UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA
Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos

Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Cogeração de Energia a partir do Bagaço da Cana de Açúcar em uma Planta Química Brasileira de Soda-Cloro

João Bruno Valentim Bastos

Rio de Janeiro
Outubro de 2011

João Bruno Valentim Bastos

Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Cogeração de Energia a partir do Bagaço da Cana de Açúcar em uma Planta Química Brasileira de Soda-Cloro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências

Orientadores:
Profa. Suzana Borschiver, D.Sc
Prof. Alexandre Szklo, D.Sc

EQ/UFRJ
Rio de Janeiro
Outubro/2011

AVALIAÇÃO DE MECANISMOS DE INCENTIVO À COGERAÇÃO DE ENERGIA A PARTIR DO BAGAÇO DA CANA DE AÇÚCAR EM UMA INDÚSTRIA QUÍMICA BRASILEIRA DE SODA-CLORO

João Bruno Valentim Bastos

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA ESCOLA DE QUÍMICA NO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS.

Examinada por:

_____
Profa. Suzana Borschiver, D.Sc.
(Orientador – presidente da banca)

_____
Prof. Alexandre Szklo, D.Sc.
(Orientador)

_____
Prof. Estevão Freire, D.Sc.

_____
Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

_____
Prof. Márcio Andrade, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
OUTUBRO DE 2011

B327a Bastos, João Bruno Valentim

Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Cogeração de Energia a partir do Bagaço da Cana de Açúcar em uma Indústria Química Brasileira de Soda-Cloro / João Bruno Valentim Bastos. – 2011.

xiv, 247 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2011.

Orientadores: Suzana Borschiver e Alexandre Szklo

1. Cogeração. 2. Planejamento Energético. 3. Indústria Química. 4. Soda-Cloro – Dissertações. I. Broschiver, Suzana (Orient.). II. Szklo, Alexandre (Orient.). III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química. IV. Título.

CDD: 662.

“Eu sonho sonhos distantes,
em barcos ausentes, velozes, ondeantes,
paisagens vivas, longe, diferentes.
Eu sonho sempre. Sonho...”

Josué de Castro

Aos meus avôs, João Carlos (*in memorian*) e José Francino,

Aos meus pais João Carlos e Silvia Helena,

com amor.

AGRADECIMENTOS

Finalizada a árdua etapa de construção desta dissertação, chega, finalmente, o momento de agradecer a todos que direta e indiretamente contribuíram nas diversas etapas desta jornada. Ao olhar para trás, para o nascimento da idéia de realizar um mestrado, vejo quão extensa é esta lista e percebo que não há palavras que possam traduzir a gratidão que tenho por estas pessoas.

Agradeço primeiramente a Professora Suzana Borschiver pela oportunidade e, sobretudo, por ter confiado em mim e aceito me orientar mesmo em um tema que foge de sua área de pesquisa acadêmica.

Ao Professor Alexandre Szklo, devo também especial agradecimento pela excelente orientação. Sua dedicação e paciência motivam e inspiram. Exemplo de pesquisador e professor que levarei para o resto da vida.

Ao Engenheiro Abelardo Azevedo, sem dúvida um dos principais responsáveis por este trabalho, agradeço pela confiança e orientação desde os tempos de estágio.

Ao corpo docente e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, meu muito obrigado. Agradeço também ao Programa de Planejamento Energético da COPPE pela receptividade durante as constantes visitas a sala do Professor Alexandre, biblioteca e disciplinas que tive o prazer de cursar.

À toda equipe da Unidade de Soda-Cloro da Braskem em Alagoas meus sinceros agradecimentos. Em especial ao Engenheiro Marcio Andrade por toda ajuda e disponibilidade desde o estágio. Ao Engenheiro Júlio Tavares, agradeço pelo incentivo e exemplo nesta reta final onde tive que conciliar trabalho e elaboração da dissertação. À equipe de Engenharia de Processos da UCS Ricardo Pimentel, Edvaldo Monte e Dorival Freire agradeço pela oportunidade de convivência e aprendizado dos últimos meses.

