ANEEL.....	33
2.8. ONS.....	35
2.9. UNICA.....	40
3. DESCRIÇÃO DA TERMELÉTRICA EM ESTUDO	43
3.1. Descrição detalhada da cogeração	46
3.2. Discussão sobre as possíveis semelhanças e particularidades dessa unidade com a média brasileira	51
4. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE	54
4.1. Definições básicas sobre Confiabilidade e Disponibilidade	54
4.2. Índices de confiabilidade e disponibilidades aplicados em termelétricas.....	55
4.3. Índice de Custo Benefício (ICB) e o conceito de disponibilidade para a geração de termelétricas no Brasil	57
4.4. O método do diagrama de blocos de confiabilidade.....	61
5 ANÁLISE DO <i>BENCHMARKING</i> DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM UMA UNIDADE TÍPICA DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR	63
5.1. Método da coleta de dados.....	63
5.2. Premissas e dados de entrada no simulador (<i>software</i>).....	64
5.3. Concepção geral da cogeração <i>benchmarking</i>	70
5.4. Discussão sobre as possíveis semelhanças e particularidades dessa unidade <i>benchmarking</i> com a média brasileira	70
5.5. Simulação e análise dos resultados	71
6 COMPARAÇÃO DOS ÍNDICES REAIS DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM UMA UNIDADE REAL DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR E A SIMULAÇÃO DO <i>BENCHMARKING</i>	78

6.1. Dados coletados e comparação com a simulação.....	78
6.2. Discussão e sugestões de melhoria	84
7 IMPACTOS POSITIVOS DO AUMENTO DA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE NAS TERMELÉTRICAS A PARTIR DE BIOMASSA.....	87
7.1. Premissas da comparação.....	87
7.2. Resultados	91
7.3. Conclusão e motivação sobre os impactos positivos do aumento da confiabilidade e disponibilidade nas termelétricas a partir de biomassa.....	99
8 SUGESTÃO DE PADRONIZAÇÃO DE ÍNDICES DE REFERÊNCIA PARA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE E ELABORAÇÃO DE BANCO DE DADOS PARA TERMELÉTRICAS A PARTIR DE BIOMASSA.....	100
8.1. Sugestão de padronização de índices	100
8.2. Estratégia para a gestão pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente da USP	101
REFERÊNCIAS	103
ANEXOS.....	106

1. INTRODUÇÃO

Esta monografia efetuou a análise dos possíveis impactos positivos nos projetos de cogeração e na matriz elétrica brasileira quando se adotam melhorias na estratégia e nas técnicas atualmente praticadas de gerenciamento da operação e manutenção em termelétricas a partir de biomassa de cana-de-açúcar utilizando-se como ferramenta de comparação os índices de confiabilidade e disponibilidade de uma unidade real.

É senso comum atual nas usinas a necessidade de paradas prolongadas para manutenção dos seus ativos durante toda a entressafra, em especial das instalações de cogeração das usinas termelétricas (UTE). Assim, os dados de paradas para manutenção dos equipamentos e as comparações foram realizadas com base nas informações dos fornecedores dos principais equipamentos da unidade, visando mostrar os diversos benefícios advindos com a diminuição do período para manutenção durante a entressafra e também da minimização dos períodos de parada durante a operação na safra.

No caso em que se pode operar a UTE durante o período de entressafra, ocorre um aumento do período anual disponível para a cogeração, gerando-se minimização do investimento para projetos novos e evitando-se o superdimensionamento da termelétrica para cobrir grandes períodos de indisponibilidade. Além disso, evitam-se os custos extras de implantação em unidades já existentes de cogeração quando se considera o aumento da biomassa disponível (bagaço ou palha) para maximização da exportação de energia elétrica. Este aumento poderá ser efetuado utilizando-se a queima de palha adicional existente no campo e/ou bagaço de terceiros, utilizando-se os mesmos ativos das usinas de cogeração existentes, apenas estendendo o período de operação anual da UTE.

O objetivo principal da monografia é, portanto, quantificar e qualificar os índices de confiabilidade e disponibilidade e o impacto da adoção das otimizações indicadas acima, em conjunto com outras ações que serão citadas no decorrer do texto, visando alcançar uma maior competitividade para esse tipo de fonte de energia que desponta como sendo uma das principais substitutas parciais dos combustíveis fósseis na matriz energética brasileira devido às suas inúmeras vantagens técnicas, econômicas, sociais e ambientais.

2. PANORAMA GERAL SOBRE O POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

As diversas informações apresentadas e enriquecidas neste capítulo e nos anexos indicados visam identificar e quantificar a notável importância da geração termelétrica a partir de biomassa de cana-de-açúcar no Brasil, tanto em termos do potencial absoluto de geração de energia limpa, como em relação ao aumento da confiabilidade do sistema pelo uso de diferentes fontes geradoras, principalmente as não intermitentes.

Este capítulo se propõe a analisar o panorama geral brasileiro. Assim, a seguir é apresentada uma análise dos principais dados referentes ao Plano Nacional de Energia (PNE 2030) e ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME) - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Também são apresentados alguns dados de entidades altamente contributivas para o assunto como, por exemplo, o Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), a Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), a *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia) (IEA), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema (nos) e a União da Indústria de Cana-de-Açúcar (única), com foco no potencial de geração termelétrica a partir de biomassa de cana-de-açúcar no Brasil.

2.1. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE efetua dois estudos importantes com relação à energia. Um deles é o PNE 2030 (Plano Nacional de Energia) para planejamento no longo prazo e o outro é o PDE 2021 (Plano Decenal de Expansão de Energia) para planejamento em curto prazo.

A seguir, os dados desses dois planos são apresentados e analisados com relação aos dados de geração a partir de biomassa de cana.

Apresentação e análise dos dados do Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

O objetivo principal do plano é o planejamento de longo prazo no setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas. Os estudos do PNE 2030 foram feitos pela EPE para o MME divulgado em 2007.

Em termos de população, o PNE 2030 indicou na retrospectiva um intenso processo de urbanização, com aumento da taxa de urbanização de 31% em 1940 para pouco acima de 80% em 2005.

Com relação à abrangência da energia elétrica, em 2004 cerca de 97% da população é atendida, sendo um item de alta relevância para o Brasil.

Também é importante observar as análises históricas da evolução da Oferta e do Consumo de Energia entre 1970 e 2005 (Anexo A.1), as quais demonstram a capacidade do país para independência externa de energia e minimização dos efeitos ambientais, obviamente tendo as variáveis socioeconômicas e institucionais, assim como as alternativas tecnológicas como pilares estruturais desse desenvolvimento. O grande potencial da hidroeletricidade, porém considerando o custo das linhas de transmissão, impactos e dificuldades de licenciamentos ambientais também foram enfatizados, mostrando a grande oportunidade e o espaço a ser ocupado pelas outras fontes renováveis de energia.

Com relação às projeções futuras, o PNE 2030 apresenta alguns pontos de interesse desse trabalho. Um deles é o aumento significativo da população total em todas as regiões brasileiras que consolida um aumento percentual de quase 30% entre 2005 (185 milhões de pessoas) e 2030 (239 milhões de pessoas). Já a taxa de urbanização no Brasil passaria de 83,2% em 2005 para 88% em 2030. Para o crescimento econômico, o PNE 2030 projetou as taxas médias de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) para alguns cenários distintos descritos após a tabela, tanto globais como nacionais conforme

Tabela 1. É possível inferir que a perspectiva econômica potencializará esse crescimento de demanda de energia.

Tabela 1 – Taxas de crescimento do PIB - Período 2005-2030 (% a.a)

Cenário Global	Cenário Nacional	Taxas
<i>Mundo Uno</i> <i>Céu de brigadeiro</i>	A1 "Na crista da onda"	Brasil > Mundo (5,1%) (3,8%)
<i>Arquipélago</i> <i>Redefinido fronteiras</i>	B1 "Surfando a marola"	Brasil > Mundo (4,1%) (3,0%)
<i>Ilhas</i> <i>Cabo de guerra</i>	B2 "Pedalinho"	Brasil = Mundo (3,2%) (3,0%)
	C "Náufrago"	Brasil > Mundo (2,2%) (2,2%)

Fonte: MME/EPE, 2007c, p. 127.

A análise prospectiva realizada pela EPE para o planejamento energético indica algumas tendências independentes dos cenários prospectados, como a valorização da biodiversidade e dos recursos naturais, de fontes energéticas ambientalmente saudáveis e o avanço da conexão *on-line* do mundo real e virtual. Outras tendências, como a segurança alimentar, a aceleração da dinâmica de nichos tecnológicos promissores (biotecnologia, nanotecnologia, etc.), o aumento dos requisitos de logística de suprimento de recursos para o desenvolvimento econômico mundial e o crescimento de conglomerados e corporações com atuação global estarão englobando e direcionando as incertezas e caracterizando os três cenários apresentados:

- Cenário Mundo Uno ("Voando em céu de brigadeiro"), no qual o mundo está conectado.
- Cenário Arquipélago ("Redefinindo as fronteiras"), no qual o mundo se caracteriza por conexões assimétricas.
- Cenário Ilha ("Trilhando sob cabo de guerra"), no qual a globalização assume um padrão instável.

Para cada um dos três cenários mundiais, o Brasil pode se posicionar de modo a aproveitar as oportunidades ou se defender das ameaças criadas pelo ambiente externo. O encaminhamento das principais questões resume-se a enfrentar os problemas sintetizados em 4 grandes áreas:

- Ajuste institucional e educacional
- Ajuste macroeconômico
- Reformas microeconômicas e setoriais
- Desigualdade sócio regional

A combinação de um ambiente externo e uma determinada forma de administrar a questão interna gera um cenário nacional, dos quais foram selecionados:

- Na crista da onda - é caracterizado por um elevado nível de desenvolvimento econômico, marcado por uma gestão macroeconômica mais eficaz.
- Surfando a marola - crescimento da economia brasileira supera um crescimento mais moderado da economia mundial, por conta de uma gestão mais ativa no encaminhamento dos problemas internos.
- Pedalinho - crescimento do país é equivalente ao do cenário mundial, por causa da dificuldade de enfrentar os problemas estruturais internos.
- Náufrago - o crescimento do Brasil é no máximo igual à da média mundial. As vantagens comparativas não são potencializadas e as oportunidades de crescimento, mesmo em um ambiente externo mais conturbado, são desperdiçadas.

Assim, no panorama energético, o PNE 2030 considera uma grande evolução do consumo energético global da energia elétrica como esperado. Nota-se também um aumento relevante do consumo final de energia elétrica (Figura 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**) para qualquer cenário simulado.

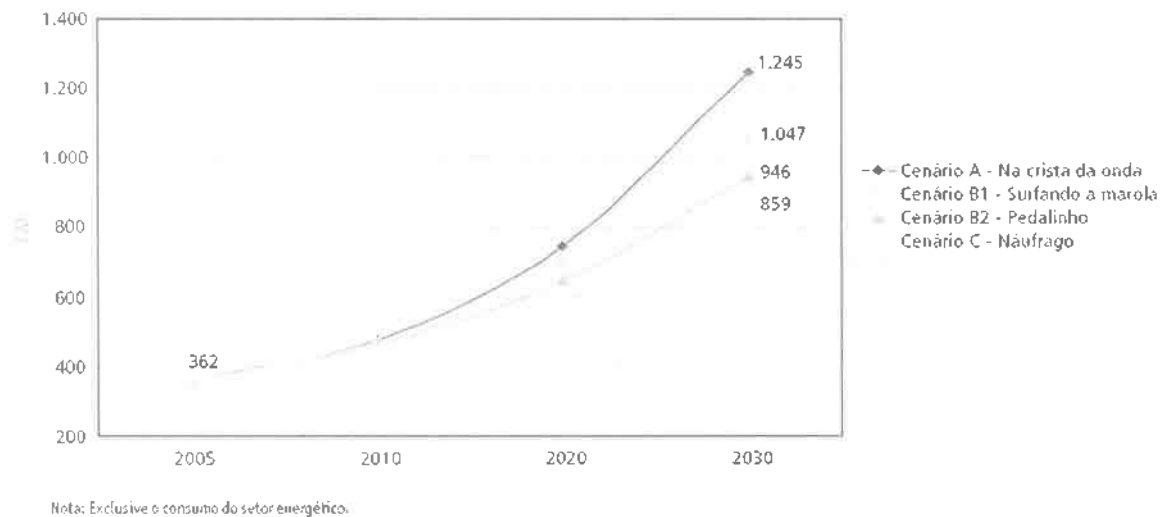


Figura 1 - Evolução do consumo final de energia elétrica – Brasil, 2005-2030
 Fonte: (MME/EPE, 2007c, p.213)

E no caso específico do setor sucroalcooleiro, verifica-se a relevante evolução do consumo de etanol (

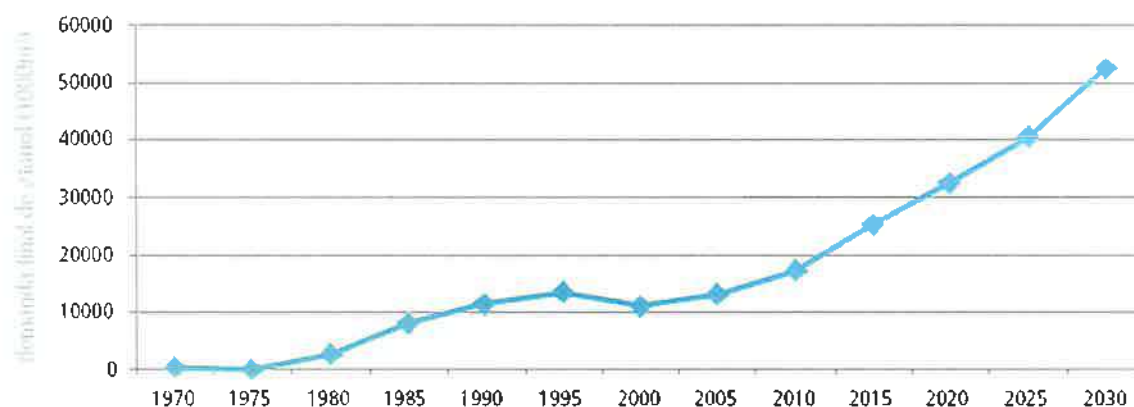
Tabela 2) em qualquer cenário e da demanda final desse combustível (Figura 2), impulsionado pelas premissas referentes aos mercados interno e externo:

Tabela 2 – Consumo de etanol por cenário – Brasil, 2004 e 2030.

Setor	2004		2030		Taxa média de crescimento (% a.a.)
	mil tep	Participação relativa (%)	mil tep	Participação relativa (%)	
Na Costa da Onda	6.445	4,0	32.137	6,6	6,4
Surfando a Marola	6.445	4,0	27.089	6,6	5,7
Pedalinho	6.445	4,0	25.944	7,3	5,5
Haufraço	6.445	4,0	15.209	4,9	3,4

Nota: Exclui o consumo do setor energético.

Fonte: MME/EPE, 2007c, p. 315.

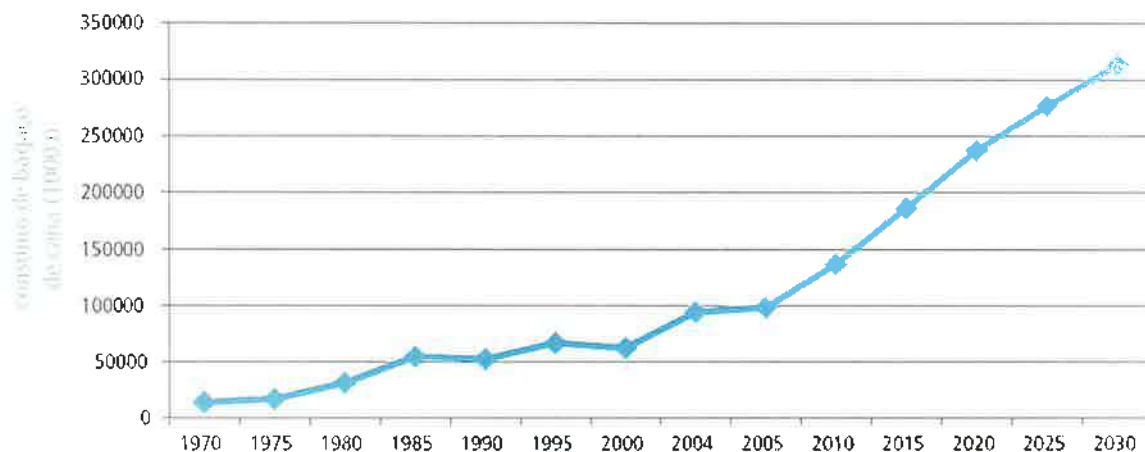


Fonte: Elaborado a partir de EPE/MME, 2005, e EPE, 2006.

Figura 2 – Evolução da demanda final de etanol – Brasil, 1970-2030

Fonte: (MME/EPE, 2007c, p. 350)

Atrelado ao crescimento projetado do etanol, a evolução do consumo de bagaço de cana até 2030 também é relevante conforme mostrado na Figura 3 abaixo:



Fonte: Elaborado a partir de EPE/MME, 2005, e EPE, 2006.

Figura 3 – Evolução do consumo de bagaço de cana – Brasil, 1970-2030

Fonte: (MME/EPE, 2007c, p.354).

Projeções para a geração termelétrica com biomassa

As projeções específicas para a geração termelétrica com biomassa foram apresentadas pelo PNE 2030 num volume próprio de geração termelétrica à biomassa com a ajuda de organizações e especialistas renomados. Na concepção do referido plano, foram realizadas no MME apresentações dos estudos preliminares através de seminários públicos, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade no processo de planejamento.

Esse volume mostra as vantagens comparativas do Brasil no mercado de biomassa dedicadas à energia, ressaltando-se o setor sucroalcooleiro como referência nacional e internacional de estruturação. As áreas disponíveis para agricultura, a intensa radiação solar, a disponibilidade de água, a biodiversidade, o desenvolvimento científico e o tecnológico justificam esse expressivo potencial de crescimento considerando a expansão do mercado de açúcar e de etanol no Brasil e no mundo.

As projeções de crescimento da produção de cana estão indicadas por estado na O potencial de crescimento na geração de energia através da palha da cana é muito relevante considerando a recuperação nos patamares de até 70% do total de palha produzida no campo, sem perder os benefícios agronômicos dessa biomassa no campo, como por exemplo, a manutenção da umidade do solo e a minimização do consumo de fertilizante industrializado. É válido apontar que, por outro lado, o desenvolvimento do etanol celulósico poderá deslocar grande

quantidade de bagaço (e/ou palha) de cana para a produção de etanol de segunda geração, tecnologia que vem demonstrando resultados iniciais aparentemente promissores.

A lignina, resíduo da tecnologia de transformação do bagaço (ou palha) em açúcares fermentescíveis, também poderá ser utilizada futuramente na cogeração. De qualquer forma, essa nova tecnologia corrobora mais ainda com a consolidação do mercado de etanol mundial e, por consequência, do mercado sucroalcooleiro nacional, trazendo benefícios ao próprio setor de bioeletricidade em longo prazo. A estrutura simplificada do bagaço (Figura 4) mostra os componentes do material e sua composição química (

Tabela 4) mostra que a lignina representa cerca de 25% da massa total do bagaço, podendo ser recuperada para queima nas caldeiras das termelétricas. Caso a hemicelulose não seja convertida por motivos de inviabilidade econômica, esse percentual sobe para cerca de 50% da massa total do bagaço.

Tabela 3. Ela apresenta um aumento relevante em todas as regiões, destacando-se a permanência da hegemonia do Sudeste e o importante crescimento das regiões Centro-Oeste e Nordeste.

O potencial de crescimento na geração de energia através da palha da cana é muito relevante considerando a recuperação nos patamares de até 70% do total de palha produzida no campo, sem perder os benefícios agrônômicos dessa biomassa no campo, como por exemplo, a manutenção da umidade do solo e a minimização do consumo de fertilizante industrializado. É válido apontar que, por outro lado, o desenvolvimento do etanol celulósico poderá deslocar grande quantidade de bagaço (e/ou palha) de cana para a produção de etanol de segunda geração, tecnologia que vem demonstrando resultados iniciais aparentemente promissores.

A lignina, resíduo da tecnologia de transformação do bagaço (ou palha) em açúcares fermentescíveis, também poderá ser utilizada futuramente na cogeração. De qualquer forma, essa nova tecnologia corrobora mais ainda com a consolidação do mercado de etanol mundial e, por consequência, do mercado sucroalcooleiro nacional, trazendo benefícios ao próprio setor de bioeletricidade em longo prazo. A estrutura simplificada do bagaço (Figura 4) mostra os componentes do material e sua composição química (

Tabela 4) mostra que a lignina representa cerca de 25% da massa total do bagaço, podendo ser recuperada para queima nas caldeiras das termelétricas. Caso a hemicelulose não seja convertida por motivos de inviabilidade econômica, esse percentual sobe para cerca de 50% da massa total do bagaço.

Tabela 3 – Projeções de produção de cana-de-açúcar – Brasil, Regiões e Estados (10³ t/ano)

	2010	2015	2020	2030
Brasil	518.369	714.975	849.166	1.141.208
Norte	554	1.076	1.279	1.718
Roraima	17	33	40	53
Rondônia	13	26	31	41
Acre	136	265	315	423
Amazonas	1	1	2	2
Amapá	292	568	674	906
Pará	1	2	3	4
Tocantins	93	180	214	288
Nordeste	72.206	113.782	135.137	181.613
Maranhão	3.163	10.006	11.884	15.971
Piauí	316	614	729	980
Ceará	912	1.773	2.106	2.830
Rio Grande do Norte	3.849	7.408	8.798	11.824
Paraíba	5.799	8.407	9.984	13.418
Pernambuco	19.562	27.335	32.465	43.631
Alagoas	32.607	46.226	54.903	73.784
Sergipe	1.872	3.504	4.162	5.593
Bahia	4.125	8.509	10.106	13.581
Sudeste	349.145	451.749	536.536	721.060
Minas Gerais	39.815	68.924	81.860	110.013
Espírito Santo	4.210	5.907	7.016	9.428
Rio de Janeiro	6.276	7.877	9.355	12.573
São Paulo	298.844	369.041	438.305	589.045
Sul	34.996	48.348	57.422	77.171
Paraná	34.220	46.840	55.632	74.764
Santa Catarina	310	602	714	960
Rio Grande do Sul	466	906	1.076	1.446
Centro-Oeste	61.468	100.020	118.793	159.647
Mato Grosso do Sul	19.530	29.339	34.845	46.829
Mato Grosso	17.034	26.377	31.328	42.102
Goiás	24.905	44.304	52.619	70.716

Fonte: COGEN/UNICA, 2006 até 2015.

Nota: Estimativas de 3,5% a.a. entre 2015 e 2020 e de 3,0% a.a. entre 2020 e 2030.

Fonte: MME/EPE, 2007b, p.80.

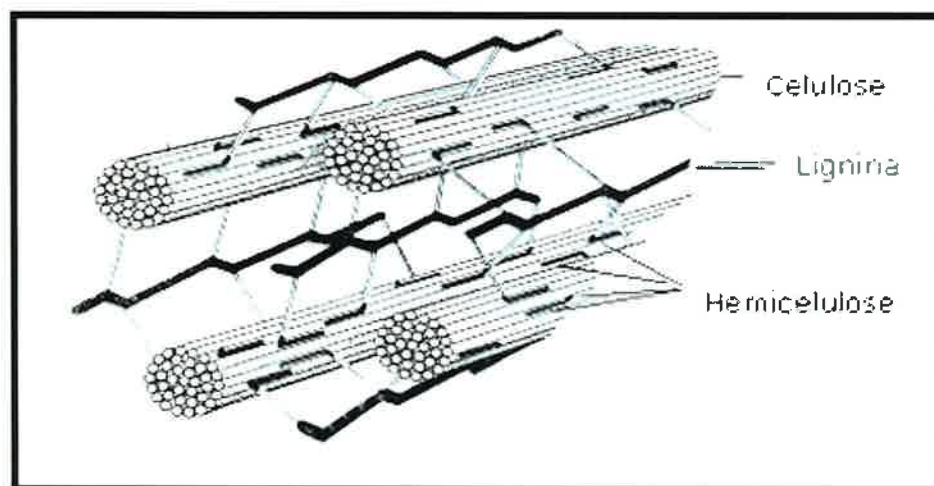


Figura 4 - Esquema estrutural simplificado das fibras do material lignocelulósico

Fonte: (SILVA, 2010, p. 21)

Tabela 4 - Composição química parcial de alguns materiais lignocelulósicos

Material lignocelulósico	Celulose (%)	Hemicelulose (%)	Lignina (%)
Farelo de cevada	23,0	32,7	24,4
Sabugo de milho	31,7	34,7	20,3
Folhas de milho	37,6	34,5	12,6
Bagaço de cana	40,2	26,4	25,2
Palha de arroz	43,5	22,0	17,2
Palha de trigo	33,8	31,8	20,1
Palha de sorgo	34,0	44,0	20,0
Casca de aveia	30,5	28,6	23,1
<i>Eucalyptus grandis</i>	40,2	15,7	26,9
<i>Eucalyptus globulus</i>	46,3	17,1	22,9

Fonte: SILVA, 2010, p.22.

Na Tabela 5 abaixo, é possível verificar a oferta mássica de biomassa (bagaço e palha) em diversos cenários de referência.

Tabela 5 – Cenários de referências do setor sucroalcooleiro. Expansão da produção de cana-de-açúcar, recuperação da palha, uso do bagaço para hidrólise e oferta da biomassa residual – Brasil

	2005	2010	2015	2020	2030
Produção de cana-de-açúcar (10⁶ t/ano)	431,4	518,4	715,0	849,2	1.141,2
Área plantada	5,6	7,1	9,2	11,1	17,0
Produção de açúcar (10⁶ t/ano)	28,2	33,0	45,2	57,7	66,9
Produção de etanol (10⁶ m³/ano)	16,2	25,4	36,8	47,0	54,5
Oferta mássica de biomassa do setor sucroalcooleiro	2005	2010	2015	2020	2030
Resíduos do setor sucroalcooleiro (10 ⁶ t/ano)	118,6	142,6	196,6	233,5	313,8
Cana-de-açúcar (bagaço) (10 ⁶ t/ano)	58,2	70,0	96,5	114,6	154,1
Cana-de-açúcar (palha) (10 ⁶ t/ano)	60,4	72,6	100,1	118,9	159,8
Cenário de recuperação da palha no campo	2005	2010	2015	2020	2030
Recuperação da palha (10 ⁶ t/ano)	-	3,6	9,0	17,7	38,9
Associada à capacidade produção existente (%)	-	5	5	10	15
Associada à capacidade de produção adicional (%)	-	5	15	20	30
Proporção da palha total (%)	-	5,0	9,0	14,9	24,3
Cenário de outros usos da biomassa - hidrólise	2005	2010	2015	2020	2030
Destinação para hidrólise e outros usos (10 ⁶ t/ano)	-	0,6	7,0	17,7	25,9
Associada à capacidade produção existente (%)	-	0	5	10	10
Associada à capacidade de produção adicional (%)	-	5	10	20	20
Equivalência do total de biomassa (bagaço e palha) (%)	-	0,4	3,6	7,6	8,3
Cenário de oferta da biomassa	2005	2010	2015	2020	2030
Resíduos do setor sucroalcooleiro (10 ⁶ t/ano)	58,2	73,0	98,5	114,6	167,0
Associada à capacidade produção existente (10 ⁶ t/ano)	58,2	61,3	58,2	58,2	61,3
Associada à capacidade de produção adicional (10 ⁶ t/ano)	0,0	11,7	40,3	56,4	105,8

Fonte: MME/EPE, 2007b, p.85.

As projeções relacionadas ao etanol de cana-de-açúcar indicam um crescimento vigoroso na produção desse combustível para atendimento aos mercados nacional e internacional devido às suas diversas qualidades superiores comparadas aos combustíveis fósseis como a emissão neutra de carbono, a queima limpa em motores (sem enxofre) e a independência de estoques finitos (combustível renovável). O bagaço de cana, resíduo industrial principal do processamento da cana, aparece então como a biomassa mais relevante no cenário nacional para a produção de energia elétrica através das centrais de cogeração, além do seu potencial de geração adicional de etanol, através da tecnologia de segunda geração por hidrólise da celulose e da hemicelulose do bagaço que vem sendo desenvolvida. A palha residual da cana, deixada normalmente no campo, deverá ser trazida às indústrias para processamento na cogeração, liberando-se parte do bagaço que é considerado o mais apropriado atualmente para a produção do etanol celulósico, caso esta tecnologia concretize sua viabilidade econômica.

A renovação do parque industrial sucroalcooleiro, especialmente nas centrais de geração de vapor e energia é primordial, já que a maioria das unidades brasileiras se encontra obsoleta. Considerando parâmetros de geração excedente de energia elétrica conforme Tabela 6 abaixo, o potencial de geração projetado para 2030 é de 44.000 GWh ante 1.100 GWh em 2005 conforme a

Tabela 7 que indica a geração de energia elétrica excedente anual de acordo com as tecnologias de geração empregadas e o seu potencial evolutivo e de renovação até 2030. Isto supera em cerca de 10% a geração anual de energia prevista para a usina de Belo Monte (previsão indicada na Figura 14 a ser apresentada posteriormente), por exemplo.

Tabela 6 – Geração específica de energia elétrica das tecnologias a partir da biomassa – operação em modo de cogeração

Tecnologia	Geração específica de energia elétrica em co-geração (kWh/ton.Biomassa) ⁽¹⁾
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	215
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	340
Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa	1.050

Nota: (1) Referenciado a biomassa em base seca

Fonte: MME/EPE, 2007b, p.132.

A atualização dos parques termelétricos de cogeração deverá ser realizada através de novos investimentos em sistemas maiores, mais eficientes e que maximizam a geração excedente de energia elétrica dessa importante fonte de energia renovável para o sistema interligado

nacional, aumentando-se a confiabilidade e contribuindo para uma matriz energética brasileira mais sustentável ainda.

Tabela 7 – Geração de energia elétrica excedente a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro segundo as tecnologias de geração termelétrica empregadas na expansão e renovação no parque industrial do setor sucroalcooleiro. Brasil – GWh/ano

	2005	2010	2015	2020	2030
Geração de energia elétrica excedente	1.100	11.397	19.346	26.089	44.083
Associada à capacidade de processamento existente em 2005	612	8.653	9.755	12.256	16.034
Ciclos de baixa eficiência em operação	612	368	262	175	92
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	-	7.244	7.513	7.888	8.561
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	-	1.041	1.980	2.970	4.165
Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa	-	-	-	1.223	3.216
Associada à capacidade de produção adicional	488	2.745	9.591	13.833	28.050
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	415	2.146	7.053	9.584	17.013
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	73	599	2.539	3.910	8.106
Ciclo combinado integrado a gaseificação da biomassa	-	-	-	339	2.930

Fonte: MME/EPE, 2007b, p.187.

Portanto, o PNE 2030 demonstra claramente, em todos os seus dados, a tendência de crescimento populacional e da taxa de urbanização que, aliados aos cenários de desenvolvimento econômico, impulsionam o aumento projetado da demanda brasileira por energia elétrica.

Apresentação e análise dos dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021)

A seguir, a análise do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021) – em consulta pública divulgada em 2012 - visa identificar as direções do governo em um cenário temporal mais restrito e atualizado, mostrando as adequações e possíveis desvios verificados em relação aos macros cenários traçados pelo PNE 2030.

A tabela do Anexo A.2 consolida os principais indicadores relativos ao cenário macroeconômico, ao consumo final energético e da oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia no horizonte de 2012 a 2021.

Em termos de população total brasileira, a estimativa decenal apresenta uma projeção para 2021 menor que aquela apresentada no PNE 2030 para 2020, aproximadamente 206 milhões

ante 220 milhões de habitantes. Em relação às taxas de crescimento do PIB, a estimativa decenal apresenta uma visão otimista considerando uma variação média anual até 2021 com cerca de 4,7%, situando o cenário nacional atual entre os cenários “A (Na crista da onda)” e “B1 (Surfando a marola)” da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostrada anteriormente.

Diante disso, o consumo interno de eletricidade apresenta ao final de 2021 cerca de 774 TWh ante 725 TWh do PNE 2030 - um crescimento vigoroso que considera, segundo o PDE 2021, o benefício brasileiro de alguns fatores que vem pautando a evolução do consumo interno, como a oferta de crédito, o baixo nível de desemprego e o aumento da renda da população apesar da dificuldade de recuperação da economia mundial no curto prazo.

