

RAFAEL LOPES SALVATTE

MODELO DE NEGÓCIO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA
INDÚSTRIA DE CELULOSE POR COMBUSTÃO DIRETA DE
BIOMASSA E GÁS NATURAL

São Paulo
2013

RAFAEL LOPES SALVATTE

MODELO DE NEGÓCIO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA
INDÚSTRIA DE CELULOSE POR COMBUSTÃO DIRETA DE
BIOMASSA E GÁS NATURAL

Monografia apresentada ao Programa
de Educação Continuada da Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética

Orientador: Prof. Dr. José Roberto
Simões-Moreira

São Paulo
2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Salvatte, Rafael Lopes

**Modelo de negócio para geração de energia em uma indústria de celulose por combustão direta de biomassa e gás natural / R.L. Salvatte. -- São Paulo, 2013.
99 p.**

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

**1. Fontes alternativas de energia 2. Energia de biomassa
3. Gás natural 4. Combustão 5. Indústria de celulose e papel
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.**

ÍNDICE

1.	Introdução	4
1.1.	O negócio celulose.....	6
1.2.	Objetivos do trabalho.....	8
2.	Mercado de energia elétrica	10
2.1.	O setor elétrico brasileiro.....	10
2.2.	Ambiente de contratação regulado (ACR)	13
2.3.	Ambiente de contratação livre (ACL)	17
2.4.	Particularidades para consumidores do grupo A	21
2.5.	Contratação de reserva de capacidade	22
2.6.	O agente gerador incentivado e o consumidor livre especial	23
3.	Cogeração de energia eletromecânica e térmica.....	26
3.1.	Definição de cogeração.....	26
3.2.	A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico	30
3.3.	A cogeração na indústria de celulose.....	31
3.4.	Equipamentos utilizados para cogeração no setor de celulose	34
3.4.1.	<i>Caldeira de recuperação do tipo Tomlinson</i>	35
3.4.2.	<i>Caldeiras de biomassa</i>	38
3.4.3.	<i>Turbinas a vapor</i>	40
3.4.4.	<i>Turbina a gás</i>	42
4.	Combustíveis para incremento da matriz energética visando geração de excedentes.....	45
4.1.	Uso de biomassa	45
4.2.	Uso de gás natural.....	48
5.	Mapeamento das unidades cogeradoras.....	52
5.1.	Unidade A	53
5.2.	Unidade B	57
5.3.	Unidade C	60
6.	Análise de capacidades e viabilidades econômicas	64
6.1.	Capacidade ociosa dos equipamentos.....	65
6.1.1.	<i>Unidade A</i>	65
6.1.2.	<i>Unidade B</i>	66
6.1.3.	<i>Unidade C</i>	67
6.2.	Análise de viabilidade de geração adicional de excedentes	68
6.2.1.	<i>Unidade A</i>	71
6.2.2.	<i>Unidade B</i>	72

6.2.3.	<i>Unidade C</i>	74
6.3.	Apuração do resultado financeiro da venda de excedentes	76
7.	Análise de riscos	83
7.1.	Variação dos preços de compra de insumos e de venda da energia	83
7.2.	Não atendimento do volume de energia exportada contratada para venda em longo prazo	89
8.	Conclusão	94
9.	Bibliografia	96

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANP – Agência Nacional de Petróleo

APE – Autoprodutor de Energia Elétrica

BRACELPA – Associação Brasileira de Celulose e Papel

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CCD – Contrato de Conexão à Distribuição

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCT – Contrato de Conexão à Transmissão

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

Cerflor – Certificação Florestal

CEST – Condensing Extration Steam Turbine

CMO – Custo Marginal de Operação

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CRC – Contrato de Reserva de Capacidade

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DECOMP – Modelo de Planejamento Energético de Curto Prazo

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FSC – Forest Stewardship Council

GNV – Gás Natural Veicular

HRSG – Heat Recovery Steam Generator

ICMS – Imposto sobre Comercialização de Mercadorias e Serviços

IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado

LEN – Leilão de Energia Nova

LER – Leilão de Energia de Reserva

NEWAVE – Modelo de Planejamento Energético de Médio Prazo

ONS – Operador Nacional do Sistema

PIB – Produto Interno Bruto

PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica

PIS – Programa de Integração Social

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINERCOM – Sistema de Contabilização e Liquidação

TCO – Transportation Capacity Option

TCQ – Transportation Capacity Quantity

TCX – Transportation Capacity Exceeding

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUSDg – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Gerador

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1. Introdução

1.1. O negócio celulose

O segmento de celulose de fibra curta, produzida a partir da madeira de eucalipto, encontrou forte vocação no Brasil, principalmente pelos diferenciais de disponibilidade de terras para plantio e curto prazo para crescimento do eucalipto nas regiões tropicais até ponto de colheita (com uso de técnicas de seleção genética, a colheita tem ocorrido em prazo de 5 a 7 anos após o plantio). A produtividade média das florestas de fibra curta no Brasil é de 44 m³/ha/ano, contra 4 a 6 m³/ha/ano obtido em países europeus, como Suécia e Finlândia (BRACELPA, 2011a).

Como apresentado por Barbeli (2003), a indústria de celulose tem como características básicas a economia de escala e a intensidade de capital, sendo que a condição para a empresa entrar no mercado está diretamente relacionada com a qualidade de seus produtos, preços e investimentos pesados associados à disponibilidade de matéria-prima de base florestal próximo a planta. Ainda segundo Barbeli (2003), tais características são decorrentes dos fatores abaixo listados:

- Um processo industrial contínuo, descontinuidade tecnológica na produção/aquisição de novas gerações de equipamentos, necessidade de homogeneidade do produto e necessidade de uma base florestal de porte. No caso da indústria de pastas de celulose as escalas são maiores, sobretudo nas plantas que utilizam processos químicos, em função dos ganhos associados a redução dos custos fixos, recuperação de reagentes e eficiência energética do processo;
- O processo de concorrência induz a concentração produtiva pela importância dos investimentos e suas respectivas condições de financiamento, perspectivas de mercados globalizados com padronização de produtos e difusão de tecnologias de produção;
- A indústria de papel e, sobretudo, a de celulose de mercado apresentam uma dinâmica cíclica, na qual os momentos mais favoráveis de demanda e preços no mercado internacional estimulam o boom de investimentos em novas capacidades de produção e novas tecnologias, enquanto que os momentos de queda nos preços internacionais causam um desequilíbrio estrutural do mercado de alguns tipos de celulose e papel, com excesso de oferta e baixo grau de utilização da capacidade instalada;

- Na década de 1990 esse segmento industrial buscou as certificações ISO 9000, referente a controle de qualidade dos produtos, e ISO 14.000, que concerne ao controle de impactos ambientais da produção. Tais certificações, atualmente, são obrigatórias para a colocação de seus produtos no mercado internacional;
- Além disso, a indústria de papel e celulose possui uma estrutura bastante verticalizada e concentrada. As estratégias de verticalização são a integração com os consumidores e a consolidação patrimonial das empresas. As estratégias de concentração mais importantes referem-se a aquisições de fusões, concentração produtiva (aumento de participação no mercado), reestruturação produtiva (racionalização da capacidade instalada) e fechamento de unidades consideradas obsoletas.

Vale ainda ressaltar, as pressões relacionadas à sustentabilidade que se aplicam sobre o setor atualmente, o que levado a uma reavaliação de seus impactos, resultando em investimentos na área ambiental, tais como em controle de emissões, destinação e aproveitamento de resíduos, geração de ruído e odor, aumento da eficiência energia e no reuso de água, e em reavaliações de suas interfases com comunidades circunvizinhas as operações industriais e florestais, como desenvolvimento de programas sociais e desenvolvimento de fomentos. Além disso, a exigência de certificações como FSC (Forest Stewardship Council) e Cerflor (Certificação Florestal) pelos mercados tem se tornado constante, como forma de atestar a gestão responsável de toda a cadeia produtiva.

Incluído em um contexto amplamente globalizado e em se tratando de uma commodity, a busca por excelência em produtividade é de extrema importância para garantir a competitividade dessa atividade econômica no país, de forma a enfrentar desvantagens em outros aspectos importantes como carga tributária e custos logísticos. O custo de produção de madeira é certamente o maior fator de competitividade, entretanto, os custos de energéticos têm ganhado cada vez mais atenção dos líderes do setor, não só pelo seu impacto no custo final do produto, mas principalmente, pelo potencial de geração de energia elétrica ainda pouco explorado, apesar dos avanços já galgados.

O segmento de celulose está incluído entre os mais eletrointensivos do setor industrial, entretanto, geram grande parte de suas demandas de eletricidade a partir da queima de lixívia gerada no próprio processo e de biomassa residual de madeira. Apurando as tecnologias já existentes e desenvolvendo processos produtivos, o setor tem se aproximado da autossuficiência, principalmente através do maior aproveitamento de biomassa. Nas áreas em

que não é possível o uso de biomassa, o setor tem buscado a utilização de gás natural, que embora seja um combustível fóssil, é considerado limpo.

A produção do setor no ano de 2010 foi 14,1 milhões de toneladas, 5,6% maior que a produção de 2009, representando um faturamento de R\$ 11,4 bilhões. A expectativa é que a demanda mundial de celulose de fibra curta cresça em média, 3% ao ano, até 2023, impulsionando principalmente pelos mercados emergentes, como China, Índia, Rússia, Leste Europeu e América Latina (BRACELPA, 2011b).

Nesse trabalho, visa-se analisar o negocio de venda de energia excedente de uma empresa brasileira produtora de celulose de fibra curta de eucalipto, em suas três unidades cogradoras de energia elétrica, aqui identificadas como Unidade A, Unidade B e Unidade C

1.2. Objetivos do trabalho

O segmento de celulose e papel está incluído entre os mais eletrointensivos do setor industrial. As indústrias de celulose, bem como as integradas de celulose e papel, geram grande parte do seu consumo de eletricidade (50 a 60% em média) através de cogeração usando resíduos de processos, como licor preto e biomassa (resíduos de madeira do próprio processo). Como matriz complementar, são utilizados nas caldeiras, combustíveis como óleo combustível, gás natural e outros tipos de biomassa, como lenha ou resíduos de madeira de outros processos.

A utilização de processos mais eficientes tem permitido ao setor, em fábricas mais modernas, não só autossuficiência na geração de energia elétrica pela utilização de resíduos, como ainda a exportação de um volume considerável. O fornecimento de energia distribuído por centrais cogradoras muito pode contribuir à oferta de energia nacional, permitindo maior participação do setor privado na geração de eletricidade e ainda redução do risco de déficit de fornecimento advindo da dependência do ciclo hidrológico ou regime de chuvas na matriz brasileira.

Frente às oportunidades que todo o setor possui de maximizar sua participação nesse mercado, bem como seu faturamento com a venda de eletricidade, esse trabalho visa criar um modelo de negócio em energia estruturado, através de:

- Mapeamento da capacidade de geração termoelétrica excedente das unidades produtoras de celulose da Empresa, através do uso tanto de resíduos de processo quanto de combustíveis complementares;
- Desenvolvimento de uma metodologia clara e simplificada para apuração do custo de produção da energia exportada;
- Avaliação de estratégias para venda de energia elétrica do setor;
- Desenvolvimento de uma análise dos riscos associados às operações industriais e de venda.

2. Mercado de energia elétrica

2.1. O setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro, após uma fase inicial de predominante participação do capital privado, passou a ser essencialmente estatal nas décadas de 40 e 50, com a criação de várias empresas (BERMANN, 1991). O modelo estatal do setor foi, entretanto, consolidado durante o governo militar, a partir de 1964, cabendo à Eletrobrás total responsabilidade pela operação, planejamento de expansão e coordenação da política nacional de energia elétrica. A matriz energética brasileira nessa época era constituída basicamente de hidrelétricas, levando no primeiro período de expansão do setor à construção de grandes usinas dependentes de investimentos intensivos de capital, financiados por empréstimos e dívidas externas. O forte endividamento do setor nas décadas seguintes levou o governo a repensar a estrutura do setor, ademais da pressão significativa dos credores internacionais.

Durante a década de 90, o setor elétrico brasileiro passou por uma profunda reestruturação que incluiu não só modificações na sua legislação, mas também privatizações de diversos agentes do mercado (com destaque, os geradores e as concessionárias), de forma a reduzir o papel do Estado e abrir espaço para a participação do capital privado. A reforma iniciou-se em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidoras. Em 1995, a Lei nº 9.074 criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre. Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que identificou a necessidade de desverticalização das empresas do setor elétrico, dividindo-as nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivando a competição na geração e na comercialização, e mantendo sob regulação a transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais. O projeto, concluído em 2008, definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado posteriormente.

Como parte desse processo de reestruturação, foi criada a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) com função de regular as operações no mercado de energia, uma vez que esse é um serviço de fundamental importância para promover o desenvolvimento e crescimento do país, necessitando de planejamento e fiscalização de forma a garantir bom funcionamento e manutenção de investimentos e expansões.

Entretanto, no ano de 2001, ocorreu o racionamento de energia, com grande impacto no PIB brasileiro e forte insatisfação dos consumidores. O chamado “apagão” foi resultado de falhas no planejamento energético nacional, que tem forte dependência do nível dos reservatórios das centrais hidrelétricas; enquanto na década 1990 o consumo cresceu 49%, a capacidade instalada teve aumento de 33%. Tal fato levou o governo a analisar com cautela a geração e consumo de energia, focando-se em garantir a capacidade instalada de geração e de transmissão, a médio e longo prazo. A partir desse novo foco, iniciou-se um segundo processo de reestruturação do setor, implantado nos anos de 2003 e 2004, e sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848 e pelo Decreto nº 5.163. Enquanto a rede (transmissão e distribuição) permanece como monopólio natural pela sua característica de serviço público, a geração e comercialização passam a operar em dois ambientes de contratação distintos: o ACR (Ambiente de Contratação Regulado) e o ACL (Ambiente de Contratação Livre).

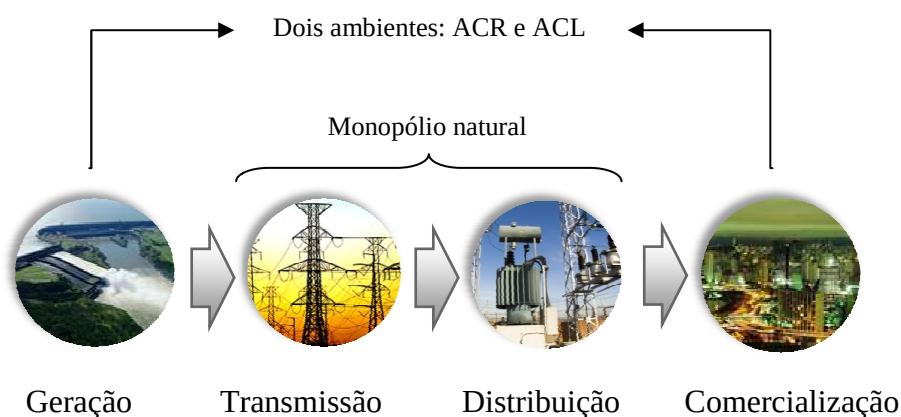


Figura 01: Estrutura do setor elétrico.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica através de diversas medidas, como exigência de contratação da totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, contratação de hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, nova metodologia de cálculo de lastro para venda de geração e monitoramento para detecção de desequilíbrios entre oferta e demanda de energia.
- Promover modicidade tarifária, através, por exemplo, da compra de energia pelas distribuidoras no ACR através de leilões observando o critério de menor tarifa,

visando redução do custo de aquisição da energia a ser repassado para a tarifa dos consumidores cativos.

- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, particularmente pelos programas de universalização do atendimento que criam condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados que ainda não contam com esse serviço, além de garantir subsídios aos consumidores de baixa renda.

Na atual estrutura do setor, outros três agentes têm fundamental importância em operação e supervisão: a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), o ONS (Operador Nacional do Sistema) e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

A EPE tem como função, desenvolver estudos e pesquisas de forma a subsidiar o planejamento e a segurança de suprimento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão vegetal, fontes energéticas alternativas e eficiência energética.

Já a ONS exerce função de supervisão do consumo e da geração, definido quanto e quando cada unidade geradora deve produzir, além do montante que deve ser transportado nas linhas de transmissão, de forma a garantir que a energia chegue aos distribuidores, atendendo a demanda por energia nas diversas regiões do país com custo mínimo e equilibrado entre as regiões. Como no Brasil, a maior parte da matriz é composta por hidrelétricas, usinas com menor custo de produção de energia, nos momentos de pico de consumo, a ONS efetua despacho para operação de centrais termelétricas ou outros geradores de energia mais cara.

Por fim, a CCEE, tem com função executar a liquidação das transações de compra e venda de energia, realizadas pelos vários agentes do setor. As empresas geradoras, consumidoras e comercializadoras de energia registram na CCEE os montantes de energia contratada e os dados de medição. Como não há acúmulo de energia no sistema, toda consumo de energia deve ser liquidado pela geração, entretanto, como nem toda a geração apresenta contratos estabelecidos, essa parcela é liquidada pela CCEE ao chamado PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), definido semanalmente para cada submercado (Norte, Sul, Sudeste e Nordeste) de acordo com critérios que levam em conta, por exemplo, nível dos reservatórios das hidrelétricas, entrada de novos projetos de geração, despachos de térmicas pela ONS e carga dos consumidores nacionais. É o chamado mercado de curto prazo ou mercado spot.

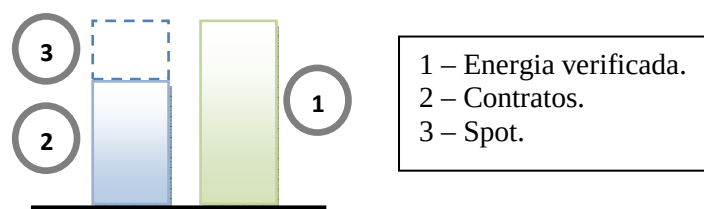


Figura 02: Mercado spot de energia.

São funções da CCEE:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos mercados regulados (ambiente de contratação regulada, ACR) e livre (ambiente de contratação livre, ACL);
- Consolidar a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os agentes da CCEE;
- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados, consumidor e gerador, além de liquidar financeiramente as diferenças;
- Calcular o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) por submercado;
- Calcular e custodiar as garantias relativas à liquidação financeira;
- Promover leilões de compra e venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL (CCEE, 2012).

2.2. Ambiente de contratação regulado (ACR)

No ACR, a contratação de energia é feita através contratos bilaterais regulados entre geradores e distribuidores, de acordo com perspectivas de demanda de energia para os anos seguintes. As distribuidoras devem ter 100% de sua demanda contratada nesse ambiente, podendo efetua-la das seguintes maneiras, de acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004:

- (a) Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos, regulados pela ANEEL e realizados pela CCEE, onde os geradores podem ofertar o fornecimento de energia, sendo eleitos os de menor custo de forma a minimizar a tarifa do consumidor final;
- (b) Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio agente de distribuição, contratação esta, limitada ao montante de 10% do

mercado do distribuidor, como uma forma de incentivo, visto que contribui para redução dos custos de transmissão e de perdas;

(c) Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);

(d) Itaipu Binacional, no caso de agentes de distribuição cuja área de concessão esteja localizada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Os consumidores que optam por operar no ACR, chamados consumidores cativos, terão acesso à energia a um preço definido de acordo com a tarifa da concessionária ou distribuidora a que estão conectados. Essa tarifa é homologada e regulada pela ANEEL de forma a manter equilíbrio no repasse de custos de geração, transmissão e distribuição e na remuneração dos agentes envolvidos. A caracterização da carga dos consumidores de uma concessionária aliada aos custos de operar, manter e ampliar estas redes dá origem às tarifas de referência, as quais são acrescentadas componentes econômicos e financeiros (tributos federais e encargos do setor), gerando as tarifas de aplicação.

A tarifa paga pelos consumidores do ACR é composta por uma ou três parcelas dentre as citadas abaixo (de acordo com sua classe de consumo):

- Demanda de potência – Potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora por período de 15 minutos, faturado pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, geralmente mensal, referente ao uso do sistema de transmissão (TUST, caso se encontre conectado a uma concessionária de transmissão) ou distribuição de energia (TUSD, caso se encontre conectado a uma concessionária de distribuição). Tarifa definida em R\$/MW, de acordo com a modalidade tarifária e também conhecida como tarifa de fio.
- Encargos – Tarifa referente ao uso do sistema de transmissão ou distribuição de energia (TUST ou TUSD), dependendo do ponto de conexão, definida em R\$/MWh. Compreende diversos encargos do setor, como Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, Rateio de custos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA),

Conta de Desenvolvimento Energético, Remuneração do ONS, Transporte da Energia Elétrica de Itaipu, Encargo de Serviço do Sistema, entre outros.

- Consumo de energia – Tarifa de energia referente ao montante de energia elétrica consumido pelo cliente no período de faturamento e apurado a cada 15 minutos. A tarifa é definida em R\$/MWh, com diferença entre horário de consumo de acordo com a modalidade tarifária escolhida e o grupo e classe de consumo.

Logo, os consumidores de energia elétrica são classificados de acordo com a classe de consumo e o nível de tensão em que são atendidos. Os consumidores ligados em tensão inferiores em 2,3 kV são classificados como grupo B. A tarifa desse grupo é composta somente pelos encargos e consumo de energia, ambos em R\$/MWh, sendo que o custo de demanda de potência já está incorporado às demais. São definidas classes e subclasses com tarifas diferenciadas conforme o segmento de consumo:

- B1 – Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- B2 – Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- B3 – Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- B4 – Classe iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, a partir de 2,3 kV, são classificados no grupo A, e subdivididos conforme a tensão de fornecimento. Nesse grupo as tarifas são compostas pelas parcelas de consumo de energia, demanda de potência e encargos. As classes de consumo são:

- A1 – Para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 – Para o nível de tensão de 88 a 130 kV;
- A3 – Para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a – Para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 – Para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS – Para sistema subterrâneo.

Os consumidores do grupo A devem eleger uma modalidade tarifária, com cobranças diferenciadas nos horários de maior consumo do sistema, a saber:

- Tarifa convencional – Compreende tarifas únicas de consumo de energia e demanda de potência, aplicadas independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Limitada a consumidores com tensões inferiores a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.
- Tarifa horosazonal azul – Compreende uma tarifa de demanda para horário de ponta e outro para horário fora de ponta e quatro tarifas de consumo de energia, diferenciando além de ponta e fora de ponta, os períodos seco e úmido do ano. A ponta corresponde a 3 horas consecutivas dos dias úteis em que há pico de consumo, justificando, portanto, maior tarifa. O período fora de ponta corresponde às 21 horas restantes do dia. O período úmido corresponde aos meses de dezembro a abril, de maior incidência de chuvas, correspondendo, portanto, a menores tarifas, sendo o período seco os meses restantes do ano.
- Tarifa horosazonal verde – Compreende um preço único de demanda e quatro tarifas de energia para horário de ponta e horário fora de ponta, período seco e período úmido.

Tabela 01 – Modalidades tarifárias para contratação no ACR (RIBEIRO, 2009).

Estrutura tarifária	Consumo	Demanda	Condição de contratação	Indicação
Convencional	Tarifa única	Tarifa única	Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.	Recomendado para unidades consumidoras que tenham dificuldades em controlar seu consumo ou demanda ao longo das horas do dia e períodos do ano.
Horosazonal Verde	Tarifa Horário de Ponta e Fora de Ponta	Tarifa única	Opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69 kV.	Atrativo para unidades consumidoras que não fazem uso intensivo de carga na ponta, mas que estão sujeitas a uma demanda elevada nesse período.
Horosazonal Azul	Tarifa Horário de Ponta e Fora de Ponta	Tarifa Horário de Ponta e Fora de Ponta	Compulsória para fornecimento em tensão igual ou superior a 69kV e opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69 kV.	Recomendado para unidades que apresentam uso intensivo de carga no horário de ponta.

Já os geradores que optam em operar no ACR devem negociar volumes definidos de energia, ou através de Leilão de Energia Nova (LEN A-3), para início de fornecimento em três anos, Leilão de Energia Nova (LEN A-5), para início de fornecimento em cinco anos, Leilão de Energia Nova de Fontes Alternativas (LEN FA) e do Leilão de Energia de Reserva (LER). Os contratos são de longo prazo, geralmente de 15 a 20 anos. A energia contratada não implica

necessariamente na sua entrega física por parte do vendedor, já que o montante pode ser entregue por qualquer outro agente, em razão da coordenação e operação otimizada efetuada pelo ONS; o vendedor é contratualmente responsável pela entrega de energia ainda que a mesma seja efetuada por outrem (LIMA, 2006).

2.3. Ambiente de contratação livre (ACL)

O mercado livre de energia movimenta cerca de 28% do volume total de energia elétrica que circula no Sistema Interligado Nacional (SIN) e funciona em paralelo ao mercado regulado. É composto de três agentes básicos:

- Produtores independentes: Geradores de energia elétrica devidamente autorizados pela ANEEL a vender a sua produção diretamente a um ou mais consumidores ou comercializadoras;
- Comercializadora: Empresa independente ou vinculada a grupos geradores, que adquirem energia para venda aos consumidores livres ou atuam na contratação e negociação de energia para as pontas compradora e vendedora. Os participantes do mercado livre podem negociar livremente seus contratos de fornecimento de energia bilateralmente, sendo que as condições comerciais não estão sujeitas às determinações da ANEEL, entretanto, esta regula diversos outros aspectos desse ambiente.
- Consumidor livre: Clientes que podem escolher seu fornecedor de energia elétrica e negociar condições de contrato, inclusive preço. Para isso, devem possuir carga de consumo superior a 3 MW. Consumidores com carga entre 0,5 e 3 MW também podem participar do mercado livre, mas limitado à compra de energia de fontes alternativas (energia incentivada). Já consumidores com carga inferior a 0,5 MW, operam somente no ACR, também chamado de mercado cativo.

Além dos geradores estatais, que em condições específicas podem negociar venda de energia no ACL, existem dois outros agentes geradores operando nesse ambiente, conforme estabelecido na Lei nº 9.074/1995 e regulamentado pelo Decreto nº 2.003/1996:

- Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE): Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

- Autoprodutor de Energia Elétrica (APE): Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Apesar de negociar livremente as condições contratuais para compra e venda de energia, incluído preço, ou seja, o equivalente à tarifa de consumo de energia, os geradores e consumidores que operam no mercado livre continuam conectados ao sistema de transmissão e distribuição, e devem, portanto, pagar as tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição (demanda de potência e encargos), assim como aqueles que operam no ambiente regulado, como forma de ressarcimento dos custos de transporte envolvidos. No caso do gerador, a parcela da TUSD referente à demanda apresenta um valor diferente daquele pago pelo consumidor, sendo geralmente referenciado como TUSDg. Os consumidores do ACL estão sujeitos às mesmas classificações do grupo A, com tarifas diferentes de acordo com o nível de tensão de fornecimento.

Uma particularidade dos produtores independentes e autoprodutores de energia no que se refere ao pagamento de TUSD é a isenção do pagamento dos encargos de CCC, CDE e PROINFA sobre a parcela de energia gerada usada para consumo próprio, conforme estabelecido nos artigos 19 e 20 da Resolução nº 166/2005 da ANEEL. A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é um encargo que se estende a todas as concessionárias distribuidoras e corresponde a um rateio dos custos de combustíveis para geração de energia em sistemas isolados. Já a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) tem como objetivo promover o desenvolvimento energético dos estados, a competitividade da energia produzida a partir das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, bem como promover a universalização do serviço de energia elétrica e subsidiar os consumidores da subclasse residencial Baixa Renda. Por último, a parcela de PROINFA corresponde ao rateio entre todos os consumidores atendidos pelo SIN dos custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

As relações comerciais entre os agentes são regulados predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos aqueles celebrados no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui somente as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços não são registrados. A CCEE efetua a contabilização e liquida as diferenças positivas ou negativas no Mercado de Curto Prazo e valora ao PLD, conforme já abordado.

Com bases nos dados mensais, a CCEE verifica consumo, geração, compra e venda de energia de cada agente e realiza seu balanço de energia. Os contratos são registrados em software chamado SINERCOM, usado pela CCEE para realização da contabilização. Ao consumo medido é acrescido o valor de rateio das perdas elétricas do sistema do agente. Esse rateio é feito de forma a ajustar o consumo a um ponto virtual no qual a geração total é igual ao consumo total de energia elétrica. É realizada então a liquidação financeira do saldo de energia com base na diferença entre consumo efetivo e o contratado, podendo resultar em saldo positivo ou negativo.