Ao Botafoguense Pedro Alijó, certeza de futuro grande pesquisador, agradeço pela amizade e companhia durante nossas “odisséias” aos tantos inesquecíveis jogos do nosso Glorioso Botafogo de Futebol e Regatas.

À CAPES agradeço pelo suporte financeiro e à BRASKEM S.A pela oportunidade de utilizar o exemplo de uma de suas unidades industriais como objeto de estudo desta dissertação.

Ao meu avô José Francino Valentim, não há palavras que expressem minha gratidão e admiração. À minha querida avó Helena, não há distância que me impeça de sentir o seu amor por mim. Minha avó Yara Bastos que me abrigou em sua casa com carinho e dedicação de uma mãe.

Finalmente agradeço aos meus pais e irmãos, meu alicerce e razão de tudo isto.

Resumo

Bastos, João Bruno Valentim. **Avaliação de Mecanismos de Incentivo à Cogeração de Energia a partir do Bagaço da Cana de Açúcar em uma Planta Química Brasileira de Soda-Cloro**. Rio de Janeiro, 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

Orientadores: Suzana Borschiver
Alexandre Szklo

Incertezas quanto à evolução das margens operacionais e o aumento da regulamentação associada ao controle de gases de efeito estufa constituem duas fontes de vulnerabilidade que estão diretamente relacionadas à demanda por serviços energéticos por parte da indústria química brasileira. A indústria de soda-cloro é um dos segmentos mais intensivos no consumo de eletricidade. Cerca de 50% do custo total de uma planta soda-cloro é representado pela energia elétrica. Medidas de eficiência energética e sistemas de cogeração (geração combinada de eletricidade e calor – ou, na sigla em inglês, CHP) possibilitam menores custos de produção e podem contribuir para um melhor desempenho do sistema energético regional. Esta Dissertação se propõe avaliar, a partir do ponto de vista do investidor e através do uso de um simulador, o impacto de mecanismos de incentivo à cogeração, a partir do bagaço da cana-de-açúcar, numa planta de produção de soda-cloro. O estudo indicou que uma planta baseada em turbinas a vapor do tipo CEST, consumindo bagaço, com uma potência elétrica de 109 MWe, poderia tornar-se viável economicamente, desde que políticas de incentivo fossem implementadas, especialmente no que se refere às tarifas de *back-up*. Uma possibilidade, diante da eficiência global do sistema, da fonte primária de energia renovável e da sua importância para o estado de Alagoas, seria permitir a participação da distribuidora de eletricidade no projeto.

Abstract of Dissertation presented to EQ/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

INCENTIVE POLICIES FOR SUGAR CANE BAGASSE FIRED-COGENERATION IN A BRAZILIAN CHLOR ALKALIS PLANT

João Bruno Valentim Bastos

October/2011

Advisors: Suzana Borschiver
Alexandre Szklo

The Brazilian chemical industry is facing challenges related to the uncertainties about the evolution of the operational profit and the potential risks arising from the climate change regulation. The chlor alkalis industry is one of the most electricity-intensive industrial segments. Actually, about 50% of a chlor alkalis plant costs derives from the electricity bill. Energy efficiency measures and cogeneration systems (Combined Heat and Power – CHP) can reduce production costs and contribute to improve the performance of distributed energy systems. This dissertation aims at assessing, from the investor perspective and through the use of energy planning simulators, the impact of incentive polices for sugar cane bagasse fired-cogeneration in a Brazilian chlor alkalis plant. Findings indicate that a 109 MWe sugar cane fueled-cogeneration plant could become economically feasible, through incentive policies especially related to the back-up tariff. Given the environmentally and socially friendly proposed system (based on a renewable energy source and installed in one of the poorest states of Brazil), an interesting option could be allowing the direct participation of the power distribution utility into the project.