É importante ressaltar o incremento esperado de 200% no decênio referente ao etanol e de 83% do bagaço de cana no consumo final energético brasileiro e a evolução da participação dos derivados de cana-de-açúcar na oferta interna de energia no horizonte decenal, alcançando uma participação muito relevante na matriz em 2021 (21,2 %), conforme a Figura 5 abaixo demonstra:

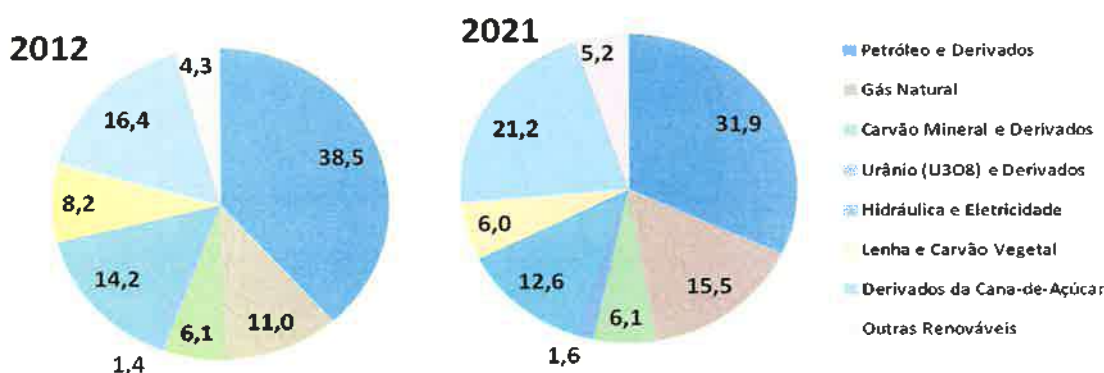
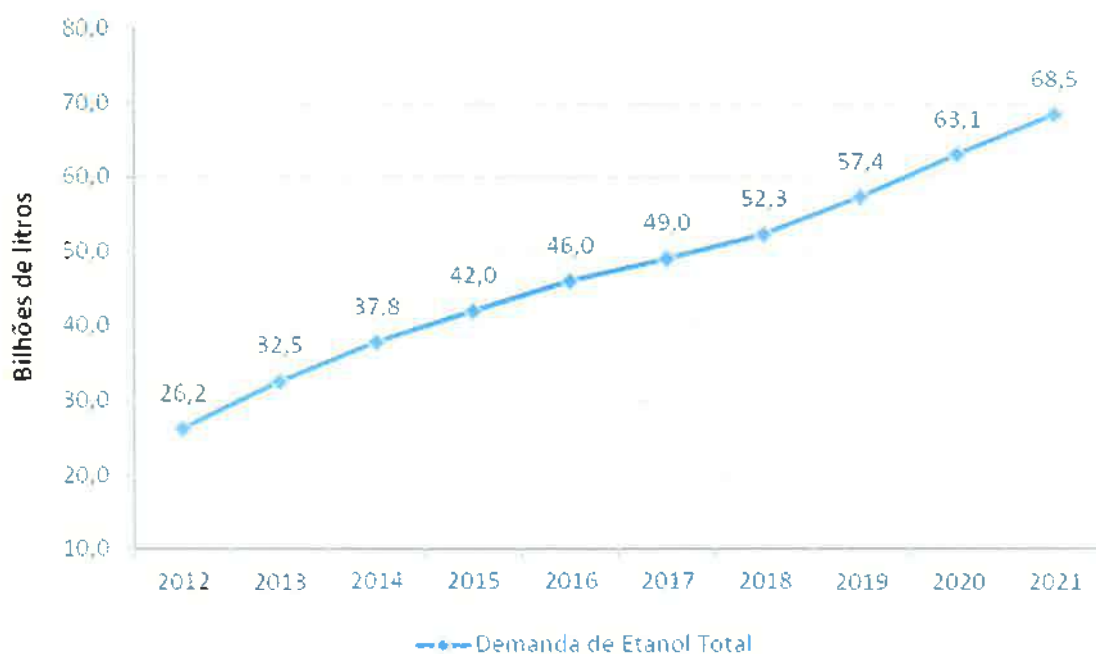


Figura 5 – Composição da oferta interna de energia por fonte nos próximos dez anos (%)
Fonte: (MME/EPE, 2012, p.361)

A projeção indicada no PDE 2021 da Figura 6 a seguir em relação à demanda final do etanol indica um crescimento muito mais acelerado que o observado anteriormente na projeção do PNE 2030 (Figura 2), indicando agora praticamente o dobro da demanda projetada em 2020 (63 ante 33 bilhões de litros de etanol):



Fonte: EPE [161]

Figura 6 – Projeção de demanda total de etanol – 2012 a 2021

Fonte: (MME/EPE, 2012, p.276)

A estimativa do total de unidades que serão construídas para atendimento à demanda de açúcar e etanol entre 2015 e 2021 no cenário proposto é de cerca de 70 novas usinas, com capacidade média unitária de 5 Milhões de Toneladas de Cana por Ano (MTCA), possibilitando a consolidação do setor.

Observou-se naturalmente certa discrepância nos dados estimados entre o PNE 2030 e o PDE 2021 devido às diversas conjunturas políticas, econômicas e sociais ocorridas desde que o PNE 2030 foi divulgado em 2007. De qualquer forma, ambos direcionam para um crescimento consistente a médio e longo prazo da economia brasileira e a inserção de uma matriz energética ainda mais diversificada e sustentável. Este conceito está balizado pelas discussões internacionais sobre as mudanças do clima na conferência da Organização das Nações Unidas (ONU) em Copenhague (COP-15) e, em âmbito nacional, pela Política Nacional sobre Mudança do Clima que estabeleceu a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa em cerca de 37% em relação a um cenário de referência para 2020. Um dos destaques é que o Decreto do governo estabeleceu que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano Decenal de Energia (PDE). Segundo informe à imprensa sobre o PDE 2021 de 26/09/2012, a EPE indica que o aumento expressivo de veículos bicomcombustível (“flex-fuel”) é um dos motivos principais da expansão

do mercado brasileiro de etanol. Porém, no curto prazo, a oferta de etanol ainda deverá ter algumas restrições, a serem superadas no médio e longo prazo, através de investimentos em novas unidades, ampliações das existentes e na renovação do canavial, além de empreendimentos direcionados a facilitar e reduzir os custos de transporte e armazenagem de etanol.

Seguindo a linha da expansão equilibrada da oferta energética requerida no PDE 2021, a geração termelétrica a partir de biomassa se insere como uma fonte extremamente relevante na matriz energética nacional em todos os aspectos técnicos, econômicos e socioambientais. No caso específico da geração termelétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, as vantagens mais aparentes dessa fonte contemplam o aumento relevante da disponibilidade de biomassa (bagaço e palha) que acompanhará o provável crescimento da produção de etanol, a necessidade de geração distribuída de energia, diminuindo-se o custo geral de transmissão e aumentando-se a confiabilidade do sistema elétrico nacional, além da inclusão social pela promoção de mais empregos em longo prazo se comparado com grandes usinas hidrelétricas e a notável sustentabilidade ambiental deste combustível renovável.

2.2. Dados do CENBIO

As estimativas de potencial de geração elétrica a partir de biomassa de cana-de-açúcar são muito importantes. E o Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO) desenvolveu, em convênio com o MME, a atualização do Atlas de Bioenergia do Brasil publicado em 2012. Os panoramas dos potenciais de geração de energia a partir de biomassa compõem mapas referentes aos resíduos de cana-de-açúcar, com cenários para 30 kWh, 60 kWh e 120 kWh por tonelada de cana moída. Neste último cenário, considera-se que o sistema opere o ano todo com os resíduos gerados e que a operação ocorra em 95% das horas anuais. Nesse caso, são consideradas, além do bagaço, a palha e as pontas, resultantes da colheita da cana crua.

No Anexo B, são apresentadas as estimativas do potencial de geração elétrica a partir de biomassa da cana-de-açúcar no cenário para 120 kWh/tc para cada Região Brasileira. É notável a predominância de maior potencial na região Sudeste, principalmente no interior do estado de São Paulo e do estado de Minas Gerais, assim como os estados da região Centro Oeste do país que já percebem uma expansão considerável da cultura da cana deslocando principalmente as terras mais degradadas de produção extensiva de gado.

2.3. Estudo do CGEE sobre impacto de novas tecnologias na produção de etanol

O Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) realizou em 2008 para o governo brasileiro um estudo aprofundado sobre o impacto das novas tecnologias, sobretudo do melhoramento genético (convencional e genômico), o recolhimento da palha, a hidrólise das fibras e o correspondente incremento na produção de etanol com o nome de “Estudo sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo – Fase 2”.

O estudo identifica que a hidrólise é uma tecnologia que pode representar um verdadeiro passo a frente (“*break-through*”) na produção de biocombustíveis no mundo e o Brasil precisa estar presente e bem posicionado nesse novo cenário. A diferença entre o bagaço e a palha, que indicam a necessidade de tratamentos e aproveitamentos distintos, é enfatizada - para o uso em hidrólise, o teor de cinzas deverá ser mínimo (priorizando o bagaço neste caso) e a fibra (celulose e hemicelulose) é a mais adequada; a medula (lignina) deve ser preferencialmente direcionada para as caldeiras.

A estrutura típica da biomassa da cana está representada na Figura 7. Destaca-se aqui a quantidade média de 140 kg de palha (em massa seca) para cada tonelada de cana. O termo “palha” é normalmente utilizado para o somatório das folhas secas, folhas verdes e pontas do colmo de cana-de-açúcar. Nos cálculos de massa e energia, é importante considerar o teor de umidade da palha no cálculo do percentual total de palha a ser retirada do campo, assim como o teor de umidade da palha a ser queimada na caldeira para o cálculo do seu poder calorífico.

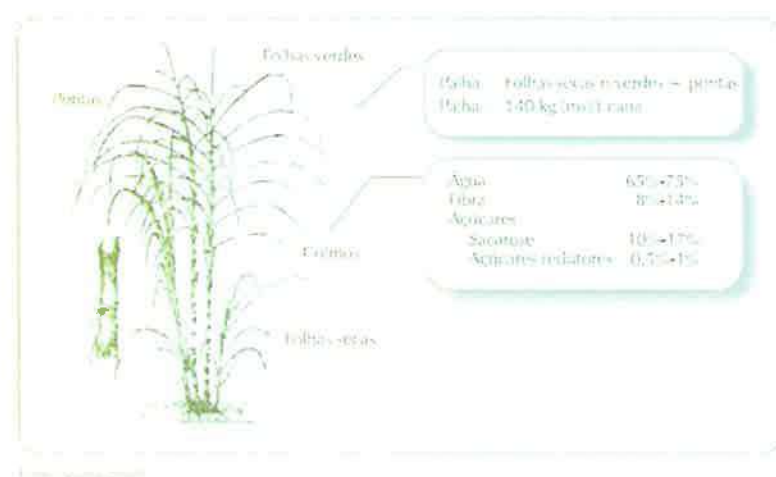


Figura 7 – Estrutura típica da biomassa da cana

Fonte: (BNDES;CGEE, 2008, p. 72)

Outra forma de aproveitamento da biomassa da cana apresentada no estudo é a cogeração. A Tabela 8 mostra o potencial de otimização em diversos setores da cadeia, como o aumento da eficiência do ciclo Rankine da cogeração com a geração do vapor de alta pressão em maiores temperaturas nas caldeiras e sua utilização em turbinas (hoje já existem grandes usinas operando a 100 bar e 530°C por exemplo), o aumento da eficiência no uso de vapor de baixa pressão no processo, direcionando a diferença para a geração excedente em turbinas de condensação e a utilização de um percentual da palha do campo, operando-se durante o ano todo e não apenas na safra.

Tabela 8 – Energia elétrica e bagaço excedente em cogeração na agroindústria canavieira

Parâmetros do sistema de co-geração	Consumo de vapor de processo	Período de geração	Uso da palha	Energia elétrica excedente
21 bar 300 °C	500 kg/tc	safra	não	10,4 kWh/tc
42 bar 400 °C	500 kg/tc	safra	não	25,4 kWh/tc
42 bar 450 °C	500 kg/tc	safra	não	28,3 kWh/tc
65 bar 480 °C	500 kg/tc	safra	não	57,6 kWh/tc
65 bar 480 °C	350 kg/tc	safra	não	71,6 kWh/tc
65 bar 480 °C	500 kg/tc	ano todo	50%	149,7 kWh/tc
65 bar 480 °C	350 kg/tc	ano todo	50%	153,0 kWh/tc

Fonte: Odebrecht (2007).

Fonte: BNDES;CGEE, 2008, p. 112.

2.4. COGEN – Leilões de energia

A Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) resume na Tabela 9 abaixo os Leilões de Energia realizados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para os empreendimentos de bioeletricidade no período entre 2005 a 2011.

Tabela 9 – Leilões de Energia – ACR



Resumo - Leilões de Energia - ACR - Empreendimentos de Bioeletricidade 2005 - 2011

LEN - Energia Nova LFA - Fontes Alternativas LER - Energia de Reserva	Data	Nº Projetos	MW Instalado	Garantia Física MWmédio	MWmédio comercializado	Preço Médio R\$/MWh	Preço Médio R\$/MWh
2005 - LEN A-3 e A-5	16/12/2005	7	270	123	97	150,6	202,2
2006 - LEN A-3	29/06/2006	6	188	67	58	135,1	178,6
2006 - LEN A-5	10/10/2006	5	234	89	61	141,5	185,6
2007 - LFA	18/06/2007	12	542	214	140	142,6	181,8
2008 - LER	14/08/2008	31	2385	859	548	155,7	185,7
2008 - LEN A-5	30/09/2008	1	114	45	35	145,0	172,5
2009 - LEN A-3	27/08/2009	1	47	16	10	144,6	165,2
2010 - LER	27/08/2010	11	743	318	168	145,3	158,9
2010 - LFA	27/08/2010	1	90	50	22,3	137,9	150,8
2011 - LEN A-3	17/08/2011	4	198	96	58,1	102,4	104,5
2011 - LER	18/08/2011	6	327	135	23,3	99,4	101,4
2011 - LEN A-5	20/12/2011	2	100	43,1	21	103,1	103,1
Total		67	5238	2055,1	1241,7		

Fonte: COGEN, 2011

Nota-se, pelo número de projetos, o total desincentivo com que o setor se deparou após a crise econômica de 2008, freando novos investimentos, assim como a redução relevante do preço médio de venda nos leilões que promovem a concorrência direta com Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e eólicas, dificultando seriamente a competitividade da bioeletricidade e inviabilizando sua expansão.

2.5. CONAB

A Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), em um programa de cooperação com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, realizou o segundo levantamento da safra 2012/13 de cana-de-açúcar. Nesta etapa foram visitadas todas as unidades de produção sucroalcooleira em atividade, situadas nos vários estados produtores.

Na descrição sobre a situação geral da lavoura, a CONAB ressalta a continuidade da expansão da lavoura de cana no Brasil, com aumento progressivo principalmente nas regiões Centro-Oeste e Sudeste. A produtividade média foi estimada em 70 t/ha, aproximadamente 4,3% maior que na safra 2011/12, com 67 t/ha. Nota-se também que a produção total de cana no Brasil aumentou 6,5%, nível compatível com os esperados e projetados nos estudos da EPE mostrados e discutidos nos itens anteriores.

Outro importante levantamento desenvolvido pela CONAB - “A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil - Análise do Desempenho da Safra 2009-2010” – desenvolve o assunto da bioeletricidade de forma criteriosa e disponibiliza informações e conclusões extremamente relevantes, como as destacadas a seguir.

A

Tabela 10 e a

Tabela 11 apresentam o potencial não aproveitado do setor sucroalcooleiro em comparação com a usina de Itaipu, em termos de capacidade instalada (MW) e geração de energia elétrica (MWh/ano) no ano de 2009, mostrando a relevância da bioeletricidade no Brasil mas, principalmente, a importância de ações de otimização na gestão de projetos, operação e manutenção nesse setor para se alcançar mais que o dobro da energia gerada por ano. Ressalta-se que os números indicados referem-se apenas ao bagaço proporcional à safra de 2009/2010 e a geração ocorre apenas em 60% dos dias do ano segundo a CONAB. Em resumo, o potencial apresentado é apenas uma fração do potencial a ser explorado se iniciativas de ampliação do funcionamento das caldeiras e geradores durante a entressafra forem tomadas.

Tabela 10 – Posição da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil – Dez. 2009

TIPO DE EMPREENDIMENTO	TOTAL EM MEGAWATTS	PARTICIPAÇÃO NO TOTAL
Total da capacidade do país	106.569	100%
Potência Instalada de Itaipu*	14.000	13,1%
Potência instalada observada do setor sucroalcooleiro (O que é)	5.915	5,6%
Potência instalada simulada do setor sucroalcooleiro (o que poderia ser)	13,346	12,5%

Fonte: Aneel e Conab

*Inclusive a parte paraguaia.

Fonte: CONAB, 2011, p. 21.

Tabela 11 – Posição do Total da Energia Elétrica Gerada no ano de 2009

ORIGEM DA PRODUÇÃO	TOTAL EM MEGAWATTS/ HORA	PARTICIPAÇÃO NO TOTAL
Acumulado de todas as fontes do país	445.662.850	100%
Total acumulado da geração anual de Itaipu no ano de 2009	91.651.808	20,6%
Total acumulado da geração do setor sucroalcooleiro na safra 2009-2010 (O que é)	20.031.423	4,5%
Total simulado do potencial de geração do setor sucroalcooleiro em 2009 (o que poderia ser)	39.949.383	9%

Fonte: ONS e Conab

*Inclusive a parte paraguaia.

Fonte: CONAB, 2011, p. 21.

Este potencial não aproveitado pode ser constatado também no Anexo C.1 que apresenta apenas 28% das unidades com venda de energia em relação ao total de unidades visitadas na safra de 2009/2010.

Uma preocupação importante levantada pelo setor elétrico e indicada no levantamento é em relação à estabilidade temporal e à redução abrupta da safra, por motivos econômicos ou naturais, colocando em risco a confiabilidade do sistema integrado nacional. Segundo a CONAB (2011), esta possibilidade é muito remota, conforme comportamento observado da safra nos últimos quarenta anos, no Anexo C.2. A exceção mais importante é na safra 2000/2001, ocasião em que se combinaram os efeitos de uma superprodução de álcool etílico na safra anterior, provocando severa redução dos preços da cana e seus derivados, com sérios problemas climáticos. A ação conjunta dos fatores econômicos e climáticos teve um efeito regressivo sobre o volume da produção que, uma vez superados os problemas, retomou seu curso regular.

As dimensões médias das usinas de produção visitadas pelas CONAB estão separadas por estado/região no Anexo C.3. Observa-se a importância do ganho de escala das usinas e, conseqüentemente, de suas instalações de cogeração para viabilidade da venda de energia elétrica excedente. O aumento da eficiência do ciclo de vapor também está atrelado ao ganho de escala das caldeiras de produção de vapor, como se pode verificar na Tabela 12 que mostra as capacidades máximas para caldeira em diversos níveis de operação com o vapor.

Tabela 12 – Características das caldeiras de produção de vapor em uso nas usinas e destilarias no Brasil em 2009/10

CASSE	PRESSÃO MÉDIA (BAR) MAIS FREQUENTE NA CLASSE	TEMPERATURA (GRAUS CENTÍGRADOS)		CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE VAPOR (EM KG/HORA)	
		MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMA	MÁXIMA
Baixa	21	300	350	60.000	120.000
Baixa Superior	31	350	365	110.000	180.000
Média	43	400	450	120.000	200.000
Alta	67	470	520	180.000	320.000
Alta Superior	99	530	540	250.000	380.000

Fonte: CONAB, 2011, p.20.

A tabela do Anexo C.4 da safra de 2009/2010 mostra que cerca de 11% do total de bagaço produzido é destinado a outros usos no Brasil. Os dados do estudo indicam tanto unidades que comercializam energia, nas quais esse índice diminui (8,5%), como unidades que não comercializam energia, nas quais esse índice aumenta (13,5%). A limitação de uso do bagaço se deve à baixa densidade e portabilidade do produto. Estudos envolvendo a transformação dessa biomassa em *pellets* ou briquetes estão sendo desenvolvidos, porém aparentemente ainda sem resultados de viabilidade econômica até o momento. A utilização do bagaço para geração de etanol de segunda geração é também um avanço tecnológico atual em análise de viabilidade mais avançada e que certamente deverá influenciar na configuração das termelétricas movidas a biomassa.

Na análise sobre o período de funcionamento das unidades de produção, observou-se o comportamento da operação no período da safra. As horas e os dias de funcionamento estão associados às condições locais de clima e às paradas técnicas necessárias ao funcionamento normal da linha de produção. Segundo o levantamento, a regra geral é da concentração das atividades de colheita e moagem no período com baixo nível de precipitação pluviométrica. O clima seco facilita o manejo da colheita e o tráfego de máquinas e veículos, proporcionando o

mais alto nível de rendimento em sacarose e então uma maior produção de açúcar ou etanol por tonelada de cana processada.

A estação com baixo nível pluviométrico varia de acordo com as regiões. Na Centro-Sul, com 90% dos canaviais, este período se concentra nos meses de maio a novembro segundo a CONAB. O aumento deste período é frequente nas unidades com volume de cana próximo ao seu limite técnico de moagem, estendendo-se as atividades para os meses de abril e dezembro. Na região Nordeste, onde os canaviais situam-se principalmente em áreas litorâneas, o período normal de moagem e estiagem é de setembro a fevereiro. A

Tabela 13 abaixo apresenta os valores consolidados por estado para as unidades visitadas.

Tabela 13 – Período de funcionamento na safra (posição em 2009/10)

ESTADO/REGIÃO	PERÍODO DE FUNCIONAMENTO NA SAFRA			
	EM DIAS CORRIDOS	EM MESES	EM HORAS	HORAS MÉDIAS POR DIA
SP	237	7,9	4.969	20,9
PR	273	9,1	5.198	19
MG	228	7,6	4.689	20,6
GO	199	6,6	3.817	19,7
MS	232	7,7	4.363	18,8
MT	194	6,5	4.146	21,4
RJ	187	6,2	3.844	20,5
ES	184	6,1	3.712	20,2
MÉDIA DA REGIÃO CENTRO-SUL	232	7,7	4.722	20,4
AL	180	6	3.793	21,1
PE	166	5,5	3.776	22,7
PB	194	6,5	4.292	22,1
RN	174	5,8	3.804	21,9
BA	184	6,1	3.943	21,5
SE	167	5,6	3.308	19,8
MA, PI, CE	118	3,9	2.056	17,5
AM, TO, PA	116	3,9	2.667	23
MÉDIA DA REGIÃO NORTE-NORDESTE	165	5,5	3.534	21,4
BRASIL	218	7,3	4.468	20,5

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p.31.

Os resultados verificados indicam o tempo aproveitado da operação da usina de cana-de-açúcar, coincidente com a cogeração. Estima-se, portanto, uma disponibilidade industrial média brasileira de aproximadamente 85% do tempo aproveitado durante os dias de safra. Fora desse período não há atividade fabril e a cogeração fica desligada. Em algumas unidades identificou-se a instalação de queimadores que facultam o uso de combustíveis alternativos

como óleo e gás, porém as informações coletadas não indicam se essas poucas unidades geram eletricidade fora da safra. É possível que essas instalações sejam apenas auxiliares para minimização do tempo de partida das caldeiras com bagaço úmido, cuja curva de aquecimento é demorada devido ao tamanho das mesmas e da umidade do bagaço.

O perfil médio por unidade para potência instalada, geração média, autoconsumo e venda na safra é apresentado no Anexo C.5. O comparativo da

Tabela 14 a seguir indica a relevância da dimensão da unidade e sua eficiência na geração elétrica e a diferença expressiva entre a situação atual observada e a simulação do potencial de geração utilizando-se os índices dos líderes e melhores do setor. O aumento percentual total médio gira em torno de 100%, ou seja, praticamente o dobro de geração potencial se todos gerassem com a eficiência dos líderes e melhores.

Tabela 14 – Comparativo da geração elétrica por tonelada de cana moída se todos gerassem com a eficiência dos líderes e melhores (posição em 2009/10)

CLASSIFICAÇÃO DE ACORDO COM A QUANTIDADE DE BAGAÇO DISPONÍVEL POR HORA DE MOAGEM	GERAÇÃO ELÉTRICA OBSERVADA POR TONELADA DE CANA MOÍDA POR CLASSE DE UNIDADES (MWH)	SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA POR TONELADA DE CANA MOÍDA COM BASE NOS LÍDERES E MELHORES (MWH)	TOTAL SIMULADO DO AUMENTO DA GERAÇÃO POR TONELADA DE CANA MOÍDA (MWH)	AUMENTO PERCENTUAL NA GERAÇÃO POR TONELADA DE CANA MOÍDA (%)
Mais de 220 t	49,9	99,4	49,5	99,1%
180 a 220 t	42,8	98,7	55,9	130,7%
160 a 180 t	36,7	65,6	29	78,9%
140 a 160 t	37	71	33,9	91,6%
120 a 140 t	32,8	68,1	35,3	107,3%
100 a 120 t	35,7	62,1	26,4	74%
80 a 100 t	26,2	55,1	28,9	110,5%
60 a 80 t	27,5	58,1	30,6	111,5%
40 a 60 t	22,5	44,6	22,1	98%
abaixo de 40 t	21,8	41,6	19,8	91,2%
TOTAL	33,2	66,3	33	99,4%

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p. 64.

Finalmente, a

Tabela 15 a seguir demonstra o potencial esperado de geração de energia elétrica caso todas as unidades usassem equipamentos de alta capacidade.

Tabela 15 – Simulação do total da energia que seria gerada se todas as unidades usassem equipamentos de alta capacidade

ANO-SAFRA	SIMULAÇÃO DA DIMENSÃO DA SAFRA DE CANA POSSÍVEL NO FUTURO (MIL T)	SIMULAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA QUE SERIA GERADA (MEGAWATT/HORA)	SIMULAÇÃO DO ACRÉSCIMO ANUAL DE ENERGIA (MEGAWATT/HORA)
2011/12	634.436	42.039.261,7	-
2012/13	675.701	44.773.605,2	2.734.343,5
2013/14	719.290	47.661.853,9	2.888.248,8
2014/15	763.357	50.581.859,6	2.920.005,6
2015/16	807.890	53.532.719	2.950.859,5
2016/17	852.877	56.513.687,9	2.980.968,9
2017/18	898.310	59.524.188,8	3.010.500,9
2018/19	944.183	62.563.819	3.039.630,2
2019/20	990.492	62.563.819	3.039.630,2
2020/21	1.037.236	68.729.770,5	3.097.413,2

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p.125.

O estudo da CONAB também traz discussões interessantes e com bastante alinhamento ao propósito desta monografia. Destacam-se aqui os aspectos relacionados à sazonalidade da colheita da cana, ao uso da palha, folhas e ponteiros e a destinação do bagaço para produção de etanol através da técnica de hidrólise enzimática.

Na questão da sazonalidade da colheita da cana, a CONAB cita que o assunto tem sido objeto de frequente discussão, porém sem nenhum progresso real importante. A questão básica está no tipo de combustível a ser queimado no período de entressafra. Soluções como a estocagem do bagaço, formação de florestas cultivadas em áreas não aproveitadas para a produção de madeira combustível, uso de combustível líquido e/ou gasoso de fontes fósseis, etc. não teriam se mostrado adequadas ainda para superar o problema.

Sobre o uso da palha, folhas e ponteiros, a CONAB destaca o corte da cana mecanizado, atualmente com sua utilização crescente devido às restrições ambientais para a queima da cana que facilita o corte manual. O baixo grau de umidade e grande concentração de fibras celulósicas permitem estimar o seu poder calorífico em 1,7 vezes o apresentado pelo bagaço. A questão da coleta desse resíduo está atualmente em estudo e testes de campo.

A competição do bagaço combustível com a produção de etanol de segunda geração tem aparentemente um efeito contrário, na medida em que poderá reduzir a disponibilidade dessa biomassa para a queima nas cogerações. De qualquer forma, caso essa tecnologia se confirme com viabilidade e desponte globalmente com a produção do etanol competindo com a gasolina, haverá grande demanda, o que valorizará a cana, surgindo então mais usinas.

2.6. IEA

A *International Energy Agency* (IEA) (Agência Internacional de Energia) preparou um relatório em Março de 2008 como parte do *IEA G8 Programme of Work on Climate Change and Clean Energy* (Programa de Trabalho em Mudança do Clima e Energia Limpa) específico para *Combined Heat and Power* (Cogeração) chamado de *Evaluating the benefits of greater global investment* (Analisando os benefícios de grandes investimentos globais) (IEA, 2008).

O gráfico da

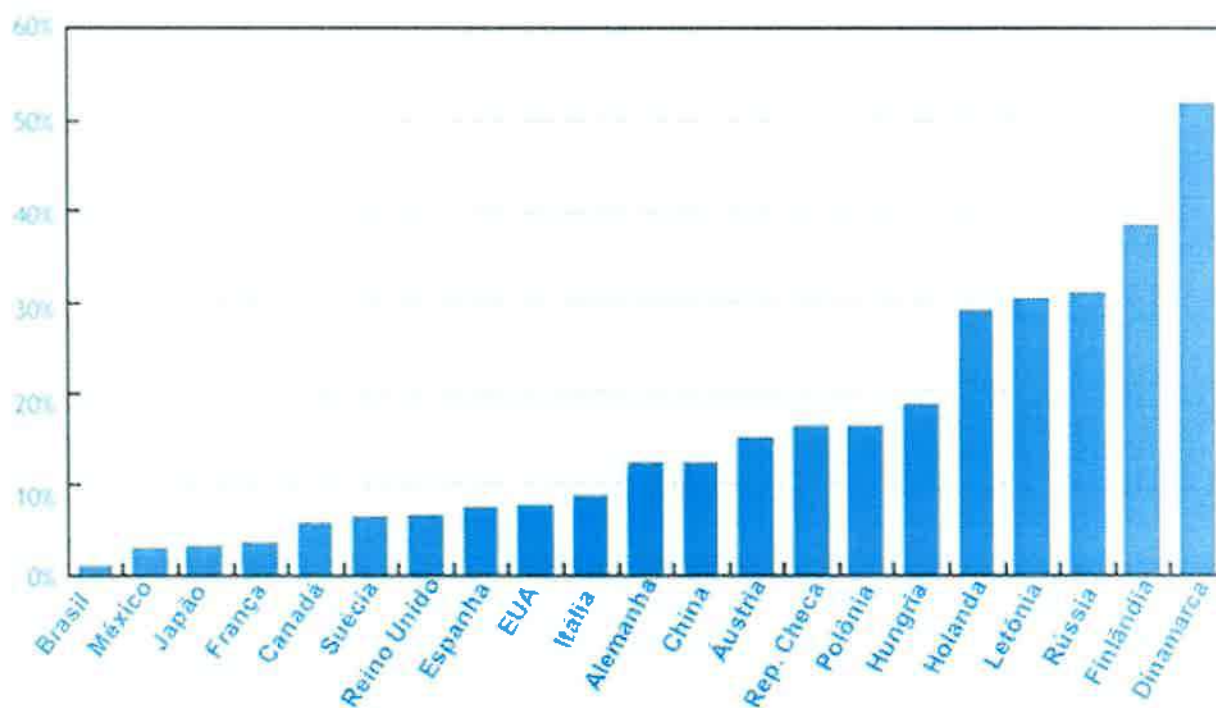


Figura 8 abaixo mostra o percentual da cogeração no total de produção de energia total para cada país. Nota-se que o Brasil ocupa uma porcentagem mínima devido à quantidade preponderante de geração hidrelétrica.