No caso de um consumidor com saldo negativo ou devedor, ou seja, o montante total de energia contratada considerando-se contratos bilaterais, autoprodução e contratos de PROINFA, é inferior ao montante de energia consumido mais o percentual de perdas, este deve adquirir a energia consumida a mais pelo preço do PLD. Já o consumidor com saldo positivo ou credor, ou seja, com montante total de energia contratada considerando-se contratos bilaterais, autoprodução e contratos de PROINFA superior ao montante de energia consumido mais o percentual de perdas, terá o volume de energia contratado não utilizado vendido também pelo PLD. Observe que o pagamento do volume de energia contratada deve ser realizado pelo consumidor independente do consumo maior ou menor, sendo as diferenças acertadas via PLD. A mesma lógica se aplica aos produtores independentes, sendo que nesse caso não há contabilização de perdas.

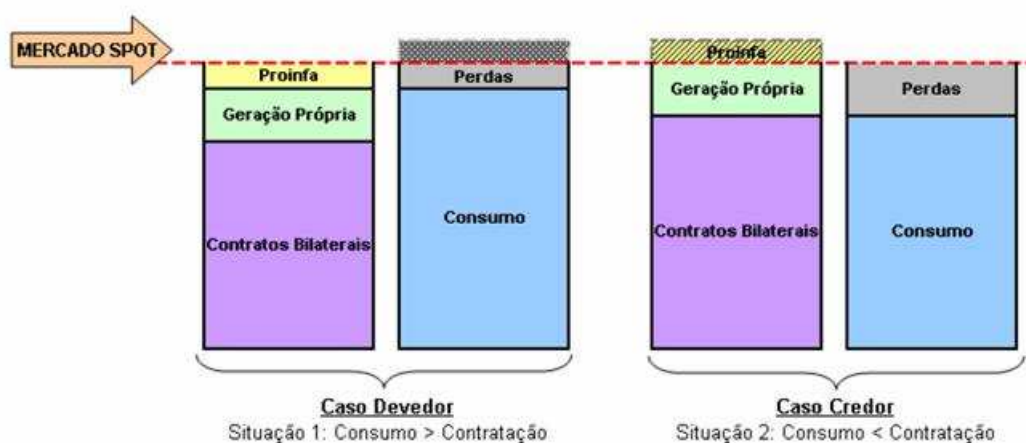


Figura 03 – Liquidação de energia de um consumidor livre (RIBEIRO, 2009).

Os contratos de PROINFA são as cotas que os consumidores livres têm direito a receber por pagarem na tarifa de fio a parcela referente a esses contratos. As cotas de cada consumidor

livre são publicadas anualmente pela ANEEL através de resolução específica, não sendo o montante representativo para o planejamento do agente (RIBEIRO, 2009).

O preço da energia no mercado spot ou PLD é calculado semanalmente pela CCEE para cada submercado a partir da utilização de uma série de modelos matemáticos. Sua função é permitir a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, de forma que toda energia injetada ou consumida na rede sem registro contratual prévio seja precificada de acordo com as condições operativas de curto e médio prazo do sistema elétrico. A base para cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), fruto dos modelos matemáticos utilizados pelo ONS para definir a programação da operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL. O CMO representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga. Dois modelos são utilizados para sua formação, o primeiro observando o cenário de médio prazo (NEWAVE) e o segundo utiliza o resultado do primeiro para observar o cenário de curto prazo (DECOMP). O NEWAVE faz a simulação da oferta e demanda de energia para os próximos 5 anos, considerando cenário de demanda e expansão da oferta de energia e milhares de cenários hidrológicos, uma vez que a matriz energética brasileira é fortemente composta por usinas hidrelétricas. Avalia ainda o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo de combustível das usinas termelétricas. Seu objetivo básico é determinar metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, gerando uma função de custo futuro. Já o DECOMP é usado na modelagem de curto prazo (1 ano, aberto em bases mensais e semanais) a partir das saídas do NEWAVE. Sua função é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE). O PLD é calculado com base no CMO desconsiderando as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em teste.

O preço publicado semanalmente para cada um dos submercados (Norte, Sul, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste) é o resultado médio dos cenários, desde que não seja inferior ao limite mínimo nem superior ao limite máximo (R\$12,20 e R\$727,52/MWh, respectivamente, para o ano de 2012). Os limites são calculados anualmente pela ANEEL e tem a função de cobrir os

custos incrementais incorridos na operação e manutenção das hidrelétricas e o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos incorridos na produção de energia.

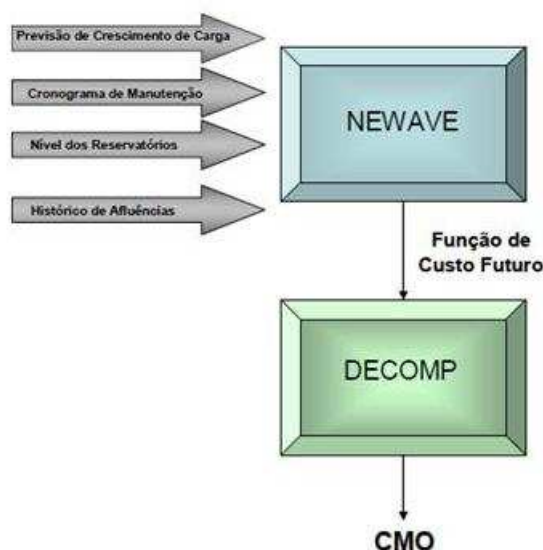


Figura 04 – Funcionamento dos modelos de despacho para determinação do PLD (OLIVEIRA, 2008).

2.4.Particularidades para consumidores do grupo A

Os consumidores do grupo A, por sua característica de maior tensão e maior impacto na rede de transmissão e distribuição, estão sujeitos a algumas particularidades, quando comparados aos demais consumidores. Uma delas é o pagamento de tarifa de demanda de potência, conforme apresentado anteriormente. Outras particularidades são o pagamento de energia reativa excedente e tarifa de ultrapassagem.

A energia elétrica reativa é aquela que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho, expressa em kVArh. Assim como a energia ativa, o consumo de energia e demanda de potência reativa também são cobrados dos consumidores do Grupo A, quando houver ultrapassagem do limite inferior de fator de potência de 0,92. O fator de potência é definido como a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrado da soma dos quadrados das energias elétricas ativas e reativa, ou seja, razão entre potência ativa e aparente, consumidas num período específico de tempo. A cobrança de energia reativa é homologada na Resolução nº456/2000 da ANEEL,

com pagamento de tarifa de demanda e energia conforme modalidade tarifária do consumidor regulado, e para o consumidor livre, paga-se a tarifa de energia equivalente à convencional.

Para conexão ao sistema elétrico, o consumidor de alta tensão deve celebrar com a concessionária a que está conectada dois contratos. Para os consumidores conectados diretamente à rede de transmissão, o Contrato de Conexão à Transmissão (CCT), com a concessionária proprietária das instalações de transmissão, e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), com o NOS. Já o consumidor ligado a uma distribuidora, celebra-se o Contrato de Conexão à Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), com a concessionária das instalações de distribuição. No contrato de uso (CUST ou CUSD) é especificada, entre diversos outros pontos, a potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW, para horários de ponta e fora de ponta. Esse montante de demanda é pago integralmente pelo consumidor, independente da demanda máxima registrada no período de apuração, entretanto, não pode ser excedida em mais de 5% de seu valor, ficando o consumidor sujeito ao pagamento de tarifa de ultrapassagem, caso ocorra. O pagamento de tarifa de ultrapassagem é calculado proporcionalmente ao valor de demanda medida que superou a demanda contratada. Seu controle merece grande atenção do consumidor, pois a tarifa de ultrapassagem corresponde a duas vezes o valor da tarifa de demanda do período.

2.5. Contratação de reserva de capacidade

A contratação de reserva de capacidade, homologada pela resolução nº 371/1999 da ANEEL, assegura o suprimento total ou parcial das unidades consumidoras conectadas diretamente às instalações de APE e PIE, quando da ocorrência de interrupções ou insuficiências temporárias em seu processo de geração. Essa contratação deve ocorrer juntamente à concessionária de distribuição mediante celebração de Contrato de Reserva de Capacidade (CRC), mediante disponibilidade da rede elétrica, estabelecendo um montante de demanda de potência, em kW, que o produtor pode importar em caso interrupção de sua geração, sem que haja pagamento de tarifa de ultrapassagem.

O pagamento da reserva de capacidade ocorre somente quando há o seu uso e proporcional ao número de entradas em reserva no mês de apuração (sendo contabilizada apenas uma entrada por dia), proporcionalmente à potência de reserva contratada para ponta e fora de ponta e à

tarifa de demanda para a classe do consumidor, conforme abaixo (sendo HP = Horário de Ponta e HFP = Horário Fora de Ponta):

$$\left(\text{Pagamento de reserva} \right) = \frac{\left(\text{Entradas no mês} \right)}{\left(\text{Dias do mês} \right)} \times \left[\left(\text{Demanda}_{HP} \right) \times \left(\text{Tarifa}_{HP} \right) + \left(\text{Demanda}_{HFP} \right) \times \left(\text{Tarifa}_{HFP} \right) \right]$$

O número de entradas em reserva de capacidade é limitado a 60 no período de um ano de contratação. Vale resaltar que em caso de importação de energia em demanda acima da contratada mais reserva de capacidade, há incidência de tarifa de ultrapassagem, seguindo critérios já apresentados.

2.6. O agente gerador incentivado e o consumidor livre especial

A Lei nº 9.476/96, com redação dada pela Lei nº 9.648/98, permitiu a comercialização de energia proveniente de PCHs com potência superior a 1.000 kW e igual ou superior a 30.000 kW para consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, desde que obtido autorização na ANEEL. De forma a garantir competitividade à energia ofertada, estipulou-se um percentual de desconto, não inferior a 50% a ser aplicado aos valores de tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição. Entretanto, os primeiros contratos desse tipo foram ocorrer somente em 2002, uma vez que incertezas quanto à interpretação legal do desconto de TUST ou TUSD impedia que o benefício fosse estendido aos consumidores (Almeida, 2005).

O incentivo a comercialização de energias consideradas renováveis permaneceu em discussão por bastante tempo, e efetivou-se no final de 2006 com a regularização pela ANEEL da venda de energia das fontes incentivadas por meio da Resolução nº 247/06, resultado de mais de um ano de consulta em audiência pública. Essa Resolução estabeleceu as condições de comercialização de energia elétrica oriunda de geração que utiliza fontes primárias consideradas incentivadas, dentre elas, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, para unidades consumidoras de carga maior que 500 kW. Foram criadas duas novas figuras: o consumidor livre especial e o agente gerador incentivado.

Os critérios para caracterização de um consumidor especial são:

- Consumidores (grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500 kW que optem pelo mercado livre podem adquirir energia incentivada;

- Consumidores (grupo A4 ou superior) reunidos em comunhões de interesse de fato ou de direito (que estejam em áreas contíguas ou possuam o mesmo CNPJ), com demanda igual ou superior a 500 kW, também podem se tornar livre ao adquirir energia incentivada.

Já o agente gerador incentivado deve preencher um dos requisitos abaixo:

- Aproveitamentos de potencial hidrelétrico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, mantidas as características de PCH;
- Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1MW;
- Empreendimentos com base em fonte solar, eólica e biomassa, cuja potência injetada na linha de distribuição ou transmissão seja menor ou igual a 30 MW.

Essas novas fontes de energia alternativa, a partir de então chamadas de incentivadas, passaram a receber um desconto de TUST ou TUSD na sua parcela de fio (demanda de potência), que pode variar de 50% a 100%, conforme definição da ANEEL, de forma a cumprir a Lei nº 10.762/03, que definiu incentivos regulatórios para os consumidores desse tipo de energia. Esse desconto foi posteriormente regulamentado através da Resolução nº 341/08 onde se definiu que os descontos serão calculados utilizando os dados mensais do consumidor livre especial (FLOREZI, 2009).

Outras regras estabelecidas referem-se à participação de comercializadoras na compra e venda de energia incentivada e à necessidade do consumidor especial comunicar com 180 dias de antecedência a intenção de migrar para o mercado livre ou de retornar para o mercado cativo. Os descontos são repassados pelo vendedor de energia incentivada aos consumidores especiais.

Existem dois níveis de desconto na energia vendida: 50% ou 100%. O consumidor especial poderá comprar energia com desconto de 50% ou 100%, ou ter em seu portfólio de contratos um mix de ambas, sendo o desconto proporcional à média ponderada. A modelagem adotada toma a diretriz de segregação da comercialização em dois “mundos” distintos, o convencional e o incentivado, conforme apresentado na Figura 05, devendo o consumidor operar em somente um deles em cada período de faturamento.

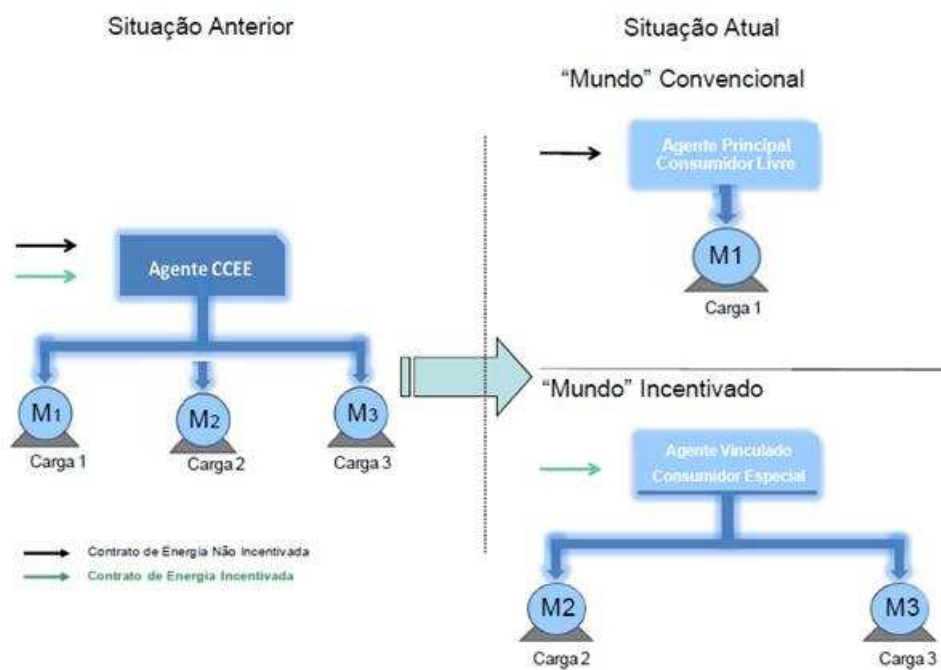


Figura 05 – Nova modelagem para consumidores livres (CCEE, 2008).

3. Cogeração de energia eletromecânica e térmica

3.1. Definição de cogeração

Cogeração pode ser definido como a geração simultânea e sequencial de duas ou mais utilidades a partir da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis. Seu produto é a produção conjunta de calor e trabalho (energia mecânica ou elétrica) com a recuperação de parte do calor rejeitado, qualquer que seja o ciclo termodinâmico empregado, tratando-se, portanto, de um processo de geração mais eficiente. As eficiências globais de conversão térmica situam-se na faixa de 75% a 90%, muito superiores aos índices de geração térmica tradicional.

O interesse crescente em processos de cogeração nos últimos anos tem por base a racionalidade desse sistema de geração, tanto pela maior eficiência no uso de combustíveis, quanto pela minimização dos impactos ambientais. Além disso, oferece maior possibilidade de emprego de combustíveis, com destaque para os renováveis, como a biomassa.

São diversos os segmentos industriais, residenciais e comerciais onde há demanda simultânea de energia térmica (vapor, água quente, água gelada) e trabalho (acionamentos mecânicos e eletricidade). Para melhor caracteriza-los, conforme apresentado por (Horta Nogueira, 1994), pode-se usar a relação:

$$\alpha = \frac{(\text{energia mecânica/elétrica})}{(\text{energia térmica})}$$

A relação acima para os segmentos industriais brasileiros varia de 0,070 (alimentos e bebidas) a 3,701 (metalurgia), sendo que para o segmento de celulose, se encontra próximo a 0,213. A relação entre necessidades térmicas e de trabalho tem forte impacto sobre o tipo de tecnologia (ciclo termodinâmico e equipamentos) mais indicado para melhor aproveitamento energético.

As tecnologias de cogeração podem ser classificadas em dois tipos básicos, de acordo com a sequência relativa da geração de calor e trabalho:

- Topping: da energia dispensada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para a geração de energia eletromecânica e em seguida para o aproveitamento de calor útil;

- **Bottoming:** da energia dispensada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para aproveitamento de calor útil a altas temperaturas e em seguida para geração de energia eletromecânica.

As Figuras 06 e 07 apresentam um exemplo simplificado das duas tecnologias, bem como um diagrama da faixa típica de operação desses sistemas.

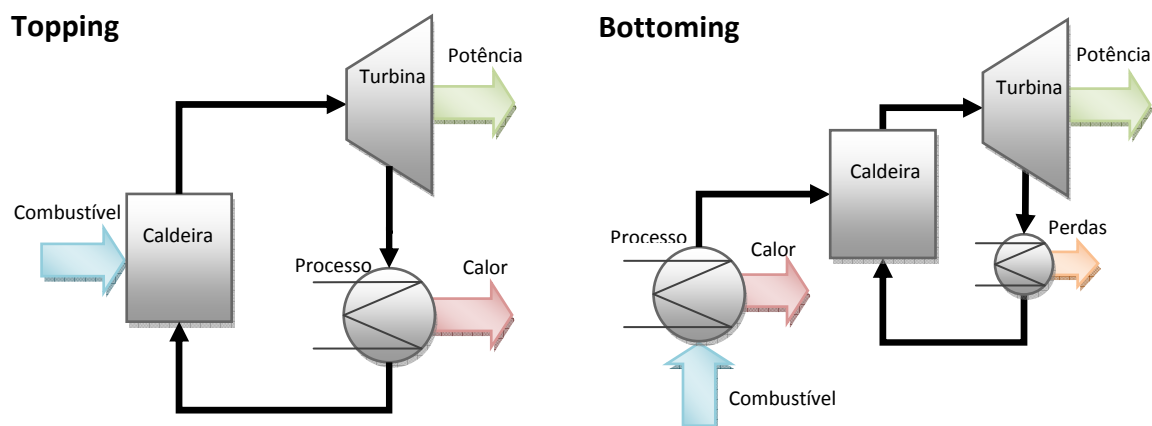


Figura 06 – Tecnologias Topping e Bottoming de cogeração.

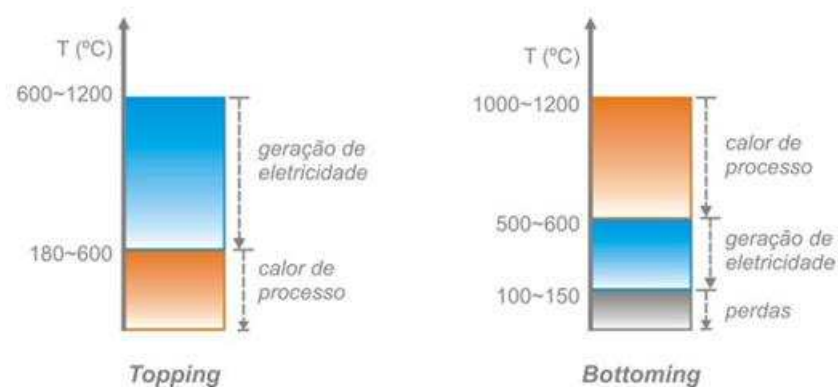


Figura 07 – Faixas típicas de temperatura para os processos de cogeração (COGEN EUROPE, 2001).

O uso habitual de vapor na área industrial é habitual na faixa de 120 a 200°C, pela possibilidade de melhor aproveitamento do calor armazenado via condensação do vapor e retorno de condensado próximo à pressão atmosférica. Já a geração de energia elétrica pela via termelétrica, costuma utilizar vapor em faixas de temperatura de 400°C a 950°C. Logo, justifica-se o uso na maior parte dos processos de cogeração da energia para geração de

eletricidade e posterior aproveitamento do rejeito para fins térmicos, como apresentado na tecnologia topping. Por outro lado, alguns processos industriais, como o siderúrgico, cerâmico, cimento e petroquímico, operam em altas temperaturas, entre 1000°C e 1200°C. Após o processo, os gases ainda se encontram a temperaturas relativamente altas e ao invés de descartados à atmosfera, podem ser utilizados para produção de vapor que alimentará uma turbina a vapor. Dessa maneira, há aproveitamento primeiramente térmico e depois para geração elétrica, num ciclo do tipo bottoming. Esse tipo de cogeração apresenta, em geral, rendimentos menores que o ciclo topping.

A produção de vapor num ciclo a vapor, de forma geral, é feita através de um ciclo Rankine tradicional, tecnologia utilizada em escala comercial a mais de 100 anos. O vapor é gerado em caldeiras de diferentes tipos, adaptadas a classe de pressão do vapor desejado e dos combustíveis empregados. O vapor superaquecido movimenta então turbinas para aproveitamento mecânico (acionamento de equipamentos, como moendas ou bombas) ou para movimentar geradores elétricos. No caso da geração elétrica, utilização mais comum e nobre nesses ciclos, pode-se usar uma turbina de condensação, de forma que o vapor na saída da turbina vai para um condensador e é completamente condensado para retorno à caldeira. Para produção simultânea de vapor e eletricidade, pode-se usar uma turbina de contrapressão, ou ainda uma turbina de condensação e extração, num processo conhecido como CEST – Condensing Extration Steam Turbine. Nesse processo, parte do vapor é extraída da turbina numa pressão intermediária, abastecendo o processo, e o restante expande na turbina até a pressão do condensador, condensa e retorna à caldeira junto com o condensado de processo. Esse é o processo com turbinas a vapor de maior rendimento (COELHO, 1998).

O uso de motores para geração de energia elétrica e aproveitamento do seu residual de calor para geração de utilidades (vapor, água quente ou água gelada) também é bastante comum e empregado, principalmente no segmento comercial. Seu uso é geralmente recomendado para processos de maior demanda elétrica quanto comparada à térmica, com fornecimento de utilidades a temperaturas mais baixas. Por não ser alvo do presente estudo, não entraremos em maiores detalhes a respeito da tecnologia.

Outro processo de cogeração de comum aplicação na indústria é o uso de turbinas a gás para geração de energia elétrica e aproveitamento do calor dos gases de exaustão para aproveitamento térmico, por exemplo, geração de vapor para processo. Esse tipo de turbina opera em um ciclo termodinâmico aberto conhecido como Brayton.

O uso de turbinas a gás com recuperação de calor, permite ainda o uso de um ciclo termodinâmico de alto rendimento, chamado ciclo combinado. Como o próprio nome já indica, é uma combinação dos ciclos Brayton e Rankine, onde o vapor gerado pela recuperação de calor dos gases de exaustão da turbina a gás é usado para tocar turbinas a vapor de contrapressão ou condensação.

A Figura 08 apresenta representações esquemáticas dos ciclos acima citados.

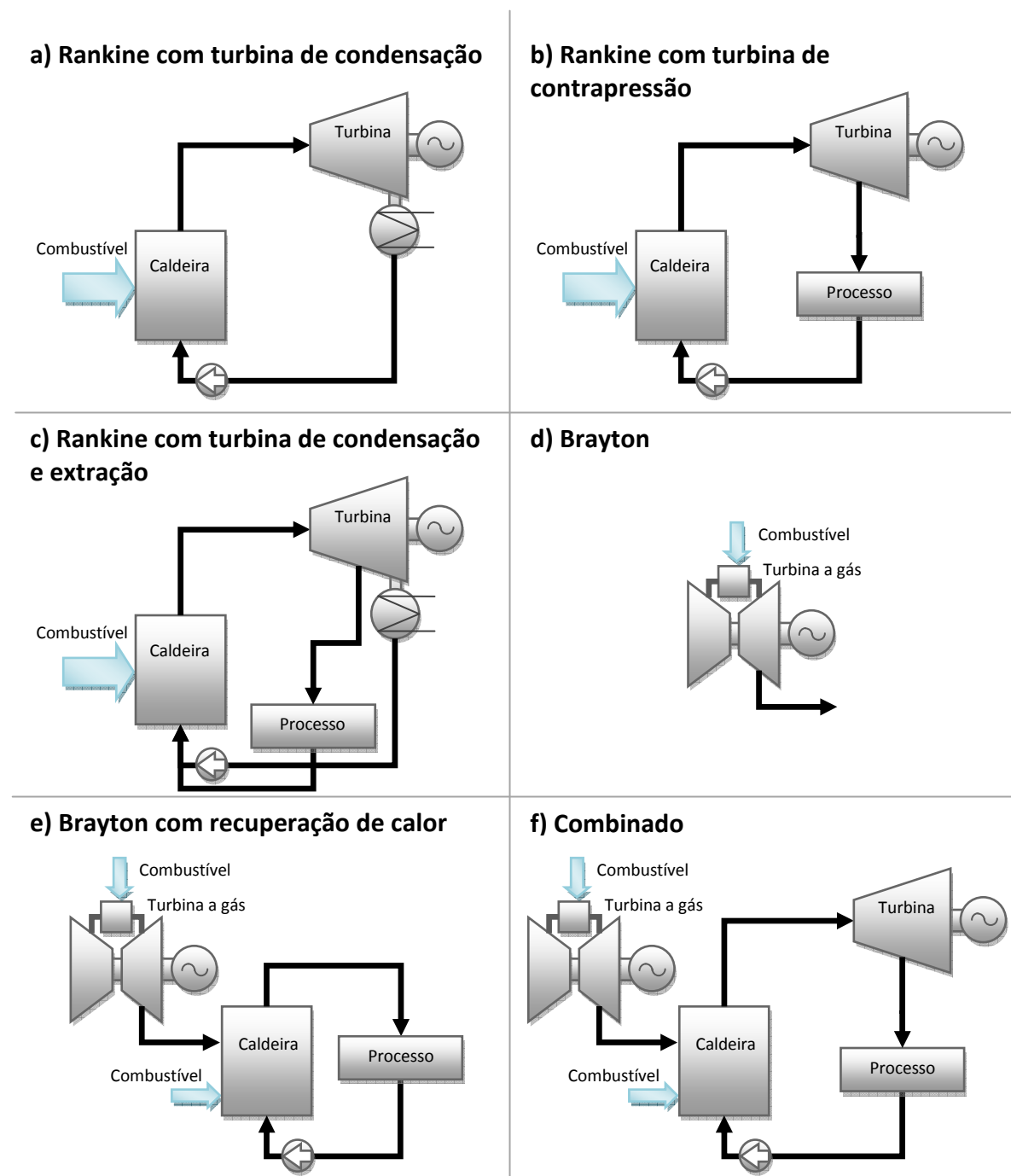


Figura 08 – Ciclos termodinâmicos usados para produção de energia elétrica e vapor.

3.2. A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico

Sobre o ponto de vista do sistema elétrico nacional, alguns benefícios da viabilização dos empreendimentos de cogeração são apontados por Scheleder (1997):

- À medida que a geração se realiza com maior eficiência energética, a produção de energia elétrica ocorre a custos economicamente favoráveis;
- São dispensados os vultosos investimentos na transmissão e aliviados os sistemas de distribuição existentes, pois a produção se dá próximo aos centros de carga;
- Pelo fato dos investimentos necessários serem privados, a cogeração se torna interessante, diante da limitada capacidade de investimento das concessionárias;
- Com o acesso ao gás natural em diversas regiões do Brasil, abriu-se uma ampla perspectiva para a cogeração, com reflexos positivos no desenvolvimento de companhias distribuidoras de gás e na formação de um mercado voltado ao uso eficiente daquele combustível, principalmente nas regiões sul e sudeste;
- Aumento da confiabilidade da transmissão e distribuição pela produção descentralizada de energia, tendendo a reduzir a incidência de falhas no sistema interligado;
- Do lado do consumidor/cogrador, aumento substancial da garantia de disponibilidade de energia, livrando-o de eventuais falhas e interrupções do sistema elétrico externo.