Sumário

1. INTRODUÇÃO 1
2. COGERAÇÃO 6
2.1 REGIMES E ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO 8
2.2 RAZÕES PARA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO 13
2.3 BARREIRAS A COGERAÇÃO 17
3. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS SELECIONADAS E CASO BRASILEIRO 23
3.1 ESTADOS UNIDOS 24
3.2 DINAMARCA 30
3.3 HOLANDA 33
3.4 BRASIL 38
4. TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS 42
4.1 COGERAÇÃO COM TURBINA A GÁS (CICLO BRAYTON) 42
4.2 COGERAÇÃO COM TURBINA A VAPOR (CICLO RANKINE) 45
4.3 COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO COM TURBINA A GÁS 46
4.4 SISTEMAS INTEGRADOS GASIFICAÇÃO-CICLO COMBINADO 48
4.5 PILHAS A COMBUSTÍVEL 49
5. ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS 53
5.1 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 53
5.2 IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE EXCEDENTES POR UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO 55
5.3 OUTORGA DA CENTRAL DE COGERAÇÃO 58
5.4 CONEXÃO À REDE 59
5.5 TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS 60
5.6 CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE E ENERGIA DE BACKUP 67
5.7 POLÍTICAS DE INCENTIVO À COGERAÇÃO 70
5.8 QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO 75
6. METODOLOGIA 77
6.1 PROCESSO INDUSTRIAL 77
6.2 COMBUSTÍVEL 78
6.3 CONSIDERAÇÕES PARA SELEÇÃO DO CICLO 78
6.4 SELEÇÃO DO MODELO 80
6.5 ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS 81
6.6 RETSCREEN 82
6.7 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS 94
7. ESTUDO DE CASO: PLANTA DE COGERAÇÃO PARA UNIDADE DE SODA-CLORO DA BRASKEM EM ALAGOAS 96
7.1 OBJETIVO 96
7.2 JUSTIFICATIVA 96
7.3 UNIDADE INDUSTRIAL DE SODA-CLORO DA BRASKEM EM ALAGOAS 98
7.4 COMBUSTÍVEL AVALIADO: BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR 111
7.5 TECNOLOGIA UTILIZADA 117
7.6 SISTEMA DE COGERAÇÃO MODELADO NO RETSCREEN 117
7.7 CENÁRIOS 126
7.8 RESULTADOS E ANÁLISE DE RISCOS 130
8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 136
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 140
APÊNCIDE A: INDÚSTRIA DE SODA-CLORO 148
APÊNDICE B: CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS 165
APÊNDICE C: COGERAÇÃO COM TURBINAS A VAPOR (CICLO RANKINE) 172