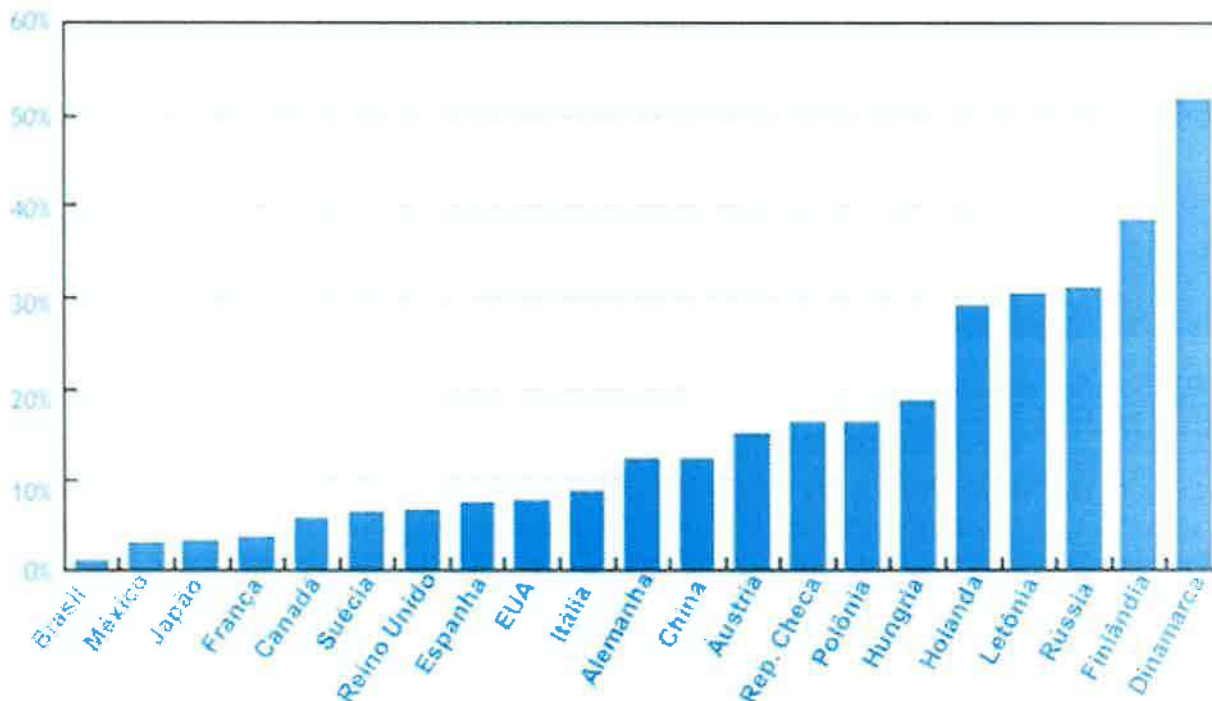
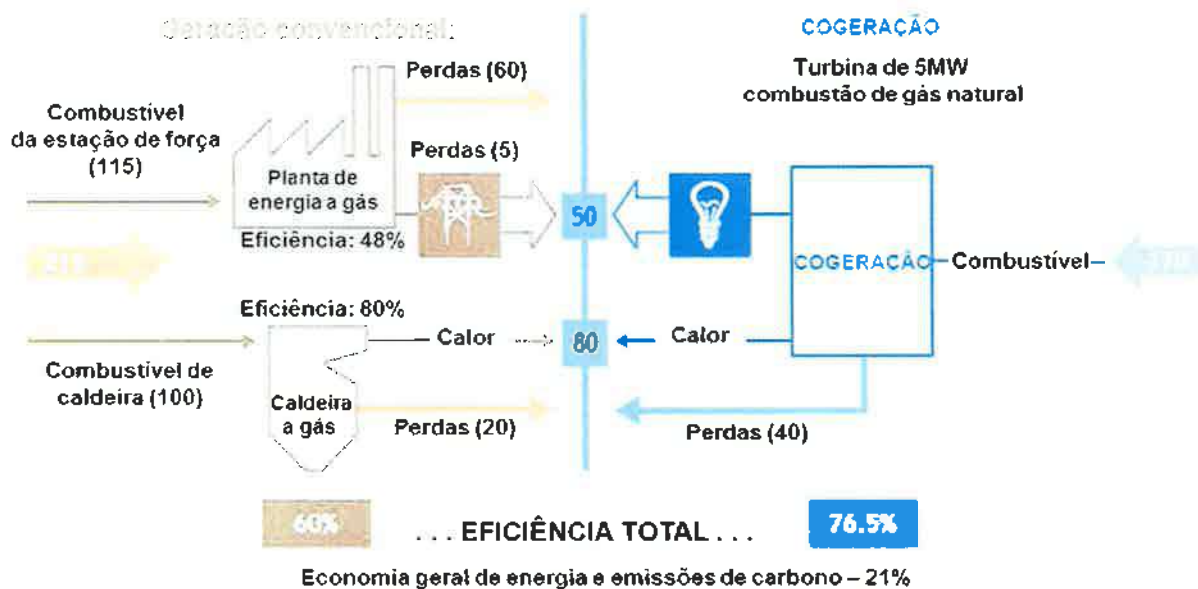


Figura 8 – Percentual da cogeração no total de produção de energia total para cada país
 Fonte: (IEA, 2008, p.8)

A Figura 9 demonstra os benefícios da cogeração em relação à geração convencional, comparando-se a eficiência total estimada para os dois casos, neste caso utilizando gás natural. O uso de um combustível renovável, no caso o bagaço e/ou a palha de cana, corrobora ainda mais com as emissões evitadas de carbono por unidade de energia gerada se considerarmos o gás carbônico absorvido na fotossíntese da cana.

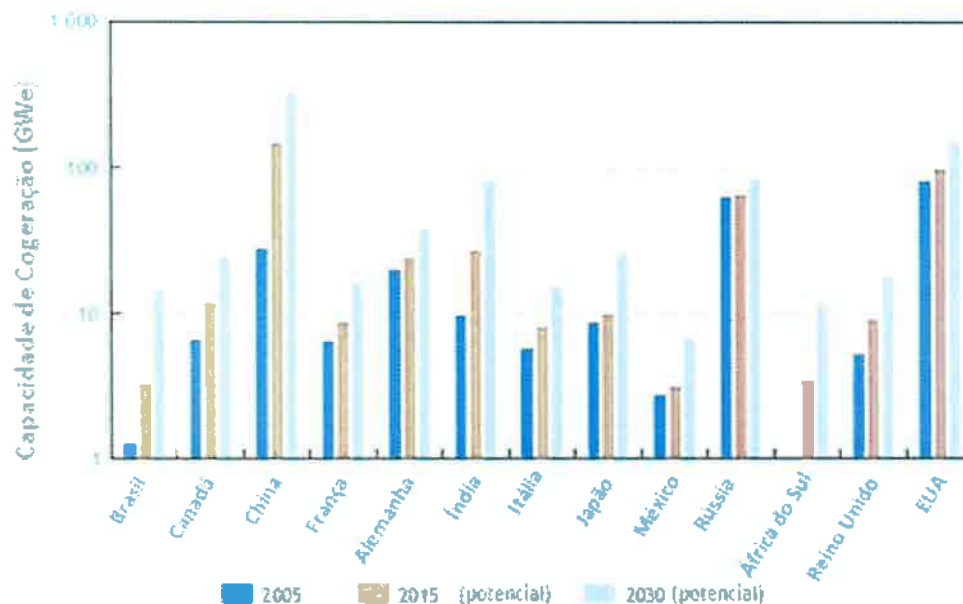


Fonte: IEA análises, USEPA, 2008

Figura 9 – Ganhos de eficiência da cogeração: um exemplo – Valores em Poder Calorífico Superior

Fonte: (IEA, 2008, p.10)

A Figura 10 a seguir estima o potencial da cogeração em cada país para 2015 e para 2030 e a Tabela 16 a redução esperada para os investimentos específicos para as cogerações à biomassa.



Fonte: IEA dados e análises

A figura fornece um *ranking* de países para os dois anos, 2015 e 2030. Mais uma vez, circunstâncias nacionais diversas explicam os resultados. O Brasil, por exemplo, está projetado para permanecer como uma economia baseada na energia hidroelétrica. Consequentemente terá menos oportunidade para Cogeração. De forma similar, um elevado crescimento da eficiência energética de consumo final está previsto para o Japão. Esta é uma importante razão para que exista menos escopo para investimento em Cogeração do que em outros países onde aquecimento / resfriamento e a demanda de eletricidade crescem rapidamente. O relativo lento crescimento da demanda de energia industrial no México também explica o motivo de Cogeração crescer mais devagar nesse país. Em contrapartida, a Rússia já é um usuário pesado de Cogeração e projetou um crescimento elevado da demanda de energia, onde claramente Cogeração tem oportunidade de expandir ainda mais. (tradução nossa)

Figura 10 – Capacidades das cogerações atuais e projetadas num cenário de cogeração acelerado

Fonte: (IEA, 2008, p. 21)

Tabela 16 – Custos de Capital Considerados

Tecnologia	Custo em 2005 (USD/kW)	Diferença 2005-2015	Custo 2015-2030 (USD/kW)
Carvão TV	1350	0,0%	1350
Óleo TV	1340	0,0%	1340
Gás TGCC	670	0,5%	627
Nuclear	2250	1,0%	2719
Eólica	1500	-1,0%	1239
Solar	3800	-5,0%	1858
Hidroelétrica	2500	0,0%	2500
Biomassa	1600	-2,0%	1090
Cogeração a gás	1324	0,0%	1324
Cogeração a carvão	2786	0,0%	2786
Cogeração a biomassa	2586	-2,0%	1750
Microcogeração a gás	2500	0,0%	2500

Fonte: (IEA, 2008, p. 33)

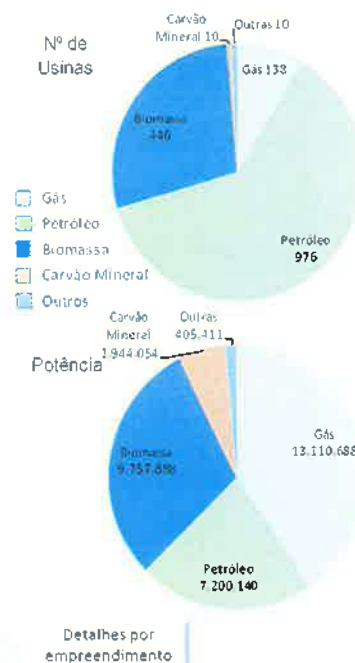
2.7. ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga informações importantes e atualizadas sobre o cenário elétrico brasileiro, dos quais se destacam a participação relevante (~25%) da biomassa de bagaço de cana-de-açúcar na potência instalada total das usinas termelétricas na Figura 11 em contraste com a inexpressiva participação (0,1%) na exportação de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN) da Figura 12, inclusive na comparação com as demais fontes renováveis de geração, como as eólicas. Isto pode ser explicado pelo fato das usinas de cana possuir consumo próprio elevado e pela grande relevância das hidrelétricas no Brasil.

Tipo		Potência Instalada *		
		Nº Usinas	kW	%
Gás	Natural	105	11.550.013	35,6%
	de Alto Forno	15	304.555	0,9%
	de Processo	9	649.920	2,0%
	Siderúrgico	1	278.200	0,9%
Petróleo	de Refinaria	8	328.000	1,0%
	Óleo Diesel	942	3.394.829	10,5%
Biomassa	Óleo Combustível	34	3.805.311	11,7%
	Bagaço de Cana de Açúcar	358	8.027.644	24,8%
	Licor Negro	14	1.235.643	3,8%
	Resíduos de Madeira	39	321.135	1,0%
	Biogás	20	79.608	0,2%
	Capim Elefante	2	31.700	0,1%
	Carvão Vegetal	3	25.200	0,1%
	Casca de Arroz	8	32.608	0,1%
Carvão Mineral	Óleo de Palmiste	2	4.350	0,0%
		10	1.944.054	6,0%
Outros	Enxofre	5	59.888	0,2%
	Efluente Gasoso	2	211.320	0,7%
	Outros	3	134.403	0,4%
Total		1.580	32.418.181	100,0%

* Sujeita à fiscalização da Aneel

Fonte: Banco de Informações de Geração



ANEEL

Figura 11 – Usinas termelétricas por tipo – Informações Gerenciais (Setembro de 2012)

Fonte: (ANEEL, 2012b, p.5)

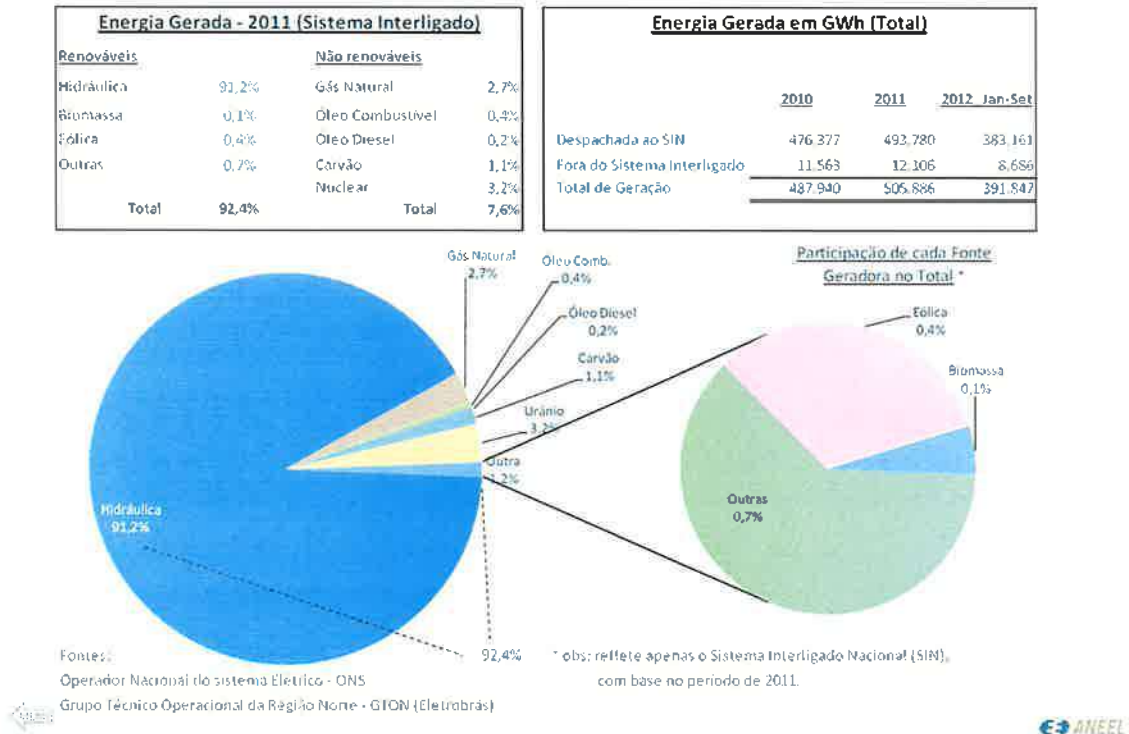


Figura 12 – Geração por Fonte – Informações Gerenciais (Setembro de 2012)

Fonte: (ANEEL, 2012b, p.6)

Excluindo-se a expressiva participação da geração hidráulica, que transforma o Brasil em um país inigualável em termos de matriz elétrica limpa, verificamos uma participação praticamente irrelevante das demais fontes renováveis quando comparamos com as fontes não renováveis (gás natural, óleo combustível, óleo diesel, carvão e nuclear).

Além da questão ambiental, a intermitência das gerações hidráulica e eólica traz uma menor confiabilidade no suprimento da energia para o país, sendo importante o fomento da diversificação de geração elétrica no país, incluindo-se fontes renováveis e previsíveis como a energia gerada pela biomassa de cana-de-açúcar durante a safra ou durante o ano todo.

Os dados da ANEEL no Anexo D para a Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo mostram a relação das centrais de bioeletricidade em operação comercial em 2012.

2.8. ONS

O Operador Nacional do Sistema (ONS), em uma apresentação do seu Diretor Geral na *American Chamber of Commerce* (Câmara Americana de Comércio - Comitê Estratégico de Energia) (AMCHAM) em setembro de 2012, apresentou alguns cenários pertinentes e atualizados, descritos nos itens a seguir.

O gráfico da Figura 13 abaixo apresenta a revisão da carga de energia prevista de 2012 até 2016 considerando a captura dos efeitos da crise econômica mundial em relação à expectativa de dezembro de 2011.

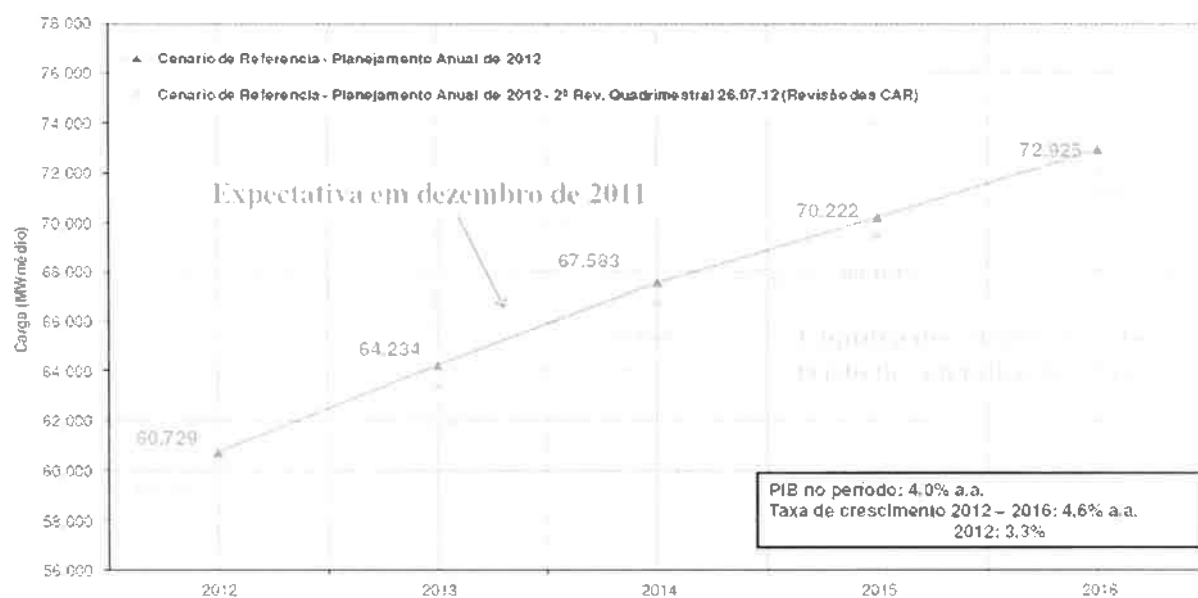


Figura 13 – Revisão da carga de energia prevista de 2012 até 2016

Fonte: (CHIPP, 2012, p. 3)

A previsão da matriz de energia elétrica na

Tabela 17 demonstra o crescimento do potencial de geração a partir de biomassa, com previsão de aumento de 1800 MW (~36%) até 2016.

Tabela 17 - Previsão para a matriz de energia elétrica

Tipo	2011		2016		Crescimento 2011-2016	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	87.791	78,7	103.447	71,2	15.656	18
Nuclear	2.007	1,8	3.395	2,3	1.388	69
Gás / GNL	9.263	8,3	12.686	8,7	3.423	37
Carvão	1.765	1,6	3.205	2,2	1.440	82
Biomassa	4.999	4,5	6.811	4,7	1.812	36
Óleo / Diesel	4.451	4,0	7.657	5,3	3.206	72
Eólica	1.342	1,1	8.176	5,6	6.834	509
Total	111.618	100	145.377	100	33.759	29

(*) Objeto de Leilões de Energia Nova (A-3, A-5, LER, LFA, Leilões Estruturantes)

Fonte: CHIPP, 2012, p. 4

Entre as principais preocupações apresentadas pelo ONS para as hidrelétricas estão a sazonalidade e imprevisibilidade; o alto custo relativo dos investimentos das novas usinas e das respectivas linhas de transmissão devido ao baixo fator de capacidade e distância aos centros de carga e a dificuldade de regularização do SIN (Sistema Interligado Nacional) devido às restrições ambientais.

A sugestão da ONS para uma gestão otimizada da expansão da oferta elétrica brasileira passa pela complementação térmica com fontes alternativas, a avaliação de leilões por tipo de fonte e o equilíbrio da expansão hidrelétrica atrelada à expansão termelétrica na busca do equilíbrio de modicidade tarifária, mínimo custo global para expansão e operação e redução da emissão de gás carbônico.

As usinas hidrelétricas de grande capacidade, sem reservatório de acumulação, causam acentuada sazonalidade e exigem sistemas de transmissão extensos dos grandes centros de carga e de alta capacidade instalada, porém baixo fator de capacidade. O perfil de geração previsto da Usina Hidrelétrica (UHE) de Belo Monte na Amazônica mostrado na Figura 14 abaixo exemplifica as preocupações acima.

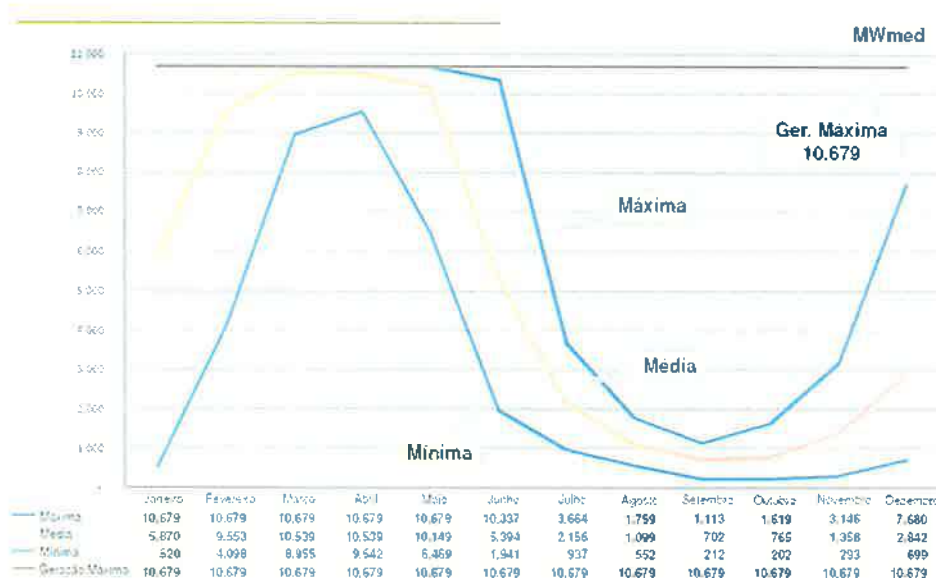


Figura 14 – Perfil de geração prevista (UHE Belo Monte)

Fonte: (CHIPP, 2012, p. 6)

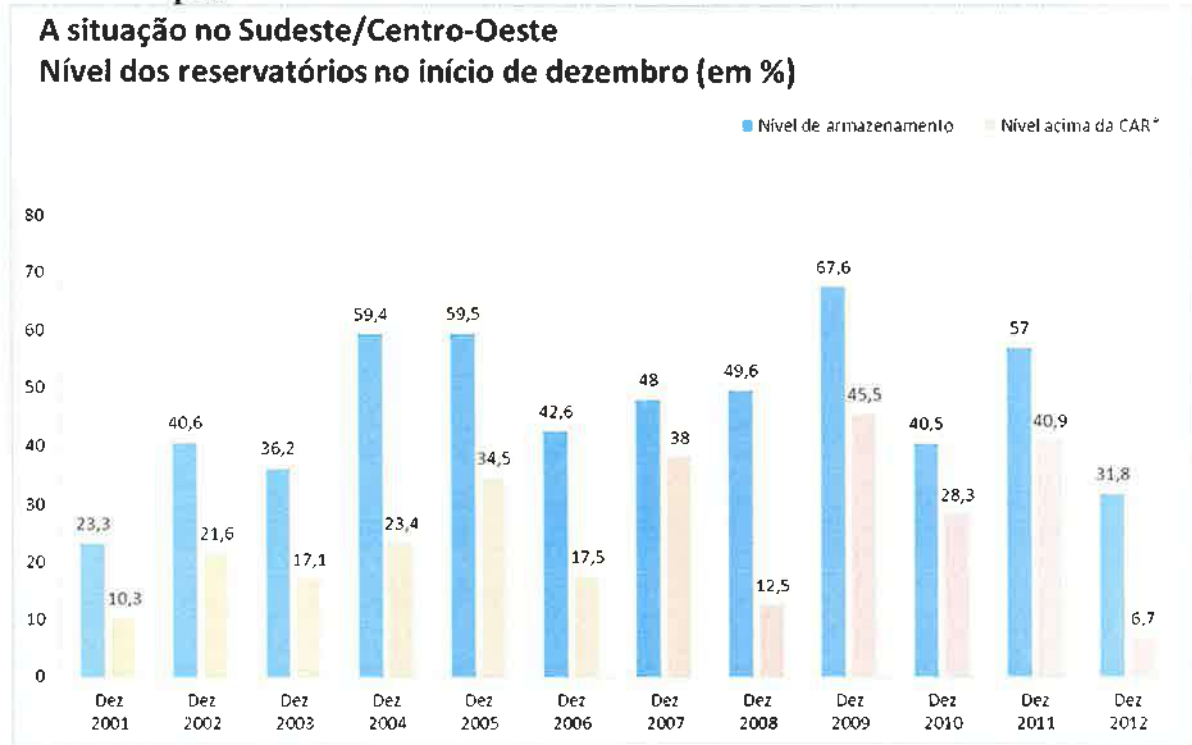
A falta estrutural de oferta na região Sul é suprida por importação de energia do Sudeste. Porém, condições hidrológicas adversas ou indisponibilidade nas interligações inter-regionais podem limitar a exportação para a região Sul. A ONS sugere expansão da transmissão do Sudeste e avaliação de leilão regional por fonte para mitigar essas situações especiais. O equilíbrio entre modicidade tarifária, mínimo custo global de expansão e operação e a redução na emissão de gás carbônico deve ser buscado na estratégia de construção de hidrelétricas a fio d'água com restrições ambientais e a necessidade de expansão termelétrica para garantia do atendimento de potência na ponta.

É importante ressaltar que os benefícios da complementariedade da energia a biomassa com a energia hidroelétrica e com a energia eólica são importantes para a composição da matriz elétrica brasileira, porém, como essas outras fontes são intermitentes, a segurança e a confiabilidade do setor elétrico ainda ficam muito dependentes de efeitos da natureza, como foi percebido e bastante discutido pela mídia no final do ano de 2012 e começo de 2013 na Região Sudeste e Centro-Oeste, por exemplo.

Todas as térmicas disponíveis, inclusive as movidas a óleo pesado, despacharam energia para recuperar o nível de água dos reservatórios das hidrelétricas e evitar que fosse ultrapassada a Curva de Aversão ao Risco (CAR) da ONS – indicador que garante o atendimento pleno da demanda do país, aumentando os custos de geração que impactam os consumidores brasileiros

via Encargos de Serviços do Sistema e a emissão de gases poluentes de combustíveis não renováveis. A Tabela 18 abaixo apresenta a situação dos reservatórios no final de 2012:

Tabela 18 – Curva de Aversão ao Risco (CAR) - indicador que garante o atendimento pleno da demanda do país



■ O nível dos reservatórios - situação na terça-feira (4 de dezembro) - em %

Situação	Subsistema				
	Sul	SE/CO	Norte	Tucuruí	NE
Nível de armazenamento	36,8	31,4	40	16,1	34,6
Diferença em relação à curva de aversão ao risco	22,6	6			8,4

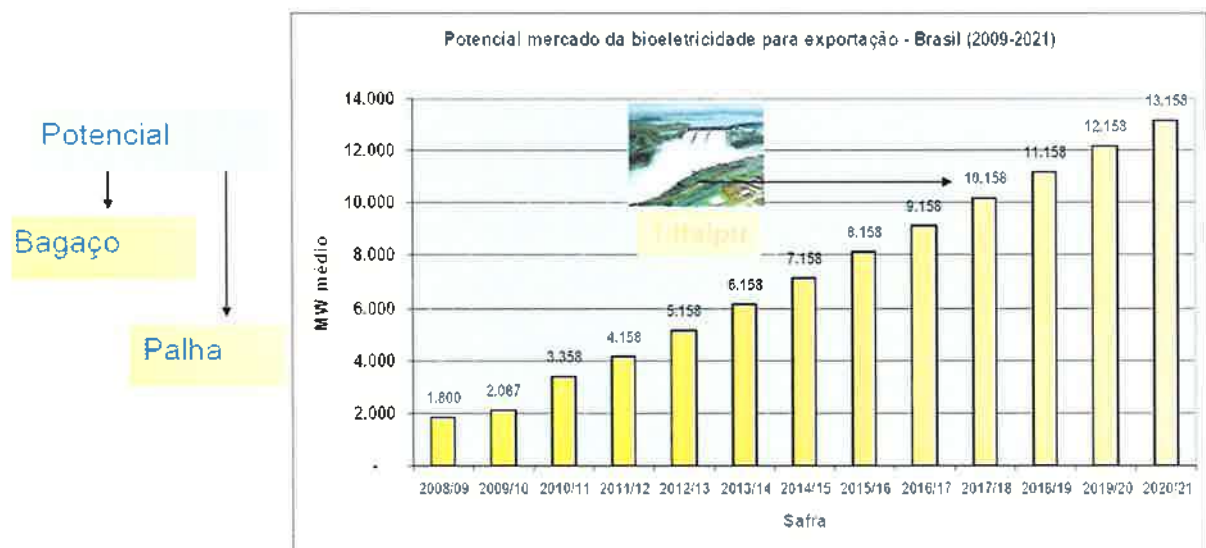
Fonte: POLITO, 2012

Como a safra normalmente termina em Outubro/Novembro nessa região, a extensão de operação em um período mais longo no ano pode ser um importante diferencial que a geração termelétrica a biomassa de cana-de-açúcar certamente pode trazer, diminuindo-se o custo final global da energia elétrica para os brasileiros pela redução do custo e dependência de combustíveis fósseis, a diminuição do custo de implantação de linhas de transmissão para novas térmicas, além do aumento da participação de energia renovável na matriz de geração.

2.9. UNICA

A União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), maior organização representativa no Brasil atua em sintonia com os interesses dos produtores de açúcar, etanol e bioeletricidade tanto no Brasil como ao redor do mundo. Os diversos dados considerados pela organização abaixo corroboram com a constatação identificada nas demais referências de que a bioeletricidade da cana-de-açúcar é um tema extremamente promissor e relevante no cenário de energia do Brasil.

O gráfico da Figura 15 abaixo indica um potencial de 13.000 MWm para exportação em 2020 considerando a utilização de palha, valor 30% maior à energia total gerada pela usina de Itaipu, segunda maior hidrelétrica do mundo em capacidade instalada.



Notas: 1 t de cana produz 250 kg de bagaço e 204 de palha e pontas. 1 t de cana (bagaço + palha) gera 199,9 KWh para exportação. Poder Calorífico Inferior (PCI) da palha = 1,7 PCI do bagaço. Fator de capacidade = 0,5 (Koblitz), utilizando caldeira de 65 bar. Considera-se, em 2008/09, a utilização de 75% do bagaço disponível e 5% da palha disponível e, a partir de 2015/16, a utilização de 75% do bagaço disponível e 70% da palha disponível. Até 2010 foi considerada a energia comercializada nos Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulado, em 2011 foi considerado um incremento de 1600 MW, e a partir de 2012 incremento de 2000 MW por ano. Fonte: UNICA, Cogen, Koblitz (2009).

Itaipu tem potência instalada de 14.000 MW, equivalente a 10.809 MW médios (Itaipu, 2009)

Figura 15 – Potencial de mercado – bioeletricidade: Brasil

Fonte: (UNICA, 2009, p.2)

Uma estimativa da UNICA sobre a expansão do etanol prevista para o período de 2012 a 2021 indicada em uma apresentação de 2009 “Integração na Matriz Elétrica” prevê a instalação de 90 unidades produtoras, R\$ 100 bilhões de investimento em bens de capital (95% nacionais) e um potencial de bioeletricidade equivalente à produção de 3 usinas do porte de Belo Monte.

Uma geração projetada de 630 mil empregos (diretos e indiretos) e uma redução de 45 milhões de toneladas de CO₂ estão entre outros relevantes benefícios potenciais para o país.

O mapa do Anexo E.1 indica as usinas existentes – em sua maioria no interior do Estado de São Paulo - com possibilidade de renovação dos ativos (*retrofit*) e indica a diferença no período médio de safra entre as regiões Centro Sul e Norte-Nordeste:

A Tabela do Anexo E.2 mostra a evolução e os grandes números atualizados de 2010 e indicam um grande potencial nas consolidações do mercado e, principalmente, nos *retrofits* das cogerações. Com apenas 30% (129 unidades) do total das usinas exportando energia, o potencial de inserção da bioeletricidade a partir do bagaço e da palha de cana é de fato muito promissor. Em São Paulo, o percentual é um pouco maior, sendo 38% de usinas com exportação.

O gráfico da Figura 16 abaixo cuja fonte é do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC) mostra o tempo de vida das caldeiras das usinas de açúcar e etanol em 2010. Observa-se que cerca de 70% das usinas possuem mais de 20 anos de idade, determinando um grande potencial para implantação dos *retrofits*, tanto das caldeiras como dos outros equipamentos que compõem a cogeração.