Em função benefícios decorrentes da maior eficiência energética, do menor consumo de combustíveis e, portanto, menor emissão de poluentes, e das vantagens da geração distribuída, os governos de diversos países estabeleceram regras que tornaram obrigatória a compra ou a livre negociação de energia elétrica advinda de empreendimentos de cogeração.

Com a finalidade de participação em políticas de incentivo à cogeração, foi criada pela ANEEL uma certificação de excelência às centrais cogradoras que atendem a requisitos mínimos de eficiência exergética, denominada cogeração qualificada. De acordo com Resolução ANEEL nº 112/1999, a central cogradora deve atender aos requisitos mínimos de racionalização energética, mediante o cumprimento das inequações abaixo, sendo os fatores $F_C\%$ e X tabelados na resolução em função da potência e combustível da central cogradora:

$$\frac{E_T}{E_F} \geq 15\% \qquad \left(\frac{E_T}{E_F}\right) \div X + \frac{E_E}{E_F} \geq F_C\%$$

Onde:

- Energia da fonte (E_F) – Energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh, com base no conteúdo energético específico e em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta a energia não utilizável;
- Energia da utilidade eletromecânica (E_E) – Energia eletromecânica cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo de serviços auxiliares elétricos da central;
- Energia da utilidade calor (E_T) - Energia térmica cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas quentes entregues ao processo industrial as energias frias que retornam à central;
- Fator de cogeração ($F_C\%$) – Parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora;
- Fator de ponderação (X) – Parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtida da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos conversão para obtenção em separado destas utilidades.

3.3.A cogeração na indústria de celulose

Para compreender o uso de cogeração na indústria de celulose, faz-se necessário conhecer seu processo produtivo, visto que a maior parte da matriz energética é composta por seus resíduos.

A madeira, matéria-prima para produção de celulose, é recebida na unidade fabril e preparada para o processo de cozimento. Dependendo do tipo de colheita utilizado, a madeira pode ser entregue com ou sem casca. Caso seja recebida com casca, passará por descascadores, do contrario, será encaminhada diretamente para a etapa seguinte. A madeira descascada passa então por processo de picagem para que adquira a forma de cavacos, de forma a facilitar o processo de cozimento a se realizar em seguida. Os cavacos são classificados em peneiras vibratórias, separando as lascas e os finos. Os rejeitos gerados na preparação da madeira, cascas, lascas e finos, são picados e utilizados para cogeração através de sua queima em caldeiras de leito fluidizado.

O processo de cozimento mais comumente usado é o chamado Kraft (do alemão, forte), que consiste em tratar o cavaco com uma mistura de soda cáustica e sulfeto de sódio, conhecido como licor branco, sobre restrito controle de temperatura, pressão e tempo de reação em um reator denominado digestor. O cozimento é interrompido quando se atinge a dissolução do maior grau possível de material não celulósico presente na madeira, composto principalmente de lignina e extrativos, preservando, entretanto, a qualidade e o rendimento da celulose. O uso de sulfeto tem como objetivo conferir maior seletividade aos químicos empregados.

A massa celulósica obtida, chamada comumente de massa ou pasta marrom, passa por um processo de depuração para separação de materiais não cozidos, como nós ou palitos. A massa marrom passa então por um processo de lavagem de forma a remover materiais orgânicos de menor interesse liberados durante o cozimento, além de recuperar os inorgânicos. Através de lavagens em contracorrente e em circuito fechado, a massa segue à etapa seguinte de branqueamento, enquanto o licor formado, chamado licor preto ou lixívia, é enviada ao ciclo de recuperação química.

Inicia-se então o processo de branqueamento da celulose, composta pela aplicação de diversos químicos, como oxigênio, dióxido de cloro, peróxido de hidrogênio, soda cáustica, ácido sulfúrico, peróxido de hidrogênio, entre outros, intercalado com etapas de lavagem e/ou prensagem da massa, de forma a remover a lignina residual e outros compostos que conferem coloração à massa. A sequência de químicos do branqueamento é de extrema importância para definir as características e a qualidade da celulose obtida. A celulose branqueada é então enviada ou diretamente a máquinas de papel, no caso de fábricas integradas, ou a máquinas extratoras secagem e enfardamento, no caso de fábricas de celulose.

O licor preto gerado na lavagem da massa é encaminhado ao ciclo de recuperação química, com objetivo de recuperar os inorgânicos usados no cozimento, retornando à forma de licor branco. O primeiro estágio é a evaporação, de forma a retirar a água presente no licor e aumentar sua concentração de sólidos, composto em sua parte orgânica basicamente por lignina e em sua parte inorgânica por sulfatos e compostos de sódio resultantes do cozimento.

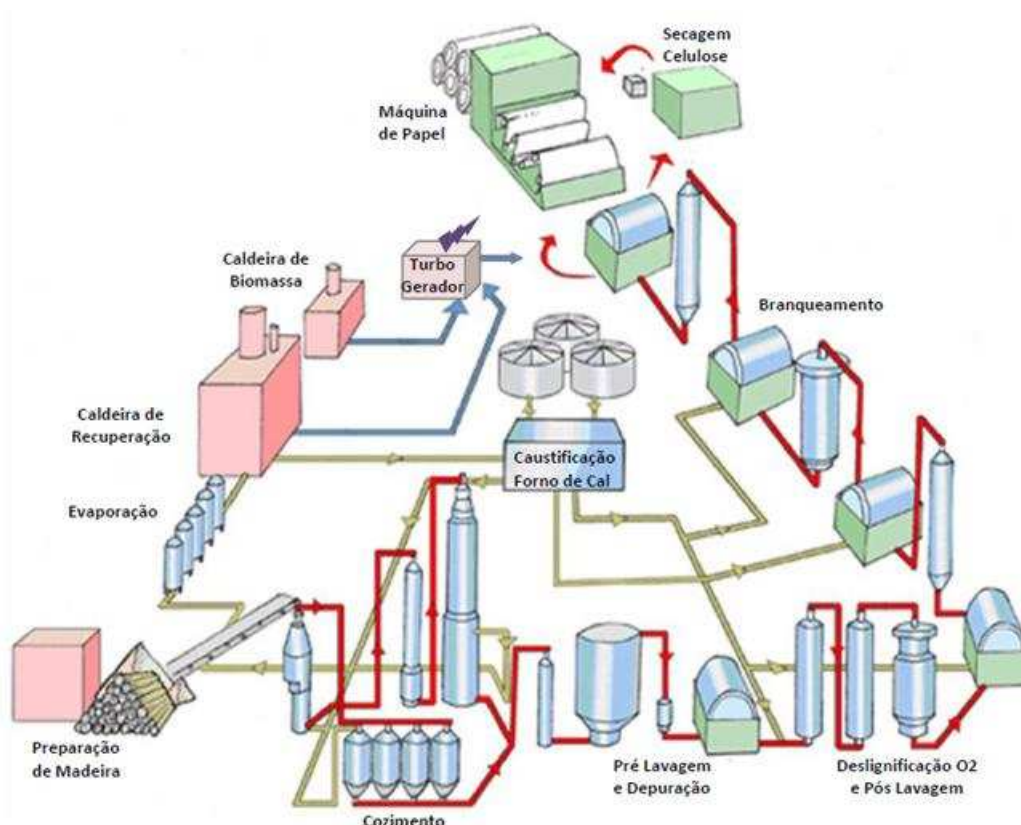


Figura 09 – Processo de produção de celulose (MORAES, 2011).

A etapa seguinte é a queima do licor preto na caldeira de recuperação, também chamada caldeira Tomlinson, equipamento de maior complexidade, tamanho e custo de capital numa fábrica de celulose. Sua função é promover a queima da parcela orgânica do licor, de pouco interesse do ponto de vista do produto final, entretanto, de grande interesse para o ciclo de cogeração. Além disso, a caldeira de recuperação promove a redução do sulfato à forma original de sulfeto, nas regiões inferiores da fornalha, onde há menor concentração de oxigênio. Já o sódio presente no licor, ao reagir com os gases de combustão, assume a forma de carbonato de sódio. O produto da queima de licor preto, uma pasta de químicos fundidos chamada smelt, é dissolvida em tanque abaixo da caldeira, formando o licor verde.

O licor verde é encaminhado para etapa de caustificação, onde a reação do carbonato de sódio com hidróxido de cálcio produzirá novamente a soda cáustica, produzindo como subproduto uma lama de carbonato de cálcio. A lama, ao ser calcinada em forno rotativo, produzirá óxido de cálcio ou cal ao liberar dióxido de carbono. A cal, ao ser hidratada, retorna à forma de hidróxido de cálcio, e é reutilizada na reação com licor verde. Após a etapa de caustificação, o

licor verde torna-se novamente licor branco, e retorno ao digestor para abastecer novamente o processo de cozimento.

Observa-se, portanto, a grande participação na matriz energética das fábricas de celulose de resíduos de processos, mais especificamente, licor preto e resíduo de madeira. O complemento da matriz é realizado com combustíveis fósseis, destacando-se o uso de óleos combustíveis e gás natural. A Figura 10 apresenta a matriz energética do setor.

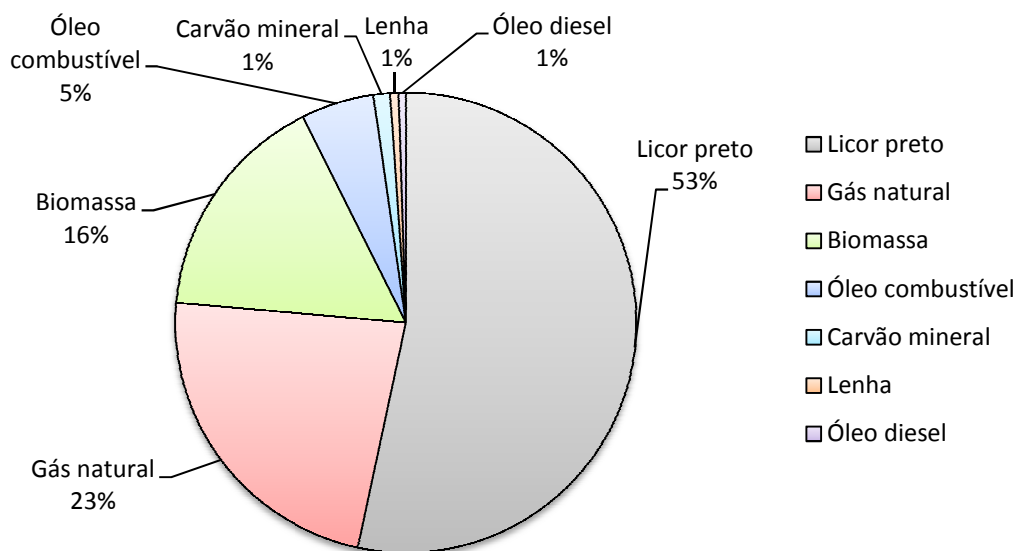


Figura 10 – Matriz energética do setor de celulose e papel (BRACELPA,2011a).

A disponibilidade de biomassa líquida (licor preto) e sólida (restos de madeira) como resíduos ou subprodutos de processo e a demanda por vapor e eletricidade, dá a indústria de celulose uma forte vocação a cogeração e autoprodução de eletricidade. A queima direta é a tecnologia de conversão de biomassa largamente usada no setor, sem emprego de tecnologias mais avançadas como a gaseificação ou a pirólise. Apesar de possuírem baixa eficiência, os processos de queima direta permitem o uso de combustíveis com baixo poder calorífico e apresentam baixo custo de produção. Nesse trabalho, nos limitaremos às tecnologias já em uso comercial no setor.

3.4. Equipamentos utilizados para cogeração no setor de celulose

A seguir, serão apresentados os principais equipamentos utilizados para cogeração no setor. A característica básica das centrais termelétricas atualmente usadas nas fábricas de celulose é o uso do ciclo Rankine, flexível a todo tipo de combustível, inclusive biomassa, uma vez que há

combustão externa ao fluido de trabalho. Além disso, o fluido utilizado é a água, que na forma de vapor em baixa pressão na saída das turbinas, facilita seu aproveitamento térmico no processo produtivo.

O ciclo inicia-se com a queima dos combustíveis nas caldeiras e geração de vapor de alta pressão. Aqui destacaremos os tipos de caldeiras mais aplicados no setor: a caldeira de recuperação química do tipo Tomlinson e tipos variados de caldeira de biomassa. Em seguida, o vapor passa por turbinas, onde a energia térmica é transformada em energia mecânica de rotação de seu eixo; esse se encontra acoplado a um gerador de potência, para produção de energia elétrica. Três tipos de turbina são comumente utilizados: contrapressão, condensação e extração. Após a turbina, o vapor encontra-se em baixa pressão e a rejeição de calor demandada pelo ciclo é feito através de seu aproveitamento no processo industrial.

Em casos específicos, existem aplicações de ciclo combinado de geração, com uso de turbina a gás natural e caldeira de recuperação de calor, com geração de vapor a partir do calor residual dos gases de exaustão. O vapor gerado é adicionado ao ciclo Rankine já abordado.

3.4.1. Caldeira de recuperação do tipo Tomlinson

Na caldeira de recuperação o licor preto extraído da madeira durante o processo de cozimento e concentrado nas etapas de evaporação, é queimado com objetivo principal de recuperação de químicos. Além disso, a combustão dos componentes orgânicos do licor é usada para produção de vapor e eletricidade, constituindo principal fonte energética do processo produtivo de celulose. As caldeiras de recuperação hoje instaladas possuem capacidades superiores a 1000 toneladas de sólidos secos por dia, o que corresponde a uma capacidade de produção de 95 MW de energia.

As caldeiras do tipo Tomlinson são equipamentos complexos e alto custo de capital (normalmente o maior em uma fábrica de celulose). São compostas das seguintes partes básicas, além de variedade de equipamentos auxiliares:

- **Fornalha** – Onde ocorre a queima do licor e formação do char bed, leito formando no fundo da fornalha, formada principalmente pela parcela inorgânica do licor, onde ocorrem as reações de redução de sulfato. Da diluição dessa massa fundida de sais, chamado smelt, é formado o licor verde a ser tratado pelas caustificações.

- Balão – Pode possuir um ou dois balões, com função de distribuir água e vapor pelos tubos da caldeira e efetuar controle de seu nível.
- Superaquecedor – Primeiro passe de tubos com que os gases da fornalha têm contato, trocando calor com o vapor vindo do balão, levando-o da condição de saturado à de superaquecido.
- Evaporador – Região intermediária entre o superaquecedor e economizador, onde há o aquecimento necessário a vaporização da água.
- Economizador – Último passe de tubos, com gases em menor temperatura, onde seu calor residual é usado para preaquecimento da água que alimenta o balão.
- Precipitadores eletrostáticos – Têm a função de controle de material particulado dos gases de saída da caldeira, com eficiência superior a 99%. Formado de eletrodos e placas coletoras com diferença de potencial aplicada entre elas, levando a ionização das partículas que são carregadas e migram para as placas, sendo derrubadas por batedores.
- Sistema de aquecimento de licor – Controla a temperatura do licor a ser queimado, o influencia na eficiência de queima do licor e geração de vapor da caldeira.
- Sistema de ar – Promovem a injeção multinível de ar na caldeira.
- Ventilador de tiragem induzida – Gera pressão negativa na fornalha, forçando o fluxo em direção aos bancos de tubos e precipitador.

A injeção de ar na fornalha ocorre em multiníveis (normalmente três), com funções diferenciadas em cada um, como fornecimento de oxigênio para combustão, manutenção de estabilidade operacional e redução de emissões atmosféricas, impactando nas reações de redução do char bed e na produção de vapor da caldeira (FERREIRA ET AL, 2010).

A queima de um combustível líquido, com considerável percentual de água e relativamente baixo poder calorífico, leva a um controle atento das condições de injeção desse combustível na caldeira. Emprega-se queimadores com bicos específicos para garantir correta aspersão de um leque de gotas uniforme. Quanto menor o tamanho das gotas, maior a superfície de contato e melhor a eficiência de combustão, logo, há influência da viscosidade do licor em seu processo de queima. A viscosidade é afetada pela temperatura do licor, por sua concentração de sólidos e por sua composição (madeira de origem, álcali residual). Deve haver um controle, uma vez que gotas muito pequenas podem ser arrastadas pelos gases,

causando corrosão na região superior dos tubos, e gotas muito grande podem chegar ao leito ainda com umidade, causando resfriamento da camada.

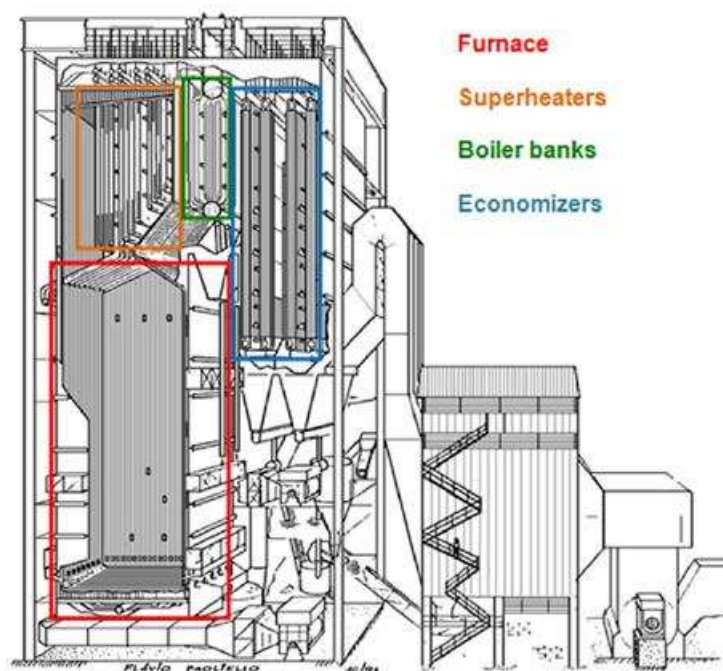


Figura 11 – Caldeira de recuperação química do tipo Tomlinson (FERREIRA ET AL, 2010).

Conforme apresentado por Sosa (2007), a queima no licor preto na fornalha consiste de quatro fases distintas:

- Secagem – a água presente é evaporada havendo um pequeno aumento de volume da gota de licor e redução de sua temperatura, de forma relativamente lenta em relação às demais fases;
- Pirólise ou volatilização – etapa de volatilização da parcela orgânica do licor, com grande aumento de volume da gota de licor e formação de chama amarela brilhante ao seu redor;
- Combustão do carbono – após a liberação dos voláteis, o licor contém principalmente carbono e sais de sódio, e pela queima desse carbono presente, já no char bed, há uma redução significativa de volume;
- Redução de inorgânicos – Ao final da queima de carbono, o enxofre é completamente reduzido através de reações endotérmicas, gerando sulfeto e carbonado de sódio.

3.4.2. Caldeiras de biomassa

Segundo Rendeiro e Nogueira, 2008, o processo de combustão de biomassa sólida em caldeira consiste em quatro fases distintas, podendo ocorrer simultaneamente em diferentes regiões da caldeira:

- Aquecimento e secagem – é o processo de retirada da umidade contida no combustível sólido por evaporação através da adição de calor;
- Pirólise ou volatilização – após a secagem do combustível sólido, se a temperatura for elevada a níveis adequados, acontecerá a liberação dos gases inflamáveis contidos no sólido, que quando misturados ao oxigênio do ar em proporções adequadas, torna-se uma mistura inflamável;
- Combustão – nessa fase, os gases formados no processo de pirólise reagem com o oxigênio numa reação exotérmica, tendo como produtos CO_2 , H_2O e calor (produtos hipotéticos de uma reação ideal e estequiométrica);
- Pós-combustão – ao final da pirólise, a biomassa torna-se uma massa sólida de carvão e cinza, sendo que uma parcela composta de partículas menores é arrastada pelos gases (particulados), outra parcela com frações de carbono e cinzas consegue gasificar e entra no escoamento na forma de CO , CH_4 , H_2 e outros gases e o restante do carvão e das cinzas é removido pela câmara de combustão na forma de resíduos.

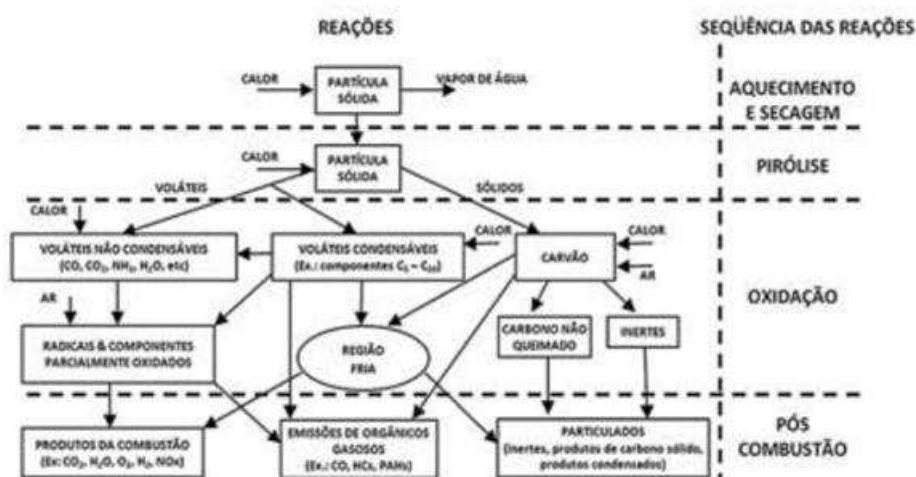


Figura 12 – Diagrama de processo de combustão de sólidos (RENDEIRO E NOGUEIRA, 2008).

As caldeiras de biomassa instaladas nas indústrias de celulose geram vapor com pressão que varia de 30 bar nas fábricas mais antigas até 105 bar nas mais modernas. A geração de vapor varia de 30 ton/h a 300 ton/h, dependendo da disponibilidade de biomassa, ou seja, do percentual de resíduos gerados no preparo dos cavacos e da parcela de madeira recebida que é descascada na própria fábrica. As caldeiras normalmente empregadas nas indústrias de celulose são de dois tipos: caldeiras a grelha, podendo a grelha ser fixa ou móvel, e caldeiras de leito fluidizado, podendo o leito ser borbulhante ou circulante.

As caldeiras a grelha tem como característica a queima de biomassa sobre grelhas que têm a função de receber e suportar o combustível, distribuir homogeneamente o ar de combustão e permitir a retirada contínua ou periódica das cinzas, além de garantir o tempo de residência necessário para o consumo do combustível. Tal grelha pode ser fixa, nas caldeiras mais antigas, com entrada superior de biomassa que cai sobre a grelha inclinada, ou móvel, com sistema rotativo, basculante ou vibratório, sendo o rotativo mais comum. A fornalha de grelha móvel tem como característica a eliminação de operações cíclicas, através da remoção das cinzas por tal tipo de grelha. Introduzidas em 1920 para carvão e modificadas em 1940 para uso com madeira, dispõem atualmente de grelhas móveis modernas do tipo Kabliz e grelhas resfriadas a água (BAJAY, 1998). Algumas limitações do uso dessa tecnologia são a limitação de teor de umidade, que dificulta a combustão quando acima de 55%, a baixa eficiência, principalmente pela eliminação de parte da biomassa não processado junto às cinzas e a produção de vapor limitada à faixa de 250 ton/h por seus aspectos construtivos.

Outra tecnologia em fase de maturação no setor é o uso de caldeiras de leito fluidizado. Na fornalha dessas caldeiras, a insuflação de ar em leito composto de areia e do próprio combustível, leva a uma fluidização do leito, ou seja, a força de arraste do gás é igual a força peso das partículas, fazendo com que fiquem suspensas. Mais um incremento na vazão de ar, leva à formação de bolhas de gás no interior da suspensão, que aumentam o contato do combustível com o ar promovendo sua queima de forma mais eficiente; nesse ponto operam as caldeiras de leito borbulhante. Aumentando-se ainda mais a vazão de ar, chega-se ao ponto em que velocidade do gás atinge a velocidade terminal das partículas e essas passam a ser arrastadas pelo fluido. No caso dessas partículas arrastadas serem coletadas por um ciclone ou outro dispositivo e retornadas ao leito, tem-se um leito fluidizado circulante.

Os geradores de vapor com leito fluidizado borbulhante, mais comumente empregados até o presente momento, têm como vantagens, segundo Barbeli (2003) e Coelho (1998):

- Aceitam um variado mix de combustíveis, inclusive com teor de umidade de até 65% e de baixo poder calorífico;
- A queima do combustível é praticamente completa, com altas taxas de transferência de calor, e o excesso de ar é reduzido, permitindo um processo de combustão mais eficiente do que as caldeiras convencionais;
- A geração de vapor pode variar de 25% a 100% durante a operação nominal, com a caldeira respondendo a variações rápidas de carga;
- A formação de NO_x é reduzida pela baixa temperatura do leito e pela injeção de ar por estágios;
- O custo operacional é reduzido devido a não exigência de peças móveis;
- O controle de processo, automatizado, é mais vantajoso.

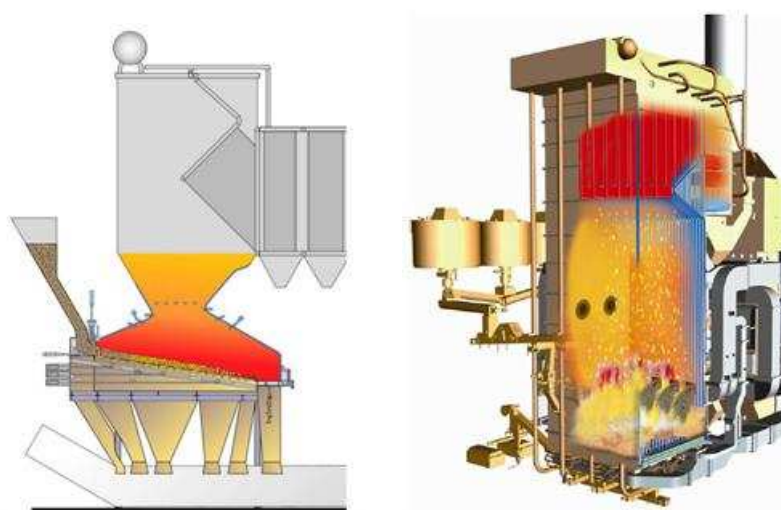


Figura 13 – Caldeira de biomassa tipo grelha e tipo leito fluidizado borbulhante.

3.4.3. Turbinas a vapor

O vapor de alta pressão gerado pelas caldeiras alimenta a turbina pela sua admissão, onde a energia de pressão do vapor é convertida em cinética durante sua expansão e em seguida a quantidade de movimento do fluxo de vapor é transferida às palhetas fixas e móveis do rotor, em um ou mais estágios, transformando-se em trabalho de eixo. O trabalho de eixo é transferido ao eixo do gerador de potência, para conversão em energia elétrica.

Quanto às características construtivas das turbinas a vapor ou turbogeradores, podem ser classificadas em turbinas de ação ou de reação. Nas turbinas de ação, as palhetas fixas e bocais, com incidência de vapor em alta velocidade, convertem energia térmica em cinética e redirecionando o fluxo de vapor para as palhetas móveis, onde o vapor atravessa a pressão constante, atuando sobre elas em razão de sua velocidade, converte a energia cinética em trabalho. Já nas turbinas de reação, as palhetas fixas, com incidência de vapor em alta velocidade, convertem parte da energia térmica (variação parcial de entalpia) em energia cinética e redirecionam o fluxo de vapor para as palhetas móveis, onde o vapor atravessa com redução de pressão, atuando sobre elas, convertendo a energia cinética e o restante da energia térmica em trabalho, ou seja, o vapor se expande tanto nas palhetas fixas, quanto nas móveis (MARQUEZ, 1998).

As pressões de operação das turbinas a vapor, nos últimos anos têm se elevado consideravelmente, de 30 kgf/cm² na década de 70, para até 120 kgf/cm² nessa década, aumento em cerca de 30% o ganho energético obtido na geração de energia elétrica (AZZOLINI, 2007).