APÊNDICE D: RESOLUÇÕES E REGULAMENTAÇÕES ANEEL 180

Lista de Figuras

FIGURA 1: ESTE DIAGRAMA COMPARA A QUANTIDADE TÍPICA DE COMBUSTÍVEL DEMANDADA PARA PRODUZIR 35 UNIDADES DE ELETRICIDADE E 50 UNIDADES DE CALOR UTILIZANDO A GERAÇÃO SEPARADA E A COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE E CALOR. PARA TÍPICAS EFICIÊNCIAS TERMOELÉTRICAS, A COGERAÇÃO É QUASE DUAS VEZES MAIS EFICIENTE. 7
FIGURA 2: NÍVEIS DE GERAÇÃO EM REGIME BOTTOMING E TOPPING. 9
FIGURA 3: CONSERVAÇÃO DE ENERGIA VIA COGERAÇÃO. 10
FIGURA 4: PARTICIPAÇÃO DA COGERAÇÃO NA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE PAÍSES SELECIONADOS. 17
FIGURA 5: PARTICIPAÇÃO DA COGERAÇÃO NA MATRIZ ELÉTRICA DE PAÍSES SELECIONADOS. 24
FIGURA 6: DIVISÃO DO MERCADO AMERICANO DE CHP. 27
FIGURA 7: CAPACIDADE INSTALADA POR TECNOLOGIA DE GERAÇÃO (AIE, 2007). 28
FIGURA 8: DISTRIBUIÇÃO DAS PLANTAS DE COGERAÇÃO POR TECNOLOGIA (AIE, 2007). 29
FIGURA 9: CONSUMO DE COMBUSTÍVEL PARA AQUECIMENTO DISTRITAL, DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL (DANISH ENERGY AGENCY, 2010). 31
FIGURA 10: CRESCIMENTO DE CENTRAIS DE CHP E REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO2 NA DINAMARCA. 33
FIGURA 11: PARTICIPAÇÃO DAS TECNOLOGIAS EM UNIDADES DE COGERAÇÃO E AQUECIMENTO DISTRITAL NA HOLANDA (AIE, 2007). 36
FIGURA 12: CAPACIDADE INSTALADA E NÚMERO DE INSTALAÇÕES EM 2006 (AIE, 2007). 37
FIGURA 13: UNIDADES DE COGERAÇÃO EM OPERAÇÃO. 40
FIGURA 14: UNIDADES DE COGERAÇÃO QUE UTILIZAM O COMBUSTÍVEL BIOMASSA DE CANA, POR SEGMENTO DE ATIVIDADE. FONTE: COGEN, 2010. 41
FIGURA 15: TURBINA A GÁS ALLISON 601-KB9, DE 6,5 MW (BARJA, 2006). 43
FIGURA 16: COGERAÇÃO COM TURBINA A GÁS. 44
FIGURA 17: DIAGRAMA DE SANKEY DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO COM TURBINA A GÁS. 45
FIGURA 18: PLANTA DE COGERAÇÃO COM TURBINA A VAPOR. 46
FIGURA 19: PLANTA DE COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO COM TURBINA A GÁS. 47
FIGURA 20: DIAGRAMA DE SANKEY DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO A CICLO COMBINADO COM TURBINA A GÁS. 48
FIGURA 21: PILHA A COMBUSTÍVEL TIPO "PEFC". 50
FIGURA 22: AMBIENTES DO SETOR ELÉTRICO: COMPETIÇÃO NA GERAÇÃO (G) E COMERCIALIZAÇÃO (C); MERCADO REGULADO NA TRANSMISSÃO (T) E DISTRIBUIÇÃO (D). 54
FIGURA 23: AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO. FONTE: GARCIA, 2008. 55
FIGURA 24: CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMIDOR LIVRE. FONTE: BARJA, 2006. 57
FIGURA 25: PRODUTOR DE ELETRICIDADE DEDICADO A UM CONSUMIDOR, EM SISTEMA DE COGERAÇÃO. OCORRE EVENTUAL INTERCÂMBIO DE ELETRICIDADE COM A REDE DE TRANSMISSÃO/ DISTRIBUIÇÃO. FONTE: BARJA, 2006. 66
FIGURA 26: RETSCREEN, 2011. 83
FIGURA 27: RETSCREEN, 2011. 84
FIGURA 28: RETSCREEN, 2011. 85
FIGURA 29: RETSCREEN, 2011. 86
FIGURA 30: RETSCREEN, 2011. 87
FIGURA 31: RETSCREEN, 2011. 87
FIGURA 32: RETSCREEN, 2011. 88
FIGURA 33: RETSCREEN, 2011. 89
FIGURA 34: RETSCREEN, 2011. 90
FIGURA 35: RETSCREEN (2011) 91
FIGURA 36: RETSCREEN (2011) 92
FIGURA 37: SELEÇÃO DO INDICADOR FINANCEIRO; ENTRADA DE PARÂMETROS E IMPACTO DOS PARÂMETROS NO INDICADOR FINANCEIRO SELECIONADO. 93
FIGURA 38: DISTRIBUIÇÃO DAS PROBABILIDADES DE POSSÍVEIS VALORES PARA O INDICADOR SELECIONADO..94
FIGURA 39: VISTA AÉREA DA UNIDADE DE SODA-CLORO DA BRASKEM EM ALAGOAS. 99