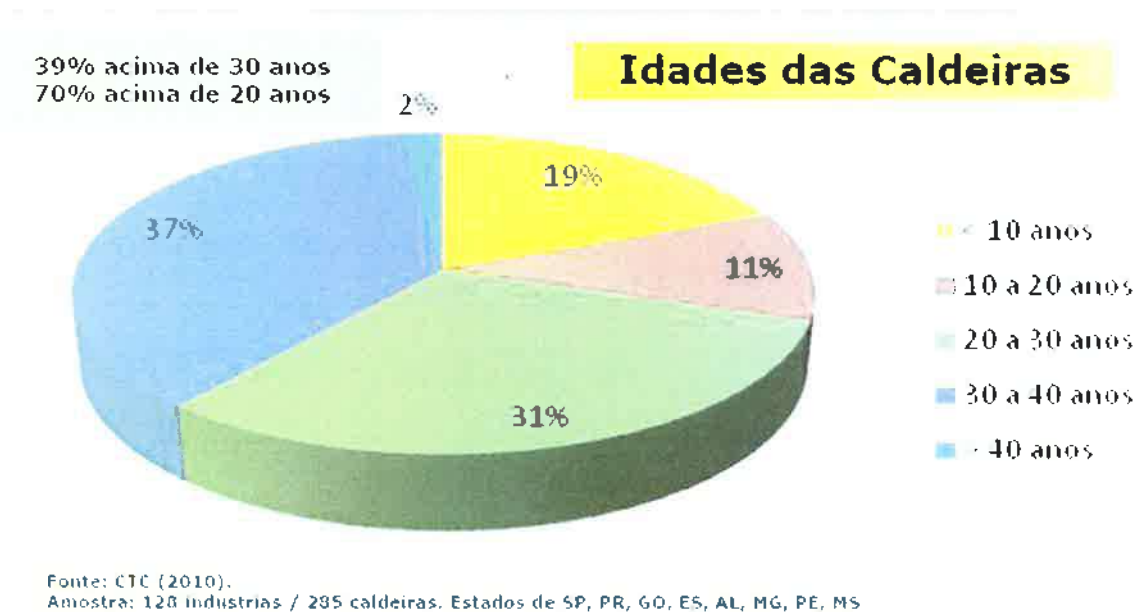


Figura 16 – Bioeletricidade: Potencial nos *retrofits*

Fonte: (UNICA, 2012, p.12)

Em defesa da geração termelétrica a partir de biomassa da cana-de-açúcar, podemos elencar de forma mais objetiva diversas características e justificativas para sua inserção no sistema elétrico brasileiro, muitas delas provavelmente já citadas ao longo do texto, tais como:

- ✓ Energia renovável: representa um ganho de mais de 5% na energia armazenada nos reservatórios da Região Sudeste/Centro-Oeste
- ✓ Diversificação da matriz elétrica: oportunidade para ampliar a oferta de energia térmica renovável face às restrições da implantação de novas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual
- ✓ Importante janela de oportunidade: viabilizar oferta de bioeletricidade até o início da operação das grandes hidrelétricas da região amazônica
- ✓ Geração inflexível: sempre disponível com combustível assegurado
- ✓ Complementaridade energética: em relação ao regime hidrológico da região da principal região consumidora SE/CO
- ✓ Previsibilidade de disponibilidade: produção integrada com bagaço residual do processamento da cana e palha (segurança energética)
- ✓ Independência quanto a preços internacionais: diferentemente de petróleo e gás natural, bagaço e palha diminuem a vulnerabilidade externa
- ✓ Licenciamento ambiental: menor complexidade e menor dificuldade para licenciamento ambiental
- ✓ Projetos de pequeno/médio porte: implantação em menor prazo (de 18 a 24 meses)
- ✓ Proximidade dos centros de carga: menor investimento na conexão e menores riscos operacionais
- ✓ Fator redutor de CO₂: fonte renovável e limpa, que contribui para reduzir a intensidade de CO₂ na matriz elétrica.

3. DESCRIÇÃO DA TERMELETRICA EM ESTUDO

Por motivo de sigilo solicitado pela diretoria corporativa da empresa, a usina em questão não será identificada. A escolha da unidade se baseou em uma planta de cogeração a bagaço de cana-de-açúcar de grande porte, com alta eficiência, estabilidade operacional e com um período considerável de exportação de energia elétrica para a rede.

A concepção geral da planta de cogeração a bagaço de cana representada simplificada na Figura 17 está dedicada à produção de energia elétrica e energia térmica tanto para consumo interno da usina de açúcar e etanol como para a exportação de energia elétrica excedente à distribuidora local na voltagem de 138 kV. A unidade utiliza-se do bagaço disponibilizado na área de moagem do processo de produção de açúcar e etanol e de um pequeno percentual (não informado) de palha preparada proveniente da lavoura.

A moagem instantânea gira em torno de 1000 TCH (toneladas de cana por hora), ou 24.000 TCD (toneladas de cana por dia), o que representa uma moagem anual de cana-de-açúcar de aproximadamente 4,5 MTCA (milhões de toneladas de cana por ano).

O sistema de cogeração é composto de duas caldeiras que produzem 275 t/h de vapor a 67 kgf/cm² (g) e 515 °C cada uma, dois conjuntos turbo-geradores de contrapressão (65 kgf/cm² (g) para 1,5 kgf/cm² (g) com extração a 22 kgf/cm² (g)) de 31 MW cada e um conjunto turbo-gerador de condensação (65 kgf/cm² (g) para 0,8 bar (a) com extração a 22 kgf/cm² (g)) também de 31 MW, além dos demais equipamentos e sistemas auxiliares típicos das cogerações a bagaço de cana-de-açúcar (não menos importantes principalmente quando tratamos de confiabilidade) que serão detalhados posteriormente.

A geração de vapor é definida pelo consumo necessário da usina de açúcar e etanol basicamente para o acionamento das turbinas a vapor de acionamento das moendas (vapor de média pressão – ou “vapor de extração”) e para a evaporação do caldo proveniente das moendas que produzirá açúcar e etanol (vapor de baixa pressão – ou “vapor de escape”). O vapor na saída das turbinas a vapor de acionamento das moendas tem a mesma pressão do vapor de baixa pressão e se mistura a ele no cabeçote de alimentação para a área de evaporação de caldo.

A geração de potência elétrica prevista na condição nominal é de 72 MW, sendo o consumo interno previsto (processo + parasitas da cogeração) de 13 MW. Com isso, a exportação da potência excedente prevista é de aproximadamente 59 MW. A subestação transforma a voltagem de 13,8 kV (saída dos bornes do gerador) em 138 kV (tensão da rede de entrega da energia elétrica) para a exportação.

O período de operação atual tanto da usina de açúcar e etanol como da cogeração é a safra normal - cerca de 7 meses e meio por ano, de abril/maio até novembro. O período de entressafra -- cerca de 4 meses e meio por ano, de dezembro a março/abril - é utilizado para a realização das manutenções nos sistemas e equipamentos da usina e da cogeração.

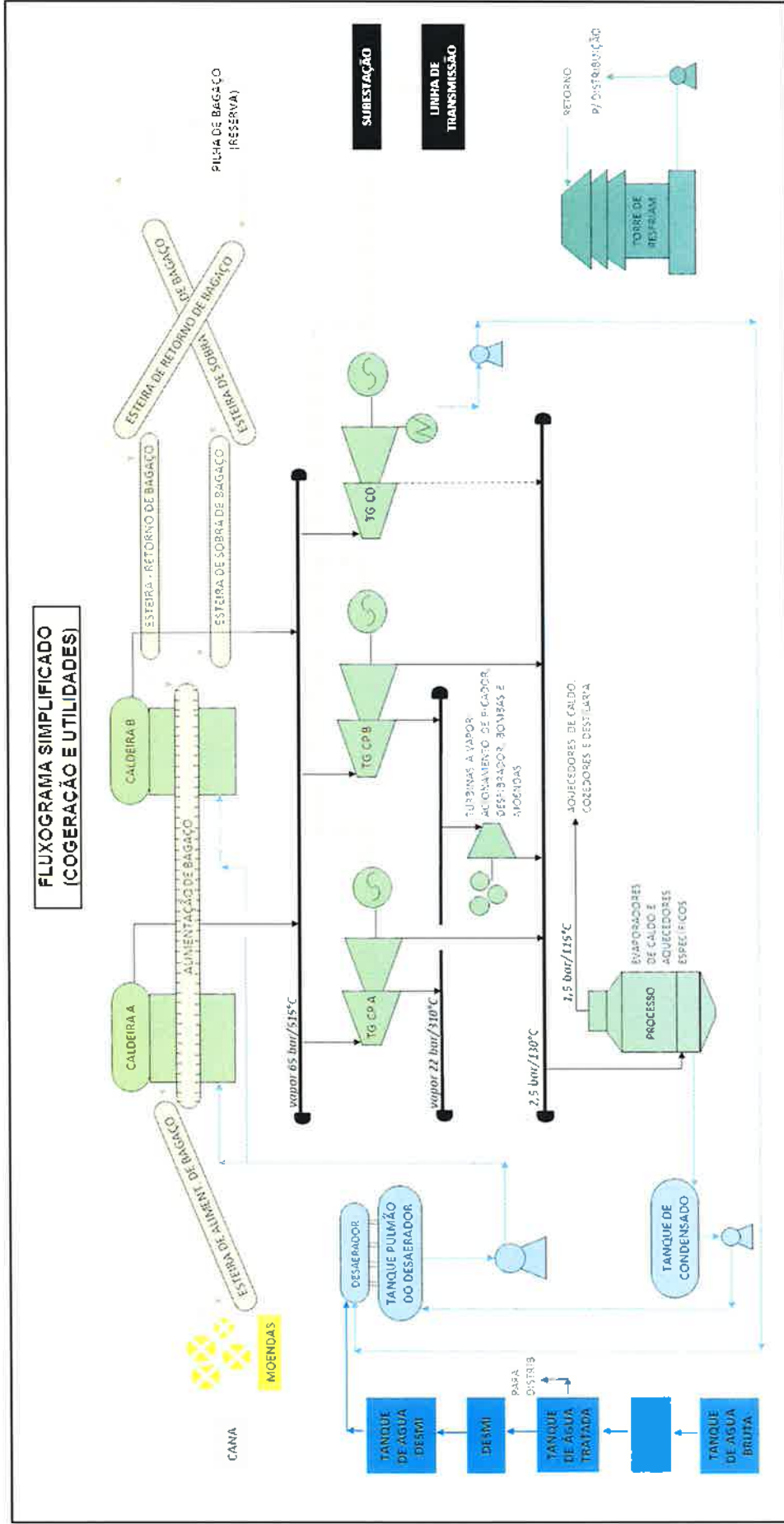


Figura 17 – Fluxograma simplificado da cogeração e utilidades
 Fonte: Autoria própria

3.1. Descrição detalhada da cogeração

A descrição detalhada da unidade de cogeração servirá de base para a elaboração das análises de comparação da confiabilidade e disponibilidade da termelétrica entre os dados reais e o *benchmarking* extraído pela simulação em *software* especializado a ser descrito a posteriori.

A disposição dos equipamentos pertencentes à cogeração/utilidades está destacada no Arranjo Geral Simplificado da Planta de Cogeração/Utilidades (Anexo F).

A planta de Cogeração é constituída pelos itens e sistemas principais indicados a seguir:

- Dois (02) conjuntos completos de caldeira de geração de vapor com biomassa (grelha *flat pin hole*) com alimentação de água através de duas bombas elétricas (50% cada) ou uma turbo bomba a vapor (100%) para cada caldeira, totalizando 6 bombas (4 elétricas e 2 a vapor);
- Dois (02) conjuntos completos de turbogerador de contrapressão com extração intermediária de vapor;
- Um (01) conjunto completo de turbogerador de condensação com extração intermediária de vapor;
- Um (01) sistema do circuito fechado de água de resfriamento com torre de resfriamento de tiragem forçada;
- Um (01) sistema de tratamento de água de lavagem das caldeiras (ETAL);
- Um (01) sistema de desmineralização de água para caldeira composto por dois blocos;
- Um (01) sistema de alimentação de bagaço de cana;
- Um (01) sistema de preparo e alimentação de palha de cana;
- Sistema Elétrico
- Sistema de Automação da planta

A seguir é apresentada uma breve descrição de cada sistema auxiliar:

3.1.1. Sistema Elétrico

O sistema elétrico da Planta de Cogeração é composto por:

- Uma (01) Subestação Principal de Alta Tensão 138 kV;
- Um (01) sistema de Distribuição Primária de cargas em 13,8 kV e transformadores para várias tensões que alimentam das cargas da cogeração e demais subestações auxiliares da Planta de Processo.
- Quatro (04) Geradores a Diesel para atendimento às cargas essenciais da Cogeração, Utilidades e Planta de Processo (capacidade não informada).

A subestação é composta por 2 transformadores cuja entrada é de 13,8 kV e saída de 138 kV.

A subestação está interligada a duas subestações: a SE Araraquara (através da linha Araraquara e a SE Piracicaba).

3.1.2. Sistema de Automação da Planta

O sistema de automação da planta é composto pelos instrumentos de campo e pelo Sistema de Supervisão e Controle. O sistema de automação está projetado para funcionar em regime contínuo e a unidade é controlada e supervisionada de forma centralizada a partir de estações de operação e engenharia instaladas no prédio de operação e controle, chamado de Centro de Operações Integradas (COI). Os equipamentos principais (caldeiras, turbogeradores e unidade de desmineralização de água) são controlados por Computadores Lógico Programáveis (CLP's) dedicados e interligados ao sistema de supervisão e controle.

O sistema de controle da cogeração visa, além de prioritariamente manter a segurança das instalações, manter a disponibilidade de energia elétrica e térmica para a usina e a exportação de energia elétrica para a rede (concessionária). Sendo uma cogeração com exportação, a relação entre o controle da área de processo de açúcar e etanol e da termelétrica deve ser construída no intuito de se antecipar ações de correção ou de intertravamento de acordo com as informações e condições de cada área, evitando-se assim paradas desnecessárias da termelétrica por diminuição na produção da usina ou vice-versa.

As turbinas de contrapressão geralmente são controladas para gerar a vazão de vapor de escape necessária ao processo (evaporação de caldo e aquecedores específicos) e a turbina de condensação é então controlada para alcançar a meta de exportação de energia contratada pela concessionária, descontando o consumo próprio da usina que pode variar de acordo com o nível de processamento da usina.

3.1.3. Sistemas de Utilidades

A seguir são listados os sistemas de utilidades da cogeração.

- Estação de tratamento de água (ETA) para atender a demanda de toda a planta de processo e da cogeração/utilidades;

A água captada de rio é bombeada do tanque de água bruta para uma estação de tratamento de água (ETA), a qual passa pelas etapas de pré-tratamento (dosagem de cloro, floculação, coagulação e clarificação). O sistema de tratamento fornece água tratada para processo, reposição da torre, estações de utilidades da cogeração, sistema de água desmineralizada e água potável. A estocagem de água tratada é realizada em um tanque para cerca de 1 dia de tempo de residência. A unidade tem seu sistema de controle local (CLP), com interligação de sinais ao controle central da UTE.

- Estação de Tratamento de Efluentes Industriais para atender a demanda de toda a planta de processo e da cogeração/utilidades;

Os efluentes coletados se originam de cinzas das caldeiras, poço da área de neutralização de efluentes, dreno dos pisos e equipamentos, dreno da área dos transformadores, purga da torre de resfriamento e purga das caldeiras;

Com relação aos gases das caldeiras o limite máximo definido pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) para particulados é de 200 mg/Nm³. Para atendimento a este valor de emissão na chaminé das caldeiras são instalados 2 lavadores de gases por caldeira (2 x 100% por caldeira).

- Estação de Tratamento de Efluentes Sanitários para atender a demanda de toda a planta de processo e da cogeração/utilidades;
- Sistema de Ar Comprimido de Serviço e de Instrumentos para atender a demanda de toda a planta de processo e da cogeração/utilidades;

O sistema de ar comprimido é composto por 2 compressores (sendo 1 reserva), sistema de filtros de particulados e coalescedores, secadores de refrigeração e secador de ar para atendimento da qualidade de ar de instrumentos e vaso acumulador para ar de instrumentos e de serviço atendendo toda a planta de processo e a cogeração/utilidades.

- Sistema de água desmineralizada

O sistema de água desmineralizada fornece água de alta qualidade para reposição de água do circuito de caldeira e turbina a vapor. A unidade possui 2 linhas compostas por colunas catiônicas, colunas aniônicas e coluna de leito misto que garantem a retirada dos minerais para evitar saturação no sistema como um todo, evitando principalmente problemas de incrustação nas caldeiras.

- Sistema de água de resfriamento

O sistema consiste basicamente em uma torre de resfriamento com cinco células, quatro bombas e linhas de suprimento e retorno destinadas ao resfriamento do condensador do turbogerador e linhas de suprimento e retorno destinadas aos sistemas de lubrificação de óleo dos turbogeradores, assim como os demais consumidores de menor porte como, por exemplo, os consumos na caldeira. O *make-up* da água de resfriamento é realizado em regime contínuo para atendimento ao ciclo de concentração de água.

- Sistema de retorno de condensado

Estão instalados na área da planta de processo (próximo aos evaporadores e demais consumidores de vapor de escape) um vaso de condensado e 2 x 100% bombas de condensado para retorno do condensado de vapor de escape para a planta de cogeração. O retorno permite

a reutilização de aproximadamente 90% da massa de vapor para evaporadores, reduzindo assim o consumo global de água e biomassa da planta.

➤ Sistema de proteção contra incêndio

O sistema de combate a incêndio na área de cogeração/utilidades limita-se às tubulações, canhões monitores, hidrantes, extintores e equipamentos móveis. A água de incêndio é proveniente do armazenamento de água (tanque).

➤ Sistemas Adiabáticos (ar condicionado)

Sistemas de condicionamento do ar chamados de Sistemas Adiabáticos são utilizados para as salas elétricas, sala de controle e casa de força. Esse sistema consiste de ventilação mecânica/exaustão com diminuição de temperatura através da passagem do ar pela cortina de água formada nas interfaces dos prédios com a área aberta.

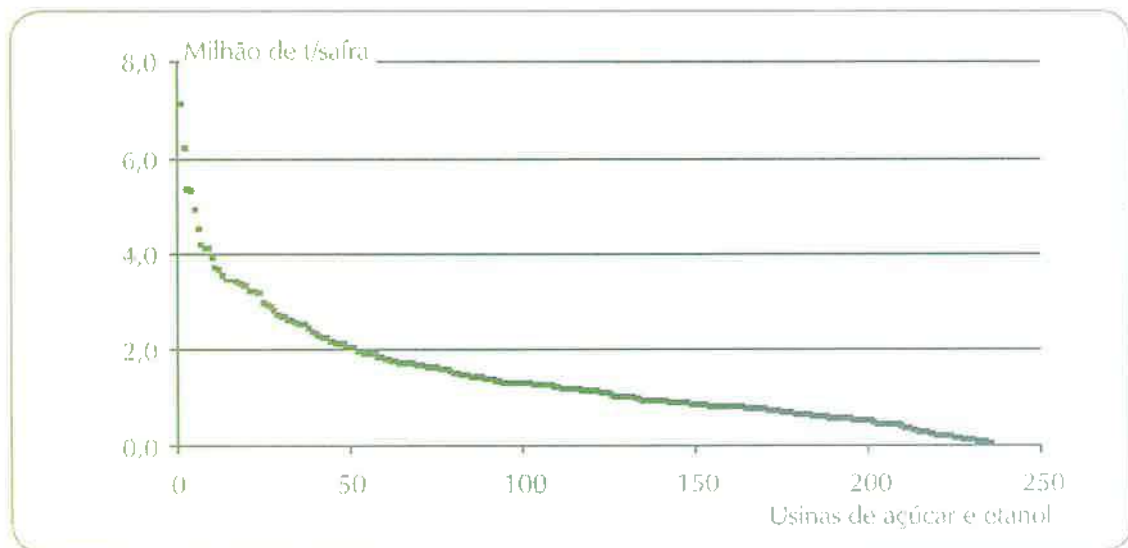
3.1.4. Operação

O conceito operacional da Planta de Cogeração/Utilidades é projetado com alto nível de automação. O sistema de controle permite partidas, operação normal e paradas automáticas da planta. O número de operadores na área de cogeração/utilidades é cerca de 14 por turno, sem contar os operadores de reposição para férias e/ou folga, descritos a seguir:

- 7 operadores por turno na área das caldeiras, sendo 2 no centro de controle, 1 na área da ETAL, 1 encarregado e 3 no campo;
- 3 operadores por turno (motoristas) na área de manuseio de biomassa para as caldeiras;
- 3 operadores por turno na área dos turbogeradores, sendo 1 no centro de controle e 2 no campo;
- 1 operador por turno na área das utilidades, responsável pelas áreas de tratamento de água e tratamento de água das torres de resfriamento.

3.2. Discussão sobre as possíveis semelhanças e particularidades dessa unidade com a média brasileira

A unidade utilizada nessa monografia certamente não representa ainda a unidade média e típica atual das usinas brasileiras, visto que a maioria das usinas são de menor porte conforme Figura 18 abaixo, ainda não exportam energia para a rede e também não trabalham com a otimização de eficiência no ciclo Rankine, ou seja, altas pressões e temperaturas do vapor.



Fonte: Elaborado com base em Ideia (2007).

Figura 18 – Distribuição da capacidade de processamento das usinas de açúcar e etanol no Brasil

Fonte: (BNDES; CGEE, 2008, p. 16)

Porém, como a ideia da monografia é proporcionar o desenvolvimento de um banco de dados geral a médio ou longo prazo, acredita-se que a tendência é haver cada vez mais consolidações no setor, resultando-se em usinas centralizadas e maiores. Outra tendência é a de construção de novas UTE's mais eficientes através do *retrofit* das cogerações. A

Tabela 19 indica a capacidade média de moagem de cana projetada para as usinas consideradas nos estudos da EPE (MME; EPE, 2012) com base nas características dos projetos atualmente em estudo:

Tabela 19 – Capacidade média de moagem de cana (tc/ano)

Período	2015-2016	2017-2019	2020-2021
Capacidade Anual	4.000.000	5.000.000	5.500.000

Fonte: EPE a partir de UNICA [191] e ETH – ODEBRECHT [178]

Fonte: MME;EPE, 2012, p. 281

De qualquer forma, a análise e a proposição do banco de dados se aplicam a qualquer tamanho ou tipo de usina devido ao conceito abrangente de que trata a engenharia da confiabilidade. Obviamente, devem-se ressaltar as peculiaridades de cada concepção tendo em vista as características dos sistemas e como eles são integrados. A organização do banco de dados deverá refletir os tamanhos relativos de cada unidade de cogeração, assim como sua concepção e idade, e agrupando-os de forma organizada afim de que a análise e a comparação com o *benchmarking* seja a mais adequada possível.

4. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE

4.1. Definições básicas sobre Confiabilidade e Disponibilidade

O objetivo principal da equipe de operação e manutenção de uma usina termelétrica é o de manter a produção requerida com a melhor eficiência e a melhor disponibilidade possíveis, otimizando a vida útil da instalação e mantendo a segurança operacional no nível mais alto possível. Os três tipos principais de manutenção (preditiva, preventiva e corretiva) devem ser consideradas na gestão otimizada de operação e manutenção das unidades, pois buscam entre outros aspectos, melhorar a disponibilidade e a confiabilidade da instalação, reduzindo o tempo de parada durante uma inspeção, revisão ou falha, permitindo a execução dos reparos nas melhores condições de prazo, segurança e custo.

A manutenção corretiva, a ser evitada, compreende as quebras esperadas (intencionalmente) e as quebras não esperadas dos sistemas e equipamentos. A manutenção preventiva é aquela realizada com planejamento e normalmente seguindo as recomendações dos fabricantes para cada tipo de sistema ou equipamento de acordo com seu histórico e comportamento esperados. A manutenção preditiva pode envolver, entre outras, análises de desempenho, vibração, sonora, de óleo (características e composição) e a termografia, permitindo a detecção de situações anormais e a predição de maiores problemas de falhas de sistemas, equipamentos ou itens de equipamentos. Os recursos disponíveis atualmente incluem, por exemplo, o monitoramento *online*, como a análise termográfica, endoscópica e laboratorial (óleo). A manutenção proativa, a mais nova e promissora técnica de manutenção, tem como princípio evitar as falhas recorrentes. Ela atua na identificação da causa-raiz do problema e influi nas melhorias de montagem e acompanhamento para aumentar a vida útil do sistema (IDEA NEWS, 2013).

Os conceitos sobre disponibilidade, confiabilidade e manutenibilidade, intimamente relacionados com a operação e manutenção das termelétricas são definidos nos parágrafos a seguir:

Conforme a Norma Brasileira (NBR) NBR 5462 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), o termo “**disponibilidade**” é definido como a capacidade de um item estar em condições de executar certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados. O termo “disponibilidade” é usado como uma medida do desempenho de disponibilidade (ABNT, 1994).

Conforme a Norma NBR 5462, o termo “**confiabilidade**” é definido como a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo. O termo “confiabilidade” é usado como uma medida de desempenho de confiabilidade (ABNT, 1994).

Conforme a Norma NBR 5462, o termo “**manutenibilidade**” é definido como a capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos. O termo “manutenibilidade” é usado como uma medida do desempenho de manutenibilidade (ABNT, 1994).

4.2. Índices de confiabilidade e disponibilidades aplicados em termelétricas

Segundo Walter et all. (WALTER; GALLEGO, 2012), um dos principais objetivos do gerenciamento das centrais termelétricas é o aumento da sua disponibilidade e a operação da planta em plena capacidade, se necessário. As atuações corretivas são evitadas, desenvolvendo estratégias planejadas de manutenção baseadas no desempenho das centrais como, por exemplo, na monitoração *on-line* e o acompanhamento da condição de operação de seus componentes. A operação e a manutenção planejadas com base no desempenho asseguram o menor custo e, teoricamente, nas condições de maior eficiência e de menor impacto ambiental.

Conforme citado por Kehlhofer ¹ et all. (1999 apud WALTER; GALLEGO, 2012, p.45), destaca-se que não existem valores de confiabilidade e disponibilidade válidos para todos os

¹ KEHLHOFER, RH, Bachmann, R, Nielsen, H, Warner, J. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants** – 2nd Edition. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1999.

casos (influência do combustível, manutenção preventiva e modo de operação utilizados). Entretanto, dados estatísticos indicam que todos os tipos de plantas analisadas apontam que plantas apresentam disponibilidades e confiabilidades semelhantes quando operado sob condições iguais.

Kondo ² et all. (2007 apud WALTER; GALLEGO, 2012, p.47) apresenta alguns destaques interessantes em termos de indicadores de operação aplicáveis à discussão dessa monografia:

- a. Na norma IEEE 762-1987, não são encontrados muitos valores de referência para que possibilitasse uma base de referência brasileira.
- b. Destaca-se que os valores ideais são determinados pela empresa, pois é necessário considerar quais valores são admissíveis para cada um dos índices, dependendo da estrutura do empreendimento.
- c. Além disso, os índices são úteis quando comparados com anos anteriores, na forma de monitoramento do funcionamento da usina (avaliação de melhoria/piora).

Conforme destacado por Walter et all. (WALTER; GALLEGO, 2012) em relação aos indicadores desenvolvidos principalmente em plantas com operação na base:

[...] É necessário fazer uma adequação dos indicadores apresentados acima para sistemas que operam eventualmente, e essa tarefa requer conhecimento específico do sistema analisado. Como reflexão sobre este assunto, destacamos o artigo apresentado por Kondo (2007), onde explana sobre a determinação de índices de desempenho de usinas termelétricas abordando quatro aspectos: Operacional, Manutenção, Financeiro e Ambiental. Acreditamos que as variáveis associadas com a operação de uma usina (emissões atmosféricas, tempos de parada para execução de ações de manutenção e seus custos, e valor de ativo total) constituam uma abordagem interessante para o desenvolvimento de indicadores que inicialmente serão desenvolvidos individualmente e que no futuro poderão ser sistematizados e convertidos em indicadores utilizados de forma global.

Das discussões anteriores, depreende-se a necessidade da criação de um banco de dados novo, com adequação específica dos indicadores aplicáveis nas usinas termelétricas movidas à biomassa, conforme a forma de operação e manutenção das mesmas. De qualquer maneira,

²Kondo, N.N., Determinação de índices de desempenho de usinas Termelétricas. www.poli.usp.br/d/pme2599/2007/.../Art_TCC_054_2007.pdf acessado em janeiro, 2010.

conforme citado por Kehlhofer ³ et all. (1999 apud WALTER; GALLEGO, 2012, p.45) anteriormente, é possível adotarmos naturalmente as referências existentes de termelétricas para aplicação nas térmicas à biomassa. Portanto, abaixo estão indicadas algumas definições a serem utilizadas posteriormente no trabalho conforme o IEEE-762 (IEEE, 2006):

Horas de Serviço (SH – *Service Hours*) representa o número de horas em que a usina está em operação;

Fator de Serviço (SF - *Service Factor*) é a fração (expressa em %) de tempo em que a usina está em operação sobre as horas totais;

Horas de Serviço por Partida (expresso em horas) indica o tempo médio de operação por partida da máquina;

Horas de Parada Forçada (FOH – *Forced Outage Hours*) representa o número de horas em que a unidade esteve parada devido à manutenção não planejada;

Fator de Parada Forçada (FOF – *Forced Outage Factor*) é a fração (expressa em %) do número de horas em que a unidade esteve parada devido à manutenção não planejada em relação às horas do período.

4.3. Índice de Custo Benefício (ICB) e o conceito de disponibilidade para a geração de termelétricas no Brasil

Do ponto de vista de termelétricas, a disponibilidade, que combina aspectos de confiabilidade e manutenibilidade, é um dos itens que influenciam na Metodologia de Cálculo para o Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica, conforme descrito na Nota Técnica da EPE N° EPE-DEE-RE-023/2005-R2 (EPE, 2006), resumida a seguir.

A modicidade tarifária, buscada pelo novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (MISE) por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados é obtida, entre outros fatores, através da compra de energia por meio de leilões (“menor tarifa”), na contratação separada da energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes por licitação e com um contrato de compra de energia elétrica em longo prazo, reduzindo os riscos para o empreendedor.

³ KEHLHOFER, RH, Bachmann, R, Nielsen, H, Warner, J. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants** – 2nd Edition. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1999.

Foram criados dois ambientes: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para o atendimento aos consumidores com tarifa regulada (consumo dos distribuidores), por meio de contratos regulados, com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária.

Periodicamente, o MME oferecerá à licitação um conjunto de projetos (hidroelétricos e termelétricos), estudados e habilitados tecnicamente pela EPE, considerados os mais econômicos e socioambientalmente viáveis para o atendimento à demanda. Os vencedores dos leilões deverão formalizar um contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O CCEAR pode ter as modalidades de contratos por:

- 1) Quantidade de Energia Elétrica e
- 2) Disponibilidade de Energia Elétrica

Nos contratos de quantidade, os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos agentes geradores, ao passo que nos contratos de disponibilidade os riscos decorrentes da variação da produção com relação à sua Garantia Física (GF) são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores regulados.

O ICB é o índice que norteia a decisão de investimento por ordem de mérito decrescente da razão incremental “Custo/Benefício” no Sistema Interligado Nacional (SIN). O benefício energético de um empreendimento de geração pode ser avaliado por sua Energia Assegurada (ou Garantia Física) e pelo seu custo global, buscando a minimização global de risco e custo para a geração de energia no Brasil. O ICB de cada empreendimento (expresso em R\$/MWh) é definido conforme a fórmula abaixo:

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

Custos Fixos - CF (R\$/ano): receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a

construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como, o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (“*take or pay*” e “*ship or pay*”), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), etc.

Custo Variável de Operação – COP (R\$/ano): é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “*take or pay*”) e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (R\$/ano): resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no Custo Marginal de Operação – CMO (sem os limites de piso e teto impostos ao PLD). Seu valor também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de Operação e Manutenção (O&M), declarados pelo empreendedor. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses, utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

Garantia Física – GF: corresponde à Energia Assegurada (em MWmédio) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu custo variável de O&M, conforme declarados pelo empreendedor.

A regra de despacho mensal simulada no cálculo do ICB é a regra válida em condições normais. Em termos matemáticos, pode-se escrever que:

$$\begin{aligned} \text{se } CMO_{s,c,m} &\geq CV \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \\ \text{se } CMO_{s,c,m} &\leq CV \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m \end{aligned}$$

onde,

s corresponde ao índice de cada submercado (1 a 4);

c corresponde ao índice de cada cenário hidrológico (1 a 2000);

m corresponde ao índice de cada mês (1 a 60);

$CMO_{s,c,m}$ é o custo marginal de operação do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, em R\$/MWh;

CV é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$ é a geração da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em MWmédios;

$Inflex_m$ é o nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês, em MWmédios;

$Disp_m$ é a disponibilidade (ou geração máxima mensal) da usina termelétrica em MWmédios.

A disponibilidade média mensal de uma usina termelétrica, conforme a EPE (EPE, 2006), é dada por:

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP)$$

onde,

Pot é a potência instalada da usina em MW;

FC_{max} é o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente;

$TEIF$ corresponde à taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP corresponde à taxa de indisponibilidade programada.

Para aplicação da metodologia em usinas termelétricas que utilizam biomassa, a Nota cita o seguinte:

A quantidade de energia elétrica que pode ser produzida nas usinas a biomassa depende da quantidade de bagaço disponível no período de safra de cana-de-açúcar e do coeficiente de conversão de cada máquina. Além disso, a inflexibilidade será igual à disponibilidade de energia e as manutenções programadas serão feitas fora do período de safra. Desta forma a disponibilidade mensal da usina deve ser transformada em MWmédio como segue:

$$Disp_m (MWmed) = \frac{Disp_m (MWh)}{n_{horas_m}}$$

Para as usinas a biomassa que operam com outro combustível fora o período de safra, tudo se passa como se fossem duas usinas diferentes. Ao término do cálculo dos COP e o CEC de cada empreendimento, estes serão somados.

Portanto, o conceito de disponibilidade para a concorrência nos leilões, mais diretamente identificados nos índices de TEIF (Taxa média de indisponibilidade forçada) – “percentual de um período de tempo em que a usina não está apta a operar, devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência em condições não programadas” e IP (Taxa média de indisponibilidade programada) – “percentual do tempo em que a usina não está apta a operar, devido à execução de programa de manutenção preventiva”, mostra a importância do tema e de sua otimização para o aumento da competitividade da geração de energia termelétrica a partir de biomassa no Brasil.

4.4. O método do diagrama de blocos de confiabilidade

O *software* BlockSim da Reliasoft, utilizado para os cálculos dessa monografia, fornece uma plataforma para a análise e cálculo da confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade de sistemas simples e complexos, utilizando a abordagem de diagrama de blocos de confiabilidade e análise de árvore de falha (RELIASOFT, 2012).