Com relação à necessidade, as turbinas a vapor podem ser classificadas em 3 tipos:

- Contrapressão – Turbinas em que a pressão de escape é superior à pressão atmosférica, ou seja, o vapor ainda pode ser usado para aproveitamentos térmicos. Apresentam menor rendimento em termos de geração de energia elétrica. Podem ainda possuir extração de vapor em maior pressão, de acordo com a demanda da unidade fabril onde se encontra instalada.
- Condensação – Turbinas em que a pressão de escape do vapor é inferior à atmosférica, estando o escape diretamente ligado a um condensador, que rejeitará parte do calor. O vapor retorna para o ciclo após a turbina na forma de condensado. Nessa aplicação não há cogeração e a turbina apresenta melhor rendimento em termos de geração elétrica. Na indústria de celulose são usadas para geração de energia, geralmente para exportação, a partir do excedente de vapor da unidade.
- Condensação e extração – Turbina de condensação, mas que possui uma ou mais extrações de vapor, para atendimento da demanda térmica da unidade fabril. Turbina mais versátil para centrais cogedoras e de maior rendimento em termos de geração elétrica a medida que aumenta a parcela de vapor condensado frente ao extraído.

Nas indústrias de papel e celulose, em função do alto consumo de vapor, é comum o uso de turbinas de contrapressão, com extração na faixa de 12 a 14 kgf/cm², chamado vapor de média pressão, para aquecimento da polpa de celulose do digestor, deslignificação com oxigênio e branqueamento e com pressão de escape na faixa de 3 a 5 kgf/cm², chamado vapor de baixa pressão, para uso no digestor, evaporação de licor preto, branqueamento, máquinas de secagem de celulose. Em caso de haver excedentes de vapor (geração de vapor de alta maior que consumo do processo de vapor de média e baixa) prioriza-se a geração elétrica em turbinas de condensação ou de condensação e extração.

3.4.4. Turbina a gás

Apesar no nome, a turbina a gás pode empregar um infinidade de combustíveis, tanto líquidos quanto gasosos. Essa denominação vem em consequência de seu fluido de trabalho, o ar. Ainda assim, o combustível mais utilizado para esse tipo de equipamento na área industrial é o gás natural.

Numa turbina a gás, de todo combustível disponível na turbina, obtém-se cerca de 22 a 35% de energia elétrica nos bornes do gerador por ela acionado, enquanto um motor a gás, a faixa é maior, podendo chegar a 40%. A maior aplicação da turbina na indústria é justificada pela sua melhor possibilidade de aproveitamento térmico, uma vez que a energia disponibilizada pelo gás de queima e não transformada em energia mecânica, pode ser recuperada para produção de vapor. Nas turbinas os gases de exaustão se encontram em maior temperatura, na faixa de 400 a 900°C, frente aos gases de 300 a 500°C exauridos pelos motores a gás. Logo, é comum que a turbina a gás seja acompanhada de uma caldeira de recuperação de calor para geração de vapor, que pode ser usado diretamente, ou seguir para uma turbina a vapor (ciclo combinado).

A turbina a gás é composta de diversos elementos, entretanto, a simplificaremos em três partes: compressor, câmara de combustão e turbina de potência. O compressor tem a função de comprimir o ar a ser usado na câmara de combustão, com taxas da ordem de 15:1 a 30:1. Na câmara de combustão, a queima constante do combustível eleva a pressão e a temperatura da mistura, que se expande em vários estágios, convertendo a energia cinética do escoamento em trabalho mecânico e girando o rotor da turbina de potência. O acoplamento da turbina ao eixo do gerador promove a conversão da energia mecânica em elétrica.

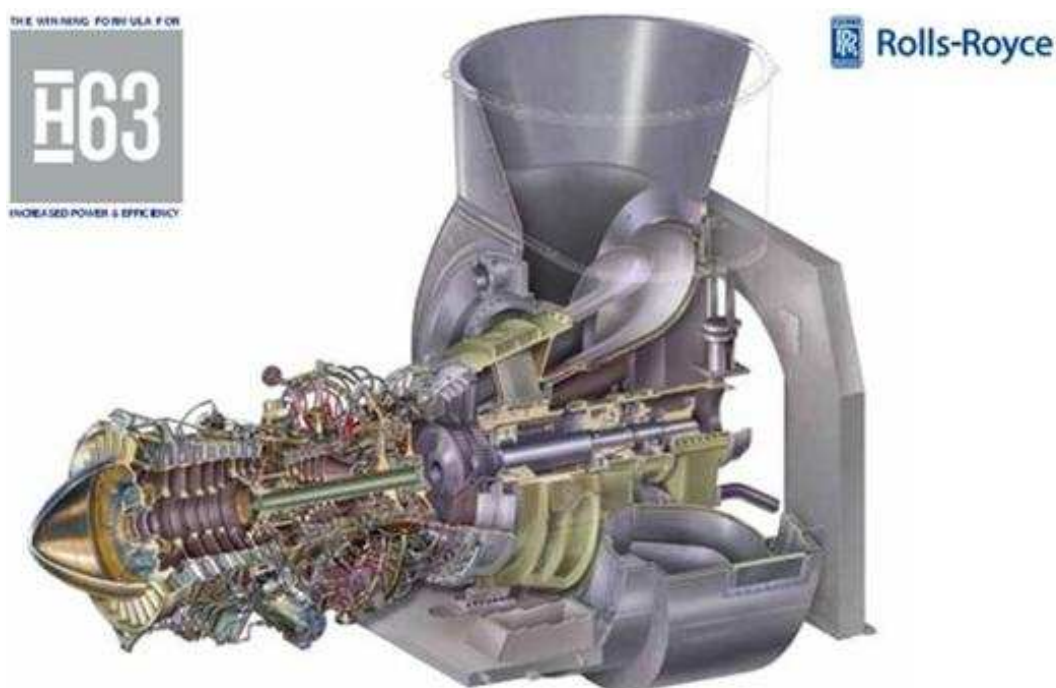


Figura 14 – Turbina a gás modelo RB211 da Rolls Royce (ROLLS ROYCE, 2012).

Nesta máquina térmica, grande parte do trabalho obtido na turbina é consumida no compressor, em torno da metade da produção, e outra rejeitada nos gases de exaustão. É importante destacar a alta razão ar-combustível, em torno de 50:1 em massa, o que faz com que as condições climáticas (temperatura ambiente e umidade relativa) influenciem de forma significativa no seu desempenho, provocando alterações tanto no rendimento quanto na potência gerada, ambos piorando conforme a elevação de temperatura, conforme apresentado na Figura 15. Por trabalhar com excesso de ar os gases de exaustão ainda possuem concentrações de oxigênio em torno de 15 a 16%, o que viabiliza o uso de queima suplementar na caldeira de recuperação de calor, quando há sua aplicação (BARJA, 2006).

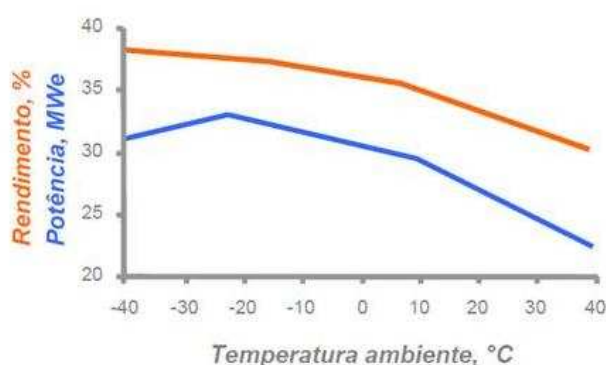


Figura 15 – Influência da temperatura do ar ambiente em turbinas a gás (BARJA, 2006).

Para fornecer a energia mecânica ao gerador elétrica, em aplicações estacionárias, a turbina a gás é reprojeta, reduzindo muito a velocidade de saída dos gases. Essas turbinas adaptadas são chamadas estacionárias, podendo aeroderivadas ou heavy-duty. As aeroderivadas são as de menor porte (adaptadas a partir das de avião) com potência de até 40 MW. As heavy-duty podem ter maior porte, com potência de até 330 MW (COELHO, 1992).

O calor dos gases de exaustão da turbina pode ser aproveitado através de uma caldeira de recuperação de calor. Um diverter deve ser instalado entre os dois equipamentos: um damper que permite desviar os gases da turbina para uma chaminé e operar exclusivamente a turbina, caso seja necessário. Os gases quentes atravessam a caldeira aquecendo as serpentinas ou tubos de água, gerando vapor. As caldeiras sem queima suplementar costumam apresentar um rendimento de 70 a 80% e com queima adicional passam a 90% de rendimento.

4. Combustíveis para incremento da matriz energética visando geração de excedentes

Visando ampliar a geração de excedentes de energia elétrica das indústrias de celulose, duas opções de combustíveis para incremento da matriz têm se apresentado viáveis de acordo com as condições de preço de energia no mercado livre. A primeira delas é o uso de biomassa, seja através do aumento do aproveitamento de resíduos gerados no próprio processo de fabricação de celulose ou na colheita floretal, ou ainda através de compra de resíduos de outras fontes. A segunda, bem mais dependente dos preços de energia para se viabilizar, é o emprego de gás natural. Não citaremos nesse trabalho o emprego de fontes como o óleo combustível de petróleo e demais fontes menos limpas, que raramente apresentam viabilidade de uso termelétrico.

4.1. Uso de biomassa

Qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica é classificada como biomassa. De acordo com a sua origem, pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Os derivados obtidos dependem tanto da matéria-prima utilizada (cujo potencial energético varia de tipo para tipo) quanto da tecnologia de processamento para obtenção dos energéticos. Sua maior aplicação tem ocorrido de duas maneiras: fabricação de combustíveis líquidos a partir de plantações próprias para esse fim, como na produção de etanol e biodiesel, e uso para combustão direta a partir de aproveitamento de resíduos, tais como madeira, resíduos orgânicos e florestais, bagaço de cana, grãos, talos, óleos vegetais e esterco.

No Brasil a produção de energia elétrica da biomassa é estimada em cerca de 3,7% da energia total produzida pelo país em 2007, sendo superada apenas pela produção de hidroeletricidade. Ela foi responsável pela oferta de 18 TWh, segundo o Balanço Energético Nacional, e seu uso como fonte primária tem sido crescente. De acordo com Banco de Informações de Geração da ANEEL, em novembro de 2008 existiam 302 termelétricas movidas a biomassa no país, que correspondem a um total de 5,7 mil MW instalados. Do total de usinas relacionada, 13 são abastecidas por licor negro, ou seja, são fábricas de celulose (potência total de 944 MW), 27 por madeira (232 MW), 3 por biogás (45 MW), 4 por casca de arroz (21 MW) e 252 por bagaço de cana (4000 MW). Uma das características desses empreendimentos é o pequeno

porte, com potência instalada de até 60 MW, o que favorece a instalação nas proximidades dos centros de consumo e suprimento (ANEEL, 2008).

A biomassa pode ser considerada com uma fonte indireta de energia solar. A radiação solar é a responsável pela fotossíntese, base dos processos biológicos que preservam a vida das plantas e produtora de energia química que se converterá em outras fontes de energia ou em produtos energéticos como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e óleos vegetais combustíveis, entre outros (ANEEL, 2008). Todo dióxido de carbono liberado durante a queima dos combustíveis advindos da biomassa foi antes sintetizado em moléculas orgânicas diversas a partir da fotossíntese realizada pelas plantas, resultando em balanço praticamente nulo de emissão de gases relacionados ao efeito estufa. Importante observar que essa fonte de energia só é considerada renovável e sustentável se advinda de fontes plantadas, onde o cultivo manejado promove sequestro de dióxido de carbono, ao contrário da biomassa proveniente de desmatamento.

Outra vantagem do uso de biomassa com combustível é a reduzida emissão de poluentes, em particular porque não contém enxofre, reduzindo as emissões de dióxido de enxofre. Além disso, é uma forte promotora do desenvolvimento rural, através do aumento da produtividade da terra, geração de empregos no campo e dinamização do setor de equipamentos.

O uso de biomassa para geração de eletricidade ou cogeração, apresenta duas características importantes (CGEE, 2001):

- O conteúdo energético da biomassa é relativamente pouco denso espacialmente, exigindo coleta e transporte para concentrar o insumo; portanto, os custos do insumo crescem com a capacidade da unidade de conversão;
- As tecnologias de conversão para energia elétrica convencionais, essencialmente termoelétricas, apresentam forte economia de escala (o investimento por unidade de insumo cai e as eficiências de conversão aumentam, com a capacidade).

Ainda segundo CGEE (2001), investimentos em tecnologias têm buscado aumentar a eficiência de conversão em sistemas de menor capacidade e reduzir custos de coleta e transporte de biomassa. Para reduzir o custo de transporte, as aplicações mais promissoras de biomassa para energia elétrica utilizariam, na ordem:

- Resíduos de outros usos de biomassa (exemplo, produção de alimentos ou licor preto na indústria de celulose) que estejam já concentrados no local de uso, tendo o custo de transporte sido absorvido pelo custo do produto principal (bagaço de cana, palha de arroz, restos de serrarias, casca de árvores e resíduo de madeira na indústria de celulose);
- Resíduos de outros usos de biomassa que ser coletados e transportados a baixo custo (exemplo, parte da palha da cana);
- Plantações específicas para a produção de energia (exemplo, florestas comerciais).

Adicionalmente às oportunidades acima listadas, podemos citar ainda a incorporação à matriz de termelétricas de maior porte, que já utilizam biomassa proveniente de uma das três fontes acima citadas, de resíduos de distribuição dispersa, que exigem pequeno raio de coleta em torno da unidade geradora para que sejam viáveis (como resíduos de pallets, resíduos de serrarias e indústria moveleira e resíduos de madeira aplicada na indústria e construção civil), coletadas em sua circunvizinhança.

No caso do licor preto, um resíduo inevitável do processo de fabricação de celulose, altamente tóxico e poluente, há inúmeras vantagens na reciclagem. Nele estão presentes todos os químicos utilizados no processo de fabricação, que podem então ser recuperados, que caso não fossem utilizados com combustível, teriam em seu descarte, elevado impacto ambiental (VELAZQUEZ, 2000). Além disso, esse resíduo apresenta custo praticamente nulo, uma vez que esses já foram custeados pelo produto principal.

Além do licor preto, a indústria de celulose tem como oportunidade o uso de resíduos diversos advindos da colheita e processamento de madeira. Abaixo são destacadas as principais fontes de resíduo de madeira do setor:

- Resíduos de descascamento da madeira – Enquanto algumas unidades produtoras recebem a totalidade da madeira já descascada, outras recebem parte da madeira com casca e efetuam o descascamento na própria unidade fabril, sendo a casca fonte de biomassa. No caso da madeira descascada, as cascas são deixadas do campo, pós-colheita, cumprindo uma função de reposição e proteção do solo até novo plantio. A escolha no percentual de madeira com casca e sem casca enviada à fábrica tem forte impacto sobre a capacidade de geração da central de cogeração, e deve ter certos aspectos avaliados sobre tudo no que se refere à reposição de nutrientes e proteção do

solo no campo e aos custos de colheita de madeira, uma vez que utilizam equipamentos e operações distintas.

- Resíduos de processamento de madeira – Incluem-se os resíduos gerados durante picagem da madeira ou cascas arrastadas e transportadas juntamente à madeira descascada. Representam um volume muito maior quanto comparado ao dos resíduos de descascamento nas fábricas onde há descascamento.
- Aproveitamento de madeira queimada – Aproveitamento de madeira proveniente de incêndios florestais.
- Ponteiras – Uso para fins energéticos das ponteiras de árvore, atualmente deixadas em campo e de baixo interesse para produção de celulose. Novamente, deve-se avaliar o impacto de sua retirada para o solo e principalmente os custos de transporte até a fábrica.
- Madeira – Em alguns casos, emprega-se o uso de queima da mesma madeira utilizada para produção de celulose. Importante verificar se granulometria obtida é adequada à caldeira empregada.

Outra opção além do aumento dos resíduos próprios, em alguns casos interessante, pode ser a compra de resíduos de biomassa de outras fontes e incorporá-los à matriz de biomassa já utilizada. Tal estratégia pode ser viável dependendo do preço de biomassa disponível regionalmente, e caso substitua gás natural na matriz energética ou seja empregada para geração de excedentes de eletricidade, dependendo do preço de venda de energia.

Independente de sua fonte, o uso de resíduos de biomassa exige na operação industrial rígido controle de qualidade do combustível, de forma a garantir a eficiência esperada e evitar danos nas caldeiras. Obviamente, o nível e tipo de controle de combustível necessário variam de acordo com o tipo de caldeira empregado e especificidades da instalação, mas de forma geral, devem ser monitorados os parâmetros de teor de umidade, teor de areia, presença de metais e granulometria. Além disso, é interessante o monitoramento do poder calorífico do resíduo utilizado.

4.2. Uso de gás natural

O gás natural é composto basicamente de metano, tipicamente 90%, e de pequenas frações de hidrocarbonetos leves como o etano e o propano, e ainda outros gases com o dióxido de carbono, nitrogênio e oxigênio. O teor de enxofre, na forma de sulfeto de hidrogênio, é muito

baixa, na ordem de 2 a 10 mg/m³. As vantagens de seu uso podem ser citadas no âmbito regional e global, quando comparado ao uso de outros combustíveis fósseis. No âmbito regional, a queima de gás apresenta baixíssimas emissões de dióxido de enxofre, material particulado, monóxido de carbono e hidrocarbonetos, que contribuem para formação de chuva ácida e do smog fotoquímico. No âmbito global, a combustão de gás natural emite dois terços do dióxido de carbono emitido pelos derivados de petróleo (GOMES, 1996).

Dessa forma, o uso de gás natural nas indústrias representa uma fonte mais limpa de combustível, com menor exigência de controles ambientais e mais simples manuseio por sua característica de combustível gasoso. Entretanto, a viabilização de seu uso no setor industrial ocorre na maior parte dos casos de forma a substituir o uso de outros combustíveis. Nesse trabalho deseja-se ainda avaliar quão viável é seu uso como complemento a matriz do cogenerador de forma a gerar venda de excedentes de energia. Logo, torna-se relevante compreender como ocorre a formação de preço do gás natural.

Enquanto as áreas de produção e transporte são reguladas pelo setor concedente federal, com regulação da Agência Nacional de Petróleo (ANP), o setor de distribuição é responsabilidade do poder concedente estadual, regulada por agências específicas para cada estado. A tarifa máxima do gás natural fornecido aos consumidores é então composta de três parcelas básicas: molécula, transporte, distribuição e impostos.

A parcela de molécula corresponde ao preço do gás natural na entrada do gasoduto, tratada também como parcela de commodity. Esse preço da molécula é definido com base em uma fórmula que considera 50% do vapor praticado no trimestre anterior e 50% de um valor de referência multiplicado por uma ponderação de preços de uma cesta de óleos internacionais, corrigida pelas tarifas de câmbio, tanto para o gás nacional, quanto para o gás natural.

A comercialização de gás boliviano é regida por contratos firmados por blocos de capacidade de transporte, até a capacidade nominal do gasoduto Brasil-Bolívia de 30 Mm³/dia, sendo eles: TCQ (Transportation Capacity Quantity), correspondente ao bloco básico em que há comprometimento de fornecimento (via take-or-pay) de 18 Mm³/h da YPFB à Petrobrás; TCO (Transportation Capacity Option), volume adicional que com opção de compra, desde que não conflitasse com o abastecimento boliviano, de até 12 Mm³/h; e TCX, que corresponde à capacidade excedente do gasoduto.

Logo, a parcela de commodity do gás natural fornecido a dado consumidor será definido pelo mix de compra entre nacional e boliviano (TCQ, TCO e TCX), reajustados pela cesta de óleos internacionais e taxa de câmbio.

A vinculação do preço futuro do gás natural a uma cesta de óleos combustíveis tem, a princípio, o efeito de distribuir as variações de preço entre os mercados de óleo escolhidos, amortecendo grandes oscilações, com objetivo de reduzir a vulnerabilidade da evolução do preço do gás. Entretanto, torna a tarifa diretamente influenciada pelas condições do mercado internacional de petróleo, condições tais como estrutura de mercado, expectativa dos agentes em relação ao futuro, grau de integração entre os agentes econômicos, relações político-econômicas e o reflexo da estabilidade nas regiões produtoras e consumidoras de petróleo. Já a taxa de câmbio exerce um efeito ambíguo sobre o preço da molécula, já que ao mesmo tempo em protege investimentos em equipamentos importados, com empréstimos financiados em dólar, torna inclusive o gás nacional dependente de suas cotações. Vale ressaltar que o câmbio é fator de maior sensibilidade na determinação do preço do gás natural (SOARES, 2002).

Já a parcela do transporte é atualmente regulada pela ANP e definido para o gás nacional por uma parcela fixa que é reajustada anualmente pelo índice de preços IGPM, da Fundação Getúlio Vargas. Há uma atenção de incorporação na definição dessa parcela de um fator de distância, de forma que polos de consumo mais próximos aos centros produtores tenham menores preços. E como primeiro movimento nesse sentido, a ANP define tarifas distintas para cada estado, com base na distância média do estado em relação aos pontos de produção. Já para gás boliviano, a tarifa de transporte é uniforme para todo o gasoduto, com reajuste considerando a variação anual da inflação do dólar americano (ANP, 2000).

A partir do ponto de entrega do gás natural, ou city gate, as distribuidoras adicionam sua margem de contribuição. Seu cálculo médio leva em consideração a tarifação a custo de serviço, o que considera a remuneração mínima do capital investido pela companhia distribuidora local. Na parcela de distribuição, as regras podem variar para cada estado. Para o estado de São Paulo, por exemplo, têm-se as seguintes características (CSPE, 2012):

- Estabelecimento de classes de tarifa segundo um critério misto que considera faixas de consumo volumétrico de gás e aplicação, segmentado por classes de usuários: (i)

classe de 1 a 10; (ii) GNV; (iii) segmento industrial; (iv) pequena cogeração; (v) cogeração; (vi) termelétricas; (vii) fornecimento interruptível;

- Estrutura de tarifa teto considerando um termo fixo e outro variável, sendo o último formado a partir da soma entre a margem máxima e o preço do gás no ponto de entrega;
- Reajustes das margens em base anual, quando do aniversário do contrato de concessão considerando-se a variação anual acumulada do IGPM;
- A atualização de preços do gás no ponto de entrega pode ocorrer em duas situações: ou por ocasião de reajuste ou, extraordinariamente, quando as variações de preço representarem riscos para o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Por fim, a parcela de impostos é composta do ICMS, variável para cada estado, e de PIS/COFINS.

Como apresentado, existe no estado de São Paulo uma tarifa diferenciada de gás natural para os empreendimentos de cogeração. Corresponde a um incentivo, de modo que os agentes cogeradores são isentados do pagamento mensal por disponibilidade, com prática de preços diferenciados. É concedido aos empreendimentos reconhecidos como cogeradores qualificados.

5. Mapeamento das unidades cogeradoras

As três unidades cogeradoras em são classificadas como Produtores Independentes de Energia junto à ANEEL, sendo as Unidades A e C são exportadoras de energia elétrica e a Unidade B apresenta característica de importador de energia.

Com relação à venda de energia elétrica, a energia vendida pelas unidades recebe a classificação de incentivada 50%, pela matriz majoritariamente composta por biomassa e exportação inferior a 30,0 MW. As unidades apresentam contração de demanda para exportação de 20,0 MW na Unidade A e 30,0 MW na Unidade C. A energia exportada pela Unidade A é vendida atualmente parte em contrato de longo prazo e parte no curto prazo. Já na Unidade C, parte da energia é vendida a um fornecedor de químico utilizado no branqueamento na celulose, mediante desconto no produto, e parte é negociado no curto prazo.

Com relação à compra de energia, as unidades apresentam demanda contratada conforme Tabela 02. As unidades dependem de contratação de demanda firme e de contratos de reserva de capacidade para realização da parada geral anual de cada unidade, além de eventos que possam interferir na sua capacidade de geração, como parada ou falha em equipamentos, ou mesmo redução do ritmo de produção que leve à menor disponibilidade de licor preto. Sendo assim, a Unidade A apresenta contrato de reserva de capacidade de 10,0 MW tanto para ponta quanto para fora de ponta e a Unidade B possui contrato de 25,0 MW também para ponta e fora de ponta. A Unidade C não possui contrato de reserva de capacidade.

Tabela 02 – Contratação de demanda das unidades cogeradoras.

Unidade	Horário de ponta	Horário fora de ponta
Unidade A	20,0 MW	35,0 MW
Unidade B	6,0 MW	25,0 MW
Unidade C	10,0 MW	36,0 MW

A Unidade B compra energia convencional, parte de contratos de longo prazo e parte negociada no curto prazo. Já as Unidades A e B, que na maior parte do tempo apresentam fator de carga muito baixo, ou seja, quando não ocorrem eventos que levem à maior importação de energia, compram energia incentivada 50% ou 100% de forma a obter desconto na tarifa de demanda. A decisão de compra de incentivada para essas unidades é feita

mediante avaliação do resultado entre redução na tarifa de demanda frente ao aumento no custo da energia pelo pagamento do spread da incentivada. Toda a energia comprada por essas duas unidades é feita hoje no curto prazo. A seguir é apresentada a descrição de equipamentos e capacidades de cada uma das unidades.

5.1. Unidade A

A unidade A, localizada no município de mesmo nome, no estado do Espírito Santo, é composta de três linhas individuais de produção de celulose, identificadas como Fábricas A, B e C. As fábricas apresentaram em 2011 produções de celulose de 542,5 Kton, 850,7 Kton e 930,0 Kton, respectivamente, totalizando 2,3 Mton neste ano.

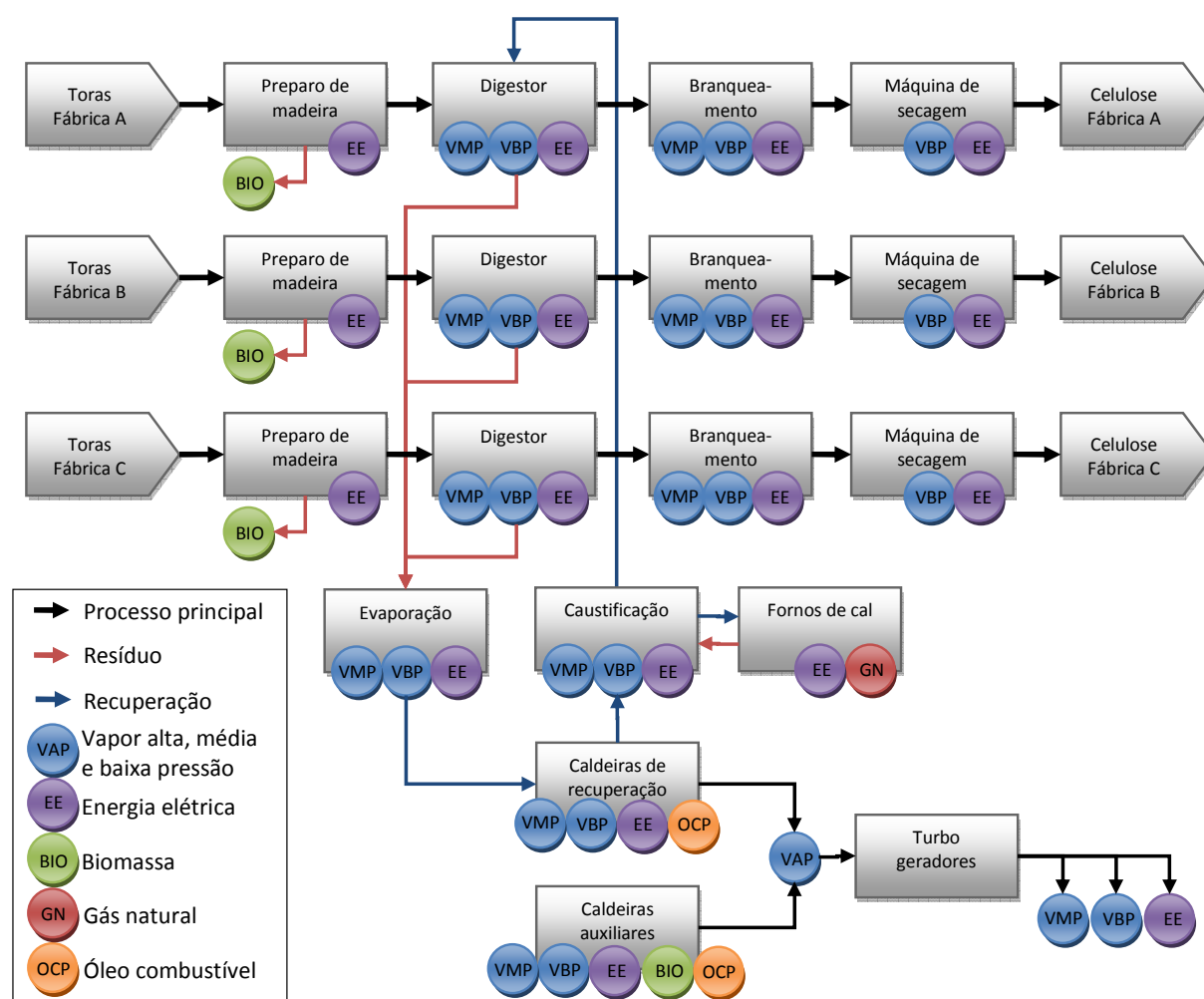


Figura 16 – Diagrama de bloco da Unidade A.