FIGURA 40: SIMULAÇÃO RETSCREEN.....100
FIGURA 41: ILUSTRAÇÃO DA UNIDADE DE MINERAÇÃO DA BRASKEM EM ALAGOAS (BRASKEM, 2011).....101
FIGURA 42: CÉLULAS ELETROLÍTICAS HOOKER (BRASKEM, 2011).....102
FIGURA 43: ILUSTRAÇÃO SIMPLIFICADA DA CUBA ELETROLÍTICA (BRASKEM, 2011).....103
FIGURA 44: SISTEMA DE EVAPORAÇÃO (BRASKEM, 2011).....106
FIGURA 45: SISTEMA DE RESFRIAMENTO DA SODA CÁUSTICA (BRASKEM, 2011).....107
FIGURA 46: SISTEMA DE REAÇÃO DO DCE (BRASKEM, 2011).....109
FIGURA 47: SECAGEM DE DCE (BRASKEM, 2011).....110
FIGURA 48: DESTILAÇÃO DO DCE (BRASKEM, 2011).....110
FIGURA 49: MAPA DA PRODUÇÃO DE CANA DE AÇÚCAR NO BRASIL.....111
FIGURA 50: MAPA DA PLANTAÇÃO DE CANA DE AÇÚCAR EM ALAGOAS.....112
FIGURA 51: FOTOGRAFIA DE SATÉLITE.....114
FIGURA 52: SIMULAÇÃO RETSCREEN, 2011.....119
FIGURA 53: SIMULAÇÃO RETSCREEN, 2011.....119
FIGURA 54: PROPOSTA DE LOCALIZAÇÃO DA PLANTA DE COGERAÇÃO.....121
FIGURA 55: PROPOSTA DO ARRANJO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO. ELABORAÇÃO PRÓPRIA.....122
FIGURA 56: IMPACTO NO VPL DA VARIAÇÃO DE 50% NOS CUSTOS INICIAIS DO INVESTIMENTO E CUSTO COM COMBUSTÍVEL NO CASO PROPOSTO.....132
FIGURA 57: DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DO VPL PARA VARIAÇÃO DE 50% NOS CUSTOS INICIAIS DO INVESTIMENTO E CUSTO COM COMBUSTÍVEL NO CASO PROPOSTO.....133
FIGURA 58: IMPACTO NO VPL DA VARIAÇÃO DE 50% NOS CUSTOS INICIAIS DO INVESTIMENTO E CUSTO COM COMBUSTÍVEL NO CASO PROPOSTO.....134
FIGURA 59: DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DO VPL PARA VARIAÇÃO DE 50% NOS CUSTOS INICIAIS DO INVESTIMENTO E CUSTO COM COMBUSTÍVEL NO CASO PROPOSTO.....134
FIGURA 60: CADEIA PRODUTIVA DO CLORO E DA SODA.....151
FIGURA 61: CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA.....153
FIGURA 62: CONSUMO ESPECÍFICO DE SAL MARINHO E SALGEMA.....153
FIGURA 63: UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO.....154
FIGURA 64: SEGMENTAÇÃO DO CONSUMO DA PRODUÇÃO NACIONAL EM 2009.....156
FIGURA 65: SEGMENTAÇÃO DO CONSUMO DE SODA CÁUSTICA.....157
FIGURA 66: ESQUEMA DE FLUXO DE CAIXA. ELABORAÇÃO PRÓPRIA.....166
FIGURA 67: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.....169
FIGURA 68: DIAGRAMA DE TEMPERATURA-ENTROPIA DO CICLO RANKINE.....172
FIGURA 69: (A E B) TURBINA DE AÇÃO E REAÇÃO; (C E D) PRINÍCIPIO DE REAÇÃO E AÇÃO.....177