O método do diagrama de blocos utilizado nessa monografia para o cálculo da confiabilidade e disponibilidade através do *software* BlockSim da Reliasoft consiste na representação gráfica de como os componentes de um sistema estão relacionados entre si. Cada bloco representa um componente ou subsistema e nele são determinadas as características específicas de relacionamento com os demais blocos, assim como a sua confiabilidade individual, taxas de falhas, tempo para reparos, etc. A metodologia de diagramas de blocos de confiabilidade pode ser aplicada para identificar componentes críticos (ou modos de falha) e determinar a forma mais eficaz para melhorar a performance do sistema por meio de um projeto de melhoria ou planejamento de manutenção.

Os conceitos de MTBF (*Mean Time Between Failures* – Tempo Médio entre Falhas) e MTTR (*Mean Time To Repair* – Tempo Médio para Reparo) utilizados na simulação deste trabalho foram aplicados para a região “plana” da curva da banheira, conforme Figura 19 abaixo, onde a taxa de ocorrência de falha é baixa e constante, diferentemente do que ocorre nas regiões de

mortalidade infantil (taxa de falha decrescente) ou de envelhecimento (taxa de falha crescente):

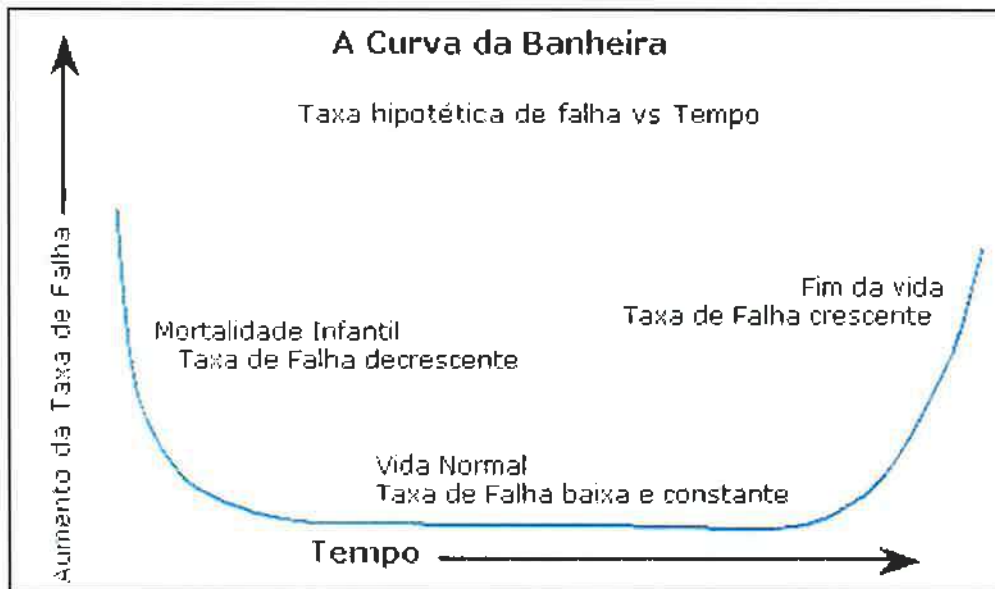


Figura 19 – A curva da banheira

Fonte: (RIBEIRO; KURAZUMI, 2012)

As distribuições de probabilidade utilizadas para cada componente do diagrama de blocos foram selecionadas no software de acordo com cada tipo de equipamento e os parâmetros adotados seguem referências com base em informações dos fornecedores dos principais equipamentos (caldeiras e turbinas) e dados do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE Std493/2007) (IEEE, 2007), Offshore Reliability Data (OREDA) (SINTEF, 2002) e North American Electric Reliability Council (NERC) (NERC, 2011). Foi assumido que todas as manutenções preventivas são realizadas fora da safra ou período de operação da termelétrica, portanto este tempo não foi incluído na simulação em nenhum dos equipamentos.

5 ANÁLISE DO *BENCHMARKING* DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM UMA UNIDADE TÍPICA DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR

Como estratégia da análise comparativa, são apresentados nos próximos itens, entre outros objetivos, a comparação realizada para uma unidade termelétrica real típica a partir de biomassa de cana-de-açúcar.

A análise inclui primeiramente a descrição geral e detalhada do processo utilizado, contemplando o método de coleta de dados, a concepção geral e detalhamento dos equipamentos e sistemas da unidade e uma discussão sobre a comparação do tamanho desta termelétrica com a média brasileira.

A conceituação básica sobre confiabilidade e disponibilidade utilizada é citada no item posterior ao da descrição, onde também são indicadas as descrições sobre o índice de custo benefício (ICB) aplicado às termelétricas desse tipo e descrito o método de diagrama de blocos utilizado pelo *software* de simulação para cálculo da confiabilidade e disponibilidade esperadas.

As análises serão então realizadas (dados reais x dados simulados), sendo descritos os métodos e as premissas utilizadas para as duas condições e finalmente realizada a comparação dos resultados e a análise dos impactos positivos com a adoção da análise de *Benchmarking*.

5.1. Método da coleta de dados

Inicialmente foi realizada a visita à planta de cogeração na qual foram identificadas as capacidades principais dos equipamentos, princípios gerais de operação e disposição dos equipamentos no terreno dedicado à UTE. Foi informado que a usina já exporta energia há alguns anos, porém houve uma reforma geral na mesma (chamada comumente de *retrofit*) em que os equipamentos antigos - principalmente caldeiras e turbinas - foram trocados por equipamentos novos e mais eficientes que operam o ciclo Rankine em maiores temperaturas.

A coleta de dados referente aos índices de operação e manutenção propostos foi realizada com a cooperação da equipe de gestão corporativa de manutenção que disponibilizou dados referentes ao último ano de operação da termelétrica, apesar da nova cogeração já ter operado em anos anteriores. Os dados recebidos da usina estão indicados na Tabela 22 e serão comparados e analisados posteriormente com os resultados da análise de *Benchmarking*.

5.2. Premissas e dados de entrada no simulador (*software*)

Para que fosse possível utilizar o *software* Blocksim, versão 8, da Reliasoft Corporation, foi necessário que se efetuasse um levantamento dos dados de falha, dados de parada para manutenção preventiva e dados de parada para manutenção corretiva dos principais equipamentos da usina.

Como a usina não possuía todas as informações, foram utilizados os dados disponíveis de fornecedores dos equipamentos, ou obtidos da experiência prática em equipamentos similares de termelétricas ou então em bancos de dados de falhas de equipamentos, tais como: NERC (“*North American Electric Reliability Corporation*”) (NERC, 2011), IEEE *Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems* STD 493-2007 (IEEE, 2007) e OREDA (“*Offshore Reliability Data*”) (SINTEF, 2002).

As seguintes premissas e hipóteses foram consideradas como dados de entrada no simulador que determina a confiabilidade e disponibilidade teóricas da termelétrica:

A) Manutenção preventiva

Não foi considerada a manutenção preventiva para nenhum equipamento assumindo que a mesma é realizada na entressafra, com período mínimo de 1 mês. Este é o tempo recomendado pelo fabricante para inspeções e eventuais manutenções corretivas e preventivas nas caldeiras.

B) Recepção/Extração

Considerou-se a possível falha do conjunto que contempla o pulmão de cana (frota estacionada no pátio de cana com cerca de 8 caminhões), os tombadores de cana, a mesa de cana inteira, as esteiras do circuito de cana inteira, as esteiras do circuito de cana picada, o picador (único para o total de moagem), o desfibrador (único para o total de moagem) e o terno de moendas. A sugestão foi de não abrir esse pacote a priori e considerar 2 falhas ao ano ($MTBF = 4380$ h) e $MTTR$ com duração fixa de 24 horas para o conjunto todo, assumindo falhas em qualquer um desses equipamentos. É válido ressaltar que se houver um problema sério no picador, por exemplo, a usina inteira deve parar e pode ficar sem operação durante 1 mês ou mais.

Sendo assim, temos para o conjunto de “Recepção e Extração”:

Tempo médio entre falhas: 4380 h

Tempo médio de reparo: duração fixa de 24 horas

C) Alimentação de bagaço na caldeira

Este sistema consiste da bica da moenda para esteira elevadora e da Esteira elevadora. Para este sistema foram considerados os seguintes dados:

Tempo médio entre falhas: 10000 h

Tempo médio de reparo: duração fixa de 23,2 horas

D) Diagrama elétrico – 138 kV

Para duas linhas de 138 kV que conectam a UTE ao sistema interligado foi considerado que não ocorrem falhas, visto que o levantamento junto ao site do ONS entre janeiro de 2008 e março de 2013 mostra a não ocorrência de falhas nas mesmas.

Os indicadores apurados pelo ONS são: DIPC (Duração da Interrupção do Ponto de Controle), FIPC (Frequência da Interrupção do Ponto de Controle) e DMIPC (Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle).

A título de exemplo, a

Tabela 20 mostra uma das tabelas onde o ONS exhibe as falhas de linhas de 138 kV no estado de São Paulo para o 1º trimestre de 2013.

Para os barramentos principais foi utilizada a taxa de 1 falha a cada 7080000 h para cada 100 ft (“pés”) de barramento e o tempo médio de reparo de 12,9 horas (IEEE,2007).

Para os transformadores de 13,8 kV-138 kV, 13,8 kV-380 V e 13,8 kV-690 V foi utilizada a mesma taxa de falhas, pois a fonte fornece dados para trafos maiores que 10 kV. E o valor da taxa de falhas utilizado foi de 1 falha a cada 572549 h e o tempo médio de reparo de 1178,5 horas (IEEE,2007).

Tabela 20 – Indicadores de Continuidade da rede básica de 138 kV no estado de São Paulo

Indicadores de Continuidade dos Pontos de Controle da Rede Básica

Estado: SP

Nível de Tensão: 138

Configuração da Barra: Todas

Período: 1º trimestre de 2013

2013	Janeiro		Fevereiro		Março	
	DIPC	FIPC	DIPC	FIPC	DIPC	FIPC
Ponto de Controle						
AGUA VERMELHA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
ARARAQUARA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
ARARAS 3A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
ARARAS 4A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
B. SANTISTA 7 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
BAURU 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
BOM JARDIM 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
BOTUCATU 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
C. PAULISTA A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
C. PAULISTA B - 138 kV	0	0	0	0	0	0
CABREUVA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
CAMPINAS FI1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
CAPAO BONITO P - 138 kV	0	0	0	0	0	0
CAPIVARA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
EMBU-GUACU 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
GETULINA 3A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
GETULINA 4A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
ITARARE II BP - 138 kV	0	0	0	0	0	0
JUPIA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
JUPIA 2 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
JURUMIRIM 11 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
JURUMIRIM 12 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
MIRASSOL II 3A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
MIRASSOL II 3A - 138 kV	0	0	0	0	0	0
MOGI MIRIM 3 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
RIBEIRAOPRETO 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
SANTA BARBARA 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
SANTO ANGELO 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
SUMARE 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
TAQUARUCU 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
TAUBATE 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0
TRES IRMAOS 1 - 138 kV	0	0	0	0	0	0

Fonte: ONS

(http://www.ons.org.br/qualidade/indicadores_continuidade_rede_tabela_out.aspx)

E) Caldeiras

Para o conjunto de cada caldeira de bagaço foi utilizada a taxa de 2 falhas a cada 8760 h ou 1 falha a cada 4380 h, de acordo com experiência de pessoal ligado à projeto e operação deste tipo de equipamento. O mesmo vale para o tempo médio de reparo adotado de 72 h. Conforme já informado anteriormente, não foi incluída a manutenção preventiva, pois se considera que ela é efetuada durante a entressafra.

F) Sistema de água de alimentação da caldeira

O sistema de água de alimentação das caldeiras possui 3 bombas dedicadas para caldeira. Destas 3 bombas, duas utilizam motores elétricos e a outra é uma turbo-bomba, sendo sua capacidade individual igual à soma das capacidades das bombas elétricas.

As duas bombas com motores elétricos devem operar a 100% para atender a operação da caldeira a 100%, ou seja, duas bombas com motores elétricos ou a turbo-bomba devem operar para atingir a carga de 100% por caldeira.

Para cada caldeira operar a 50%, pode-se operar com apenas 1 bomba (elétrica ou a vapor).

- Taxas de falha dos motores das bombas (SINTEF, 2002):

Motor da bomba elétrica: 1 falha a cada 22686,03 h, distribuição exponencial

Tempo de parada para manutenção corretiva: 198 h

- Taxas de falha das bombas (SINTEF, 2002):

Bomba da caldeira: 1 falha a cada 7126,10 h.

Tempo de parada para manutenção corretiva: 50,6 h

- Taxas de falha da turbobomba obtida por similaridade com turbinas a vapor (NERC, 2011):

Turbo-bomba: 1 falha a cada 17520 h.

Tempo de parada para manutenção corretiva: 43,85h

G) Desaerador (único para as 2 caldeiras)

Para este sistema foram consideradas as seguintes taxas (SINTEF, 2002):

Desaerador: Intervalo entre falhas 56625 h

Tempo de parada para manutenção corretiva: 134 h

Válvula de controle do Desaerador: Intervalo entre falhas nas válvulas de controle: 155269 h

Tempo de parada para manutenção corretiva: 268 h

H) Torres de Resfriamento (5 células e 2 bombas):

Para este sistema foram consideradas as seguintes capacidades:

- água para refrigeração de turbo-bombas: 11947 kg/h

- água para refrigeração do condensador do turbo-gerador: $682777+1060610$ kg/h= 1743387 kg/h

Torres de refrigeração: capacidade para 6000 m³/h (recirculação)

Saindo da torre: 1822337 kg/h ou 1822 m³/h

Portanto, para a condição de operação da TV3 (Turbina de Condensação) operando a 20% de carga, 2 células conseguem fornecer a refrigeração necessária e 1 bomba consegue prover a vazão necessária.

Para operar a 100% da carga é necessário operar as 5 torres e as duas bombas.

Dados de falha:

- Célula da torre de resfriamento: taxa de 1 falha a cada 118154 h e tempo médio de manutenção de 88,9 h (IEEE, 2007)
- Motor da bomba de refrigeração do condensador: taxa de 1 falha a cada 105152,47 h e tempo médio de manutenção de 4 h (SINTEF, 2002)
- Bomba de refrigeração do condensador: taxa de 1 falha a cada 195312,5 h e tempo médio de manutenção de 63 h (SINTEF, 2002)
- Motor da bomba de refrigeração do sistema de óleo: taxa de 1 falha a cada 105152,47 h e tempo médio de manutenção de 4 h (SINTEF, 2002).
- Bomba de refrigeração do sistema de óleo: taxa de 1 falha a cada 195312,5 h e tempo médio de manutenção de 63 h (SINTEF, 2002).

I) Sistema de Retorno do Condensado da TV3 (Turbina de Condensação)

O sistema consiste de 2 bombas de condensado, sendo necessário as duas bombas em operação quando a TV3 opera a 100%.

Quando a TV3 opera a 75% então é necessária apenas uma bomba operando.

Dados de falha:

Motor da bomba de condensado: taxa de 1 falha a cada 16002,6 h e tempo de manutenção de 22,5 h (SINTEF, 2002).

Bomba de condensado: taxa de 1 falha a cada 2496,2 h e tempo de manutenção de 111,5 h (SINTEF, 2002).

J) Turbina de Condensação TV3 (31MW)

Taxa de falha: uma a cada 12514 h e tempo de médio de manutenção corretiva: 59,97 h (NERC, 2011). Neste caso também foi desconsiderada a manutenção preventiva que ocorre na entressafra.

K) Gerador da TV3

Taxa de falha: uma a cada 14600 h e tempo médio de manutenção de 58,91 h (NERC, 2011).

Hipóteses operacionais:

Durante a safra opera a 44% da capacidade

Durante a entressafra opera com capacidade plena.

L) Condensador da TV3

Condensador: taxa de falha de 1 a cada 82216 h e tempo médio de manutenção de 7,17 h (SINTEF, 2002).

M) Turbinas de Contrapressão TV1 e TV2 (31MW cada)

Taxa de falha: uma falha a cada 12514 h e tempo de médio manutenção corretiva: 59,97 h (NERC, 2011).

Neste caso também foi desconsiderada a manutenção preventiva que ocorre na entressafra.

N) Gerador das TV1 e TV2

Taxa de falha: uma falha a cada 14600 h e tempo médio de manutenção de 58,91 h (NERC, 2011).

5.3. Concepção geral da cogeração *benchmarking*

Basicamente, a concepção geral da cogeração para simulação no *software* segue a concepção da usina real em estudo, considerando as capacidades nominais de projeto informadas pela usina e dados de fabricantes conceituados dos equipamentos principais.

5.4. Discussão sobre as possíveis semelhanças e particularidades dessa unidade *benchmarking* com a média brasileira

As considerações são as mesmas citadas anteriormente no item 3.2.

5.5. Simulação e análise dos resultados

O *software* Blocksim da Reliasoft (versão 8) foi utilizado para a simulação. O tempo utilizado como base de cálculo da disponibilidade foi de 60000 horas. Como não é possível introduzir o tempo da entressafra, na qual não há combustível, optou-se por calcular a disponibilidade como função do tempo de safra e não como função das horas do período. As horas do período são normalmente (conforme IEEE-762, 2006) as horas contidas em um ano ou 8760 h/ano. Assim, como a safra dura cerca de 221 dias, o número de horas do período será de 5295 horas. Portanto, o período de 60000 horas equivale à operação de aproximadamente 11 safras.

A seguir estão apresentados alguns dos diagramas de blocos desenvolvidos no Blocksim, versão 8. Uma das premissas da simulação foi que a mesma só seria efetuada para o caso de operação entre 80-100% da capacidade da termelétrica.

Na Figura 20 é apresentado o esquema básico do diagrama de blocos geral da simulação para a planta toda operando a 100% de carga.

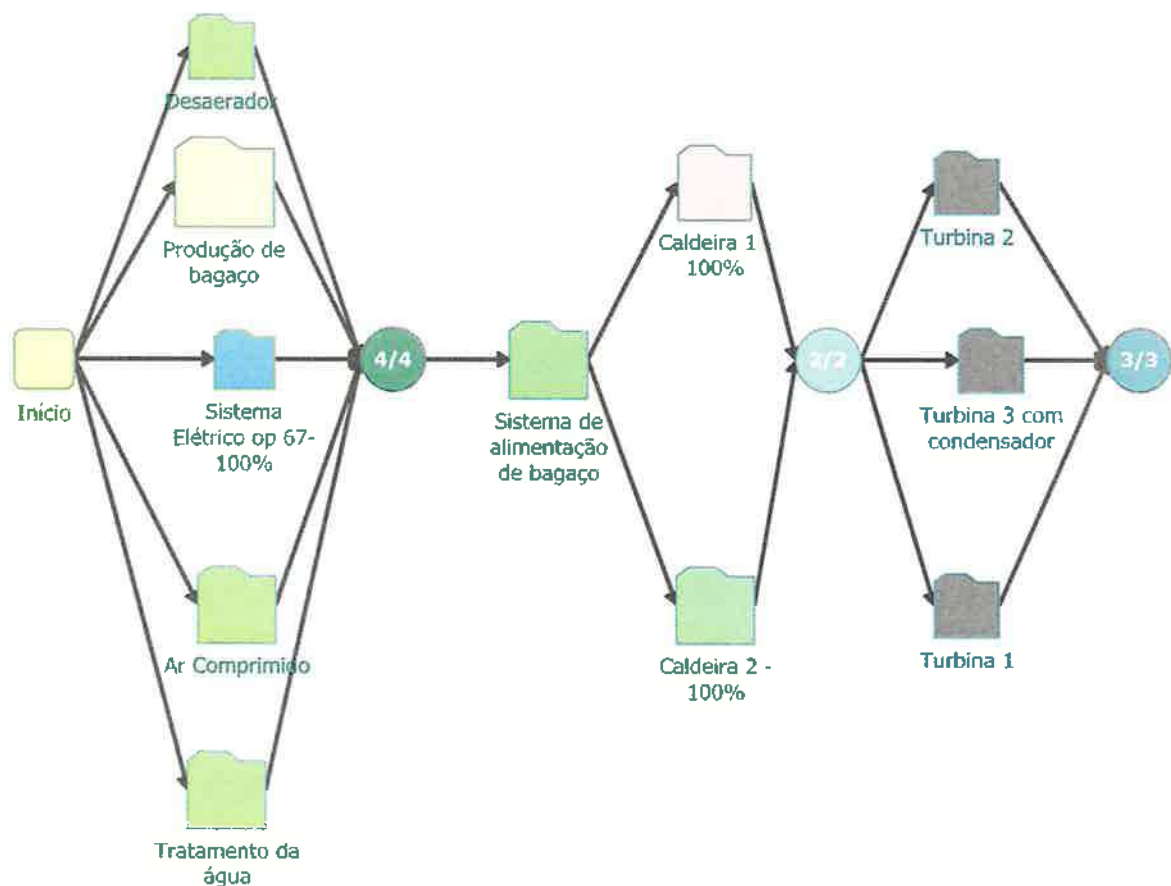


Figura 20 - Esquema do Diagrama de Blocos para a Planta Inteira (Cogeração/Utilidades), operando com capacidade para 100% da planta

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

A lógica do diagrama de blocos apresentado consiste basicamente nas considerações de cálculos das probabilidades de falhas de cada equipamento e/ou sistema considerando a sua disposição e inter-relação com os demais blocos. Por exemplo, na Figura 20, os blocos das duas caldeiras (Caldeira 1 e Caldeira 2) devem estar em condição operacional ao mesmo tempo (“2/2”) para que haja 100% de carga para a UTE como um todo, visto que não há reserva de capacidade (ou “caldeira reserva”) para a capacidade nominal da UTE por se tratar de equipamentos de alto investimento. O mesmo ocorre com as turbinas (Turbinas 1, 2 e 3), cujos blocos se apresentam em paralelo (“3/3”) e em série com as caldeiras. Ou seja, o sistema de caldeiras deve estar funcionando para que as turbinas funcionem e gerem a energia térmica e a energia elétrica nominais. Cada bloco principal pode ser detalhado da mesma forma para calcular a confiabilidade e disponibilidade dos sistemas, conforme exemplos abaixo:

Na Figura 21 é apresentado o esquema do Diagrama de Blocos para uma Caldeira, operando com capacidade para 100% da planta.

Na Figura 22 é apresentado o esquema do Diagrama de Blocos para o Sistema de Torres de Resfriamento, operando com capacidade para 100% da planta.

Na Figura 23 é apresentado o esquema do Diagrama de Blocos para Turbinas de Contrapressão (TV1 ou TV2), operando com capacidade para 100% da planta.

Na Figura 24 é apresentado o esquema do Diagrama de Blocos para Turbina de Condensação (TV3), operando com capacidade para 100% da planta durante a safra.

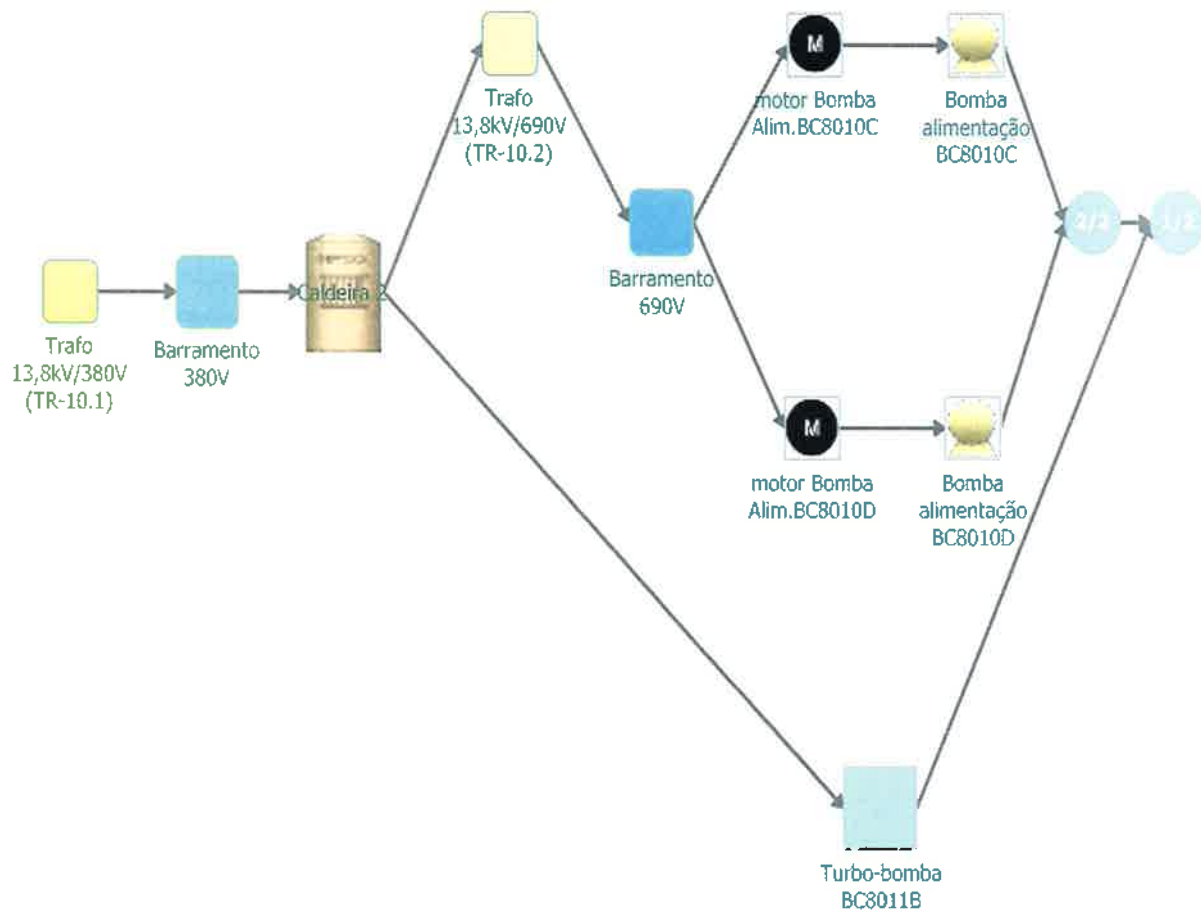


Figura 21 – Esquema do Diagrama de Blocos para uma Caldeira, operando com capacidade para 100% da planta.

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

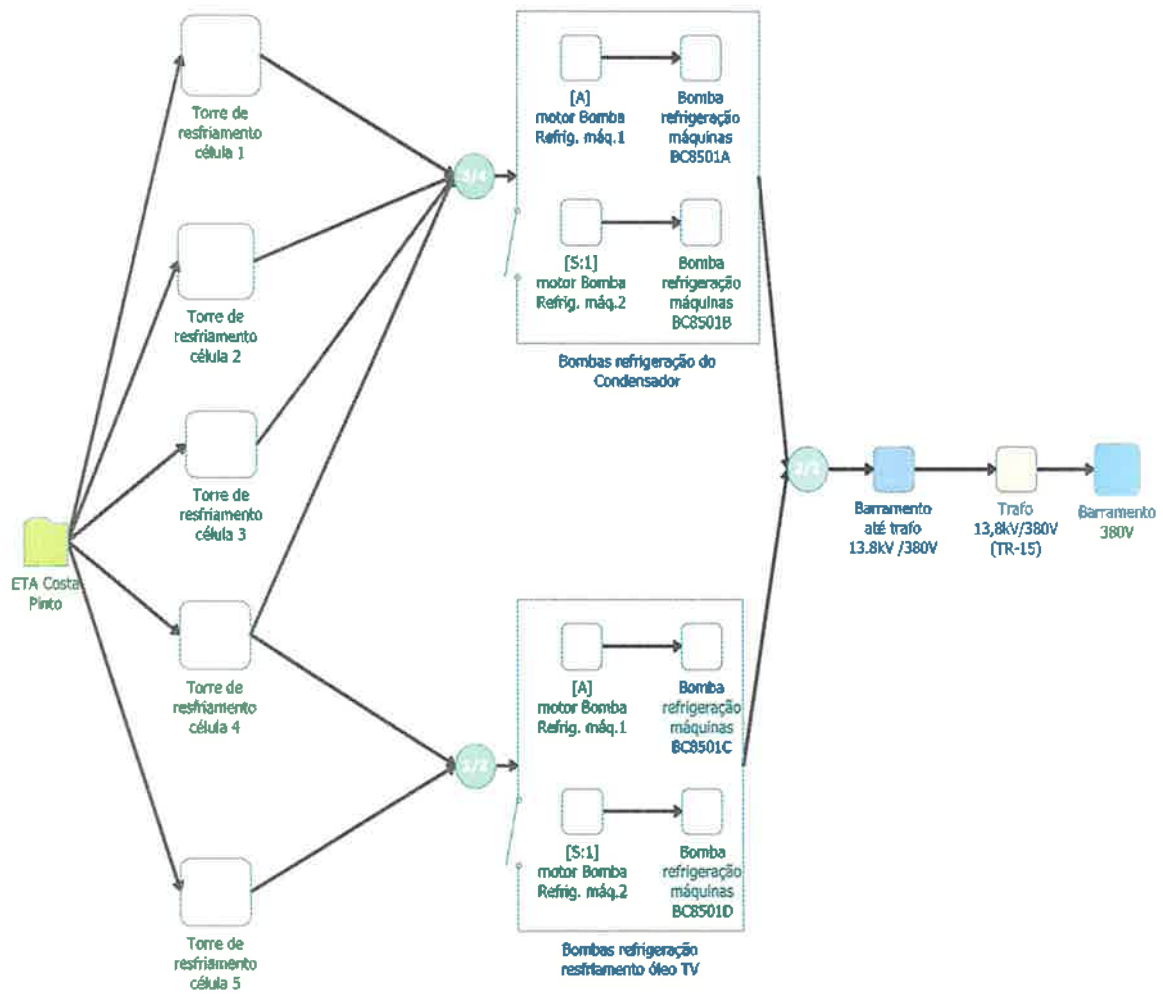


Figura 22 – Esquema do Diagrama de Blocos para Sistema de Torres de Resfriamento, operando com capacidade para 100% da planta.

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

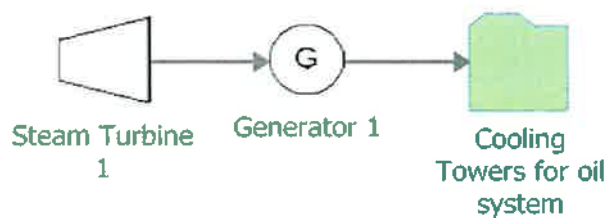


Figura 23 – Esquema do Diagrama de Blocos para Turbinas de Contrapressão (TV1 ou TV2), operando com capacidade para 100% da planta.

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

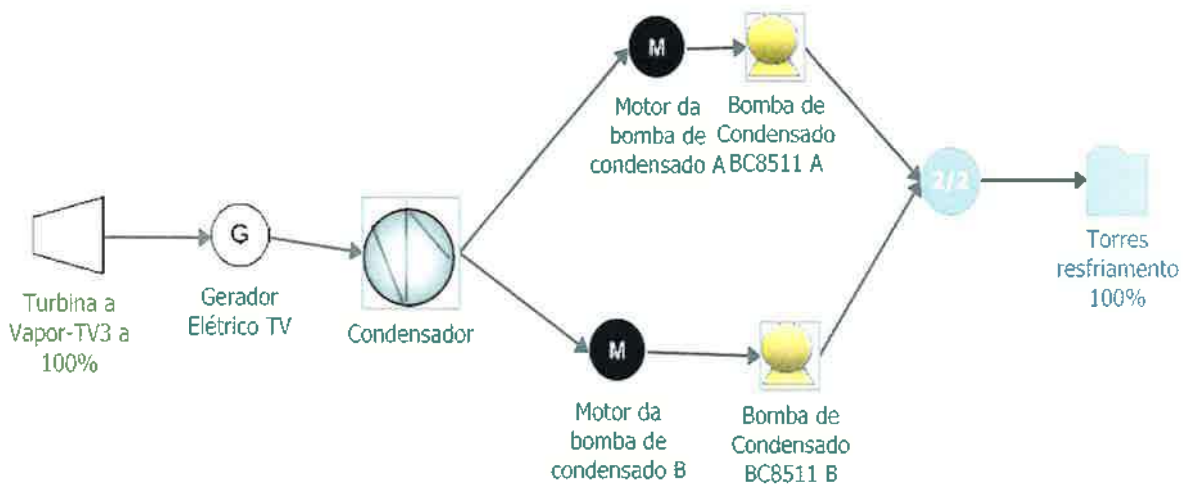


Figura 24 – Esquema do Diagrama de Blocos para Turbina de Condensação (TV3), operando com capacidade para 100% da planta durante a safra.

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

Na Figura 25 é apresentado um gráfico mostrando quando a planta está disponível ou indisponível como resultado da simulação, para a UTE inteira operando a 100% da carga da planta. Este gráfico apresenta, na simulação para 60.000 horas do período, as falhas esperadas por sistemas e/ou equipamentos indicados e seus impactos na disponibilidade geral da usina, demonstrados na última linha (“System”). É uma interessante ferramenta visual que pode mostrar onde a equipe de gestão da manutenção deve priorizar suas ações visando um resultado mais efetivo se o tempo e os recursos forem escassos.