A Figura 16 apresenta um diagrama de blocos simplificados da unidade, indicando os consumos energéticos de cada área (na forma de vapor, energia elétrica ou combustível primário).

Todo vapor e praticamente toda a energia consumido pelas áreas produtivas é autogerada em uma central termelétrica, formada por três caldeiras de recuperação, duas caldeiras auxiliares e seis turbogeradores. A unidade opera com vapor em quatro diferentes classes de pressão, assim denominados: vapor superaquecido (65 bar e 450°C), vapor para sopragem das caldeiras (35 bar), vapor úmido de média (12 bar) e vapor úmido de baixa (3,5 bar).

Os equipamentos apresentam as seguintes características:

- *Caldeira de Recuperação A*: Início de operação em 1978, originalmente fabricada pela Götaverken, com capacidade para 1800 tss/d (toneladas de sólidos secos por dia) a uma concentração de 60% sólidos. Em 2001 sofreu “retrofit” pela Kvaerner, operando hoje com média de queima de 3600 tss/d “as fired” (tal como queimado na caldeira, ou seja, incluindo sólidos provenientes do reaproveitamento das cinzas retidas nos precipitadores eletrostáticos), sendo este valor 3,1% abaixo do valor nominal de projeto (3715 tss/dia). Utiliza óleo combustível 1A como combustível auxiliar. Apresenta uma produção média de vapor superaquecido de 524 ton/h.
- *Caldeira de Recuperação B*: Caldeira de 1992, originalmente fabricada pela Götaverken, com capacidade para 2200 tss/d a uma concentração de 60% sólidos. Em 2001 sofreu “retrofit” pela Kvaerner, operando hoje com média de queima de 3600 tss/d “as fired”, sendo este valor 7,2% abaixo do valor nominal de projeto (3880 tss/d). Utiliza óleo combustível 1A como combustível auxiliar. Apresenta uma produção média de vapor superaquecido de 536 ton/h.
- *Caldeira de Recuperação C*: Caldeira de 1996, originalmente fabricada pela Ahlstrom, com capacidade para 2200 tss/d a uma concentração de 75% sólidos. Em 2007 sofreu “retrofit” pela Andritz, operando hoje com média de queima de 3300 tss/d “as fired”, sendo este valor próximo ao valor nominal de projeto (3350 tss/d). Utiliza óleo combustível 1A como combustível auxiliar. Apresenta uma produção média de vapor superaquecido de 451 ton/h.
- *Caldeira Auxiliar A*: Caldeira de 1978, originalmente fabricado pela Svenska Maskinverken, passou por “retrofit” em 1994 pela Götaverken para tecnologia de leito

fluidizado. Utiliza como combustível principal um mix de casca (80%) e madeira (20%) e como combustível auxiliar o óleo 1A. Tem ainda função de incineração de gases de processo, como gases não condensáveis e metanol. Apresenta uma capacidade de produção de vapor superaquecido de 170 ton/h, com produção média de 120 ton/h.

- *Caldeira Auxiliar B*: Caldeira do tipo grelha vibratória de 1991, de fabricação pela Cobrasma com projeto pela BW. Utiliza como combustível principal um mix de casca (20%) e madeira (80%) e como combustível auxiliar o óleo 1A. Tem ainda função de incineração de gases de processo, como gases não condensáveis e metanol. Apresenta capacidade de produção de vapor superaquecido de 70 ton/h, com média de 54 ton/h.
- *Turbogeradores 1 e 2*: Turbogeneradores a vapor de contrapressão fabricados pela Stal Laval e de startup em 1978, formado de 2 turbinas radiais contra rotativas. Apresenta uma extração a 12 bar e contrapressão a 3 bar. Capacidade de geração de 21,2 MW e 30,0 MW, respectivamente.
- *Turbogeradores 3 e 4*: Turbogeneradores a vapor de contrapressão fabricados pela AKS e de startup em 1992. Apresenta uma extração a 12 bar e contrapressão a 4 bar. Capacidade de geração de ambos de 31,5 MW.
- *Turbogeradores 5*: Turbogenerador a vapor de condensação fabricados pela AKS e de startup em 1992. Não apresenta extrações de vapor. Capacidade de geração de 32,3 MW.
- *Turbogeradores 6*: Turbogenerador a vapor de contrapressão fabricado pela Siemens e de startup em 2002. Apresenta uma sangria para sopragem a 35 bar, uma extração a 12 bar e contrapressão a 4 bar. Capacidade de geração de 84,3 MW.

A matriz energética do sistema de cogeração da unidade (desconsiderando consumo de gás natural nos fornos de cal) é composta, portanto, majoritariamente por licor preto (87,8%), seguido de biomassa sólida (10,9%), como resíduos de processamento ou madeira. Óleo combustível, metanol e energia elétrica importada têm uma participação muito pequena na matriz e não há uso de gás natural para geração de vapor. O consumo energético total da central é em média 4.940 GJ/h.

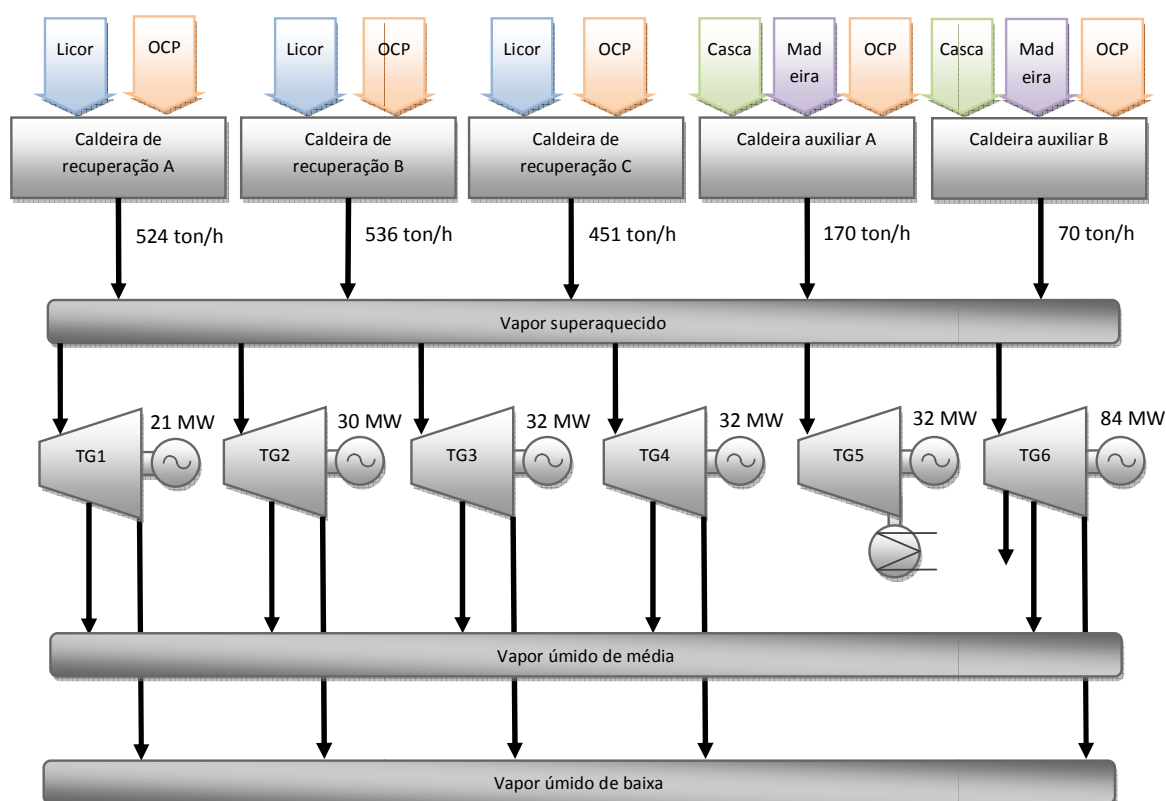


Figura 17 – Sistema de geração de vapor e energia elétrica da Unidade A.

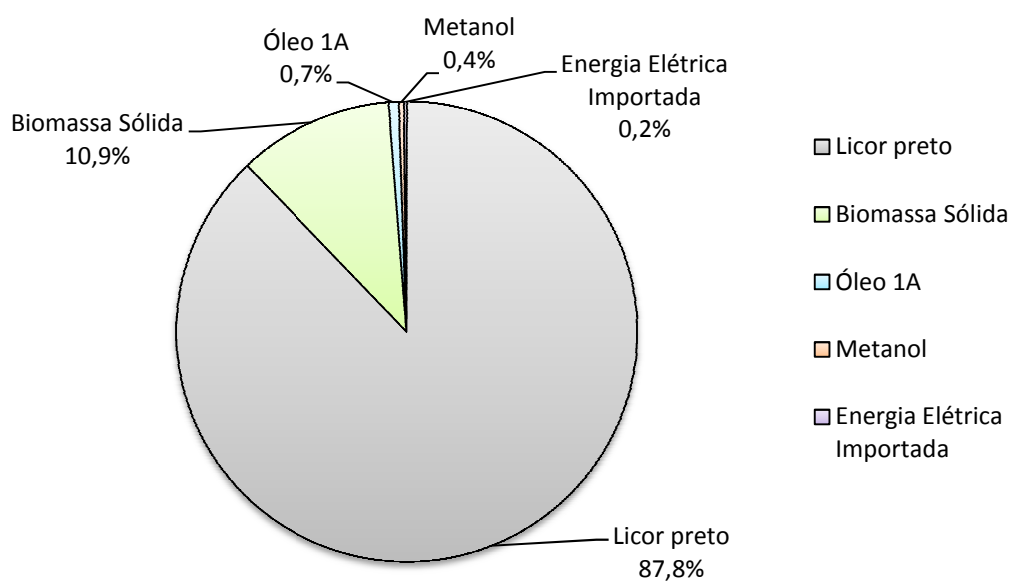


Figura 18 – Matriz energética da Unidade A no ano de 2011.

5.2.Unidade B

A unidade B, localizada no município de mesmo nome, no estado do São Paulo, é composta de duas linhas individuais de branqueamento e secagem, entretanto, compartilham o mesmo digestor. A unidade apresentou produção de celulose de 1,1 Mton em 2011. A Figura 20 apresenta um diagrama de blocos simplificado da unidade, indicando os consumos energéticos de cada área (na forma de vapor, energia elétrica ou combustível primário).

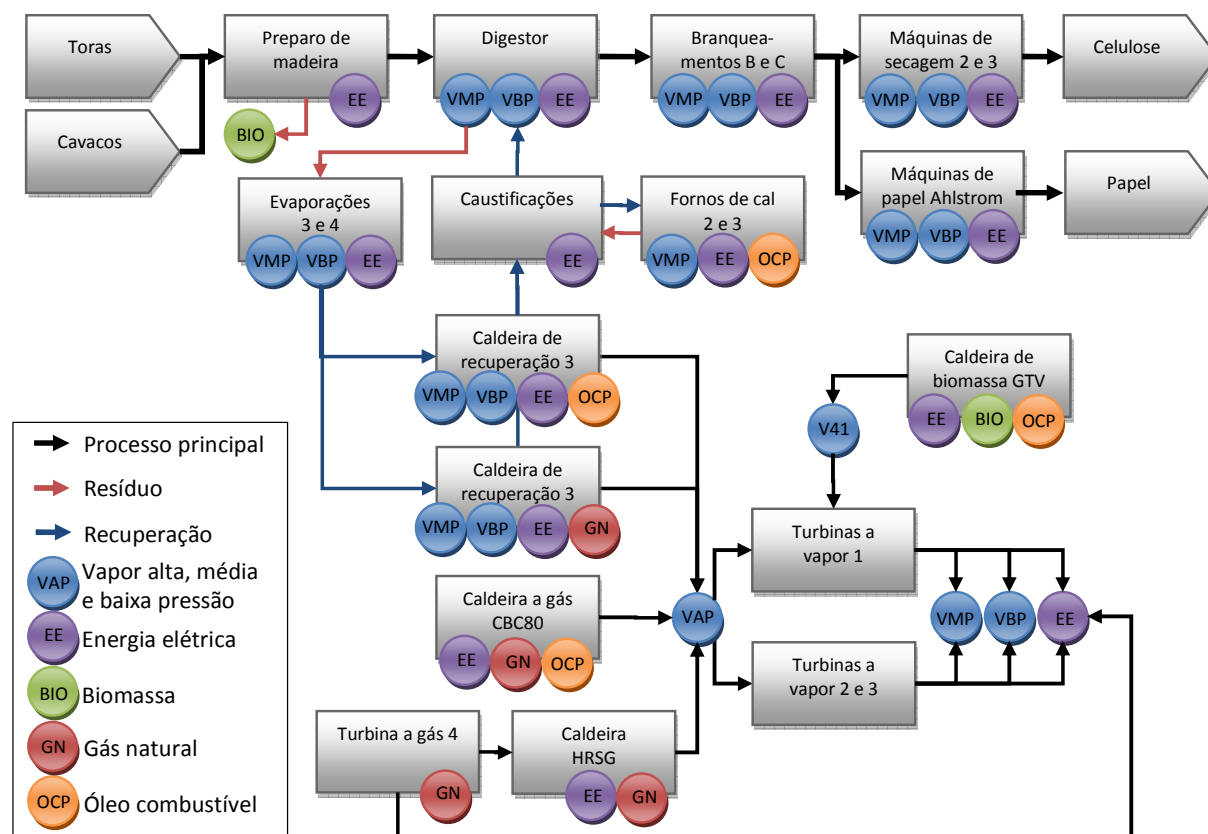


Figura 20 – Diagrama de bloco da Unidade B.

Todo vapor e parte da energia consumida pelas áreas produtivas é autogerada na central termelétrica, formada por duas caldeiras de recuperação, três caldeiras auxiliares, três turbogeradores a vapor e uma turbina a gás. A unidade opera com vapor em quatro diferentes classes de pressão, assim denominados: vapor superaquecido (85 bar e 450°C), vapor superaquecido de 41 (41 bar e 415°C), vapor úmido de média pressão (14 bar) e vapor úmido de baixa pressão (4 bar). Os equipamentos apresentam as seguintes características:

- *Caldeira de Recuperação 3*: Início de operação em 1994, fabricada pela CBC, com capacidade para 1992 tss/d “as fired”, operando hoje com média de queima de 1920

(?verifique pois opera com 80 tss/h!) tss/d “as fired”, limitada pela capacidade do sistema de ar de combustão. Utiliza óleo 3A como combustível auxiliar. Apresenta produção média de vapor superaquecido de 240 ton/h.

- *Caldeira de Recuperação 4*: Início de operação em 2002, fabrica pela CBC, com capacidade para 2800 tss/d “as fired”. Opera hoje com média de queima de 3100 tss/d “as fired”, sendo este valor 11% acima do valor nominal de projeto. Utiliza gás natural como combustível auxiliar. Apresenta produção média de vapor superaquecido de 380 ton/h.
- *Caldeira de biomassa GTV*: Caldeira de 1982, originalmente fabricado pela Götaverken, passou por “retrofit” em 2011 pela SHB para tecnologia chamada “stepped floor”, sendo esse o primeiro uso desse tipo de caldeira em indústria de celulose. Utiliza como combustível principal um mix de biomassa própria (60%), ou seja, resíduos de madeira, e biomassa de fornecedores terceiros (40%). Como combustível auxiliar, pode utilizar tanto gás natural quanto óleo combustível 3A, havendo preferência pelo primeiro. Tem ainda função de incineração de gases de processo, como gases não condensáveis e metanol. Com capacidade de produção de 70 ton/h de vapor a 41 bar, apresenta uma produção média de vapor de 55 ton/h.
- *Caldeira Auxiliar CBC80*: Caldeira a gás natural do tipo compacta de montada em 1997 de fabricação pela CBC. Apresenta flexibilidade para óleo combustível 3A, entretanto, não opera atualmente com esse combustível por restrição ambiental. Possui capacidade de 80 ton/h de vapor superaquecido e é uma caldeira de “stand-by”, usada somente durante paradas reduções das demais caldeiras.
- *Turbogerador 1*: Turbina a vapor de ação e reação fabricada pela Siemens e de startup em 1993. Apresenta admissão de 85 bar, injeção de 41 bar, extração a 14 bar e contrapressão a 4 bar. Possui capacidade de 25,0 MW e opera com geração média de 20,0 MW.
- *Turbogerador 2*: Turbina a vapor de ação e reação fabricada pela Siemens e de startup em 1998. Apresenta admissão de 85 bar, extração a 14 bar e contrapressão a 4 bar. Possui capacidade de 38,0 MW e opera com geração média de 21,0 MW.
- *Turbogerador 3*: Turbina a vapor de ação e reação fabricada pela Alstom Power e de startup em 2002. Apresenta admissão de 85 bar, extração a 14 bar e contrapressão a 4 bar. Possui capacidade de 44,0 MW e opera com geração média de 35,0 MW.

- *Turbogerador 4*: Turbina a gás natural fabricada pela Rolls Royce e de startup em 2006. Possui capacidade nominal de 26,0 MW, entretanto, nas condições do local de instalação, produção máxima 24,0 MW e “turn down” de 17,0 MW.
- *Caldeira de recuperação de calor (HRSG)*: Caldeira de recuperação de calor dos gases de exaustão do turbogerador 4. Além do aproveitamento de calor da turbina, apresenta possibilidade de queima suplementar de gás natural. Apresenta capacidade de produção de 60 ton/h e operação com geração média de 30 ton/h de vapor superaquecido.

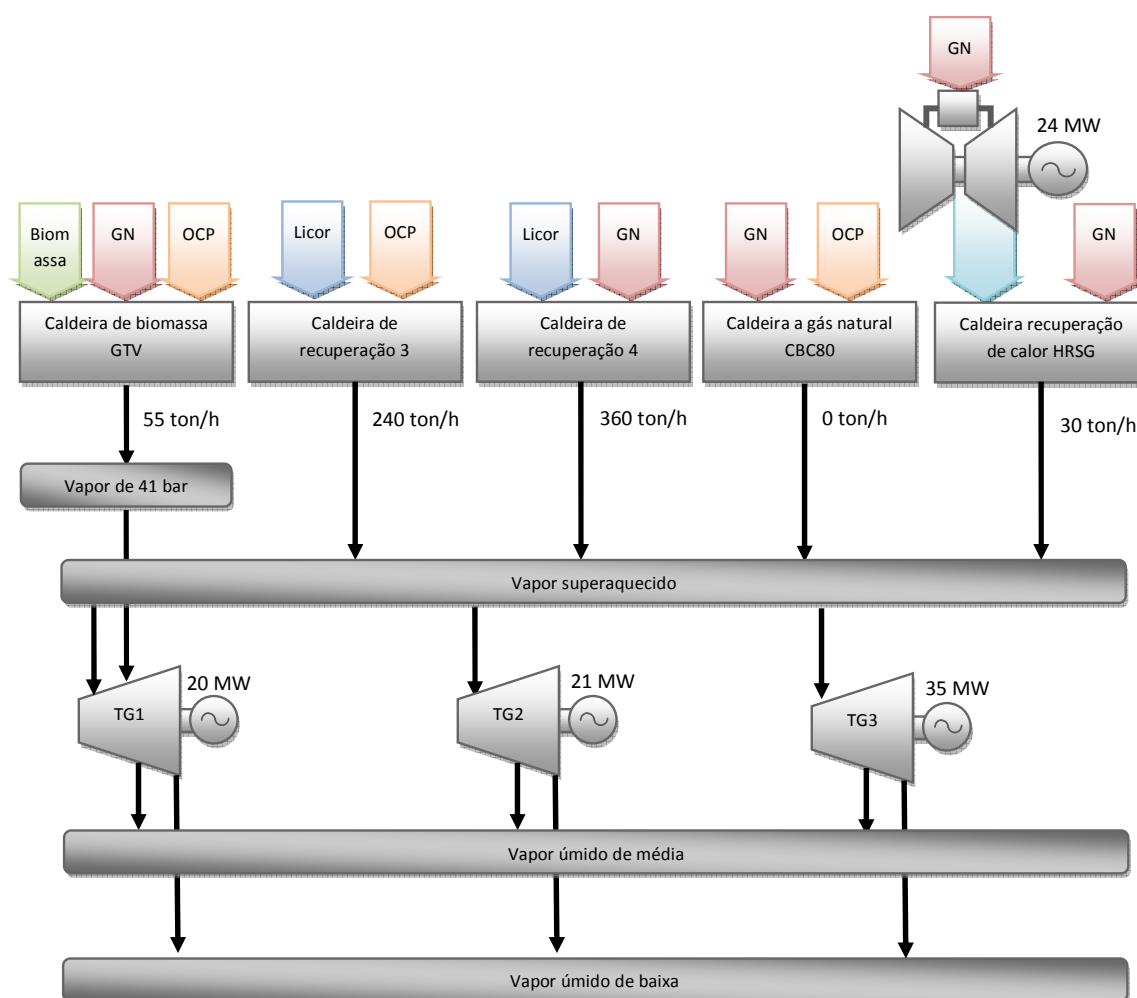


Figura 21 – Sistema de geração de vapor e energia elétrica da Unidade B.

A matriz energética do sistema de cogeração da unidade (desconsiderando consumo de óleo combustível 7A nos fornos de cal) é composta, portanto, majoritariamente por licor preto (79,0%), seguido de gás natural (14,3%), biomassa sólida (3,0%) e energia elétrica importada

(2,6%). Óleo combustível e metanol têm uma participação muito pequena na matriz. O consumo energético total da central é em média 2.330 GJ/h.

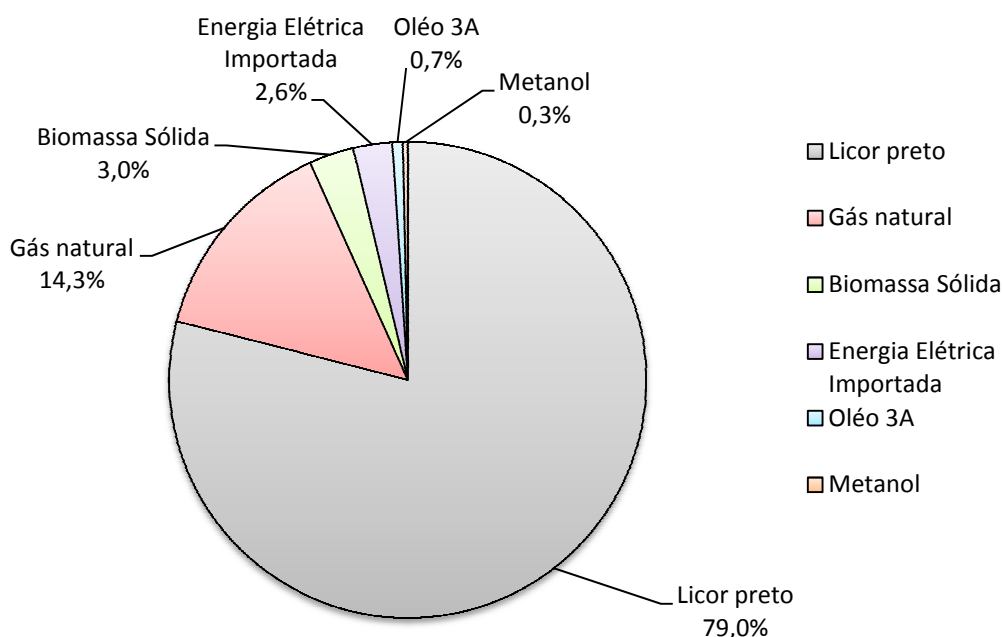


Figura 22 – Matriz energética da Unidade B no ano de 2011.

A unidade apresenta autogeração de energia elétrica de 100,0 MWm, e importação da rede de um volume de 4,0 MWm. Além disso, uma empresa produtora de papel é cliente de celulose slush produzida pela Unidade B e também de todas as utilidades usadas para produção de papel, inclusive energia elétrica. Em 2011, 8,0 MWm de energia elétrica foi fornecida a esse cliente de utilidades, nas condições previstas em contratação entre as empresas.

5.3. Unidade C

A Unidade C, localizada no município de mesmo nome, no estado do Mato Grosso do Sul, é composta de uma única linha de produção de celulose. A unidade apresentou produção de celulose de 1,2 Mton em 2011. A Figura 23 apresenta um diagrama de blocos simplificado da unidade, indicando os consumos energéticos de cada área (na forma de vapor, energia elétrica ou combustível primário).

capacidade de produção de 120 ton/h de vapor superaquecido, apresenta uma produção média de 60 ton/h.

- *Turbogerador 1:* Turbina a vapor de ação e reação fabricada pela Siemens e de startup em 1993. Apresenta admissão de 85 bar, sangria a 32 bar, contrapressão a 5,2 bar e condensação. Possui capacidade de 81,5 MW e opera com geração média de 44,3 MW.
- *Turbogerador 2:* Turbina a vapor de ação e reação fabricada pela Siemens e de startup em 1998. Apresenta admissão de 85 bar, extração a 13 bar e contrapressão a 5,2 bar. Possui capacidade de 81,5 MW e opera com geração média de 65,2 MW.

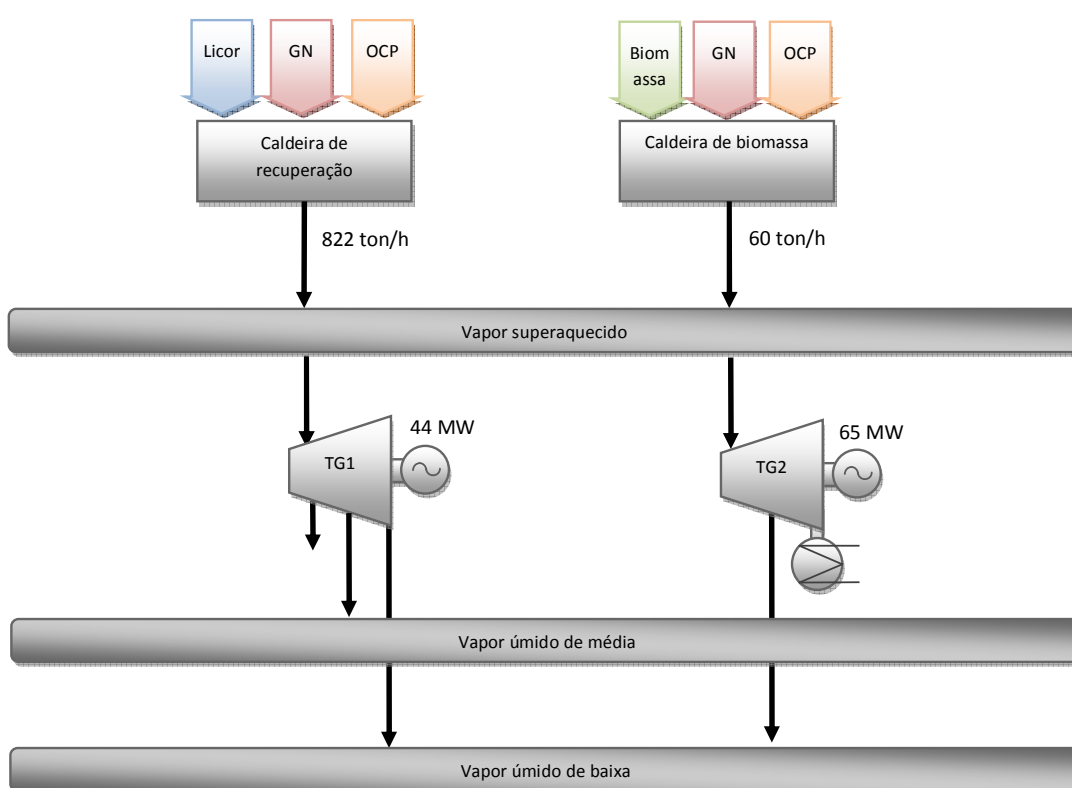


Figura 24 – Sistema de geração de vapor e energia elétrica da Unidade B.