Lista de tabelas

TABELA 1: CONSUMO ENERGÉTICO DA INDÚSTRIA QUÍMICA BRASILEIRA (%). 3
TABELA 2: CONSERVAÇÃO DE ENERGIA VIA COGERAÇÃO: ANÁLISE GERAL. 12
TABELA 3: COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE COGERAÇÃO E GERAÇÃO CONVENCIONAL DE ELETRICIDADE E VAPOR. 16
TABELA 4: COMPOSIÇÃO ATUAL DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO, EM SUAS PARCELAS "FIO" E "ENCARGO".....61
TABELA 5: COMPOSIÇÃO DA TAXA JUROS (BNDES, 2011): 74
TABELA 6: COMPARAÇÃO DAS TARIFAS INTERNACIONAIS DE ELETRICIDADE. 97
TABELA 7: SUMÁRIO DAS ESTIMATIVAS DE EXCEDENTE DE BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR EM ALAGOAS. 116
TABELA 8: SIMULAÇÃO RETSCREEN, 2011. 119
TABELA 9: ESTIMATIVA DO CUSTO ESPECÍFICO DO INVESTIMENTO EM COGERAÇÃO A VAPOR. 124
TABELA 10: CUSTO TOTAL DO INVESTIMENTO E CUSTO ANUAL COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO. 124
TABELA 11: PRINCIPAIS PARÂMETROS PARA O CENÁRIO DE REFERÊNCIA. 127
TABELA 12: RESUMO DOS CUSTOS DO CENÁRIO BASE. 128
TABELA 13: CENÁRIOS SIMULADOS. 129
TABELA 14: RESUMO DE RESULTADOS. 130
TABELA 15: RESUMO DE RESULTADOS. 130
TABELA 16: RESULTADOS COM VENDA DE CRÉDITOS DE CARBONO. 135
TABELA 17: CAPACIDADE INSTALADA DE PRODUÇÃO DE CLORO. 150

1. INTRODUÇÃO

Szklo & Tolmasquim (2001) definem cogeração (na sigla em inglês, combined-heat-and-power, CHP) como sendo a geração simultânea de duas ou mais formas de energia útil a partir de uma única fonte, que, se comparada à geração termoelétrica convencional aliada à produção de calor indireto em caldeiras, garante menor consumo de energia primária e reduz as emissões atmosféricas de gases do efeito estufa.

A cogeração é uma forma de aproveitamento energético conhecido e utilizado há algum tempo. Perrella (1994) situa o início do desenvolvimento desta prática a meados de 1870. Garrido & Fraile (2008) relatam que no século XIX as redes elétricas e de distribuição de combustíveis eram tão escassas que a única alternativa real para o desenvolvimento industrial neste século foi a cogeração. Desde seus inícios até o presente a mesma tem passado por épocas de auge e também de esquecimento, as primeiras associadas principalmente às crises do petróleo em 1973/74 e 1979/80, e as segundas à manutenção dos preços baixos dos energéticos, como aconteceu depois da segunda grande guerra (BARREDA, 1999).

A prática da cogeração já está estabelecida em países como Estados Unidos, Dinamarca e Holanda e há disponível extensa literatura científica que trata das dificuldades enfrentadas por tais países e respectivos mecanismos adotados para transpor tais dificuldades (DISMUKES, 1999; SLINGERLAND, 1997; AIE, 2007; SZKLO, 2001). É consenso no mundo a importância de se promover a inserção da cogeração nas matrizes energéticas dos países, seja como meio de racionalização de insumos ou para garantir a segurança energética (AIE, 2009).