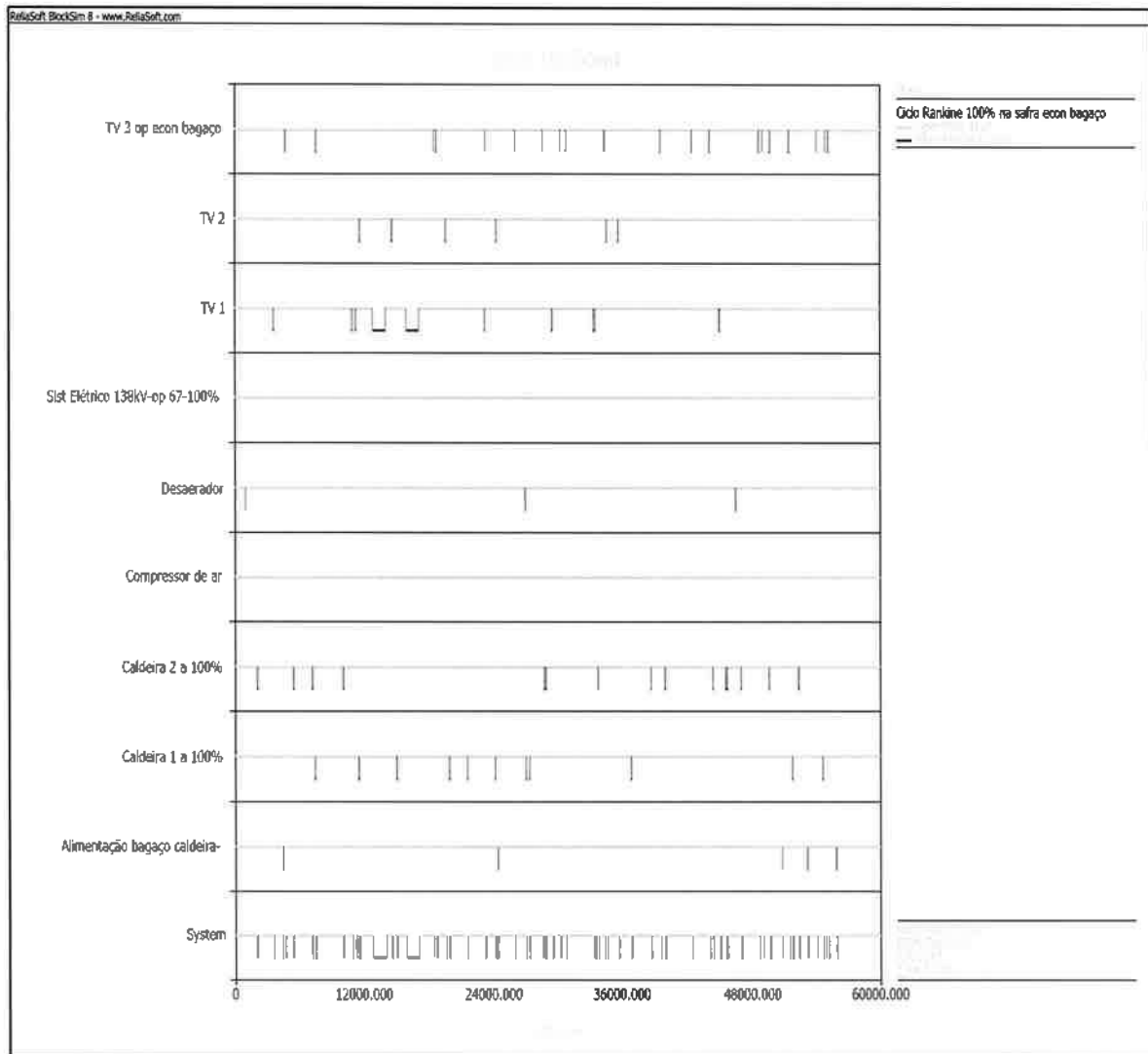


Figura 25 – Gráfico de indicação de disponibilidade e indisponibilidade para a UTE inteira para 100% de carga.

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

Outros diagramas de blocos da simulação estão indicados nos Anexos G.1 (Exemplo de Diagrama de Blocos da Simulação de Análise de Confiabilidade e Disponibilidade pelo software BlockSim8 (Reliasoft), para toda UTE com operação na safra a 67% de carga, com economia de bagaço) e G.2 (Exemplo de Diagrama de Blocos da Simulação de Análise de Confiabilidade e Disponibilidade pelo software BlockSim8 (Reliasoft) para toda UTE com operação na entressafra a 50% de carga).

Os resultados principais do sistema geral da termelétrica em estudo estão indicados na Tabela 21 onde são apresentados a disponibilidade média, o tempo de parada total devido a falhas e o tempo previsto para manutenção corretiva.

Tabela 21 – Resultados da simulação no *software* BlockSim (versão 8) da Reliasoft

Sumário da Simulação	
Duração da Simulação	19 segundos
Tempo Final	60000 horas
Opções de Simulação	Simulação padrão
Número de Simulações	973
Disponibilidade Média (Todos os eventos)	
	0,931
Número esperado de falhas	64
<i>MTTF</i> (Tempo Médio até Falhas)	882 horas
Horas disponíveis e indisponíveis do sistema	
Disponibilidade	55880 horas
Indisponibilidade Total	4120 horas

Fonte: Simulação efetuada utilizando Blocksim, versão 8.

O sumário da simulação mostra uma disponibilidade média de 93,1% incluindo todos os eventos, sendo cerca de 64 falhas esperadas no período simulado para a termelétrica em estudo.

6 COMPARAÇÃO DOS ÍNDICES REAIS DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM UMA UNIDADE REAL DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR E A SIMULAÇÃO DO *BENCHMARKING*

6.1. Dados coletados e comparação com a simulação

Os dados obtidos junto à usina, referentes à safra de 2011/12 estão apresentados na Tabela 22 abaixo, com as indicações de horário, causa das falhas, tempo entre as falhas, etc. e na Tabela 23 apresenta-se um resumo das horas de operação e falha da usina. A análise destes dados mostra uma disponibilidade média da usina real de 87% na operação durante a safra, valor condizente com a disponibilidade média brasileira de 85,42% informada pela Conab na Tabela 13 do item 0. Comparando-se com o resultado simulado do software (benchmarking adotado) de 93,1%, identifica-se um potencial importante de melhoria a ser considerado pelas usinas termelétricas, principalmente considerando a possibilidade de exportação de energia com a palha. Os dados de diminuição de capacidade produtiva da UTE devido a falhas dos equipamentos da mesma não foram disponibilizados.

Tabela 23 – Resumo dos dados sobre disponibilidade da usina (safra 2011/12)

Dias Totais de Operação	Horas do Período	Horas paradas na safra	Horas de Operação	Nº de falhas	Disponibilidade na safra
185	4440	590	3850	258	87%

Fonte: Autoria própria

A seguir estão calculados alguns indicadores da UTE conforme IEEE-762 (IEEE, 2006):

Cálculo do fator de serviço da UTE (FS):

Conforme IEEE-762 (IEEE, 2006) o fator de serviço pode ser calculado como:

$$FS = SH/PH$$

Onde, FS: Fator de Serviço

SH: Horas em serviço

PH: Horas do Período

Conforme a Tabela 23, então temos:

$$FS = (4440-590)/4440 = 0,87 \text{ ou } 87\%$$

Este indicador mostra a porcentagem de tempo que a UTE opera em relação à safra.

Cálculo do fator de parada forçada da UTE (FOF):

Conforme IEEE-762 (IEEE, 2006) o fator de parada forçada pode ser calculado como:

$$FOF = FOH/PH$$

Onde, FOF: Fator de Parada Forçada

FOH: Horas paradas devido à manutenção não preventiva

PH: Horas do Período

Conforme a Tabela 23, então temos:

$$FOF = 590/4440 = 0,13 \text{ ou } 13\%$$

Este indicador mostra a porcentagem de horas paradas devido à manutenção corretiva em relação à safra.

Causas mais frequentes das paradas

Dos dados da Tabela 22 destacam-se as 5 causas mais frequentes de falha, mostradas na

Tabela 24. Os problemas mais frequentes relacionados a essas falhas estão discriminados na Tabela 25. Considerando as causas e problemas mais frequentes, foram contabilizados os totais de horas paradas para os 5 primeiros itens das tabelas anteriores. O total de horas paradas para as cinco causas mais frequentes é apresentado na Tabela 26 e na Tabela 27 é apresentado o total de horas paradas para os cinco problemas mais frequentes.

Tabela 24 - Frequência de falhas

Frequencia de falhas (Txtcode_causa)	Contagem direta dos eventos da planilha	Ranking
Alimentação e Preparo - Esteira de cana	2	
Caldeira 1	1	
Esteira bagaço correia	13	5º
Esteira bagaço talisca	27	3º
Esteira retorno bagaço	9	
Geração de energia - Gerador	70	2º
Geração de vapor - Caldeiras	118	1º
Geração e Distribuição Vapor Caldeira 11/12	19	4º
Recepção - Hillo	1	

Fonte: Autoria própria

Os problemas mais frequentes relacionados a essas falhas estão discriminados na Tabela 25 mostrada a seguir:

Tabela 25 - Problemas mais frequentes

Frequencia de falhas (Txtcode_problema)	Contagem direta dos eventos da planilha	Ranking
Controle de energia elétrica	6	
Desarme motor excesso bagaço na esteira	17	6º
Desarmou motor esteira	1	
Desarmou motor ventilador primário	4	
Desarmou motor ventilador secundário	7	
Desarmou o motor turbina do exaustor	3	
Desarmou turbina do gerador	52	1º
Embuchamento	1	
Entupiu duto de bagaço da esteira	13	
Entupiu duto do dosador de bagaço	3	
Falha de Comunicação (Rede)	13	
Falta de vapor	29	3º
Problemas no disjuntor	6	
Quebra de corrente esteira de bagaço	24	4º
Queda da pressão de vapor	13	
Reparo aquecedores	3	
Reparo esteira das caldeiras	17	5º
Reparo rede de alimentação de água	8	
Reparo tubulação interna	39	2º
Saiu o cabo carretilha hillo	1	

Fonte: Autoria própria

Considerando as causas e problemas mais frequentes, foram contabilizados os totais de horas paradas para os 5 primeiros itens das tabelas anteriores:

Tabela 26 - Total de horas paradas (Causas de falhas mais frequentes)

Falhas mais frequentes (Txtcode_causa)	Ranking (frequencia)	Total de horas paradas
Geração de vapor - Caldeiras	1º	186,21
Geração de energia - Gerador	2º	73,96
Esteira bagaço talisca	3º	224,71
Geração e Distribuição Vapor Caldeira 11-12	4º	71,84
Esteira bagaço correia	5º	3,53
	Total	560,25

Fonte: Autoria própria

Tabela 27 - Total de horas paradas (Problemas de falhas mais frequentes)

Falhas mais frequentes (Txtcode_problema)	Ranking (frequencia)	Total de horas paradas
Desarmou turbina do gerador	1º	59,43
Reparo tubulação interna	2º	104,44
Falta de vapor	3º	60,6
Quebra de corrente esteira de bagaço	4º	223,61
Reparo esteira das caldeiras	5º	31,01
Desarme motor excesso bagaço na esteira	6º	5,02
	Total	484,11

Fonte: Autoria própria

6.2. Discussão e sugestões de melhoria

Conforme os dados apresentados na Tabela 22 o período de indisponibilidade durante a safra é ocasionado basicamente por problemas Mecânicos/Elétricos/Instrumentação da UTE.

A falta de cana (geralmente são períodos mais longos e podem ser previstos com certa antecedência, ocasionada pela chuva intensa na lavoura – impossibilidade de entrada dos caminhões e perda parcial de açúcar da cana) também é normalmente um dos problemas relacionados à usina que normalmente impossibilitam a UTE de continuar a operar.

Para os dois itens, caso o problema não seja na UTE, a continuidade da operação do circuito de vapor (caldeiras e turbinas) traz vantagens como a continuidade de exportação (e não necessidade de compra de energia da concessionária), mesmo que menor, além do aumento da própria disponibilidade do sistema por mantê-lo “aquecido”. Por exemplo, um procedimento de partida “a frio” de uma caldeira a bagaço pode demorar cerca de 1 dia para voltar ao estado nominal, sem considerar a perda de água desmineralizada que é desperdiçada na forma de condensado do vapor que aquece a tubulação para liberar a partida da turbina.

Dentre os problemas apresentados na Tabela 22 a caldeira (código de falha 55) é o equipamento que apresentou maior quantidade de falhas, sendo 118 falhas durante os 185 dias de operação, acarretando 186 horas paradas por falhas no período. O segundo item que mais causou falhas foi o gerador de vapor (caldeiras), com 70 falhas e tempo total parado de 74 horas. O terceiro item que mais causou falhas foi a esteira de talisca para alimentação das caldeiras, com 27 falhas, porém com o maior tempo total perdido de 225 horas no período.

Estas falhas certamente acarretam diversos prejuízos à usina, desde o gasto adicional com manutenção corretiva, consumo adicional de água desmineralizada e combustível para partir o sistema novamente, eventual necessidade de compra de energia da rede e parada na produção de etanol e açúcar, deslocando o processamento do final da safra para os meses mais chuvosos e, portanto, menos eficientes em termos de produtividade. A contabilidade desse prejuízo deve ser realizada na usina para fomentar e justificar a adoção da engenharia da confiabilidade nas usinas.

Outras sugestões, como a utilização de equipamentos reservas instalados (o que não se vê normalmente em diversas usinas), ajudam a obtenção da disponibilidade desejada ou até podem superá-la. A adoção do COI (Centro de Operações Integradas) pode ajudar também na medida em que a comunicação entre os operadores da área de extração e preparo da cana, responsáveis pelo fornecimento do bagaço, os operadores da área de utilidades, responsáveis pelo fornecimento de água tratada, água desmineralizada e ar comprimido e os operadores da unidade termelétrica se torna mais rápida e eficiente, minimizando atrasos por falta de comunicação.

Comparando o Fator de Serviço desta UTE a bagaço (87%) com uma termelétrica de combustível fóssil (0-99MW), operando no ciclo Rankine que, conforme o NERC, é da ordem de 46%, verificamos que o fator de serviço está bem acima da média para o mesmo modelo de

ciclo. Porém, isto demonstra apenas que esta UTE a bagaço opera constantemente durante a safra, o que é razoável, pois sem ela a usina anexa de açúcar e etanol não poderia operar. Mas note-se que o número de horas do período considerado para as termelétricas do NERC é de, em média, 8760h, que são as horas de um ano todo, enquanto o cálculo para a UTE a bagaço foi efetuado considerando apenas os dias de safra (4440h). Já o FOF (Fator de Parada Forçada) desta UTE a bagaço (13%), mostra que a confiabilidade pode melhorar muito em comparação com as termelétricas a combustível fóssil (90-99MW) do NERC, cujo FOF médio nos últimos 5 anos é da ordem de 5%.

A diminuição do FOF (Fator de Parada Forçada) poderia ser realizada primeiramente através do controle e monitoramento das paradas forçadas atuais, considerando a análise de *benchmarking* entre períodos diferentes da própria usina e comparação com usinas semelhantes. A adoção das técnicas de engenharia da confiabilidade ajudarão também as usinas na busca dessa melhoria.

7 IMPACTOS POSITIVOS DO AUMENTO DA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE NAS TERMELETRICAS A PARTIR DE BIOMASSA

7.1. Premissas da comparação

Para o desenvolvimento do trabalho foram analisados três casos: O **Caso Base** em que se considera a exportação de energia excedente utilizando apenas o bagaço produzido durante a safra, o **Caso Otimizado com Palha** no qual se considera também o uso de palha com exportação de energia também durante a entressafra e dias não aproveitados da safra e o **Caso Otimizado com Redução de Investimento** utilizando apenas o bagaço produzido. Para isso o trabalho considerou a premissa da otimização da operação e manutenção dos principais grupos de equipamentos de uma termelétrica em modo de cogeração numa usina de açúcar e etanol, a saber: a alimentação de combustível, as caldeiras, os turbo geradores, o sistema elétrico e demais sistemas auxiliares (tratamento de água, ar comprimido, etc.) necessários à operação da mesma. De um modo geral, são as caldeiras e as turbinas quem definem o dimensionamento (e o investimento) e as principais paradas para manutenção da usina termelétrica a biomassa de cana como um todo, pois o dimensionamento dos sistemas complementares⁴ estará atrelado ao tamanho dos mesmos. A manutenção dos sistemas complementares é normalmente efetuada durante a parada dos grandes equipamentos, pois o tempo de parada dos mesmos é sempre maior e, portanto, mandatário na gestão de manutenção. Daí a importância de maximizarmos o tempo disponível de operação da termelétrica, minimizando-se investimentos e/ou maximizando-se a exportação de energia com o ativo existente.

Foi desenvolvida uma comparação estimada da exportação de energia e da receita obtidas para a usina de referência, adotando as premissas básicas principais indicadas a seguir, consideradas constantes para os três casos analisados a serem detalhados:

⁴ Demais equipamentos periféricos típicos são, por exemplo, as esteiras de alimentação e retorno de bagaço, as estações de água bruta/tratada/desmineralizada, estação de tratamento de água de lavagem dos gases (ETAL), ar comprimido, sistema de combate a incêndio, subestação elétrica, válvulas condicionadoras, etc.

Premissas básicas principais da simulação (índices fixos para todos os casos):

- Moagem: 4,5 MTCA (Milhões de Toneladas de Cana por Ano)
- Período de Safra: 221 d/safra (= 5295 h/safra)
- Disponibilidade da Safra (Processamento de Cana): 85%
- Relação Bagaço/Cana: 26%
- PCI_{bu} (Poder Calorífico Inferior em Base Úmida) do bagaço utilizado na safra (saída da moenda): 1710 kcal/kg
- PCI_{bu} do bagaço utilizado na entressafra (maior umidade e degradação): 1625 kcal/kg
- PCI_{bu} da palha utilizada durante a safra (a ser misturada com o bagaço): 2565 kcal/kg
- Eficiência da Caldeira (65 bar a/ 515°C) ao PCI: 90%
- Eficiência Isentrópica das Turbinas (63 bar a/ 510°C): 90% (1ª parte); 88% (2ª parte); 84% (3ª parte)
- Eficiência do Redutor: 98,5%; Eficiência do Gerador: 98,0%
- Cons. Espec. de VE (Vapor de Escape) na usina: 500 kgVE/tc (contabilizando o desaerador)
- Consumo de Vapor de Média (21 bar a/ 310°C) p/ Acionamentos: 311 t/h
- Cons. Espec. de Energia na usina: 6,0 kW.h/tc (sem contabilizar gasto da UTE)

As simulações foram realizadas pelo aplicativo Excel, considerando as relações de Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica, aplicadas aos principais desempenhos e equipamentos customizados da planta e com as devidas correlações específicas em relação às temperaturas de retorno de condensado, vapor para desaeração da água de alimentação da caldeira, menores eficiências dos equipamentos com operação em condição menor que a nominal etc. É válido ressaltar que todos os dados dessa usina de referência são aproximados e não devem ser utilizados como referência para decisões reais específicas, apesar dos dados médios considerados serem totalmente compatíveis com as usinas e fornecedores de equipamentos atuais para esse tipo de biomassa.

As variáveis para os três casos simulados são basicamente a disponibilidade (tempo efetivo) da UTE durante a safra/entressafra, o tempo para manutenção da mesma durante a entressafra e o percentual de bagaço perdido devido às paradas não programadas, cujas premissas serão discutidas a seguir:

Premissas básicas principais para os casos simulados (variáveis):

As premissas básicas para as variáveis dos casos simulados a serem detalhados abaixo, levaram em conta o valor de 85% de disponibilidade da UTE para o Caso Base, valor equivalente à média brasileira conforme mostrado na

Tabela 13 e também próximo ao valor calculado da usina real de 87% para a amostra de apenas uma safra, conforme indicado na Tabela 23.

A premissa de valor de disponibilidade considerada na simulação dos casos otimizados foi de 95%, coincidente com o valor adotado pelo CENBIO no cenário de maximização de geração conforme item 2.2 e ligeiramente superior ao calculado pelo *software* BlockSim (versão 8) da Reliasoft de 93,1% conforme Tabela 21. Assume-se que se trata de um valor possível de ser alcançado com análises e atitudes baseadas em engenharia da confiabilidade para uma usina desse porte.

Em relação ao percentual do bagaço total produzido considerado para as perdas dessa biomassa, as diferenças apresentadas levam em conta o número de paradas e retomadas da usina nos casos de maior ou menor disponibilidade, ou seja, o consumo menor (ou maior) de bagaço relativo às paradas seguras da caldeira e as rampas de subida das mesmas para alcançar as condições nominais de operação das turbinas.

Considerando as explicações anteriores, abaixo são detalhadas as premissas consideradas:

- ✓ CASO BASE: Exportação de energia excedente apenas com bagaço próprio e somente durante a safra. Estoque + Perdas de bagaço: 3,5% do total produzido. Disponibilidade de 85% do tempo da safra (UTE com a mesma disponibilidade que a usina). Tempo para manutenção de 144 dias por ano (aproximadamente 4 meses e meio). Horas efetivas para geração de energia: 4500 h/ano;
- ✓ CASO OTIMIZADO COM PALHA: Exportação de energia excedente com bagaço próprio e palha durante a safra, entressafra e tempo indisponível da usina durante a safra, utilizando os mesmos equipamentos do caso base e um sistema de preparação de palha adicional. Estoque + Perdas de bagaço: 2,0% do total produzido. Disponibilidade de 95% do tempo total de operação efetiva (UTE com disponibilidade ligeiramente superior à calculada na simulação da usina que seria a meta a ser atingida). Tempo para manutenção de 25 dias por ano (cerca de 1 mês). Horas efetivas para geração de energia: 7977 h/ano;
- ✓ CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO: Exportação de energia excedente apenas com bagaço próprio durante a safra, entressafra e tempo indisponível da usina durante a safra. Estoque + Perdas de bagaço: 2,0% do total produzido. Disponibilidade de 95% do tempo total de operação efetiva (UTE com disponibilidade ligeiramente superior à calculada na simulação da usina que seria a meta a ser atingida). Tempo para manutenção de 30 dias por ano (1 mês). Horas efetivas para geração de energia: 7863 h/ano.

A simulação para o caso alternativo “CASO OTIMIZADO COM PALHA” foi realizada direcionando-se o preenchimento do tempo adicional disponível com a utilização de palha do campo, mantendo-se assim o mesmo dimensionamento dos equipamentos da UTE do caso BASE, exceto a necessidade de instalação de um sistema de separação e preparo de palha na UTE caso a opção seja por trazer a palha junto com a cana.

A simulação para o caso alternativo “CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO” foi realizada com a meta de zerar o bagaço disponível da cana e redimensionando a termelétrica como um todo (não apenas caldeiras e turbinas) para o processamento em um maior tempo disponível. Obviamente, essa simulação serve apenas para demonstrar a possibilidade de redução de investimento em novos projetos.

Os índices a serem padronizados estarão baseados na IEEE-762/2006. Basicamente a adaptação residirá na definição de horas do período que neste caso serão considerados o período de disponibilidade de combustível. Por exemplo, no caso de uso apenas de bagaço durante a safra, as horas do período são as horas da safra. Se for o caso de uso de palha e geração também na entressafra, então as horas do período são as horas da safra somadas às horas possíveis de geração com o combustível disponível na entressafra e tempo indisponível da safra. Assim, as diversas termelétricas poderiam obter seus indicadores de disponibilidade e confiabilidade para si e compará-los com a média das outras termelétricas similares (“*peers*”).

7.2. Resultados

Os Fluxogramas de Processo das simulações estão identificados nas figuras a seguir. Eles mostram os resultados resumidos da planilha de cálculo com a indicação das principais vazões, temperaturas, tempo efetivo de operação e custos estimados para a UTE nos diferentes cenários.

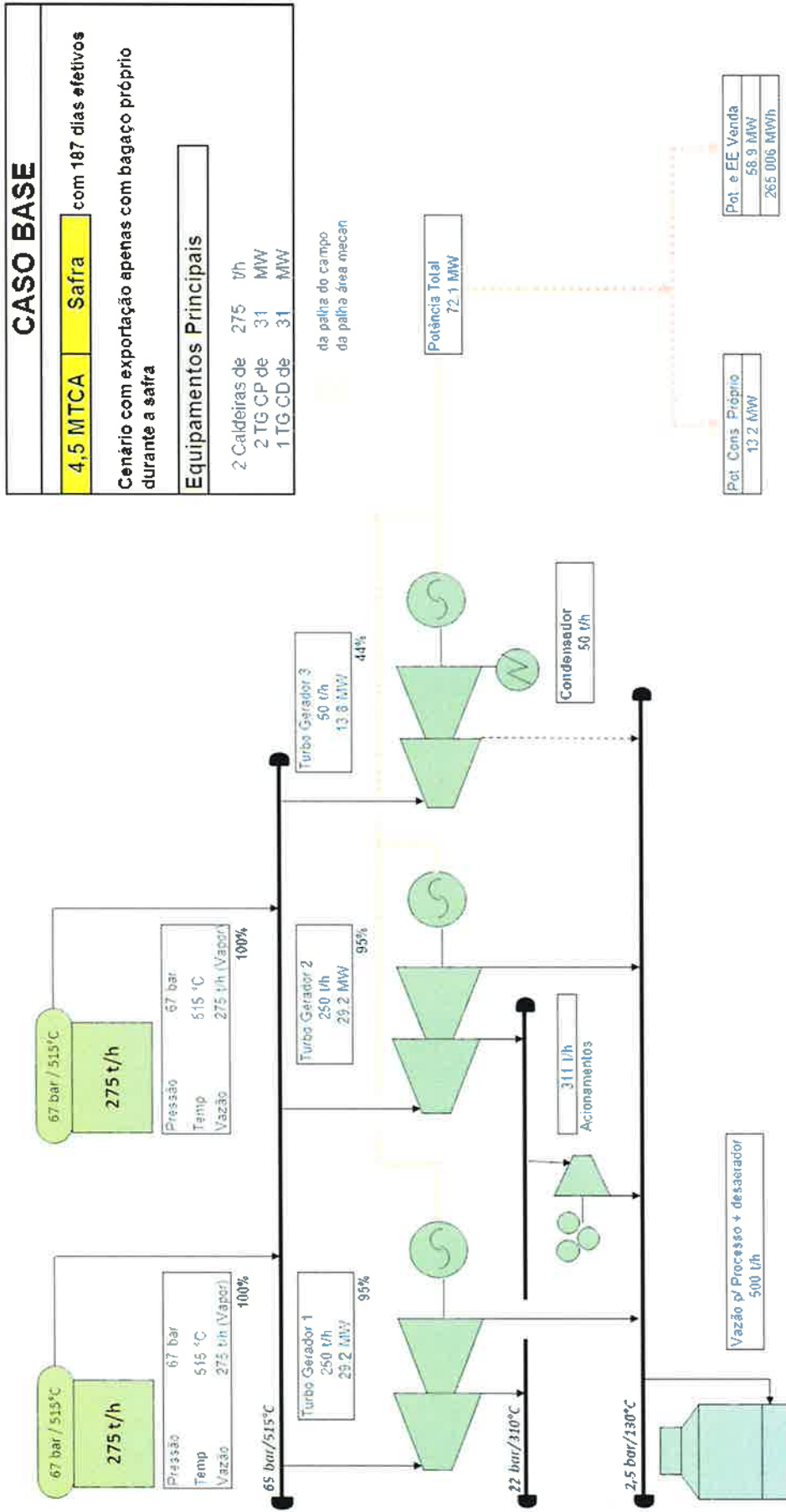


Figura 26- Fluxograma de Processo (CASO BASE)
 Fonte: Autoria própria

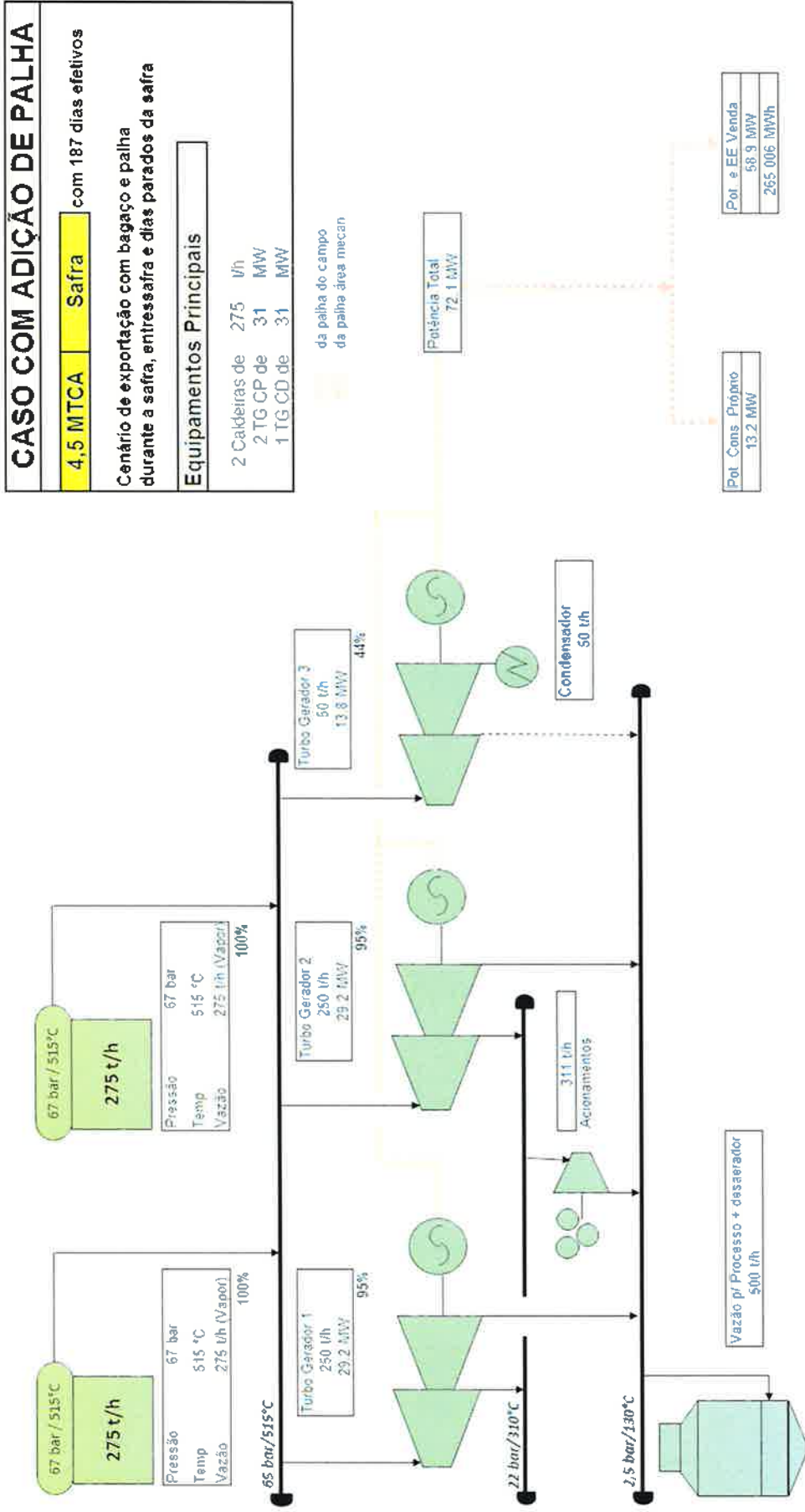


Figura 27 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM ADIÇÃO DE PALHA - SAFRA)
 Fonte: Autoria própria