A matriz energética do sistema de cogeração da unidade (desconsiderando consumo de gás natural no forno de cal) é composta, portanto, majoritariamente por licor preto (92,3%), seguido de biomassa (3,7%), gás natural (1,7%) e óleo combustível 3A (1,5%). Energia elétrica importada e metanol têm uma participação muito pequena na matriz. O consumo energético total da central é em média 2.795 GJ/h.

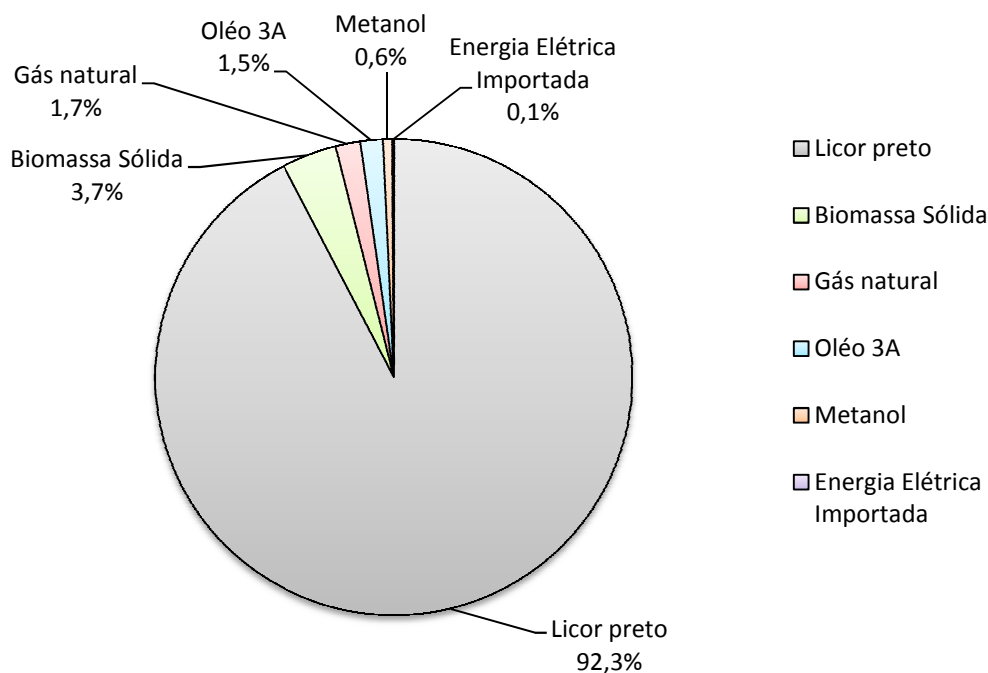


Figura 25 – Matriz energética da Unidade C no ano de 2011.

A unidade apresentou em 2011 geração de energia elétrica de 109,5 MWm, com exportação para rede de um volume de 23,2 MWm. A Figura 19 apresenta o histórico de exportação de energia da unidade. Além disso, uma empresa produtora de papel é cliente de celulose “slush” produzida pela Unidade C e também de todas as utilidades usadas para produção de papel, inclusive energia elétrica. Em 2011, 12,2 MWm de energia elétrica foi fornecida pela Unidade C a esse cliente de utilidades, nas condições previstas em contratação entre as empresas.

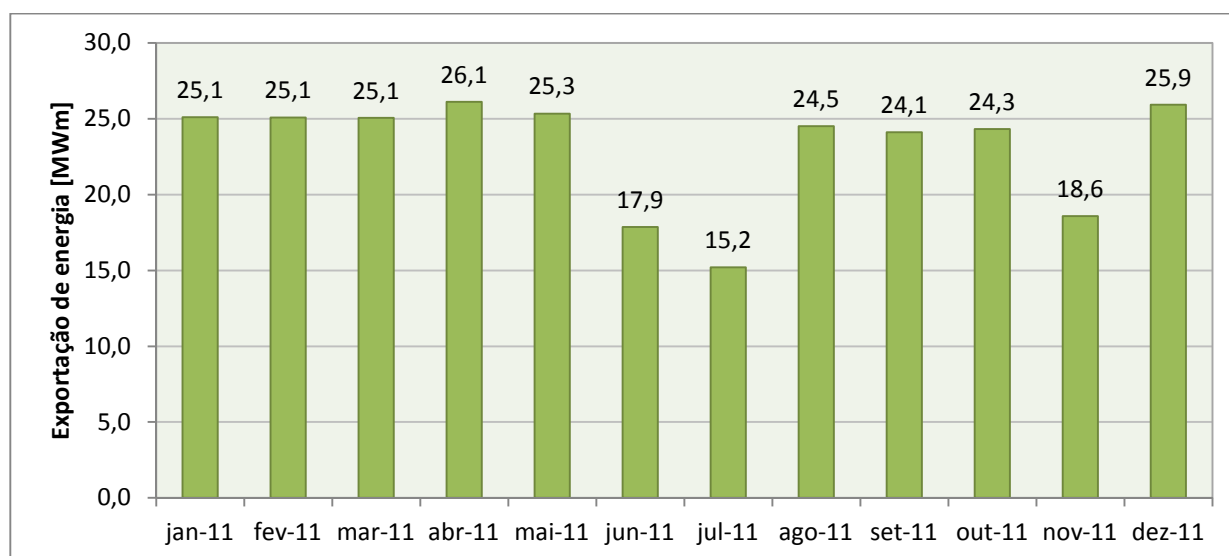


Figura 26 – Exportação de energia elétrica pela Unidade C.

6. Análise de capacidades e viabilidades econômicas

Conforme apresentado no descritivo das unidades produtivas da Empresa em questão no capítulo anterior, centrais termelétricas cogeradoras apresentam uma estrutura de complexa análise, uma vez que tem como função principal o fornecimento de utilidades (vapor e energia elétrica) para um processo produtivo principal, de forma a possibilitar a produção com o custo mais competitivo possível do core business da empresa, no caso em análise, de celulose de mercado. A geração de excedentes de energia para venda ocorre, portanto, de forma ocasional.

Logo, quando se visa aumentar a geração de energia elétrica introduzindo combustíveis mais caros de forma a elevar a geração de excedentes para venda, alguns cuidados devem ser tomados:

- Conhecer a capacidade ociosa dos equipamentos instalados e em operação na central termelétrica;
- Avaliar a disponibilidade de combustíveis e analisar se o custo de geração de energia elétrica utilizando o combustível pretendido nos equipamentos instalados apresenta viabilidade econômica frente ao retorno esperado com a venda do excedente adicional gerado;
- Apurar custos de produção de energia excedente separadamente da apuração dos custos de produção do produto principal, de forma que a introdução de combustíveis mais caros na matriz com objetivo de exportação de energia não eleve o preço das utilidades fornecidas ao processo produtivo central. Ou seja, desenvolver metodologia para apuração unicamente do resultado financeiro de venda de excedentes de energia elétrica;
- Analisar os riscos envolvidos nas operações e definir medidas de contingência;
- Definir estratégias para venda da energia elétrica gerada; se será negociada no curto prazo ou se haverá contratações de longo prazo. Desenvolver uma análise, ainda que simplificada, do volume de energia a ser vendida via contratos, com maior segurança de entrega, além de avaliar o melhor momento para contratação.

O projeto tem como objetivo elevar o resultado da empresa na venda de excedentes de energia através do desenvolvimento das análises acima descritas para as três unidades produtivas, de forma a aumento a geração de excedentes e a formalização de contratos de

venda de energia elétrica . As análises aqui desenvolvidas partem de um cenário base das unidades, que já apresentam máximo aproveitamento energético dos subprodutos e dos resíduos de processo gerados internamente (licor preto, resíduos de processamento da madeira, metanol e gases não condensáveis) com os equipamentos instalados, visando acrescer a atual capacidade de geração elétrica pela introdução de combustíveis disponíveis, quando comprovado haver viabilidade.

6.1. Capacidade ociosa dos equipamentos

Efetuando uma análise da produção média e da capacidade das caldeiras auxiliares e das turbinas, podemos identificar a capacidade ociosa de produção de energia elétrica das unidades.

6.1.1. Unidade A

A Tabela 03 apresenta a ociosidade das caldeiras auxiliares e turbinas da Unidade A. A capacidade ociosa em produção de vapor das caldeiras auxiliares foi convertida para capacidade de geração de energia elétrica no TG5, oportunidade claramente mais viável pelo maior rendimento da condensação, utilizando específico de $4,0 \text{ t}_{\text{vapor}}/\text{MW}$.

Comparando a capacidade ociosa das caldeiras auxiliares com a capacidade ociosa de condensação no TG5, observa-se que o TG5 será o gargalo em caso de aumento da geração de energia elétrica. Portanto, conclui-se a capacidade ociosa máxima da unidade via turbina de condensação é de 9,9 MW. Essa condição, entretanto, prevê operação integral da turbina na sua capacidade máxima. Considerando um cenário mais realista, com operação média em 95% da capacidade, chegamos a uma capacidade ociosa de 8,3 MW, que pode ser gerado a partir de resíduos de biomassa, de madeira ou de óleo combustível nas caldeiras auxiliares. Há possibilidade ainda do aproveitamento total da capacidade ociosa das caldeiras auxiliares através da geração de energia elétrica nas demais turbinas via contrapressão, representando uma capacidade adicional de geração de 2,7 MW. Mais a frente, será analisada a disponibilidade desses combustíveis e as viabilidades econômicas.

Tabela 03 – Ociosidade dos equipamentos na Unidade A.

Equipamento	Produção média	Capacidade	Ociosidade [vapor]	Ociosidade [EE]	Em relação à 95% da capacidade
Caldeira auxiliar A via condensação	120,0 ton/h	170,0 ton/h	50,0 ton/h	12,5 MW	10,4 MW
Caldeira auxiliar B via condensação	53,9 ton/h	70,0 ton/h	16,1 ton/h	4,0 MW	3,2 MW
Caldeira auxiliar A via contrapressão	120,0 ton/h	170,0 ton/h	50,0 ton/h	6,5 MW	5,4 MW
Caldeira auxiliar B via contrapressão	53,9 ton/h	70,0 ton/h	16,1 ton/h	2,1 MW	1,6 MW
TG1	20,2 MW	21,2 MW		1,0 MW	-
TG2	25,5 MW	30,0 MW		4,5 MW	3,0 MW
TG3	25,9 MW	31,5 MW		5,6 MW	4,0 MW
TG4	20,3 MW	31,5 MW		11,2 MW	9,6 MW
TG5	22,4 MW	32,3 MW		9,9 MW	8,3 MW
TG6	60,9 MW	84,3 MW		23,4 MW	19,2 MW

6.1.2. Unidade B

A Tabela 04 apresenta a ociosidade das caldeiras auxiliares e turbinas da Unidade B. A capacidade ociosa em produção de vapor das caldeiras auxiliares foi convertida para capacidade de geração de energia elétrica nas turbinas a vapor (TG1, TG2 e TG3) via contrapressão, sendo o vapor de baixa pressão condensado, rejeitando seu calor a uma torre de resfriamento, utilizando específico de 7,7 $t_{\text{vapor}}/\text{MW}$ para o vapor da HRSG e CBC80 e de 9,0 $t_{\text{vapor}}/\text{MW}$ para o vapor da GTV, pela menor classe de pressão do vapor gerado por essa caldeira.

Comparando a capacidade ociosa da caldeira GTV e o TG1, turbina com injeção na classe de pressão dessa caldeira, observa-se que a caldeira limita a capacidade de aumento de geração de energia elétrica base biomassa, com ociosidade máxima de 1,7 MW. Já em relação às demais caldeiras se observa que o limitante ou primeiro gargalo serão as caldeiras, com uma capacidade ociosa máxima de geração de 10,4 MW.

Considerando operação das caldeiras em 95% de sua capacidade, a unidade totalizando 10,8 MW de capacidade ociosa de geração de energia elétrica, sendo 1,3 MW a partir de biomassa e 8,5 MW a partir de gás natural. Resta analisar a disponibilidade desses combustíveis e sua viabilidade econômica.

Tabela 04 – Capacidade ociosa dos equipamentos na Unidade B.

Equipamento	Produção média	Capacidade	Ociosidade [vapor]	Ociosidade [EE]	Em relação à 95% da capacidade
GTV	55,0 ton/h	70,0 ton/h	15,0 ton/h	1,7 MW	1,3 MW
HRSB	30,0 ton/h	60,0 ton/h	30,0 ton/h	3,9 MW	3,5 MW
CBC80	30,0 ton/h	80,0 ton/h	50,0 ton/h	6,5 MW	6,0 MW
TG1	20,0 MW	25,0 MW		5,0 MW	3,8 MW
TG2	21,0 MW	38,0 MW		17,0 MW	15,1 MW
TG3	27,0 MW	44,0 MW		17,0 MW	14,8 MW
TG4	24,0 MW	24,0 MW		0,0 MW	-

6.1.3. Unidade C

A Tabela 05 apresenta a ociosidade das caldeiras auxiliares e turbinas da Unidade C. A capacidade ociosa em produção de vapor das caldeiras auxiliares foi convertida para capacidade de geração de energia elétrica nas turbinas a vapor via condensação no TG1, utilizando específico de $4,0 \text{ t}_{\text{vapor}}/\text{MW}$, e via contrapressão nos TG1 e TG2, sendo o vapor de baixa pressão condensado, rejeitando seu calor a uma torre de resfriamento, utilizando específico de $7,0 \text{ t}_{\text{vapor}}/\text{MW}$.

Observa-se que a utilização da capacidade ociosa de geração de vapor na caldeira auxiliar via condensação no TG1 é superior à capacidade de sua utilização via contrapressão. Além disso, a capacidade ociosa somente do TG1, turbina de condensação e extração, é superior à ociosidade da caldeira. Logo, a capacidade ociosa máxima dessa unidade é 15,0 MW para geração a partir de biomassa, gás natural ou óleo combustível e geração em turbina de condensação (TG1). Considerando operação média da caldeira em 95% da sua capacidade, temos uma capacidade real de geração de 13,5 MW de energia excedente adicional, após avaliação da disponibilidade de combustível e sua viabilidade econômica.

Tabela 05 – Capacidade ociosa dos equipamentos na Unidade C.

Equipamento	Produção média	Capacidade	Ociosidade [vapor]	Ociosidade [EE]	Em relação à 95% da capacidade
Caldeira Auxiliar via condensação	60,0 ton/h	120,0 ton/h	60,0 ton/h	15,0 MW	13,5 MW
Caldeira Auxiliar via contrapressão	60,0 ton/h	120,0 ton/h	60,0 ton/h	8,6 MW	7,7 MW
TG1	44,3 MW	81,5 MW		37,2 MW	33,1 MW
TG2	65,2 MW	81,5 MW		16,3 MW	12,2 MW

6.2. Análise de viabilidade de geração adicional de excedentes

Será analisada aqui a disponibilidade de combustíveis em cada unidade, além do custo de geração de energia elétrica nas atuais instalações utilizando os combustíveis mapeados. Tal custo deve ser comparado com o preço da energia elétrica no mercado spot ou nos contratos de longo prazo a serem firmados, de forma a avaliar a viabilidade de aumento da geração.

Cerqueira (1999) apresenta diversas metodologias para análise termoeconômica de sistemas, de larga aplicação em termelétricas e unidades de cogeração térmica e eletromecânica com as analisadas nesse trabalho. Dentre elas, especialmente a análise de custo exergético, proposta por Lozano e Valero (1993), tem apresentado grande aceitação acadêmica pela possibilidade de aplicação em sistemas diversos e por valorar a energia em sua forma útil. Entretanto, se objetiva aqui chegar a uma metodologia não para análise global dos sistemas, mas para tomada de decisões rápidas, mediante acompanhamento de custos de combustíveis e preços de energia pelo empreendedor ou gestor responsável pela central termelétrica. Logo, usaremos metodologias mais simples de análise e adaptadas à realidade diária de uma unidade fabril que apresenta a venda de energia elétrica como um produto secundário de suas operações.

Nessa análise, trabalharemos com três diferentes processos para geração de energia elétrica: geração de vapor em caldeira auxiliar e posterior geração de energia elétrica em turbina de condensação, geração de vapor em caldeira auxiliar e posterior geração de energia elétrica em turbina de contrapressão com rejeição do calor do vapor para torre de resfriamento e geração de energia elétrica em turbina a gás natural.

Primeiramente, para geração de energia elétrica em turbina de condensação, deve-se avaliar o custo de geração do vapor, composto por: custo dos combustíveis, custo de operação e manutenção das caldeiras, incluindo eventual tratamento de resíduos e custo de produção e tratamento de água para caldeira. Logo, o custo por tonelada de vapor pode ser expresso como:

$$C_{vapor} = \frac{P_C}{G_C} + \frac{C_{O\&M}}{V} + C_A \times A$$

Sendo:

C_{vapor} : Custo do vapor [R\$/t_{vapor}]

P_C : Preço do combustível [R\$/t ou R\$/m³]

G_C : Geração específica da caldeira para determinado combustível [t_{vapor}/t ou t_{vapor}/m³]

$C_{O\&M}$: Custo de operação e manutenção [R\$]

V : Produção de vapor da caldeira [t_{vapor}]

C_A : Custo de produção da água [R\$/m³]

A : Consumo específico de água [m³/t_{vapor}]

Já o custo de produção de energia elétrica, pode então ser calculado por:

Sendo:

C_{EE} : Custo da energia elétrica [R\$/MWh]

C_{vapor} : Custo do vapor [R\$/t_{vapor}]

G_V : Consumo específico de vapor [t_{vapor}/MWh]

$C_{O\&M}$: Custo de operação e manutenção [R\$]

EE : Produção de energia elétrica [MWh]

Entretanto, para a análise aqui desenvolvida será desconsiderado o custo de produção e tratamento de água, por ser pouco significativos frente ao custo dos combustíveis adicionais. Além disso, não será computado o custo de operação e manutenção, uma vez a redução da ociosidade dos equipamentos tem impacto adicional pequeno nesse custo, ou seja, o melhor aproveitamento da capacidade instalada dos equipamentos resultará em um aumento pouco significativo no custo de operação e manutenção quando comparado novamente ao custo dos combustíveis. Logo, o custo de geração de energia elétrica, pode ser expresso como:

$$C_{EE} = \frac{P_C}{G_C} \times G_V$$

Passemos agora a geração de energia elétrica em turbinas de contrapressão. Esse tipo de turbina é geralmente utilizado em cogeração de energia e vapor, devendo desses casos, os custos de geração de vapor de alta pressão ser rateado entre a energia elétrica gerada e o vapor de menor pressão disponibilizado. Entretanto, no caso aqui considerado, o vapor de baixa pressão extraído na contrapressão da turbina será totalmente condensado, tendo seu calor rejeitado para uma torre de resfriamento, com propósito único de geração de energia elétrica. Logo, a apuração de custo nesse caso ocorre como numa turbina de condensação, sendo o consumo específico de vapor muito maior nesse caso, pelo maior quantidade de calor rejeitado.

Por último, avaliemos o caso da geração em turbina a gás. Nesse caso, da energia fornecida pelo gás natural a ser queimado nas câmaras de combustão da turbina, parte é usado para geração de energia elétrica, parte é usado para geração de vapor através de aproveitamento do calor dos gases de exaustão na caldeira de recuperação de calor e parte é perdida. Aqui consideraremos o rateio de custo do combustível entre energia elétrica e vapor através da parcela que a energia de cada utilidade representa da energia útil total aproveitada. Logo, o custo de produção de energia elétrica pode ser expresso por:

Sendo:

C_{EE} : Custo da energia elétrica [R\$/MWh]

P_{GN} : Preço do gás natural [R\$/Nm³]

G_{GN} : Consumo específico de GN da turbina [Nm³/MWh]

T : Percentual da energia útil usada para geração de energia elétrica [%]

$C_{O\&M}$: Custo de operação e manutenção [R\$]

EE : Produção de energia elétrica [MWh]

$$C_{EE} = P_{GN} \times G_{GN} \times T + \frac{C_{O\&M}}{EE}$$

Novamente, o custo de operação e manutenção será desconsiderado, uma vez que se avalia modular a turbina entre a potência mínima e máxima de trabalho, o que tem impacto insignificante nesse custo. Logo, o custo de produção de energia nesse caso pode ser expresso por:

$$C_{EE} = P_{GN} \times G_{GN} \times T$$

Resta agora desenvolver a análise de custos para diferentes combustíveis em cada uma das unidades. Os cálculos aqui apresentados fornecem uma fonte de decisão sobre o aumento ou não da geração de excedentes que depende de um acompanhamento próximo e rotineiro dos custos de energia elétrica e combustíveis no mercado.

6.2.1. Unidade A

No caso da Unidade A, conforme já apresentado, há capacidade de aumento da exportação com geração de vapor nas caldeiras auxiliares e geração de energia elétrica via condensação no TG5 (oportunidade de 8,3 MW) ou contrapressão nas demais turbinas (oportunidade de mais 2,7 MW). Aqui há disponibilidade de três combustíveis para aproveitamento energético:

- Os resíduos de processamento de madeira, gerado durante sua picagem para posterior cozimento, já tem aproveitamento otimizado nas caldeiras de biomassa. Apesar de sua menor geração específica nas caldeiras, seu uso oferece grande vantagem pelo custo nulo do combustível, uma vez que é coberto pelo próprio custo de processamento da madeira.
- O uso de madeira para energia tem aumentado significativamente na unidade. Produzido pela própria empresa, apresenta custo bastante competitivo. O volume atualmente em uso corresponde, em sua maioria, a madeira danificada no campo, queimada, por exemplo, que não pode ser utilizada para produção de celulose.
- A última opção é uso de óleo combustível, no caso o óleo BPF 1A.

Utilizando as premissas abaixo listadas, se encontram na Tabela 06 os custos de produção de energia elétrica.

Custo madeira energia	80,00	R\$/t
Custo óleo combustível 1A	953,00	R\$/t
Consumo específico TG-05	4,0	$t_{\text{vapor}}/\text{MWh}$
Consumo específico TG's 02/03/04	7,7	$t_{\text{vapor}}/\text{MWh}$
Geração específica (resíduos)	2,25	$t_{\text{vapor}}/t_{\text{bio}}$
Geração específica (60% resíduos + 40% madeira energia)	2,87	$t_{\text{vapor}}/t_{\text{bio}}$
Geração específica (madeira energia)	3,48	$t_{\text{vapor}}/t_{\text{bio}}$
Geração específica (óleo 1A)	10,0	$t_{\text{vapor}}/t_{\text{óleo}}$

Tabela 06 – Custo de produção adicional de energia elétrica para Unidade A.

Fonte energética	Geração no TG5	Geração nos TGs 2/3/4
Resíduos de biomassa	R\$ 0,00	R\$ 0,00
60% resíduos + 40% madeira energia	R\$ 39,02	R\$ 75,12
Madeira energia	R\$ 89,40	R\$ 172,09
Óleo 1A	R\$ 381,20	R\$ 733,81

Os custos de produção abaixo listados devem ser comparados com o preço da energia incentivada 50% no mercado de curto prazo ou em contratos de longo prazo, para determinação da viabilidade. Em uma análise preliminar, entretanto, pode-se verificar que o uso de resíduos de processamento de biomassa é altamente viável, tanto via turbina de condensação, quanto via turbina de contrapressão, e também o uso de madeira para energia em turbina de condensação. O uso de madeira energia em turbina de contrapressão pode ser viável somente em condições de alta no mercado de curto prazo. Já o uso de óleo combustível pode ser considerado inviável.

6.2.2. Unidade B

No caso da Unidade B, que apresenta característica de importador de energia, deve-se avaliar o aumento da geração própria de energia em substituição ao custo variável de energia importada, ou seja, preço de energia mais tarifa uso do sistema de distribuição referente a encargos. As alternativas de flexibilidade da unidade incluem a modulação da geração da turbina a gás natural e o aumento da geração de vapor com biomassa comprada ou com gás natural, com seu uso em turbinas de contrapressão. A turbina a gás fornece possibilidade de modulação de potência gerada na faixa de 17 a 24 MW e a capacidade ociosa de geração nas turbinas a contrapressão levam a uma capacidade de 1,3 MW a partir de biomassa e 8,5 MW a partir de gás natural.

A biomassa comprada e utilizada nessa unidade é proveniente de fornecedores no entorno na fábrica que efetuam recolhimento e processamento de resíduos. Essa biomassa é composta de resíduos de madeira recolhido em indústrias diversas, aproveitamento de "pallets" e resíduos de serraria.

Utilizando as premissas abaixo listadas, se encontram na Tabela 07 os custos de produção de energia elétrica.

Custo biomassa comprada	85,00	R\$/t
Custo do gás natural	1,00	R\$/Nm ³
Específico TG-04	250	Nm ³ /MWh
Percentual da energia útil usada para energia elétrica	68,3	%
Específico admissão TG's 01/02/03	7,7	t _{vapor} /MWh
Específico injeção TG-01	9,0	t _{vapor} /MWh
Geração específica (biomassa)	3,5	t _{vapor} /t bio
Geração específica (gás natural)	10,6	t _{vapor} /mil Nm ³

Tabela 07 – Custo de produção adicional de energia elétrica para Unidade B.

Fonte energética	Geração na GTV e no TG1	Geração na HRSG/CBC80 e TGs 1/2/3	Geração via TG4
Biomassa comprada	R\$ 218,57	-	-
Gás natural	R\$ 846,00	R\$ 723,80	R\$ 170,83

No caso da Unidade B, observa-se que os custos de produção adicional de energia elétrica são muito altos pelo maior custo dos combustíveis, e menor eficiência pela geração em turbina de contrapressão. O menor custo de geração é o da turbina a gás TG4, ainda assim, muito alto quando comparado ao preço de energia convencional fornecido em contratos de longo prazo. Sua operação em potência máxima pode ser viável, entretanto, durante o horário de ponta, desde que haja menor montante de demanda contratado para esse horário.

A unidade apresenta contratação de demanda de 6,0 MW no horário de ponta e 25,0 MW no horário fora de ponta. São gerados 24,0 MW na turbina a gás e importados 4,0 MW da rede. A partir desse cenário base, considerando um custo de geração de energia a partir de gás natural de R\$170,83/MWh e simulando um preço de energia importada mais a parcela de TUSD referente a encargos de R\$150,00, com as atuais tarifas de demanda, avaliaremos três cenários:

- Cenário 1: Mantendo a mesma contratação de demanda, a turbina é reduzida à sua potência mínima (17,0 MW) e a importação de energia aumenta para 11,0 MWm durante o horário fora de ponta. A turbina retornando à potência máxima (24,0 MW) somente durante o horário de ponta, retornando a importação à 4,0 MWm. Considerando o aumento do custo com importação de energia e a redução do consumo de gás natural na turbina, obtemos uma redução mensal de R\$ 96 mil.
- Cenário 2: Operação contínua da turbina em sua potência mínima de 17,0 MW. Para tal, a importação de energia será sempre em torno de 11,0 MWm, havendo

necessidade de aumento da contratação de demanda no horário de ponta para, por exemplo, 13,0 MW. Nesse cenário em relação ao cenário base, há aumento no custo mensal em R\$ 29 mil.

- Cenário 3: Parada total da turbina, aumentando a importação de energia para 28 MWm. Nesse caso, há necessidade de aumento da demanda contratada tanto para horário de ponta quanto para horário fora de ponta. No horário de ponta, a demanda pode ser elevada para 30,0 MW, por exemplo, entretanto, fora do horário de ponta há necessidade de maior contratação de demanda, de forma a cobrir eventual parada emergencial de alguma turbina a vapor sem uso de reserva de capacidade, simularemos aqui 50,0 MW. Nesse cenário em relação ao cenário base, há aumento no custo mensal em R\$ 162 mil.

Logo, conclui-se que há vantagem na operação de modulação da turbina a gás natural entre horário de ponta e fora de ponta, mantendo a mesma contratação de demanda.

6.2.3. Unidade C

No caso da Unidade C, conforme já apresentado, há capacidade de aumento da exportação com geração de vapor na caldeira auxiliar e geração de energia elétrica via condensação no TG1 (oportunidade de 13,5 MW) ou contrapressão nas duas turbinas. Aqui há disponibilidade de três combustíveis: gás natural, óleo combustível 3A e biomassa.