Nos últimos anos vem crescendo o número de estudos sobre a utilização de fontes renováveis de energia como insumo para cogeração. Maddlener & Bachhiesl (2007) realizaram extenso estudo acerca da utilização da biomassa para cogeração na capital da Áustria, Viena, não apenas do ponto de vista econômico, mas chamando atenção para a importância da segurança energética e mitigação de impactos ambientais neste país. A utilização de tecnologias mais avançadas para aproveitamento energético da biomassa também é tema de estudos pelo mundo, sobretudo em países da Ásia que possuem oferta

de biomassa e grande densidade populacional (DUVAL, 2001; TSAI & HSIEN, 2007). A Índia, por exemplo, tem estudado bastante a utilização da biomassa da cana de açúcar como insumo energético da cogeração (SMOUSE, 1998; PUROHIT & MICHAELOWA, 2007; CHAUHAN, 2010).

No Brasil, embora a cogeração nunca tenha sido uma estratégia de política energética, tal pratica estabeleceu-se no setor sucroalcooleiro devido à disponibilidade do bagaço da cana (SZKLO, 2001). Todavia, ainda há bastante espaço no país para prática da cogeração com biomassa em outros setores industriais que não necessariamente os que possuem o insumo disponível no seu processo, pois as condições brasileiras são bastante favoráveis, por possuir uma industria sucroalcooleira consolidada e que dispõe de excedente de biomassa e ainda por haver a possibilidade de utilização de outras fontes de biomassa, através do cultivo de florestas energéticas (CORRÊA, 2001; ELY, 2009; HENRIQUES, 2009).

Assim, o estudo que esta dissertação se propõe realizar, promoção da cogeração no Brasil e utilização da biomassa como insumo para cogeração, está em sintonia com diversos outros estudos realizados no Brasil desde a década de 1980 (HORTA, 1987; BALESTIERI, 1994; WALTER, 1994; BARREDA, 1999; SZKLO, 2001; PALLETA, 2004; SEABRA, 2008).

Szklo et al. (2004) ao analisarem o potencial econômico de cogeração na indústria química brasileira, utilizando gás natural, ordenaram o setor químico em sete diferentes grupos a partir de dados tecnológicos e energéticos de 41 produtos. A definição destes grupos foi baseada na identificação de cinco grandes cadeias de produtos químicos baseados no eteno, no propeno, em BTX, em intermediários de fertilizantes e a cadeia de Soda-Cloro mais os segmentos de elastômeros e química fina. A Tabela 1 apresenta a produção e consumo de energia percentual destes setores, onde é possível constatar que estes processos consomem 78% de toda energia consumida pela indústria química e são responsáveis por 83% da produção do setor químico nacional. Chama-se atenção para o setor de Soda-Cloro que, embora seja o quarto setor em produção responde pelo terceiro maior consumo de energia denotando a característica energo-intensiva do setor.

Tabela 1: Consumo energético da indústria química brasileira (%).

Consumo Energético da Indústria Química Brasileira (%)		
Segmento	**Produção (tons)**	**Consumo de Energia**
Eteno	19,20%	33,20%
Propeno	7,60%	5,70%
BTX	5,50%	5,60%
Fertilizantes	39,70%	20,90%
Cloro-Alcalis	7,00%	8,50%
Elastômeros	1,00%	2,60%
Química Fina	2,60%	1,80%
Total	82,60%	78,20%

Fonte: Szklo et al., 2004.

A indústria de cloro e soda é uma importante fornecedora de insumos para diversos outros segmentos da indústria de transformação (HARRIS, 1999; O´BRIEN, 2005; BRAGA, 2009). Todavia, o aumento do preço da energia elétrica ocorrido nos últimos anos no Brasil colocou a indústria de Soda-Cloro local em situação delicada relativamente a sua margem de lucro (BNDES, 2009). A energia elétrica para o setor de cloro e soda é um relevante insumo, devido ao alto consumo inerente à eletrólise do cloreto de sódio, logo, ao alto custo deste insumo e ao risco de interrupção no fornecimento, que deve ser evitado para um funcionamento adequado de uma unidade de produção de cloro e álcalis (O´BRIEN, 2005; LIMA, 2010). Portanto, unidades de cogeração para garantir o abastecimento de eletricidade e energia térmica podem ser desejáveis para a realidade do setor de soda cloro no Brasil.