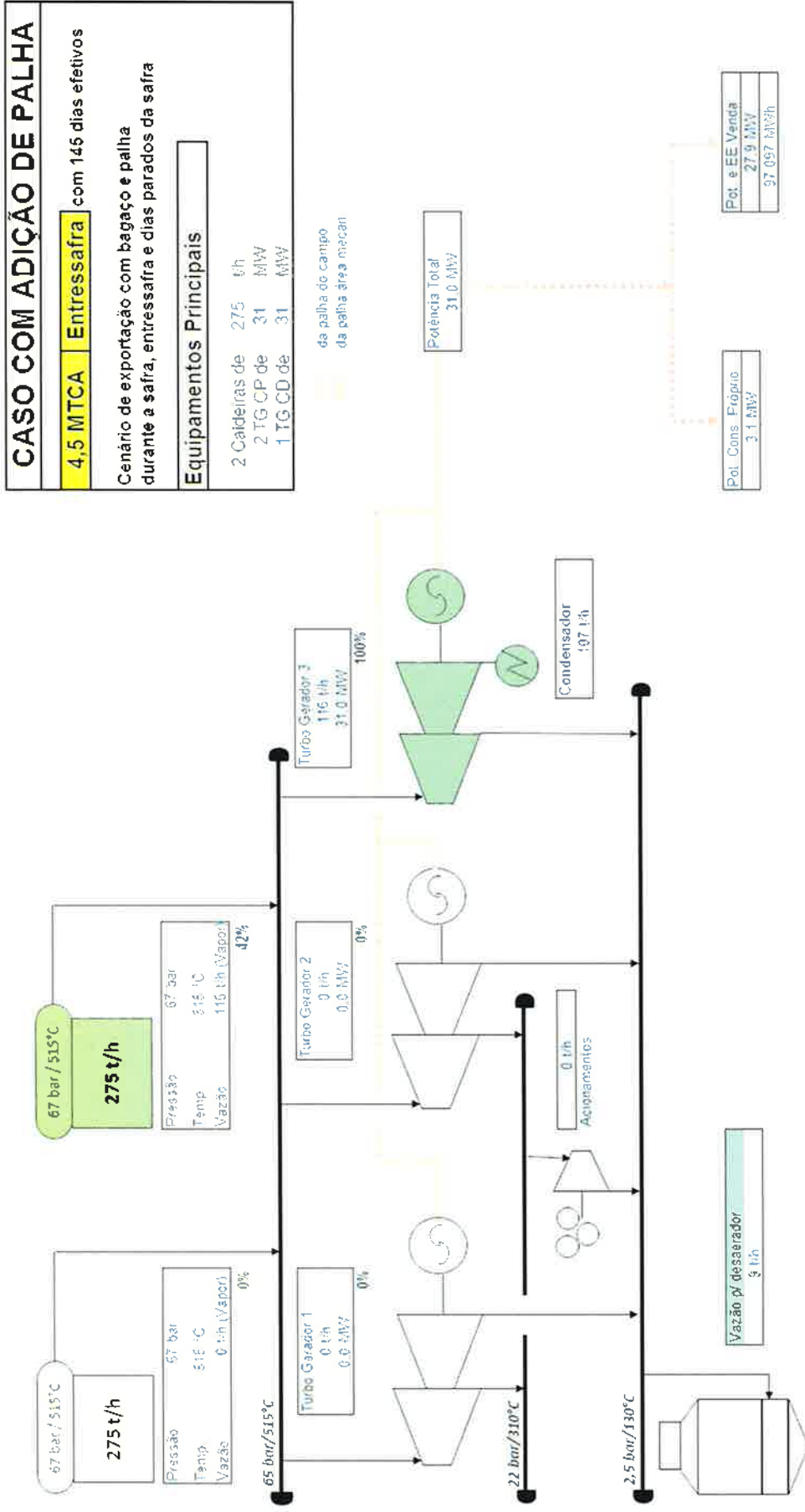


Figura 28 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM ADIÇÃO DE PALHA - ENTRESSAFRA)
 Fonte: Autoria própria

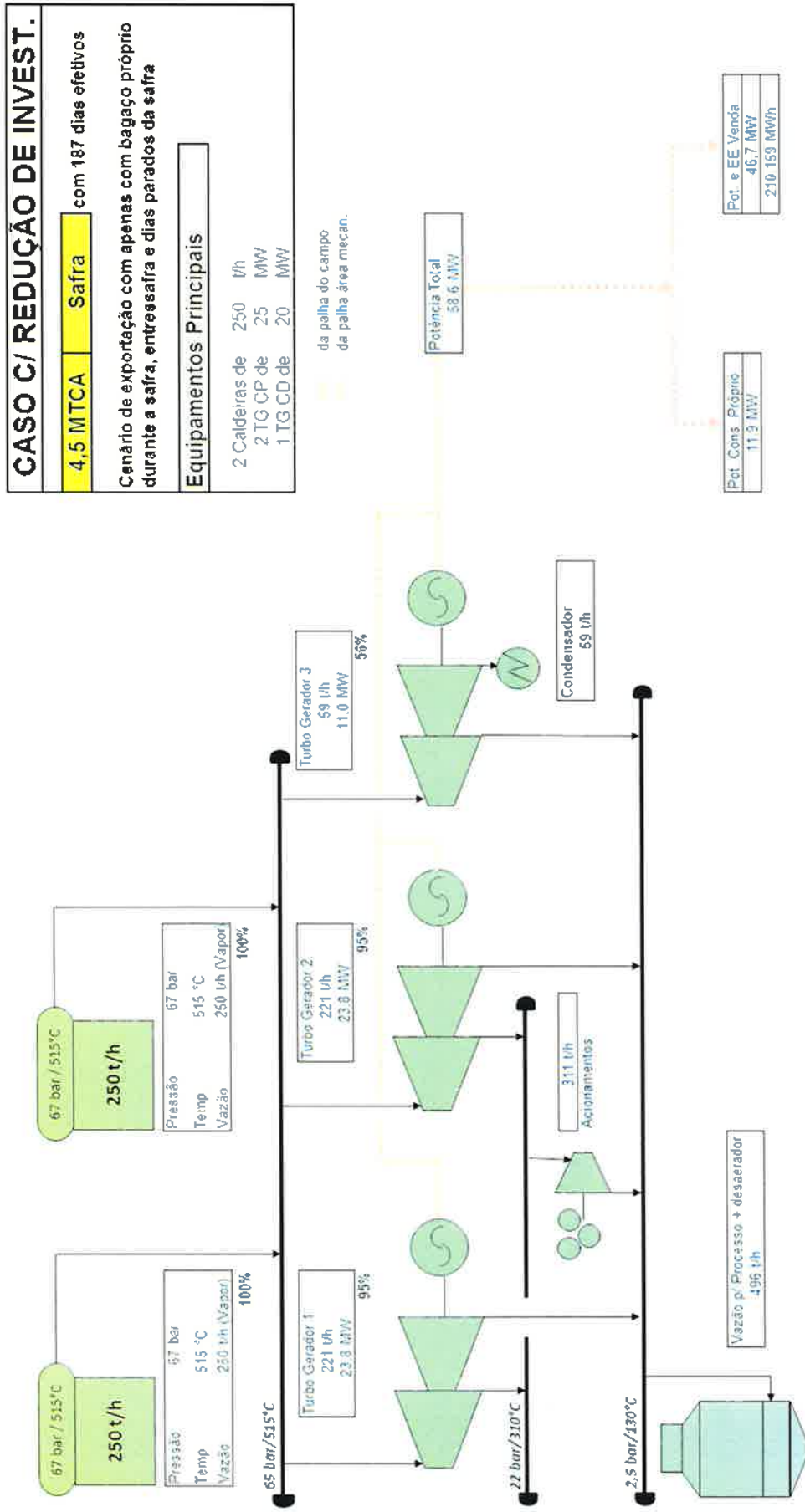


Figura 29 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO - SAFRã)
 Fonte: Autoria própria

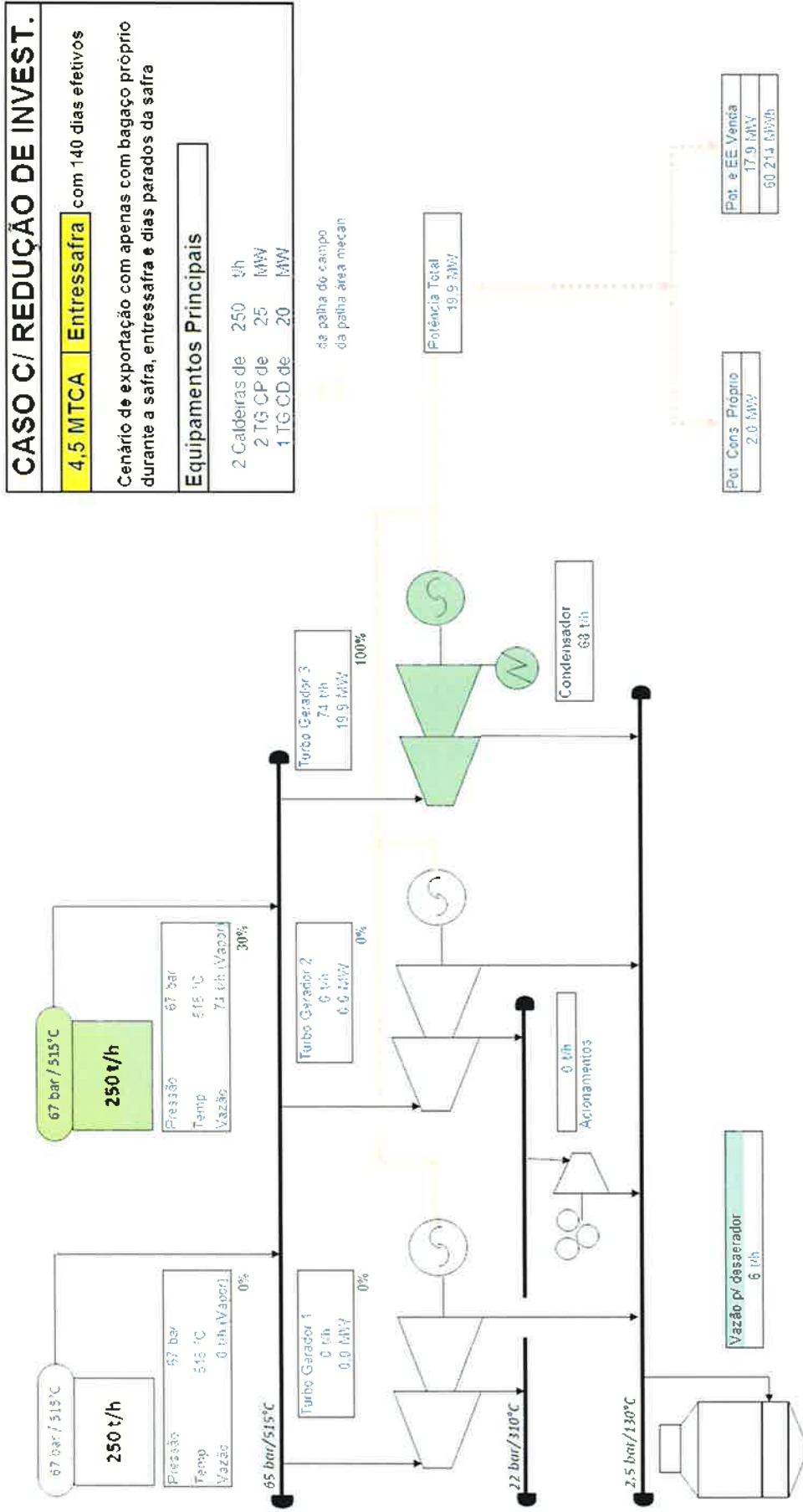


Figura 30 - Fluxograma de Processo (CASO OTIMIZADO COM REDUÇÃO DE INVESTIMENTO - ENTRESSAFRA)
 Fonte: Autoria própria

A

Tabela 28 abaixo resume a comparação com os principais resultados:

Tabela 28 – Resumo dos principais resultados dos balanços de massa e energia

	Unidade	CASO BASE	CASO OTIMIZADO COM PALHA	DELTA P. CASO BASE	CASO OTIMIZADO C/ RED. INVESTIM.	DELTA P. CASO BASE
Caldeiras	t/h	2 x 275	2 x 275		2 x 250	
TG de Contrapressão c/ extração	MW	2 x 31	2 x 31		2 x 25	
TG de Condensação	MW	1 x 31	1 x 31		1 x 20	
Sistema de Separação de Palha	-	NÃO	SIM		NÃO	
CAPEX ESTIMADO DA UTE	MRS	435	450	15	400	-35
Exportação de Energia na Safra	MWh/ano	265.006	265.006		210.159	
Export. de Energia na Entressafra + Tempo Indispon. da Safra	MWh/ano	0	97.097		60.214	
Exportação Total de Energia	MWh/ano	265.006	362.103	37%	270.373	2%
Preço da Energia Vendida (Premissado)	RS/MWh	130	130		130	
Receita com a Energia Vendida	MRS/ano	34	47	12,6	35	0,7

Fonte: Autoria própria

O investimento de capital (CAPEX) foi baseado em referências históricas de UTE's desse setor e se equivalem à referência da

Tabela 16 (algo em torno de US\$ 2500/kW previsto para 2013), cujos custos estimados dos equipamentos principais (caldeira, turbina e sistema de palha) foram corrigidos com o fator de correlação para efeito de ganho de escala (fator 0,7) para as capacidades simuladas em cada cenário. A correlação adotada foi:

$$C_2 = C_1 \times (CAP_2 / CAP_1)^{0,7}$$

Onde “C₂” é o custo desejado de um equipamento com “CAP₂” (Capacidade Nominal) a partir do custo conhecido “C₁” de um equipamento com “CAP₁”.

Após a determinação dos custos desses equipamentos principais, um fator de correlação foi aplicado para determinar o investimento de capital total contemplando todos os demais sistemas auxiliares, assim como custos de projeto, construção, montagem e comissionamento, cuja composição típica pode ser observada na

Tabela 29 abaixo.

Tabela 29 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica

Item de custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Planta da caldeira	27%
Planta da turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: LORA, 2004.

Fonte: MME; EPE, 2007, p. 123

A quantidade de palha utilizada no Caso Otimizado com Adição de Palha, indicada nos Anexos B.1 e B.2 como 14% da palha do campo (ou 20% da palha da área mecanizada, assumida como 70% da área total) é cerca de 140.000 toneladas por ano considerando um percentual presente de 21,5% de palha (em base úmida) por tonelada de cana do campo.

O benefício da utilização da palha já é conhecido e largamente discutido atualmente. Por ser um combustível inerente à cana (sem custo adicional, a não ser pelo transporte da mesma) e considerando as novas legislações que proíbem as queimas na lavoura no médio prazo, a utilização da palha como biomassa para cogeração (ou outras rotas) parece ser um caminho sem volta e com grandes possibilidades de retorno financeiro aos usineiros e benefícios ao Brasil. Obviamente, é preciso verificar tecnicamente e economicamente o limite máximo de utilização da mesma tanto na lavoura (prejuízos/benefícios ao solo) como na indústria (limite técnico máximo de queima instantânea nas caldeiras e estoque pulmão).

Além do efeito da queima da palha em níveis superiores ao da queima do bagaço em caldeiras convencionais devido à sua baixa densidade, acarretando alterações nas trocas térmicas da caldeira e eventualmente até danificação dos componentes da mesma, a combustão de um percentual mais relevante de palha pode encontrar limite na operação dos dosadores e bicas de alimentação. A sílica, presente na palha, também pode danificar as tubulações e diminuir a eficiência de troca térmica devido à abrasão e eventual incrustação.

No caso de acumulação de biomassa durante a safra para operação da termelétrica durante a entressafra, é necessário verificar os desafios e estratégias necessárias para cada usina especificamente, como por exemplo, a área adicional para estocagem, a degradação do combustível, a contaminação de água pluvial pelo chorume e outros riscos de segurança e saúde como a combustão espontânea da pilha e a bagaçose (resposta alérgica à inalação de esporos da bactéria *Thermoactinomyces saccharis*).

Praticamente todas as tecnologias ou estratégias para resolver ou mitigar esses problemas potenciais já existem como, por exemplo, a utilização de transportadores especiais de biomassa (tipo radial ou tipo *tripper*) para formação otimizada das pilhas, a construção de sistemas de drenagem para evitar o acúmulo de água contaminada, a utilização de vegetações de amortecimento de vento na área de estocagem, entre outros.

A utilização da palha também deve ser analisada para reposição do bagaço de cana que, em se viabilizando, poderá ter grande parte deslocada para a produção de etanol de segunda geração.

7.3. Conclusão e motivação sobre os impactos positivos do aumento da confiabilidade e disponibilidade nas termelétricas a partir de biomassa

Os resultados dos casos alternativos simulados mostram a fundamental importância da gestão de O&M no sentido de minimizar o investimento para novas usinas assim como maximizar os benefícios da utilização da palha, aumentando-se a disponibilidade dos equipamentos da UTE e assim a competitividade da cogeração com esse tipo de fonte de energia.

Pela Tabela 28, em usinas existentes, considerando um investimento adicional (~ MR\$ 15) para o sistema de palha, há um incremento em cerca de 37% na exportação de energia e conseqüentemente na receita pela venda da mesma. Essa energia poderia até ser melhor rentabilizada se considerarmos o fato de ser uma energia mais “flat”, ou seja, gerada durante praticamente o ano todo. É importante ressaltar que os custos de operação e manutenção, assim como o custo do combustível adicional (= custo de transporte da palha) devem ser equacionados no cálculo do retorno financeiro global do negócio. Isso depende de diversos fatores como o raio médio da usina, localidade, custo de oportunidade da biomassa no local, etc.

Em usinas novas, a consideração de uma maior disponibilidade promove uma redução potencial relevante do investimento total da UTE (~ MR\$ 35), mantendo-se praticamente a

mesma exportação de energia e conseqüentemente a mesma receita pela venda da mesma. Há inclusive uma pequena melhoria no uso do bagaço quando há menos paradas não programadas, visto que não é necessária a retomada das caldeiras e turbinas e o conseqüente uso de combustível para isso. É importante ressaltar que os custos de operação e manutenção devem ser equacionados no cálculo do retorno financeiro global do negócio.

Mostra-se indispensável, portanto, a adoção de melhores práticas de operação e manutenção adequadas ao desafio do setor sucroalcooleiro no âmbito da cogeração como também na produção de açúcar e etanol. O avanço tecnológico, buscando outras otimizações e aumento de eficiência como a implantação de reaquecimento e regeneradores no Ciclo Rankine e aumento da temperatura e pressão das caldeiras, deve ser precedido de técnicas mais primárias como as sugeridas nesse artigo, alcançando o máximo da eficiência para a tecnologia atual. Caso contrário, “perderemos tempo e dinheiro”.

8 SUGESTÃO DE PADRONIZAÇÃO DE ÍNDICES DE REFERÊNCIA PARA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE E ELABORAÇÃO DE BANCO DE DADOS PARA TERMELÉTRICAS A PARTIR DE BIOMASSA

8.1. Sugestão de padronização de índices

A sugestão de padronização de índices pelo IEE-USP (Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo) busca identificar os índices mais apropriados para facilitar os métodos de coleta e a consolidação das informações relativas aos índices de confiabilidade e disponibilidade para as usinas termelétricas a partir de biomassa. Esses índices deverão ser, na medida do possível, customizados de tal forma que conciliem o método de coleta de dados atualmente utilizado nas usinas e as gerações de dados esperados para formação do banco de dados inicial.

Com agregação das usinas interessadas e lições aprendidas deste primeiro momento, métodos de coleta de dados alternativos e novos índices poderão ser desenvolvidos e criados para a otimização da análise de *benchmarking*.

Os índices a serem utilizados são os mesmos definidos na IEEE-762 (IEEE, 2006), mas com a utilização das horas do período para as termelétricas a biomassa, como sendo as horas de operação possíveis considerando a quantidade de bagaço e de palha adicional produzida durante toda a safra.

Em algumas termelétricas as horas do período serão apenas as horas da safra, mas em outras, considerando a possibilidade de extensão da safra e o uso de palha adicional, as horas do período serão maiores que a duração da safra.

8.2. Estratégia para a gestão pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente da USP

O IEE-USP (Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo) tem um projeto de desenvolvimento para implantação de um banco de dados customizado similar a outros no mundo. O objetivo é padronizar os métodos de coleta e a consolidação das informações relativas aos índices de confiabilidade e disponibilidade. É uma tarefa complicada devido à resistência das empresas desse setor em prover seus dados internos de operação e manutenção - algumas vezes devido à confidencialidade, mas muitas vezes simplesmente devido à falta de coleta ou organização desses dados. Acredita-se que este projeto poderá beneficiar as usinas com a análise comparativa de *benchmarking* entre as unidades e conduzi-las a uma melhoria global nos indicadores de confiabilidade e disponibilidade do setor, melhorando a competitividade e consolidando a geração termelétrica a biomassa no cenário elétrico brasileiro.

9 CONCLUSÃO

A análise preliminar de confiabilidade e disponibilidade realizada em uma termelétrica real movida a bagaço de cana pelo *software* BlockSim da Reliasoft demonstrou excelentes oportunidades para o setor sucroenergético brasileiro. A comparação destes resultados com os dados reais coletados e dados médios das usinas no Brasil, mostraram um potencial médio de 8% de aumento na disponibilidade média anual nas usinas apenas se considerarmos a operação normal durante a safra. A extensão do período de operação das UTE's para a entressafra e períodos indisponíveis da usina de cana durante a safra, maximizam de modo relevante os benefícios para as usinas.

Os impactos positivos advindos com o aumento da confiabilidade e da disponibilidade foram avaliados e quantificados, gerando um aumento potencial de 38% na receita da usina com a geração excedente de energia pela utilização da palha ou então uma redução potencial no custo de investimento de uma termelétrica desse porte na ordem de 35 MR\$ (8%).

A adoção das melhorias potenciais na concepção das termelétricas e/ou na gestão de operação e manutenção indica que elas sejam realizadas de modo customizado, dependendo do grau existente de adequação de cada usina. Sugere-se, portanto, a criação de um banco de dados único e compartilhado deste setor para a padronização e comparação de índices de confiabilidade e disponibilidade, no qual cada unidade poderá se comparar com a média e medir seu grau de adequação ao *benchmarking* mais apropriado.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Informações Gerenciais**. Rio de Janeiro, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Série Estudos da Demanda. Nota Técnica DEA 12/12. Nota Técnica ONS 152/2012. **2ª Revisão Quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2012-2016**. Rio de Janeiro, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR5462: **Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN. **Resumo – Leilões de Energia – ACR – Empreendimentos de Bioeletricidade 2005-2011**. Disponível em <<http://www.cogen.com.br>>. Acesso em: 06 de dezembro de 2012.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Bioetanol de Cana-de-Açúcar – Energia para o Desenvolvimento Sustentável – 1ª edição**. Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília, 2012.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030: Análise Retrospectiva**. Brasília, 2007.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030: Geração Termelétrica – Biomassa**. Brasília, 2007.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030: Projeções**. Brasília, 2007.

BRASIL. GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. SECRETARIA DE ENERGIA. **Resumo Executivo – Renováveis**. v.3. São Paulo, 2012

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA – CENBIO. **Atlas de Bioenergia**. São Paulo, 2009.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Ciência, Tecnologia e Inovação. Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo – Fase 2**. Brasília, 2007.

CHIPP, H. **Condições de Atendimento ao SIN**. Palestra proferida para o Comitê Executivo na Câmara Americana (AMCHAM), 21 de setembro de 2012.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO – CONAB. **A geração termelétrica com a queima do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil: análise do desempenho da safra 2009-2010**. Brasília, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo: EPE-DEE-RE-023/2005-R2**. Brasília, 2006.

IDEA NEWS – Artigo sobre manutenção da Revista Idea News – Cana & Indústria - edição de 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Programme of Work on Climate Change and Clean Energy specific to Combined Heat and Power - Evaluating of the benefits of greater global investment**. EUA, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) STANDART ASSOCIATION. **IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems Standard 493-2007**, EUA, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) STANDART ASSOCIATION. **IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability and Productivity Standard; IEEE-762**, EUA, 2006.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION – NERC. **Generating Availability Report (Electronic GADS Publications) 2006-2010**. EUA, Princeton, NJ, 2011.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (NERC): **Generating Availability Report (GAR) 1999 – 2003**. Princeton, NJ, November (2004).

POLITO, R. **Reservatórios atingem pior nível desde 2001, aponta ONS**. Valor Econômico. Disponível em <<http://www.oglobo.com.br>>. Acesso em: 06 de dezembro de 2012.

RELIASOFT BLOCKSIM *SOFTWARE*. **Análise da Confiabilidade de Sistemas**. versão 8, 2012.

RIBEIRO, M.A.M., KURAZUMI E. – **Apostila de Benchmarking**. Curso de Gestão e Supervisão de Termelétricas (IEE) da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

SILVA, N. L. C. **Produção de bioetanol de segunda geração a partir de biomassa residual da indústria de celulose 2010**. xiii, 109 f.: il. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2010.

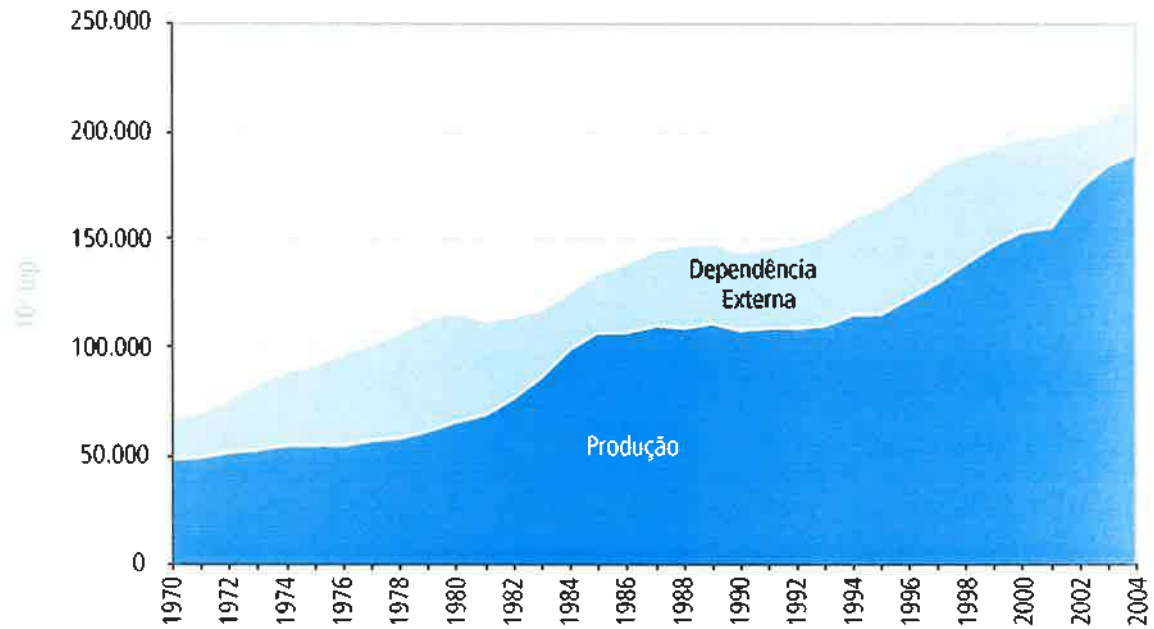
SINTEF Industry Management. **Offshore Reliability Data Handbook – OREDA**, 4th edition. Norway, 2002.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇUCAR – UNICA. **Bioeletricidade de cana-de-açúcar. Integração na matriz elétrica – oportunidade de oferta e cenários para 2010 e 2011**. São Paulo, 2009.

WALTER, A., GALLEGO, A. – **Apostila de Operação e Gerenciamento de Usinas Termelétricas**. Curso de Gestão e Supervisão de Termelétricas (IEE) da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

ANEXOS

ANEXO A.1 - Evolução da dependência externa de energia



Evolução da dependência externa de energia

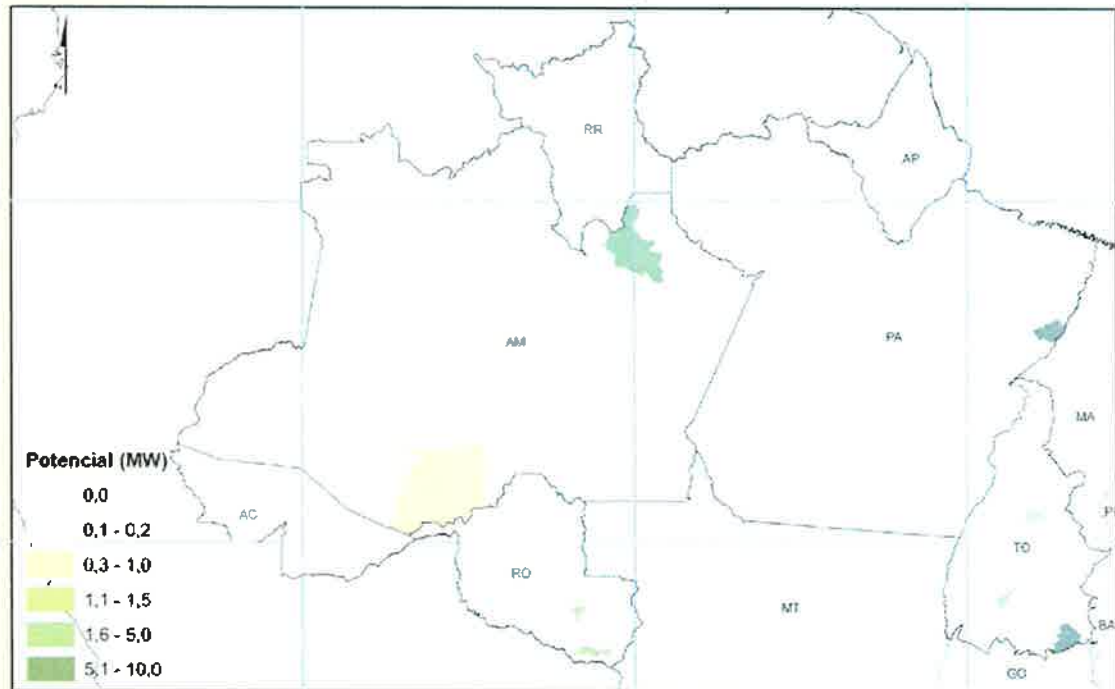
Fonte: (MME/EPE, 2007a, p.161)

ANEXO A.2 - Principais indicadores macroeconômicos

	2011 ⁽¹⁾	2016	2021	1º Quinquênio		2º Quinquênio		Decênio	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10 ⁹ R\$ [2010])	3.804	4.717	6.021	914	24%	1.303	28%	2.217	58%
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	193,2	200,2	206,2	7,1	4%	5,9	3%	13,0	7%
PIB per capita (10 ³ R\$/hab)	19,7	23,6	29,2	3,9	20%	5,6	24%	9,5	48%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,41	1,78	2,14	0,4	26%	0,4	20%	0,7	51%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$)	149,2	154,7	150,8	5,5	4%	-3,9	-3%	1,6	1%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%
Elasticidade-renda do consumo de energia ⁽²⁾				1,22		0,86		1,03	
Consumo Final Energético⁽³⁾ (10⁶ tep)	246,6	319,0	395,1	72,4	29%	76,1	24%	148,5	60%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	52,0	83,6	112,9	31,6	61%	29,3	35%	60,9	117%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	18,0	28,1	35,6	10,1	56%	7,5	27%	17,6	98%
Lenha (10 ⁶ t)	52,8	44,3	47,6	-8,5	-16%	3,3	7%	-5,2	-10%
Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	7,7	11,1	11,5	3,4	44%	0,4	3%	3,8	49%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	128,2	184,8	234,8	56,6	44%	50,0	27%	106,5	83%
Eletricidade (TWh)	480,1	619,0	773,8	138,9	29%	154,8	25%	293,6	61%
Etanol (10 ⁶ m ³)	21,7	44,2	65,2	22,5	104%	21,0	47%	43,5	200%
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	2,5	3,4	3,9	0,8	32%	0,5	15%	1,3	52%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	100,5	116,3	136,5	15,8	16%	20,2	17%	36,0	36%
Óleo Diesel	51,4	64,2	76,5	12,9	25%	12,3	19%	25,2	49%
Óleo Combustível	4,6	6,1	7,0	1,5	33%	0,9	15%	2,4	52%
Gasolina	27,1	25,5	29,0	-1,7	-6%	3,6	14%	1,9	7%
GLP	13,1	15,0	17,0	1,9	15%	2,0	13%	3,9	30%
Querosene	4,4	5,5	7,0	1,2	27%	1,5	27%	2,7	61%
Oferta Interna de Energia (10⁶ tep)	273,1	356,7	440,7	83,7	31%	83,9	24%	167,6	61%
Petróleo (10 ³ banis/dia)									
- Produção	2.105	3.433	5.422	1.328	63%	1.989	58%	3.317	158%
- Exportação ⁽¹⁾	-265	-1.121	-2.258	-856	323%	-1.137	101%	-1.993	752%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)									
- Produção	65,9	124,3	190,9	58,4	89%	66,7	54%	125,0	190%
- Importação ⁽¹⁾	28,7	31,2	32,9	2,4	8%	1,7	6%	4,2	15%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)									
- Produção	43,0	59,4	91,1	16,4	38%	31,7	53%	48,1	112%
- Importação/Exportação	8,5	5,3	-14,1	-3,2	-38%	-19,4	-365%	-22,6	-265%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)									
- Produção	14,0	12,9	16,6	-1,1	-8%	3,7	29%	2,6	19%
- Exportação	-8,6	-6,3	-9,0	2,3	-27%	-2,7	44%	-0,5	5%
Gasolina (10 ⁶ m ³)									
- Produção	24,5	25,6	29,0	1,1	5%	3,4	13%	4,5	18%
- Exportação	2,3	-0,2	0,0	-2,5	-107%	0,2	-100%	-2,3	-100%
GLP (10 ⁶ m ³)									
- Produção	9,8	14,7	18,5	5,0	51%	3,8	26%	8,7	89%
- Importação	3,3	0,3	-1,5	-3,1	-91%	-1,8	-623%	-4,8	-145%
Querosene (10 ⁶ m ³)									
- Produção	5,4	7,7	11,2	2,3	43%	3,5	45%	5,8	107%
- Exportação	-1,0	-2,2	-4,2	-1,2	131%	-2,0	93%	-3,3	344%
Etanol (10 ⁶ m ³)									
- Produção	22,9	45,4	68,2	22,5	98%	22,8	50%	45,3	198%
- Exportação	-0,8	-1,2	-3,0	-0,3	38%	-1,8	157%	-2,1	254%
Eletricidade (TWh)									
- Produção+importação	567,6	729,8	907,9	162,1	29%	178,1	24%	340,2	60%

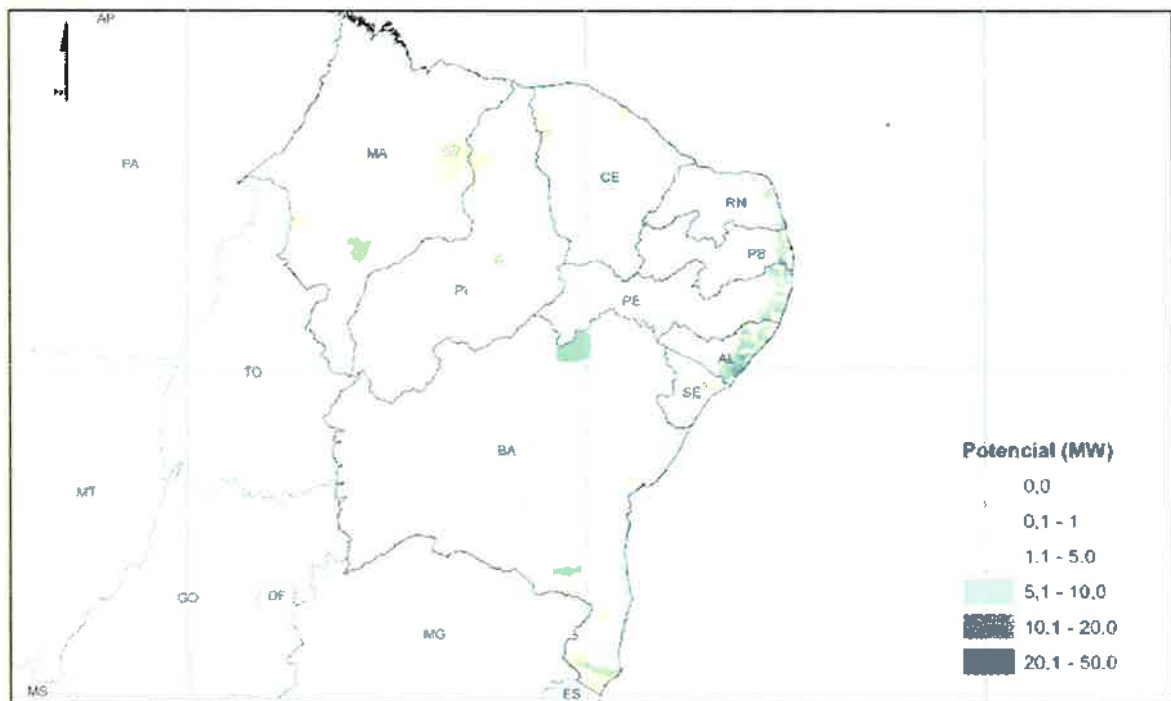
Fonte: MME/EPE, 2012, p.364.