Utilizando as premissas abaixo listadas, se encontram na Tabela 08 os custos de produção de energia elétrica.

Custo biomassa	0,00	R\$/t
Custo gás natural	1,00	R\$/Nm ³
Custo óleo 3A	953,00	R\$/t
Específico condensação do TG-01	4,0	t _{vapor} /MWh
Específico contrapressão dos TGs 01/02	7,0	t _{vapor} /MWh
Geração específica (biomassa)	3,5	t _{vapor} /t _{bio}
Geração específica (gás natural)	11,9	t _{vapor} /mil Nm ³
Geração específica (óleo 3A)	10,0	t _{vapor} /t _{óleo}

Tabela 08 – Custo de produção adicional de energia elétrica para Unidade C.

Fonte energética	Geração por condensação no TG1	Geração por contrapressão nos TGs 1/2
Biomassa	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Gás natural	R\$ 336,00	R\$ 588,00
Óleo 3A	R\$ 381,20	R\$ 667,10

Observa-se que o uso de gás natural e óleo combustível para geração de excedentes nessa unidade é pouco competitivo e pode ser considerado inviável. Entretanto, o uso de biomassa é altamente atrativo, entretanto, seu uso implicaria em uma queda no preço de venda por exceder o limite regulatório considerado para energia ser considerada incentivada.

A biomassa disponível nessa unidade é proveniente, além de resíduos de processamento de madeira, majoritariamente do descascamento da madeira na própria unidade fabril. A unidade recebe parte da madeira já descascada em campo e parte com casca, que ao passar por descascadores gera o resíduo a ser usado para geração de energia. Essa biomassa apresenta custo praticamente zero, uma vez que é um resíduo de processo. A unidade apresenta disponibilidade de biomassa de descascamento para geração dos 13,5 MW de capacidade ociosa na caldeira auxiliar, entretanto, o aumento da capacidade de exportação levará à desclassificação da energia como incentivada 50%, passando a energia convencional, uma vez que excederá o limite de 30 MW estabelecido para esse tipo de energia.

Portanto, o aumento de exportação de energia elétrica da Unidade C, dos atuais 23,2 MWm para um potencial de 36,7 MWm, o ganho representado pelo volume adicional de energia vendido a preço de energia convencional deve compensar a perda do spread de incentivada sobre o volume antigo e o custo adicional de pagamento de TUSDg. Efetuando uma simulação, considerando um valor de spread para o preço energia incentivada 50% de R\$ 35,00/MWh em relação ao preço do energia convencional e admitindo um aumento da contratação de demanda de exportação de 30,0 MW para 45,0 MW, observa-se que a venda de 36,7 MWm de energia apresenta ganho para energia convencional negociada acima de R\$ 64,00 MWh. Logo, conclui-se que aumento da exportação é viável.

6.3. Apuração do resultado financeiro da venda de excedentes

Uma vez que a venda de excedentes de energia se configura como uma atividade secundária das unidades produtivas da empresa frente à atividade principal de produção de celulose, existe a necessidade de se efetuar a apuração de custos para o negócio energia separadamente da apuração de custos do produto central. Quando se envolve a compra de combustíveis para aumentar a geração de excedentes, torna-se ainda mais importante para que se consiga avaliar claramente o resultado das operações de venda de energia, de forma a não impactar no custo de produção de celulose. Tal apuração é complexa pelo fato de o vapor e a energia elétrica, gerada por diferentes fontes energéticas e diferentes processos, terem as mesmas características ao serem fornecidas aos consumidores, sejam esses clientes externos ou a própria produção de celulose.

Novamente a análise exérgica seria a mais adequada para uma análise mais detalhada dos sistemas, entretanto, visa-se obter uma metodologia prática para apuração mensal dos custos de produção e do resultado de venda de energia elétrica. Sendo assim, a partir de um cenário básico e de uma série de considerações para apuração dos custos, passaremos às particularidades de cada uma das unidades.

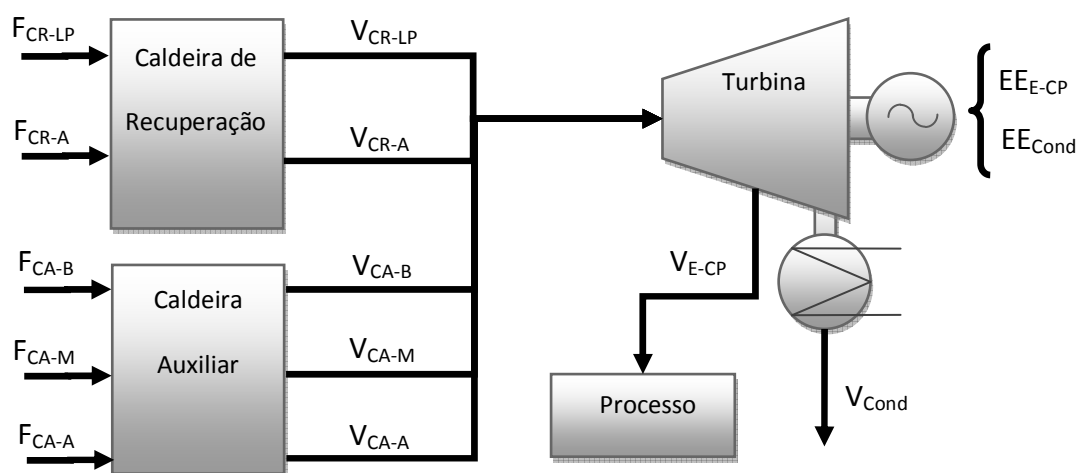


Figura 27 – Cenário básico para apuração de custos de energia elétrica.

Na figura 27 é apresentado um esquema do cenário básico proposto. Em caso de mais de uma turbina ou caldeira, uso de mais de um combustível auxiliar na mesma caldeira, turbinas sem condensação, e assim por diante, o modelo pode ser adaptado a partir do básico apresentado. As correntes são assim identificadas:

- F_{CR-LP} : Consumo de licor preto na caldeira de recuperação [tss];
- F_{CR-A} : Consumo de combustível auxiliar, gás natural ou óleo combustível, na caldeira de recuperação [Nm^3 ou t];
- F_{CA-B} : Consumo de resíduos de biomassa na caldeira auxiliar [t];
- F_{CA-M} : Consumo de madeira para energia na caldeira auxiliar [t];
- F_{CA-A} : Consumo de combustível auxiliar, gás natural ou óleo combustível na caldeira auxiliar [Nm^3 ou t];
- V_{CR-LP} : Vapor gerado a partir de licor preto na caldeira de recuperação [t];
- V_{CR-A} : Vapor gerado a partir de combustível auxiliar, gás natural ou óleo combustível, na caldeira de recuperação [t];
- V_{CA-B} : Vapor gerado a partir de resíduos de biomassa na caldeira auxiliar [t];
- V_{CA-M} : Vapor gerado a partir de madeira para energia na caldeira auxiliar [t];
- V_{CA-A} : Vapor gerado a partir de combustível auxiliar, gás natural ou óleo combustível, na caldeira auxiliar [t];
- V_{E-CP} : Vapor de média ou baixa pressão gerado na turbina, ou seja, produção por extração ou contrapressão [t];
- V_{Cond} : Vapor condensado na turbina de condensação [t];
- EE_{E-CP} : Energia elétrica gerada por extração ou contrapressão na turbina [MWh];
- EE_{Cond} : Energia elétrica gerada por condensação na turbina [MWh].

Os valores de cada uma das correntes e o seu custo equivalente são calculados segundo os passos e considerações descritos a seguir. Para cada caldeira, conhecida sua produção mensal de vapor, é calculada a produção de vapor a partir de cada combustível, proporcionalmente à energia fornecida por ele à caldeira, utilizando seu poder calorífico inferior (PCI).

Sendo:

V_{Ci-j} : Vapor base combustível j da caldeira i [t]

F_{Ci-j} : Consumo de combustível j pela caldeira i [t ou m^3]

PCI_j : PCI do combustível j [GJ/t ou GJ/ m^3]

$\sum_k F_{Ci-k} \times PCI_k$: Energia total fornecida pelos combustíveis à caldeira [GJ]

V_{Ci} : Produção de vapor da caldeira i [t]

$$V_{Ci-j} = \frac{F_{Ci-j} \times PCI_j}{\sum_k F_{Ci-k} \times PCI_k} \times V_{Ci}$$

O custo de cada corrente de vapor produzido é composto pelo custo de seu combustível de origem somado aos custos comuns relativos à caldeira, tais como custo de operação e manutenção e custo de tratamento de água que é rateado entre proporcional à vazão de vapor.

Sendo:

C_{Ci-j} : Custo de produção de V_{Ci-j} [R\$/t]

P_j : Preço do combustível j [R\$/t ou R\$/m³]

$$C_{Ci-j} = \frac{F_{Ci-j} \times P_j}{V_{Ci-j}} + \frac{C_{O\&Mi}}{V_{Ci}} + C_A \times A_i$$

$C_{O\&Mi}$: Custo de operação e manutenção da caldeira i [R\$]

C_A : Custo de produção da água [R\$/m³]

A_i : Consumo específico de água da caldeira i [m³/t]

Os combustíveis licor preto e biomassa proveniente de resíduos de processamento da madeira são considerados com preço ou custo zero. Por serem um resíduo ou subproduto da produção de celulose, seus custos já são arcados pelo processo principal, principalmente no caso do licor preto, onde geração de vapor pela sua queima nas caldeiras de recuperação tem papel secundário frente ao objetivo principal de recuperação dos químicos utilizados para cozimento da madeira.

Definida a produção e custo dos diferentes tipos de vapor caracterizados, esses podem ser distribuídos aos consumidores de vapor, divididos em dois grupos: vapor para condensação, que equivale ao vapor condensado nas turbinas, utilizados exclusivamente para geração de energia elétrica, e vapor para extração e contrapressão, utilizado pelo processo produtivo na forma de vapor média ou baixa pressão. Não será feita distinção entre os vapores de média e baixa pressão, por se tratar de um modelo simplificado. O vapor para extração e contrapressão pode ainda ser subdividido em clientes menores em que se deseje fazer uma diferenciação de custo do vapor fornecido, especificando sua fonte energética. Nessa análise dividiremos em, além do cliente interno denominado produção de celulose, as unidades fabris para as quais são fornecidas utilidades nas Unidades B e C, identificados como clientes de utilidades, de forma a determinar o resultado também sobre essas operações. O total de vapor que passa por condensação na turbina deve ser conhecido, assim como o total de vapor fornecido aos demais clientes de vapor para extração e contrapressão que se deseje incluir. Já o total de vapor para celulose, pela quantidade dispersa de medidores na unidade fabril e pelos erros de

medição comuns nesses casos, é calculado através da diferença entre a produção total de vapor das caldeiras e a soma dos demais consumos.

Para distribuição do vapor entre os consumidores, a produção de vapor a partir de cada tipo de combustível, é ordenada em ordem decrescente de custo. A produção de vapor será distribuída ou alocada entre os consumidores, utilizando o custo como fator de priorização. De forma a garantir que o acréscimo de novos combustíveis à matriz para aumentar a exportação impacte somente no custo da energia exportada, o vapor mais caro deve ser alocado primeiramente ao vapor condensado nas turbinas. Seguindo a sequência, as produções de vapor mais caras são alocadas aos consumidores externos e por fim as mais baratas são alocadas ao consumo da produção de celulose.

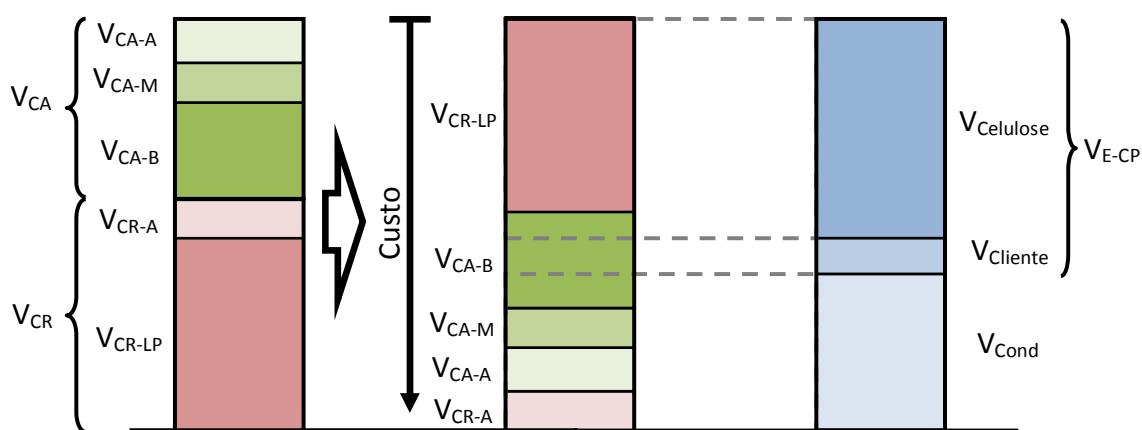


Figura 28 – Alocação de vapor priorizada por custo.

Logo, no exemplo da Figura 28, o custo do vapor gerado por condensação é dado por:

$$V_{Cond} \times CV_{Cond} = V_{CR-A} \times C_{CR-A} + V_{CA-A} \times C_{CA-A} + V_{CR-M} \times C_{CA-M} + f \times V_{CA-B} \times C_{CA-B}$$

Sendo:

CV_{Cond} : Custo do vapor por condensação [R\$/t]

f : Fração do vapor base biomassa da caldeira auxiliar alocado no vapor por condensação [%]

O cálculo do custo do vapor fornecido a cada um dos clientes (condensação, produção de celulose e clientes externos) é função da composição de combustíveis resultante da alocação. Observe que todo o custo de produção de vapor alta pressão que passa por extração ou contrapressão é alocado no vapor de média e baixa distribuído aos clientes. Logo, a energia elétrica produção por extração e contrapressão terá custo praticamente nulo, sendo composto somente da parcela de custo de operação e manutenção das turbinas. Essa é mais uma

simplificação feita pelo modelo, e pode ser adotada uma vez que praticamente toda energia gerada por essa via será consumida pelo mesmo cliente do vapor obtido por extração e contrapressão.

Resta agora determinar a produção e o custo de energia elétrica. Seguindo o mesmo princípio, a produção total de energia elétrica da turbina é dividida entre dois tipos distintos: energia elétrica por extração e contrapressão e energia elétrica por condensação. Entretanto, o rateio agora será feito em função do montante de vapor que sai da turbina por condensação. A partir do valor adotado de consumo específico de vapor da turbina por condensação é calculada a produção de energia elétrica por condensação, conforme abaixo. A produção restante da turbina corresponderá a vapor de extração. Caso a turbina seja somente de condensação e não apresente extrações, tal cálculo torna-se desnecessário, e o consumo específico de vapor pode ser calculado e acompanhado mensalmente.

Sendo:

$$EE_{Cond} = \frac{V_{Cond}}{CE_{Cond}}$$

EE_{Cond} : Energia elétrica gerada por condensação [MWh]

CE_{Cond} : consumo específico de vapor da turbina por condensação [t/MWh]

Os custos da energia elétrica gerada por condensação e da energia elétrica gerada por extração ou contrapressão podem então ser calculados.

Sendo:

$$CEE_{Cond} = \frac{CV_{Cond} \times V_{Cond}}{EE_{Cond}} + \frac{C_{O\&M}}{EE_{TGi}}$$

CEE_{Cond} : Custo da energia elétrica por condensação [R\$/MWh]

$$CEE_{E-CP} = \frac{C_{O\&M}}{EE_{TGi}}$$

CEE_{E-CP} : Custo da energia elétrica por extração e contrapressão [R\$/MWh]

$C_{O\&M}$: Custo de operação e manutenção [R\$]

EE_{TGi} : Produção de energia elétrica do TGi [MWh]

No caso de na central termelétrica haver uma turbina a gás, um terceiro tipo de produção de energia elétrica deverá ser computada, a energia elétrica base gás natural. Sua produção será igual à produção da turbina em questão e o custo pode ser determinado pela fórmula a seguir.

Sendo:

CEE_{GN} : Custo da energia elétrica base gás natural [R\$/MWh]

P_{GN} : Preço do gás natural [R\$/Nm³]

F_{GN} : Consumo de GN pela turbina [Nm³]

T : Percentual da energia útil fornecida à turbina usada para geração de energia elétrica [%]

$C_{O\&M}$: Custo de operação e manutenção [R\$]

EE_{GN} : Produção de energia elétrica da turbina a gás [MWh]

$$CEE_{GN} = \frac{P_{GN} \times F_{GN} \times T + C_{O\&M}}{EE_{GN}}$$

Deve ainda ser incluído o montante de energia elétrica importada, sendo seu custo composto pelo preço da energia comprada somado ao custo à parcela de encargos da tarifa de uso do sistema de distribuição. Logo, o custo da energia importada varia de acordo com a decisão de compra de energia incentivada ou convencional para as unidades, conforme já apresentado. Toda energia elétrica importada deverá ser alocada para o consumo da produção de celulose, uma vez que não podemos repassar energia da rede para clientes internos, nem deve impactar o resultado de venda de excedentes.

Resta agora a alocação da energia elétrica produzida entre os consumidores, incluindo os clientes de utilidades e a produção de celulose, novamente utilizando a priorização por custo. A priorização dos clientes por custo de utilidades também deve ser feita, mas comumente, a energia para exportação recebe a energia elétrica produzida mais cara, seguida da energia para clientes externos e por último para a produção de celulose, que recebe energia elétrica mais barata. Outros critérios podem ser definidos para a alocação, como por exemplo, na Unidade B, onde há priorização de venda de energia elétrica produzida a partir de gás natural para a Alhstrom, conforme previsto no contrato entre as empresas. Nesse caso, alterações devem ser feitas na ordem de priorização, introduzindo novos fatores, além do custo.

Calculados os custos de produção de energia elétrica para exportação e para venda a clientes dentro do próprio parque industrial, resta levantar a receita. A receita para venda aos clientes de utilidades é definida através de contratos entre as empresas, sendo específica para cada caso. Já a receita com a venda de excedentes de energia é definida pelo preço da energia vendida, seja ela através de contratos de longo prazo, com preço fixo, ou venda no mercado spot, com preço variando em função do PLD e spread da energia incentivada, ou ainda um

mix dos dois. Pela diferença entre receitas e custos, se obtém o resultado com a venda de energia.

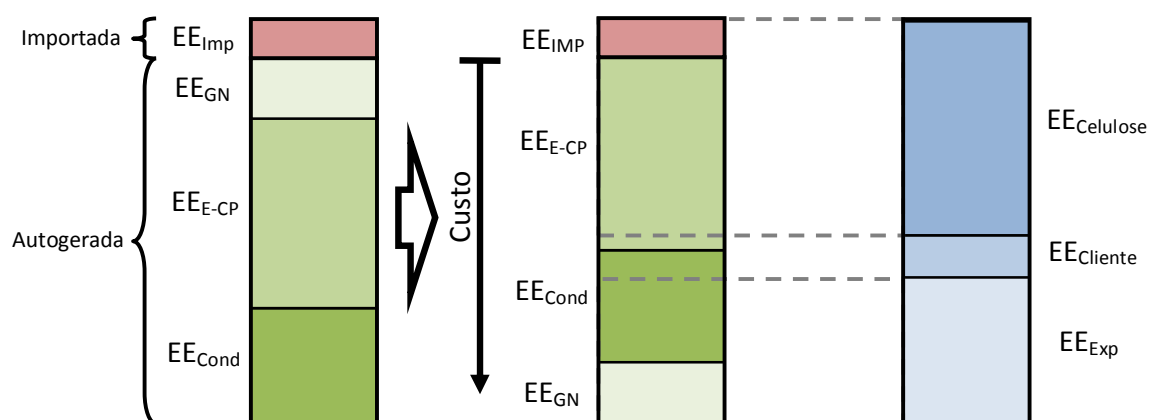


Figura 29 – Alocação de energia elétrica priorizada por custo.

A aplicação da metodologia acima descrita não será apresentada para as unidades em estudo por se tratarem de informações confidenciais de resultados de venda de energia e de custos de combustíveis negociados pela empresa.

7. Análise de riscos

Até aqui algumas oportunidades de elevação de exportação de energia com viabilidade técnica já foram levantadas para as três centrais termelétricas em estudo, sendo algumas delas viáveis com os atuais patamares de preços de combustível e energia e outras não, conforme apresentado na Tabela 09.

Tabela 09 – Oportunidades em geração de energia identificadas para as unidades em estudo.

	Unidade	Oportunidade	Aumento na capacidade	Viabilidade econômica
(a)	Unidade A	Uso de madeira para energia para geração em turbina de condensação	8,3 MW	Sim
(b)	Unidade A	Uso de madeira para energia para geração em turbina de contrapressão	7,0 MW ou (a) + 2,7 MW	Não
(c)	Unidade A	Uso de óleo combustível para geração em turbina de condensação	8,3 MW	Não
(d)	Unidade B	Uso de biomassa para geração em turbina de contrapressão	1,3 MW	Não
(e)	Unidade B	Modulação da turbina a gás entre horário de ponta e fora de ponta	-6,4 MW	Sim
(f)	Unidade B	Operação da turbina a gás na potência mínima em tempo integral	-7,0 MW	Não
(g)	Unidade B	Parada total da turbina a gás	-24,0 MW	Não
(h)	Unidade C	Uso de gás natural para geração em turbina de condensação	12,5 MW	Não
(i)	Unidade C	Uso de biomassa para geração em turbina de condensação	13,5 MW	Sim

A seguir serão apresentadas algumas análises buscando avaliar os riscos das oportunidades apresentadas e também da opção de venda em curto ou longo prazo da energia gerada.

7.1. Variação dos preços de compra de insumos e de venda da energia

Deseja-se avaliar aqui, na forma de uma análise de sensibilidade, o impacto do custo dos insumos energéticos e do preço de venda da energia elétrica nas oportunidades identificadas. Tal análise permite não somente avaliar o risco do aumento da geração de excedentes usando combustíveis mais caros, como também direciona a determinação de preço mínimo a ser negociado em contratações de venda de energia em longo prazo.

Para a Unidade C, analisando o impacto da variação do custo dos combustíveis propostos (madeira energia e óleo combustível) no custo de produção de energia elétrica via turbina de condensação ou contrapressão, conforme apresentado na Tabela 10, observa-se que, considerando um preço de energia incentivada 50% na faixa de R\$ 92/MWh (referência aproximada para o realizado no ano de 2011), o uso de madeira para energia é viável até um custo de madeira de R\$ 72/t. Para consolidar a operação de venda de energia a partir de madeira duas opções são possíveis: vender energia no mercado spot e utilizar madeira quando o preço da energia incentivada se mostrar atrativos ou captar contratos de longo prazo com preço de energia superior ao custo atual de geração. As demais opções de aumento de geração de energia podem claramente ser consideradas inviáveis, exceto em cenários extremos de alta do PLD em que o uso de madeira com geração em turbina de contrapressão pode apresentar retorno.

Tabela 10 – Análise de sensibilidade do custo de produção de energia para Unidade A, em R\$/MWh.

Custo da madeira para energia [R\$/t]	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105
Custo do óleo combustível [R\$/t]	890	905	920	935	950	965	980	995	1010	1025	1040
Custo da energia com uso de madeira energia com geração em turbina de condensação [R\$/MWh]	70	77	83	89	96	102	109	115	121	128	134
Custo da energia com uso de madeira energia com geração em turbina de contrapressão [R\$/MWh]	135	148	160	172	184	197	209	221	234	246	258
Custo da energia com uso de óleo combustível com geração em turbina de condensação [R\$/MWh]	356	362	368	374	380	386	392	398	404	410	416

Para a Unidade B, dividiremos a análise em duas fases, avaliando primeiramente o impacto do preço da biomassa comprada no custo de produção de energia elétrica via injeção em uma turbina de contrapressão. Observa-se que ao se comparar o custo de geração dessa energia e o preço da energia convencional comprada pela unidade (tomando como referência o preço da energia convencional no mercado spot em 2011, na faixa de R\$ 46/MWh) somada à tarifa de encargos da TUSD de R\$ 31,15/MWh, observa-se que não viabilidade, mesmo com a queda do preço do combustível. Comparando ainda seu custo com a geração de energia a partir de gás natural no TG4 (R\$ 170,83/MWh), observa-se que também não há oportunidade substituição, a menos que o preço da biomassa chega a menos de R\$ 70/t.

Tabela 11 – Análise de sensibilidade do custo de produção de energia a partir de biomassa para Unidade B, em R\$/MWh.

Custo da biomassa [R\$/t]	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110
Custo da energia com uso de biomassa com geração em turbina de contrapressão [R\$/MWh]	154	167	180	193	206	219	231	244	257	270	283

Passemos agora à análise da turbina a gás natural (TG4). Conforme já apresentado, a partir do cenário base atual de geração da turbina em sua potência máxima em tempo integral, foram avaliados três cenários: (1) modulação da turbina a gás entre a potência máxima e a mínima entre o horário de ponta e o horário fora de ponta, (2) operação da turbina na potência mínima em tempo integral e (3) parada total da turbina. Deseja-se avaliar o impacto do custo da energia convencional importada e do preço do gás natural sobre o custo evitado das modificações propostas. Recordando que o custo evitado considera para cada cenário: aumento do custo com importação de energia, redução do consumo de gás natural e aumento no custo pela maior contratação de demanda.

Pela análise apresentada na Tabela 12, observa-se que o cenário 1 é viável em uma larga quantidade de cenários, exceto em casos de alta muito significativa do preço da energia convencional. Já para os cenários 2 e 3, apresentados nas Tabelas 13 e 14, se observa que podem ser viáveis caso o preço da energia encontre-se mais baixo, entretanto, como envolvem recontração de demanda, existe o risco de prejuízo caso o preço da energia no mercado spot volte a subir a alteração da contratação. Logo, a decisão pelos cenários 2 e 3 só deve ser tomada mediante garantia de compra de energia nos patamares de preço esperados através de contratos de longo prazo, o que hoje os torna inviáveis. Vale ressaltar que o cenário 3, para menores preços de energia, apresenta ganho significativo até mesmo em relação ao cenário 1, conforme apresentado na Tabela 15.

Tabela 12 – Análise de sensibilidade do custo evitado mensal do cenário 1 em relação ao cenário base, em R\$ MM.

		Energia importada mais TUSD encargos [R\$/MWh]							
		60	80	100	120	140	160	180	200
Preço do gás natural [R\$/Nm ³]	0,70	0,28	0,18	0,09	0,00	-0,09	-0,19	-0,28	-0,37
	0,75	0,31	0,22	0,13	0,04	-0,05	-0,15	-0,24	-0,33
	0,80	0,35	0,26	0,17	0,08	-0,02	-0,11	-0,20	-0,29
	0,85	0,39	0,30	0,21	0,12	0,02	-0,07	-0,16	-0,25
	0,90	0,43	0,34	0,25	0,16	0,06	-0,03	-0,12	-0,21
	0,95	0,47	0,38	0,29	0,20	0,10	0,01	-0,08	-0,17
	1,00	0,51	0,42	0,33	0,23	0,14	0,05	-0,04	-0,13
	1,05	0,55	0,46	0,37	0,27	0,18	0,09	0,00	-0,10
	1,10	0,59	0,50	0,41	0,31	0,22	0,13	0,04	-0,06
	1,15	0,63	0,54	0,45	0,35	0,26	0,17	0,08	-0,02
	1,20	0,67	0,58	0,49	0,39	0,30	0,21	0,12	0,02
	1,25	0,71	0,62	0,52	0,43	0,34	0,25	0,15	0,06

Tabela 13 – Análise de sensibilidade do custo evitado mensal do cenário 2 em relação ao cenário base, em R\$ MM.

		Energia importada mais TUSD encargos [R\$/MWh]							
		60	80	100	120	140	160	180	200
Preço do gás natural [R\$/Nm ³]	0,70	0,17	0,07	-0,04	-0,14	-0,24	-0,34	-0,44	-0,54
	0,75	0,21	0,11	0,01	-0,09	-0,19	-0,29	-0,40	-0,50
	0,80	0,25	0,15	0,05	-0,05	-0,15	-0,25	-0,35	-0,45
	0,85	0,30	0,19	0,09	-0,01	-0,11	-0,21	-0,31	-0,41
	0,90	0,34	0,24	0,14	0,04	-0,06	-0,17	-0,27	-0,37
	0,95	0,38	0,28	0,18	0,08	-0,02	-0,12	-0,22	-0,32
	1,00	0,42	0,32	0,22	0,12	0,02	-0,08	-0,18	-0,28
	1,05	0,47	0,37	0,27	0,17	0,06	-0,04	-0,14	-0,24
	1,10	0,51	0,41	0,31	0,21	0,11	0,01	-0,09	-0,19
	1,15	0,55	0,45	0,35	0,25	0,15	0,05	-0,05	-0,15
	1,20	0,60	0,50	0,40	0,29	0,19	0,09	-0,01	-0,11
	1,25	0,64	0,54	0,44	0,34	0,24	0,14	0,04	-0,07

Tabela 14 – Análise de sensibilidade do custo evitado mensal do cenário 3 em relação ao cenário base, em R\$ MM.

		Energia importada mais TUSD encargos [R\$/MWh]							
		60	80	100	120	140	160	180	200
Preço do gás natural [R\$/Nm ³]	0,70	0,51	0,16	-0,18	-0,53	-0,88	-1,22	-1,57	-1,91
	0,75	0,65	0,31	-0,04	-0,38	-0,73	-1,07	-1,42	-1,76
	0,80	0,80	0,46	0,11	-0,23	-0,58	-0,93	-1,27	-1,62
	0,85	0,95	0,60	0,26	-0,09	-0,43	-0,78	-1,12	-1,47
	0,90	1,10	0,75	0,41	0,06	-0,28	-0,63	-0,98	-1,32
	0,95	1,25	0,90	0,55	0,21	-0,14	-0,48	-0,83	-1,17
	1,00	1,39	1,05	0,70	0,36	0,01	-0,34	-0,68	-1,03
	1,05	1,54	1,19	0,85	0,50	0,16	-0,19	-0,53	-0,88
	1,10	1,69	1,34	1,00	0,65	0,31	-0,04	-0,39	-0,73
	1,15	1,84	1,49	1,14	0,80	0,45	0,11	-0,24	-0,58
	1,20	1,98	1,64	1,29	0,95	0,60	0,26	-0,09	-0,44
	1,25	2,13	1,79	1,44	1,09	0,75	0,40	0,06	-0,29

Tabela 15 – Análise de sensibilidade do custo evitado mensal do cenário 3 em relação ao cenário 1, em R\$ MM.

		Energia importada mais TUSD encargos [R\$/MWh]							
		60	80	100	120	140	160	180	200
Preço do gás natural [R\$/Nm ³]	0,70	0,23	-0,02	-0,27	-0,53	-0,78	-1,03	-1,29	-1,54
	0,75	0,34	0,09	-0,17	-0,42	-0,67	-0,93	-1,18	-1,43
	0,80	0,45	0,20	-0,06	-0,31	-0,56	-0,82	-1,07	-1,32
	0,85	0,56	0,30	0,05	-0,20	-0,46	-0,71	-0,96	-1,22
	0,90	0,66	0,41	0,16	-0,10	-0,35	-0,60	-0,85	-1,11
	0,95	0,77	0,52	0,27	0,01	-0,24	-0,49	-0,75	-1,00
	1,00	0,88	0,63	0,37	0,12	-0,13	-0,39	-0,64	-0,89
	1,05	0,99	0,74	0,48	0,23	-0,02	-0,28	-0,53	-0,78
	1,10	1,10	0,84	0,59	0,34	0,08	-0,17	-0,42	-0,68
	1,15	1,21	0,95	0,70	0,45	0,19	-0,06	-0,31	-0,57
	1,20	1,31	1,06	0,81	0,55	0,30	0,05	-0,21	-0,46
	1,25	1,42	1,17	0,92	0,66	0,41	0,16	-0,10	-0,35

Por último, para a Unidade C também serão realizadas duas análises. A primeira se refere à viabilidade do uso de gás natural para geração de energia elétrica em turbina de condensação. Como apresentado na Tabela 16, a operação se mostra inviável para uma larga escala de preço de gás natural.

Tabela 16 – Análise de sensibilidade do custo de produção de energia a partir de gás natural para Unidade C, em R\$/MWh.

Custo do gás natural [R\$/Nm³]	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25
Custo da energia com uso de gás natural com geração em turbina de condensação [R\$/MWh]	235	252	269	286	302	319	336	353	370	386	403	420

Para finalizar, resta analisar a última oportunidade que constitui em aumentar a exportação da Unidade C com uso de biomassa em turbina de condensação acima do limite de 30,0 MWm para energia elétrica incentivada. Portanto, avaliaremos o impacto do preço da energia convencional e novo volume de exportação sobre o resultado da operação. Lembrando que o resultado contabiliza a perda do spread de incentivada sobre o volume atual exportado, o ganho pelo aumento de volume vendido como convencional e custo adicional de TUSDg com elevação da potência para exportação de 30,0 MW para 45,0 MW. A Tabela 17 apresenta uma análise de sensibilidade para o resultado mensal, em milhões de reais, para um spread fixo da energia incentivada de R\$ 35,00/MWh. Observa-se que para um volume de exportação de 37,0 MW, a operação se torna rentável para preços de energia acima de R\$ 70,00/MWh. Esse valor é bastante viável e pode inclusive ser obtido em contratos de longo de prazo.

Tabela 17 – Análise de sensibilidade do ganho mensal, em R\$ MM, pelo aumento da exportação de energia da Unidade C.

		Preço da energia convencional vendida [R\$/MWh]								
		60	70	80	90	100	110	120	130	140
Novo volume de geração [MWm]	23	-0,63	-0,63	-0,64	-0,64	-0,64	-0,64	-0,64	-0,64	-0,64
	25	-0,55	-0,53	-0,52	-0,51	-0,49	-0,48	-0,47	-0,46	-0,44
	27	-0,46	-0,43	-0,40	-0,38	-0,35	-0,32	-0,30	-0,27	-0,24
	29	-0,37	-0,33	-0,29	-0,25	-0,21	-0,16	-0,12	-0,08	-0,04
	31	-0,29	-0,23	-0,17	-0,12	-0,06	-0,01	0,05	0,11	0,16
	33	-0,20	-0,13	-0,06	0,01	0,08	0,15	0,22	0,29	0,36
	35	-0,11	-0,03	0,06	0,14	0,23	0,31	0,40	0,48	0,57
	37	-0,03	0,07	0,17	0,27	0,37	0,47	0,57	0,67	0,77
	39	0,06	0,17	0,29	0,40	0,51	0,63	0,74	0,86	0,97
	41	0,15	0,27	0,40	0,53	0,66	0,79	0,91	1,04	1,17
	43	0,23	0,37	0,52	0,66	0,80	0,94	1,09	1,23	1,37
	45	0,32	0,48	0,63	0,79	0,95	1,10	1,26	1,42	1,57

7.2. Não atendimento do volume de energia exportada contratada para venda em longo prazo

Um problema comum aos cogeneradores que exportam energia elétrica é a ocorrência de instabilidades no volume de energia fornecido à rede, uma vez que a exportação de energia está atrelada à produção do produto principal. Numa unidade produtora de celulose, por exemplo, fora a possibilidade de problemas na própria central termelétrica, como parada emergencial de uma turbina ou caldeira, falha em equipamentos do sistema de combustível, como queimadores ou transportadores de biomassa, entre outros, falhas no próprio processo de produção de celulose que alterem ou mesmo parem o ritmo de produção levarão a uma queda do volume de energia exportada por indisponibilidade de licor preto, resíduo do processo e principal combustível para a geração.

Logo, quando se deseja vender toda ou parte da energia gerada por uma central cogeneradora através de contratos de longo prazo em vez de operar no mercado spot, de forma a ter maior garantia de lucro nas operações, duas questões são levantadas: a que preço é rentável vender a energia no longo prazo e que volume deve ser contrato. Primeiramente, avaliemos o resultado da operação de venda de energia no curto e no longo prazo.

O retorno da operação de venda no curto prazo é calculado mensalmente pelo volume de energia vendido e pelo preço da energia no mercado spot, sendo esse composto pelo PLD, pelo spread da energia convencional e no caso de se tratar de energia incentivada, soma-se ainda o seu spread.

Sendo:

$$R_{CPI} = EE_i \times P_{CPI}$$

R_{CPI} : Resultado de venda de energia no curto prazo no mês i [R\$]
 EE_i : Volume de energia exportada no mês i [MWh]
 P_{CPI} : Preço da energia no curto prazo mês i [R\$/MWh]

Já o retorno da operação de venda no longo prazo será determinado pela receita referente a entrega do volume contratado, independente da entrega real ter sido maior ou menor à contratada. As diferenças serão liquidadas ao valor do PLD somado ao spread do tipo de energia em negociação. Logo, caso a entrega seja maior que o contratado, teremos um resultado adicional referente à venda da diferença a preço de curto prazo. Caso a entrega seja menor que o contratado, temos dois cenários: preço da energia no curto prazo menor que

preço de contrato, e nesse caso teremos um menor impacto no resultado (compra a um menor preço no curto prazo para cobrir volume do contrato que recebe a um preço maior), ou preço da energia no curto prazo maior que o preço do contrato, e nesse caso teremos grande impacto no resultado (compra a um maior preço no curto prazo para cobrir volume do contrato que recebe a um preço menor).

Sendo:

R_{LPi} : Resultado de venda de energia no longo

$R_{LPi} = EE_{LP} \times P_{LP} + (EE_i - EE_{LP}) \times P_{CPI}$ prazo no mês i [R\$]

EE_{LP} : Volume de energia contratada [MWh]

P_{LP} : Preço da energia contratada [R\$/MWh]

Portanto, ao alterar o modelo de venda de energia de completa negociação de curto prazo para uma parcela contratada no longo prazo, o resultado financeiro será dado pela diferença entre as duas equações:

$$R = EE_{LP} \times P_{LP} + (EE_i - EE_{LP}) \times P_{CPI} - EE_i \times P_{CPI} = EE_{LP} \times (P_{LP} - P_{CPI})$$

Pode-se concluir que o resultado da operação em longo prazo em relação à operação em curto prazo será maior quanto maior for o preço de contratação em relação à média de preço da energia no curto prazo para o período do contrato. Logo, é preciso acesso a boas informações de previsão de preço da energia no curto prazo, ou seja, do PLD, para o período que se deseja efetuar a contratação e escolher o melhor momento para efetuar a contratação.

A Figura 30 apresenta o histórico semanal do PLD entre os anos de 2007 a 2012. Traçando-se um preço médio para cada uma das semanas do ano, observa-se uma tendência geral para os preços de PLD, apresentando um aumento dos patamares de preço no segundo semestre, especialmente antes do início do período chuvoso, quando os reservatórios atingem níveis mais baixos. O viés de alta do PLD costuma pressionar com sutileza os preços de contratação no longo prazo para o período seguinte, uma vez que uma expectativa de preços mais altos nos próximos ciclos pode ser gerada. Esse período é o mais indicado para assinatura de contratos de venda de energia, sendo interessante a aplicação de inteligência de mercado e principalmente análise meteorológica de forma a ter uma visão mais assertiva possível de previsão do PLD para o período de contrato.

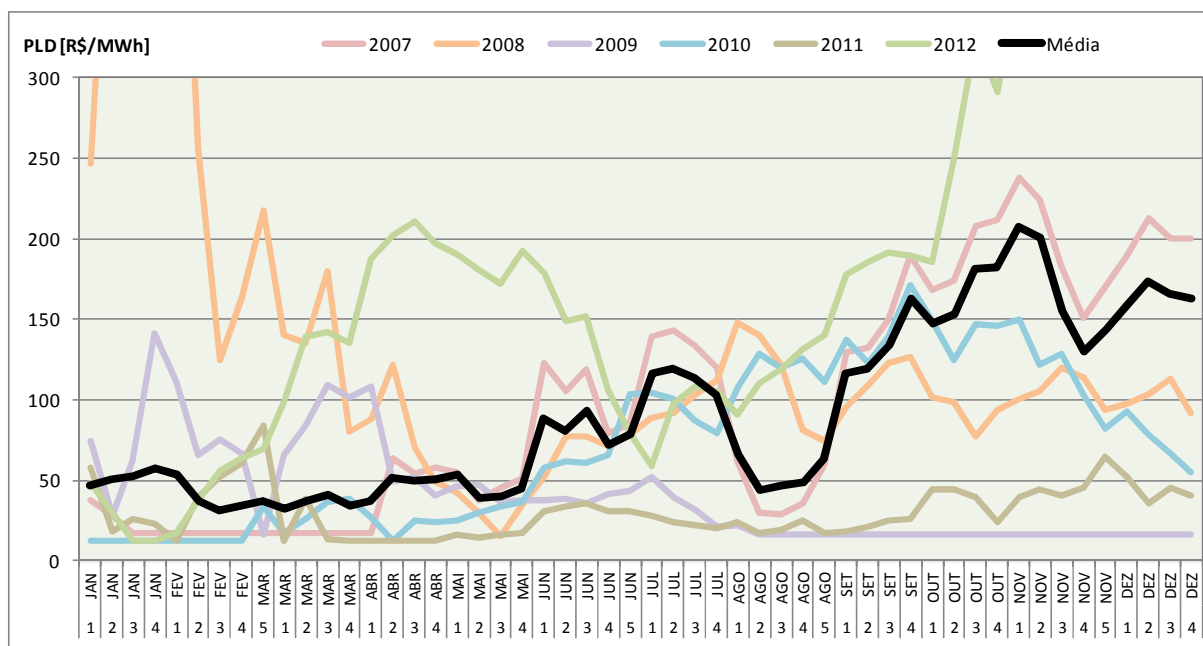


Figura 30 – Histórico semanal do PLD de 2007 a 2012 (CCEE, 2012).

Além disso, para evitar o risco de exposição às variações do mercado spot de energia em meses que não se consiga entregar o montante de energia contratado, o volume negociado em longo prazo deve ser escolhido de forma a haver segurança na capacidade de sua entrega. A Figura 31 apresenta o histórico de exportação de energia das Unidades A e C de 2009 a 2012.

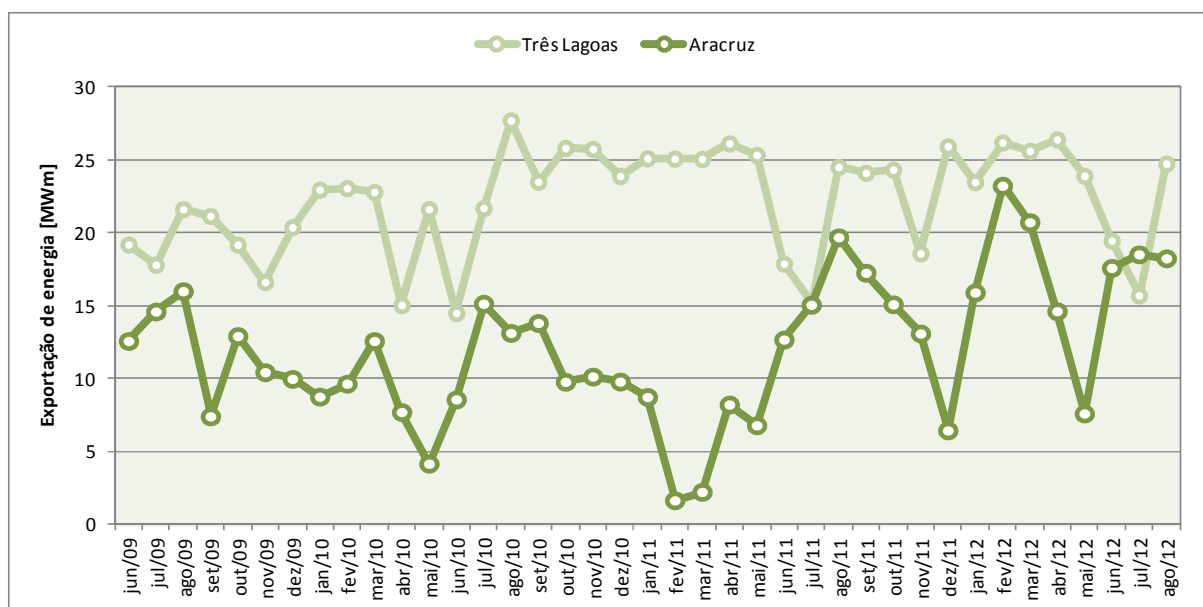


Figura 31 – Histórico de exportação de energia elétrica das Unidades A e C.

Observa-se uma grande oscilação, especialmente na Unidade A, e na Unidade C há manutenção durante diversos meses de exportação na faixa de 25 MWm, entretanto, há quedas para a faixa dos 15 MWm.

Analizando o histórico dos dados das duas unidades através de histogramas, conforme apresentado nas Figuras 32 e 33, percebe-se uma distribuição parecida a uma distribuição normal. E de fato ao se realizar o teste de normalidade para os dois conjuntos de dados são obtidos p-value de 0,91 e 0,48 para os dados da Unidade A e da Unidade C, respectivamente, o que indica que suas distribuições podem ser aproximadas a uma distribuição normal.

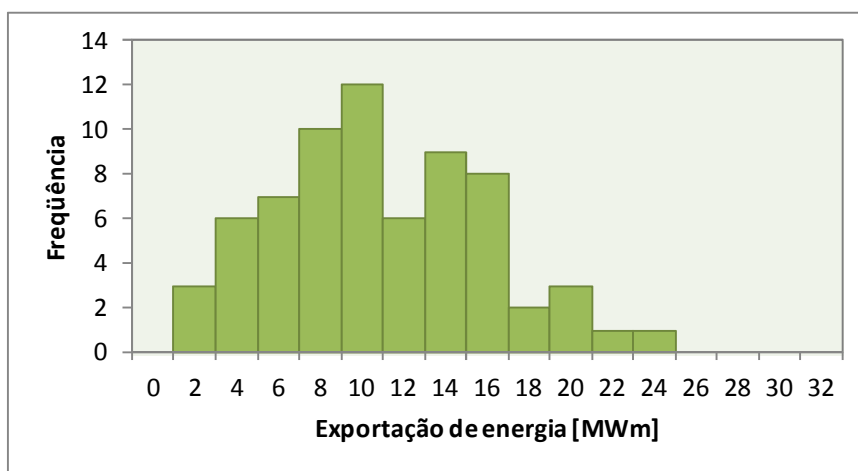


Figura 32 – Histograma dos dados de exportação mensal da Unidade A.

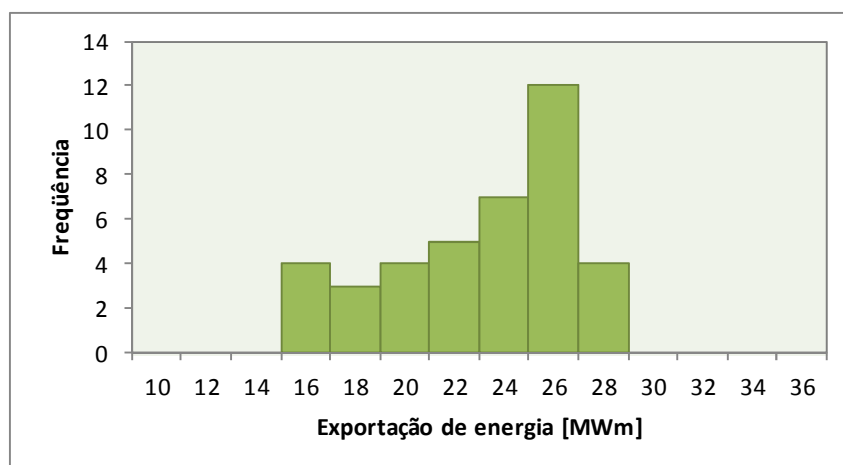


Figura 33 – Histograma dos dados de exportação mensal da Unidade C.

Logo, é possível calcular o volume de energia a ser firmado em contratos de longo prazo de modo que seja provável que determinada porcentagem dos meses do período de contrato

apresente volume de exportação real acima do contratado, partindo do pressuposto de que os dados futuros terão a mesma distribuição dos dados passados, aproximados a uma distribuição normal. Os resultados dessa aproximação são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Expectativa de meses com exportação acima do contratado em função do montante firmado.

Provável percentual de meses com exportação superior ao contratado	Montante a ser contratado na Unidade A [MWm]	Montante a ser contratado na unidade C [MWm]
10%	16,4	26,9
20%	14,2	25,3
30%	12,5	24,2
40%	11,1	23,2
50%	9,9	22,2
60%	8,6	21,3
70%	7,2	20,3
80%	5,6	19,1
90%	3,3	17,5

Claramente, recomenda-se que se contrate um montante com expectativa de entrega superior em pelo menos 50% dos meses. Portanto, podemos usar como exemplo os montantes com certeza de entrega em 70% dos meses do período de contrato, obtendo uma recomendação de contratação de 7,2 MWm para a Unidade A e de 20,3 MWm para a Unidade C.

8. Conclusão

No presente trabalho foi desenvolvido um estudo de três unidades cogeradoras produtoras de celulose de mercado visando aumento da geração de excedentes de energia ou ainda, redução dos custos de cogeração.

Na Unidade A, foi identificada a oportunidade viável economicamente de venda de energia gerada a partir do uso de madeira em caldeiras de biomassa e geração em turbina de condensação, elevando a exportação da unidade dos atuais 10,6 MWm para 18,9 MWm. Tal operação, entretanto, torna-se inviável em momentos de queda do preço de energia no mercado de curto prazo, sendo recomendado ou a inclusão de madeira na matriz energética somente nos meses de maior preço de energia ou a captação de contratos de longo prazo que permitem a operação em tempo integral.

Já na Unidade B, a oportunidade é de redução de custos de geração de energia com aumento do montante importada dos atuais 4,0 MWm para 10,4 MWm, modulando a potência da turbina a gás no horário fora de ponta para seu valor mínimo. Tal operação não representará nenhum custo adicional de demanda, já que a unidade tem fator de carga baixo fora da ponta e com economias consideráveis e momentos de preço relativamente baixo da energia convencional.

Por último, na Unidade C, tem-se a oportunidade de aumento de exportação com uso de resíduos de processamento da madeira (casca) dos atuais 23,2 MWm para 36,7 MWm. Apesar de perder a característica de energia incentivada 50% e aumentar o custo com pagamento de TUSDg, o ganho pelo aumento de volume gera um ganho significativos para uma faixa ampla de preço da energia convencional.

Foi apresentada uma metodologia simplificada para apuração de receita com a venda de excedentes de energia em uma central termoeletrica cogerada, modelada conforme as especificidades das unidades.

Com relação à venda de energia no mercado spot ou através de contratos de longo prazo, dois itens devem ser analisados antes da tomada de decisão: a que preço aceitar a contratação e sobre que volume firmar compromisso de entrega. Com relação ao preço, deve-se buscar uma contração acima da expectativa média de preço de energia spot para o período de contrato, sendo, portanto, necessário uma boa previsão e análise de mercado e meteorológica. Quando

ao momento de efetuar a contratação, há uma tendência de viés de alta do PLD no segundo semestre que costuma pressionar os preços dos contratos, mas não há garantias. O ideal é efetuar um acompanhamento rotineiro do mercado para tomada dessa decisão. Por fim, em relação ao montante a ser contratado, é possível a partir de análises estatísticas do histórico de exportação, determinar a probabilidade de entrega do volume firmado pela unidade.

9. Bibliografia

ALMEIRA, A.A. **A comercialização de energia elétrica no varejo – riscos e oportunidades.** In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Distribuição de Energia Elétrica. Curitiba, 2005.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 3ª edição. Cap. 4. 2008.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. Portaria 108/2000. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 23/05/2012.

AZZOLINI, P. **Tecnologias de turbinas a vapor.** In: 4º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e Cogeração de Energia da Abesco. Anais, v.3, 1 CD-ROM. São Paulo, 2007, p. 278-285.

BAIN, R.L., OVEREND, R.P., CRAIG, K.R. **Biomass-fired power generation.** In: Fuel Processing Technology, v. 54, 1998, p. 1-16.

BAJAY, S.V. **A indústria de papel e celulose: seu consumo energético, por usos finais e tipos de plantas, evolução tecnológica e perspectivas de conservação de energia.** In: Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 3. Campos do Jordão, 1998. Anais, v. 2. UNESP, Guaratinguetá, p. 699-704.

BARBELI, M.C. **Produção e utilização de energia na indústria de papel e celulose: passado recente e perspectivas futuras.** Tese de Doutorado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

BARJA, G.J.A.B. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico.** 2006. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

BEJAN A., TSATSARONIS, G., MORAN, M. **Thermal design and optimization.** John Wiley & Sons, Inc., New York., 1996.

BERMANN, C. **Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos.** Tese de Doutorado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.

BONOMI, A. (Coordenador) **Conservação de energia na indústria de celulose e papel. Manual de recomendações**. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo-IPT, São Paulo, 1985.

BRACELPA – Associação Brasileira dos Fabricantes de Celulose e Papel. **Relatório de sustentabilidade 2010**. São Paulo, 2011a.

_____. **Relatório estatístico**. São Paulo, 2011b.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização de energia incentivada**. Treinamento para Agentes do Setor Elétrico. CCEE, São Paulo, 2008a.

_____. Disponível em <<http://www.ccee.com.br/>>. Acesso em: 05/11/2012.

CERQUEIRA, S.A.A.G. **Metodologias de análise termoeconômica de sistemas**. 1999. 163 p. Tese (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.

COELHO, S.T. **Avaliação da cogeração de eletricidade a partir de bagaço-de-cana em sistemas de gaseificação / Turbina a gás**. Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.

_____. **Mecanismos para implementação de um programa de cogeração de eletricidade a partir de biomassa no estado de São Paulo**. Tese (doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998.

COGEN EUROPE. **Educogen – An educational tool for cogeneration**. 2^a ed. Brussels, 2001.

CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento**. Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia. 2011.

CSPE – Comissão de Serviços Públicos em Energia. Tarifas do gás canalizado. Disponível em <<http://www.cspe.sp.gov.br/>>. Acesso em: 20/06/2012.

DA SILVA, J. **Análise termoeconômica do processo de geração de vapor e potência do segmento de celulose e papel.** Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Itajubá, Itajubá, 2002.

FLOREZI, G. **Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática.** Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GOMES, I.C. **Uma análise do mercado e do preço competitivo do gás natural em São Paulo.** Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

HORTA NOGUEIRA, J.A. **Cogeração: uma introdução.** Cia Paulista de Força e Luz. São Paulo, 1994.

LIMA, F.A. **A regulação por contratos no setor elétrico brasileiro – O contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR e os leilões de energia.** Monografia de conclusão de curso – Centro Universitário de Brasília, Brasília, 2006.

LOZANO, M.A., VALERO, A. **Theory of exergetic cost.** Energy, vol. 18, nº 9, págs 939-960.

MARQUES, I.N. **Máquinas de vapor.** PUC-RJ, Rio de Janeiro, 1975, p. 214.

MORAES, F.A.B. **Utilização de biomassa de eucalipto para produção de energia na indústria de celulose e papel.** Monografia de conclusão de curso – UNIARA Centro Universitário de Araraquara, Araraquara, 2011.

OLIVEIRA, F.A.O. **Modelo de planejamento e formação de preço de curto prazo – NEWAVE.** Notas de Aula, Itajubá, 2008.

FERREIRA, D.J.O., CARDOSO, M., PARK, S.W. **Gas flow analysus uma a Kraft recovery boiler.** Fuel Processing Technology, v. 91, 2010, p. 789-798.

RENDEIRO, G., NOGUEIRA, M. **Combustão e gasificação de biomassa sólida: soluções energéticas para a Amazônia.** Programa Luz para Todos, Ministério de Minas e Energia, 1ª Edição, Brasília, 2008.

RIBEIRO, E.B. **Desafio para a expansão do mercado de fontes incentivada: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumidor especial**. Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

ROLLS ROYCE. Disponível em <<http://www.rollsroyce.com/>>. Acesso em: 03/10/2012.

SCHELEDER, E.M.M. **A cogeração e o sistema elétrico brasileiro**. In: Seminário de Oportunidades para Cogeração na Indústria Química. ABEQ, São Paulo, 1997.

SOARES, J.B. **Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime “topping”**. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SOSA, I.R.H. **Sistemas multiagentes para controle inteligente da caldeira de recuperação**. Tese (mestrado) – Universidade de São Paulo, 2007.

VELÁZQUEZ, S.M.S.G. **A cogeração de energia no segmento de papel e celulose: contribuição à matriz energética do Brasil**. 2000. Dissertação (mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.