ANEXO B – Estimativa do potencial de geração de energia no setor sucroalcooleiro nos municípios brasileiros – Cenário para 120 kWh/t cana calculado com base na geração durante o ano todo (8322 h), considerando o uso do bagaço, palha e pontas.



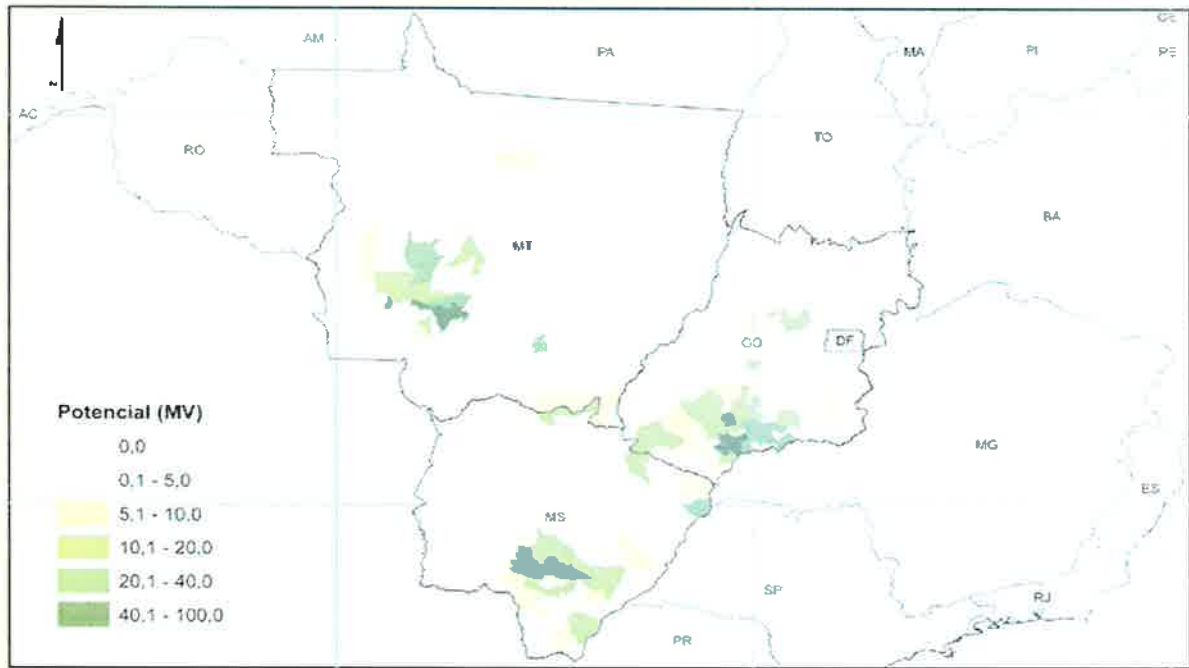
Região Norte

Fonte: (CENBIO, 2009, p.20)



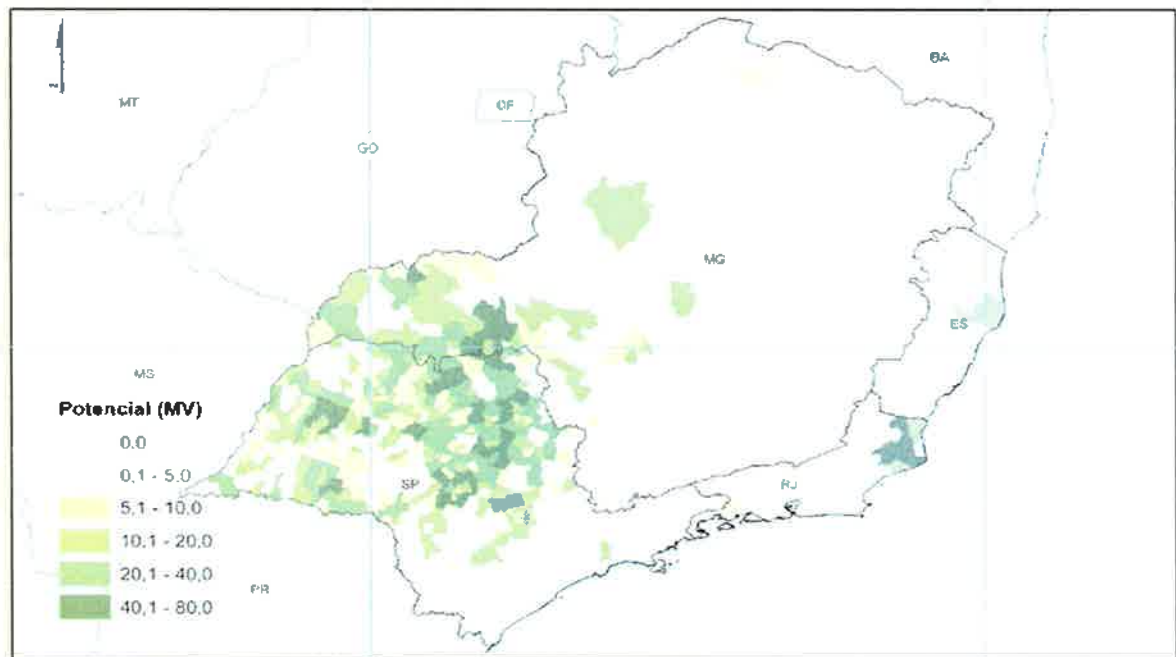
Região Nordeste

Fonte: (CENBIO, 2009, p. 27)



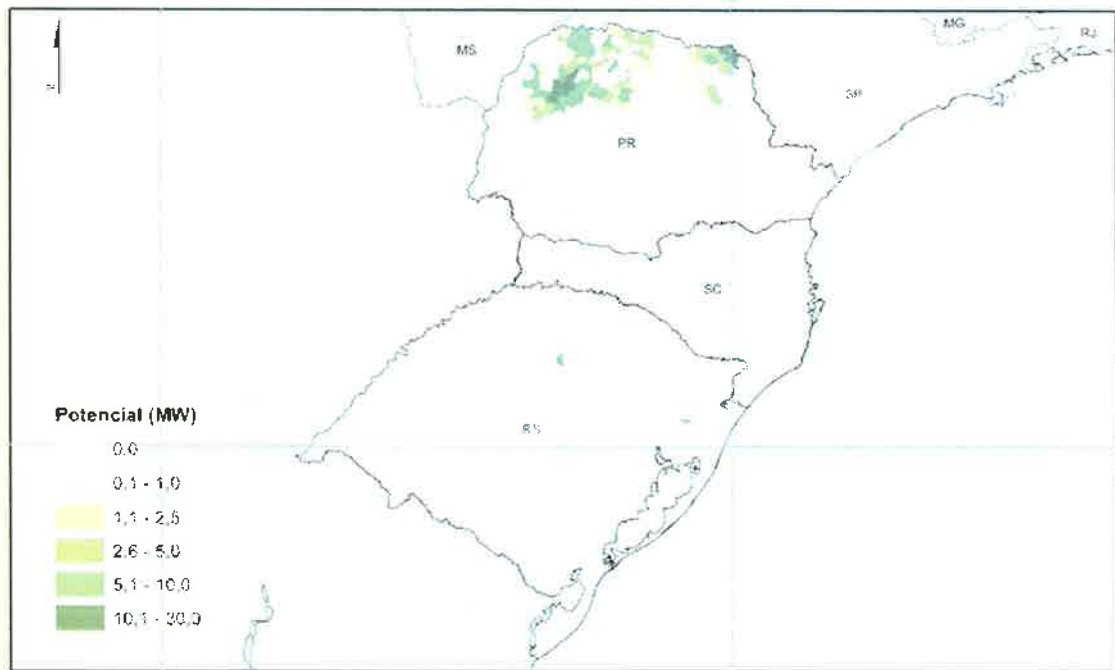
Região Centro-Oeste

Fonte: (CENBIO, 2009, p.35)



Região Sudeste

Fonte: (CENBIO, 2009, p.42)



Região Sul

Fonte: (CENBIO, 2009, p.49)

ANEXO C.1 – Número de unidades por estado que vendem energia ou que produzem somente para autoconsumo em 2009/10

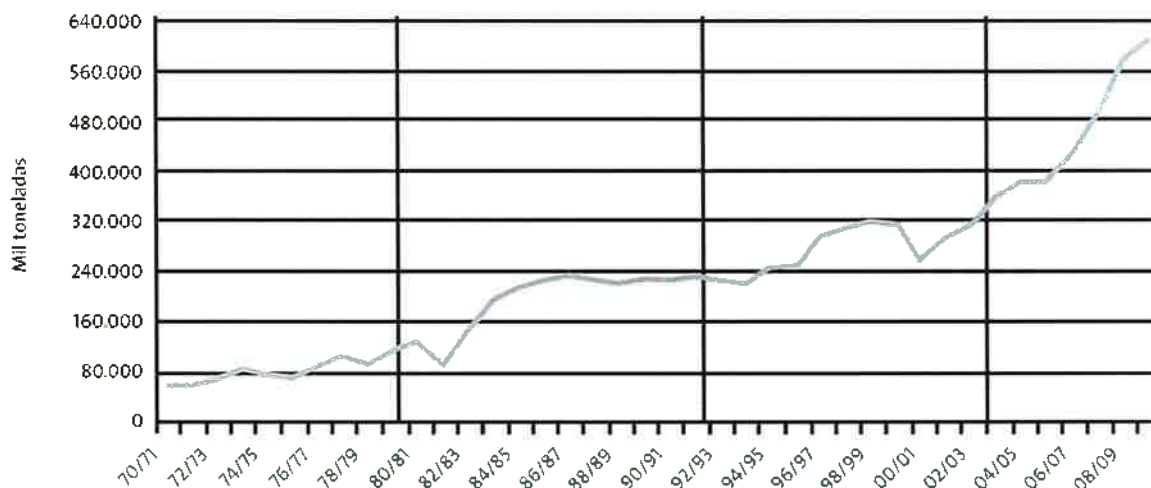
ESTADO/REGIÃO	NÚMERO TOTAL DE UNIDADES EM ATIVIDADE QUE INFORMARAM SEUS DADOS	NÚMERO DE UNIDADES INFORMANTES QUE VENDEM ENERGIA	NÚMERO DE UNIDADES INFORMANTES QUE NÃO VENDEM ENERGIA
SP	170	58	112
PR	30	5	25
MG	36	12	24
GO	36	6	30
MS	16	5	11
MT	9	2	7
RJ	5	-	5
ES	7	1	6
TOTAL DA REGIÃO CENTRO-SUL	309	89	220
AL	24	8	16
PE	22	7	15
PB	9	1	8
RN	4	1	3
BA	4	1	3
SE	6	2	4
MA, PI, CE	11	1	10
AM, TO, PA	4	1	3
TOTAL DA REGIÃO NORTE-NORDESTE	84	22	62
BRASIL	393	111	282

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p. 32.

ANEXO C.2 – Série da safra brasileira de cana-de-açúcar (1970/71 a 2010/11)



Fonte: (CONAB, 2011, p.120)

ANEXO C.3 – Dimensões médias das unidades de produção visitadas por estado em 2009/10

ESTADO/REGIÃO	MÉDIA DA CANA MOÍDA PELAS UNIDADES QUE VENDEM ENERGIA ELÉTRICA (t)	MÉDIA DA CANA MOÍDA PELAS UNIDADES QUE NÃO VENDEM ENERGIA ELÉTRICA (t)	MÉDIA DA CANA MOÍDA POR TODAS AS UNIDADES VISITADAS (t)
SP	3.326.753,2	1.515.117	2.133.204
PR	2.325.477,8	1.355.020	1.516.763
MG	2.126.581,9	1.016.850	1.386.761
GO	2.063.041,8	923.806	1.113.679
MS	1.690.393,6	1.349.623	1.456.114
MT	3.708.123,6	947.055	1.560.626
RJ	-	651.997	651.997
ES	830.613,8	529.835	572.804
TOTAL DA REGIÃO CENTRO-SUL	2.912.080,2	1.289.097	1.756.558
AL	1.397.005,8	818.357	1.011.240
PE	980.343,1	759.795	829.970
PB	1.045.057,9	649.587	693.528
RN	1.889.869,7	541.936	878.920
BA	907.518,5	395.676	523.637
SE	252.011,0	244.202	246.805
MA, PI, CE	958.714,2	241.922	307.085
AM, TO, PA	476.810,4	134.503	220.080
TOTAL DA REGIÃO NORTE-NORDESTE	1.082.747,3	585.479	715.716
BRASIL	2.549.509,7	1.134.401	1.534.088

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p.26.

ANEXO C.4 – Produção e utilização do bagaço por todas as unidades visitadas nos estados em 09/10

ESTADO/REGIÃO	TOTAL DA CANA MOÍDA NO PERÍODO DA SAFRA (T)	TOTAL DO BAGAÇO PRODUZIDO (T)	BAGAÇO DESTINADO PARA USO COMO COMBUSTÍVEL (T)	BAGAÇO DESTINADO A OUTROS USOS (T)
SP	362.644.755	99.744.771	88.121.710	11.623.061
PR	45.502.881	12.307.701	10.959.826	1.347.875
MG	49.923.378	13.573.660	11.885.574	1.688.086
GO	40.092.429	11.405.346	10.335.730	1.069.616
MS	23.297.818	6.241.749	5.158.451	1.083.298
MT	14.045.632	4.004.106	3.749.130	254.976
RJ	3.259.987	952.869	814.492	138.377
ES	4.009.626	1.166.930	1.153.361	13.569
TOTAL DA REGIÃO CENTRO-SUL	542.776.506	149.397.133	132.178.273	17.218.859
AL	24.269.759	6.956.590	6.263.844	692.747
PE	18.259.333	5.375.389	5.132.962	242.427
PB	6.241.756	1.838.513	1.594.009	244.504
RN	3.515.678	983.966	850.971	132.994
BA	2.094.547	577.512	560.442	17.069
SE	1.480.831	423.095	335.778	87.316
MA, PI, CE	3.377.932	987.078	913.331	73.747
AM, TO, PA	880.319	237.526	237.526	-
TOTAL DA REGIÃO NORTE-NORDESTE	60.120.155	17.379.668	15.888.863	1.490.805
BRASIL	602.896.661	166.776.801	148.067.137	18.709.665

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p.77.

ANEXO C.5 – Geração média de energia elétrica por unidade de produção de todas as regiões produtoras no período da safra (posição em 2009/10)

UNIDADE PRODUTORA POR DIMENSÃO	POTÊNCIA INSTALADA MÉDIA POR UNIDADE (KW)	GERAÇÃO MÉDIA NA SAFRA POR UNIDADE (MWH)	AUTOCONSUMO MÉDIO NA SAFRA POR UNIDADE (MWH)	VENDA MÉDIA NA SAFRA POR UNIDADE (MWH)
Moagem acima de 5 milhões de toneladas	78.444	308.738	128.511	174.658
Moagem entre 4 e 5 milhões de toneladas	49.077	199.906	89.434	109.703
Moagem entre 3 e 4 milhões de toneladas	29.202	119.463	65.143	54.521
Moagem entre 2 e 3 milhões de toneladas	19.399	75.760	48.529	26.897
Moagem entre 1 e 2 milhões de toneladas	12.948	38.758	29.725	8.479
Moagem abaixo de 1 milhão de toneladas	6.159	12.809	11.512	1.067
Todos	15.052	50.971	31.869	18.620

Fonte: Conab

Elaboração: Conab - Superintendência de Informações do Agronegócio

Fonte: CONAB, 2011, p.59.

ANEXO D – Relação de Centrais de Bioeletricidade em operação comercial (2012)

Empreendimento	UF	Leilão	Energia vendida - MW médios	Operação comercial	Potência Instalada MW
Interlagos	SP	A-3 2005	8	2007	40
Colorado	SP	A-3 2006	8	2008	38
Costa Pinto	SP	A-3 2005	19	2008	75
Rafard	SP	A-3 2005	12	2008	50
Ferrari	SP	A-5 2006	8	2009	65
Ferrari (2ª venda)	SP	LER 2008	6	2009	65
Noble Noroeste Paulista	SP	LER 2008	11	2009	60
Quatá	SP	A-5 2006	10	2009	60
Santa Cruz AB 1	SP	A-3 2007	6	2009	25
Santa Cruz AB 2	SP	A-3 2007	14	2009	25
Santa Isabel	SP	A-3 2006	11	2009	40
São José	SP	A-3 2006	28	2009	60
Barra Bioenergia	SP	LER 2008	34	2010	66
Bonfim	SP	A-5 2006	21	2010	111
Bonfim (2ª venda)	SP	LER 2008	10	2010	111
Clealco Queiroz	SP	LER 2008	7	2010	45
Cocal	SP	A-3 2005	19	2010	40
Conquista do Pontal	SP	LER 2008	22	2010	60
Destilaria Andrade	SP	LER 2008	20	2010	33
Ester	SP	A-3 2007	7	2010	33
Iacanga	SP	A-3 2007	4	2010	45
São João	SP	A-3 2007	23	2010	70
São Luiz	SP	LER 2008	8	2010	70
Total em Operação Comercial (23)			316		
Biopav II	SP	LER 2008	15	atrasado	
Decasa	SP	LER 2008	16	atrasado	
Pioneiros 2	SP	A-3 2007	12	atrasado	
Floralco	SP	A-3 2007	8	não iniciado	
Total atrasado (4)			51		
Alcídia	SP	LER 2010	12	normal	
Cevasa	SP	LER 2010	7	normal	
Cocal II	SP	LER 2008	22	normal	
Codora	SP	A-3 2009	10	normal	
Colorado	SP	LER 2010	1	normal	
da Pedra	SP	LER 2010	24	normal	
Mandu	SP	LFA 2010	22	normal	
São José Colina	SP	LER 2010	33	normal	
Total com Cronograma Normal (8)			131		

Notas:

a) inclui apenas as centrais a biomassa da cana

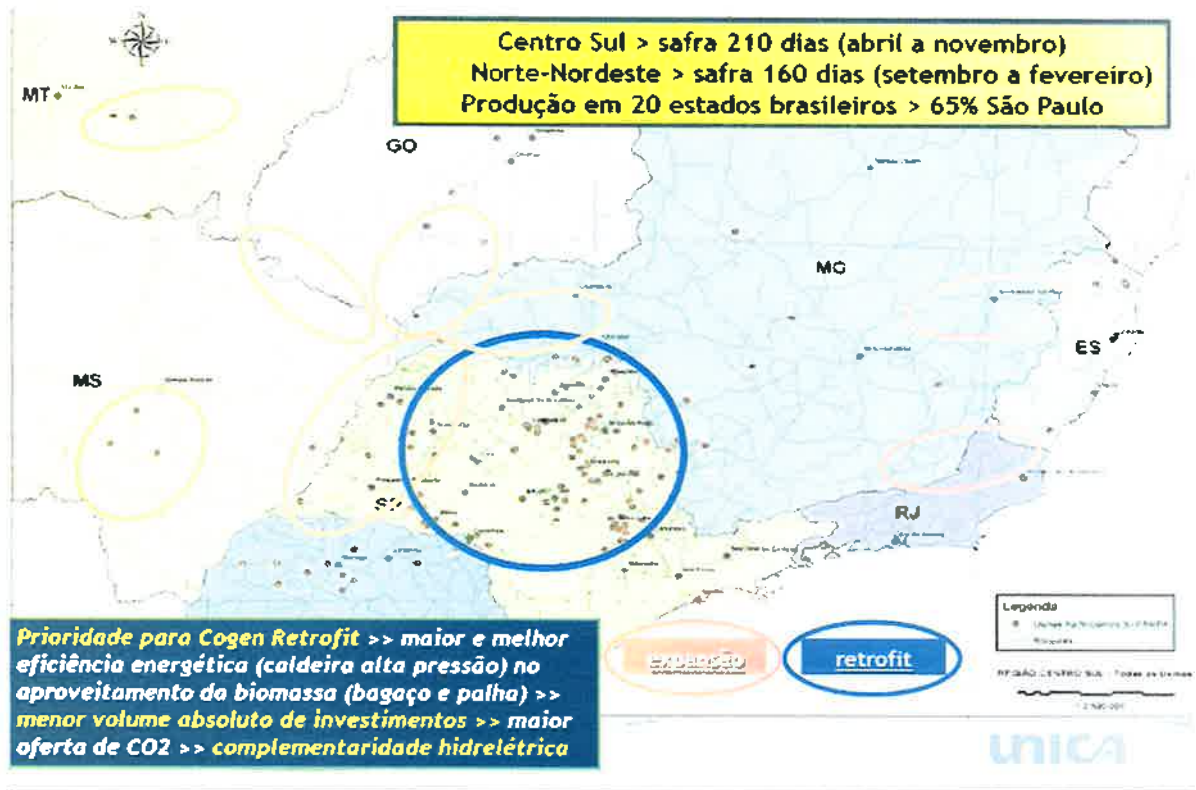
b) ano de liberação da operação comercial por resolução da ANEEL

c) potência instalada conforme resolução de liberação da operação comercial pela ANEEL

d) normal, atrasado, não iniciado são termos da nomenclatura da Fiscalização da ANEEL

Fonte: GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2012, p.12.

ANEXO E.1 – Regiões Produtoras de Etanol e Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar



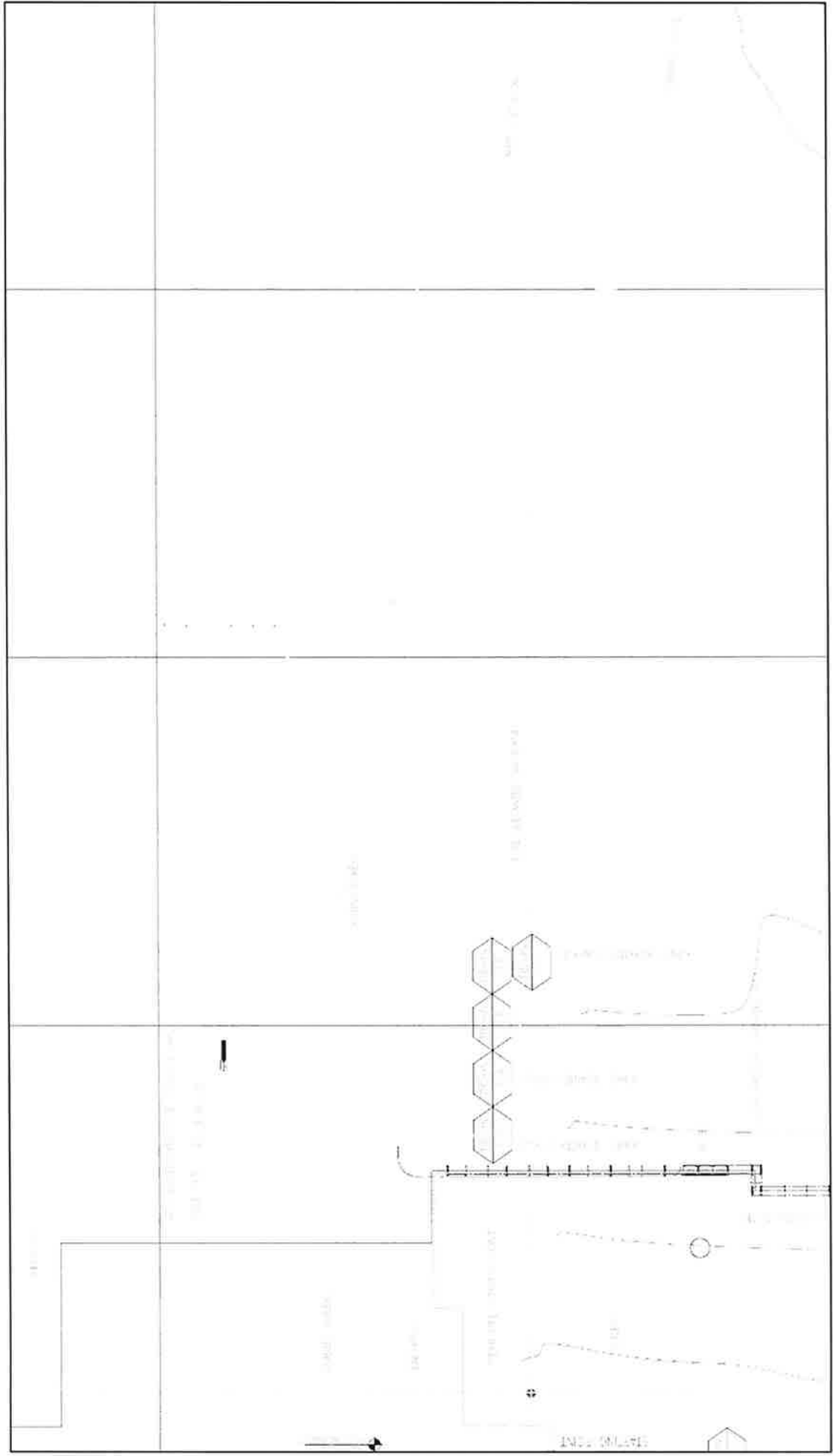
Fonte: (UNICA, 2009, p. 9)

ANEXO E.2 – Bioeletricidade: Grandes números

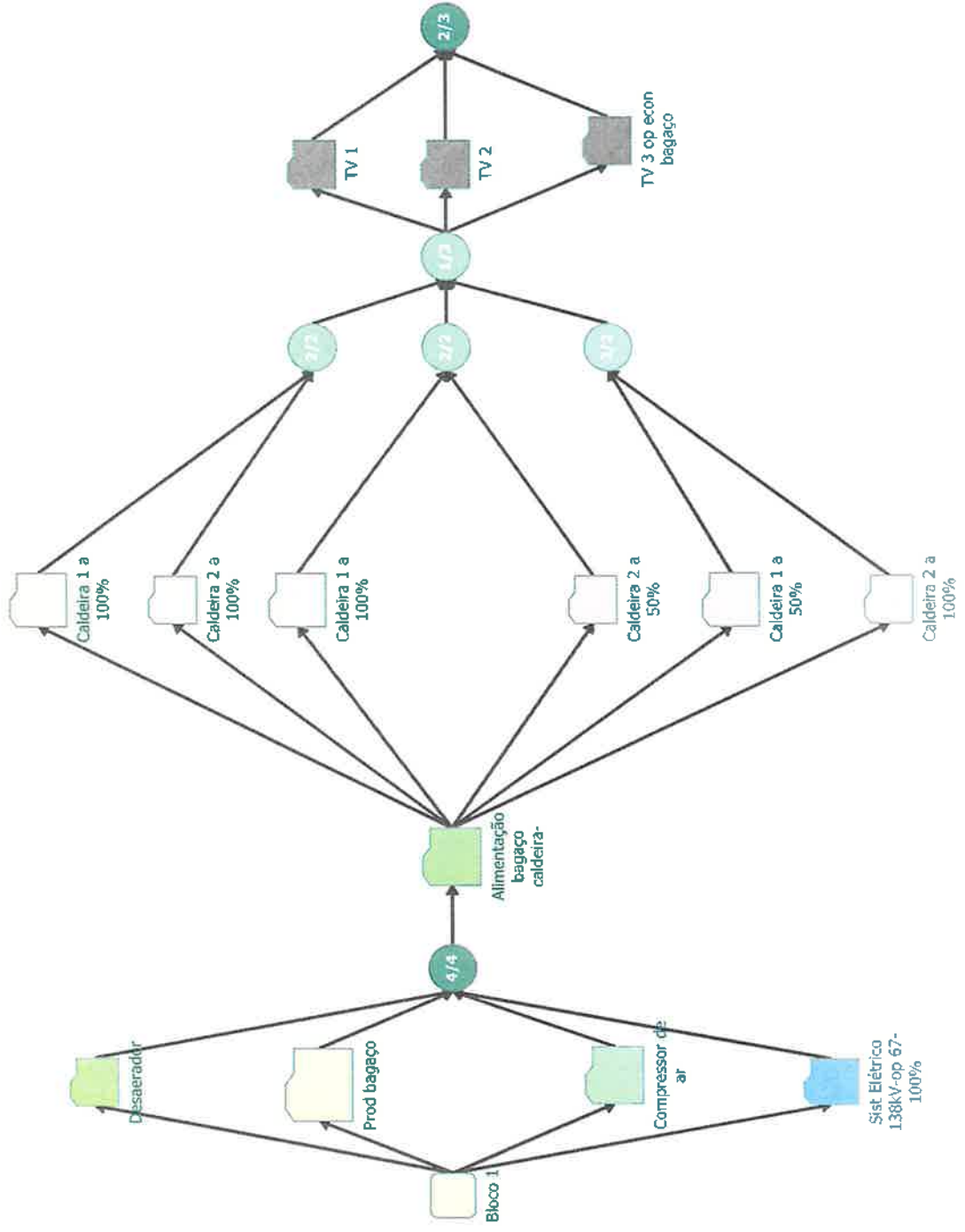
UF	Geração Total (GWh)	Consumo Próprio EE (GWh)	Vendas para o mercado (GWh)	Número de usinas com vendas ao mercado
RO	5			
AC	6			
AM	6			
RR				
PA	6			
AP				
TO	5			
MA	19			
PI	18			
CE	24			
RN	80	60	20	2
PB	189	163	27	1
PE	727	596	131	7
AL	657	506	152	10
SE	44	33	11	2
BA	73	54	19	1
MG	1769	929	840	16
SD	82	70	12	1
RJ	36	36		
SP	10692	4903	5789	70
PR	1248	745	503	6
SC				
RS	13	13		
MS	1284	636	648	5
MT	220	151	69	2
GO	1300	746	554	6
DF				
total	18502	9728	8774	129

Fonte: UNICA, 2012, p. 6.

ANEXO F – Arranjo Geral Simplificado da Planta de Cogeração/Utilidades



ANEXO G.1 – Exemplo de Diagrama de Blocos da Simulação de Análise de Confiabilidade e Disponibilidade pelo software BlockSim8 (Reliasoft), para toda UTE com operação na safra a 67% de carga, com economia de bagaço



ANEXO G.2 – Exemplo de Diagrama de Blocos da Simulação de Análise de Confiabilidade e Disponibilidade pelo software BlockSim8 (Reliasoft) para toda UTE com operação na entressafra a 50% de carga.