Ademais, utilizar a biomassa da cana-de-açúcar como insumo energético de uma planta de Soda-Cloro localizada em uma região com potencial excedente de bagaço pode ser uma solução original para mitigar o efeito do alto custo da eletricidade no Brasil e, ainda, reduzir os riscos de interrupção no fornecimento e fornecer um ganho ambiental para a unidade, na medida em que o bagaço substituiria o gás natural ou outra fonte combustível fóssil, como fonte de combustível para geração de calor de processo. Impende ressaltar também o impacto que um projeto deste porte causaria em um estado brasileiro onde o consumo per capita de eletricidade é a metade da média nacional[1] (EPE, 2009), portanto, o projeto causaria uma oferta adicional de eletricidade importante para o Estado. Este é

[1] Consumo per capita de eletricidade no Brasil é de aproximadamente 520 kWh/pessoa*ano, já a do Estado de Alagoas é de cerca de 266 kWh/pessoa*ano.

exatamente o caso da planta de cloro soda da Braskem em Alagoas, conforme será detalhado nesta dissertação.

Criada em 2002 a partir da fusão de seis empresas, a Braskem é hoje a maior produtora de resinas termoplásticas das Américas. Sua produção é focada nas resinas termoplásticas polietileno (PE), polipropileno (PP) e policloreto de vinila (PVC), além de insumos químicos básicos, como eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno, cloro, soda, e solventes, entre outros. Conta com 31 unidades industriais sendo 28 no Brasil, nos Estados de Alagoas, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul.

Logo, constitui objetivo principal desta dissertação a avaliação de mecanismos de incentivo para implementação de uma unidade de cogeração a bagaço de cana de açúcar na planta de Soda-Cloro da Braskem em Alagoas.

No capítulo 2 discutir-se-á o conceito de cogeração, sua importância na matriz energética de um país e, mais especificamente, para o setor industrial, na medida em que aumenta a segurança do suprimento e reduz custos. Serão discutidos ainda os regimes e estratégias de operação de uma planta de cogeração, bem como as razões pelas quais se deve considerar a instalação de uma unidade que produz duas ou mais formas de energia útil. Uma série de barreiras a cogeração encontradas no Brasil e países selecionados também serão abordadas neste capítulo.

O capítulo 3 descreve a experiência que Estados Unidos, Dinamarca, Holanda e Brasil tiveram ao tentar promover a cogeração em seus territórios. Este capítulo é especialmente importante porque apresenta as estratégias adotadas por tais países para transpor barreiras típicas discutidas no capítulo anterior. Discute-se ainda o sucesso obtido por cada um desses países em suas estratégias de promoção da cogeração e as principais características dos sistemas de cogeração hoje instalados nos mesmos.

No capítulo 4 tem-se um apanhado das tecnologias disponíveis para cogeração e as mais promissoras em médio prazo. É importante conhecer bem as tecnologias que possibilitam a geração de duas ou mais formas de energia útil, para escolha da que melhor se adéqua econômica e tecnologicamente a uma determinada necessidade.

O capítulo 5 traz os principais aspectos legais e regulatórios relacionados à cogeração no Brasil. O entendimento das legislações que regulamentam a prática da cogeração é

fundamental para realização de um estudo acerca da viabilidade de instalação de empreendimentos de cogeração, pois, mesmo apresentando viabilidade técnica e econômica, um projeto de cogeração pode ser inviabilizado por questões regulatórias.

A metodologia utilizada para realização do estudo de caso contido nesta dissertação é descrita no capítulo 6. Será descrito o passo a passo utilizado para construção da avaliação de pré-viabilidade de um empreendimento de cogeração utilizando como insumo energético biomassa de cana de açúcar.

Já no capítulo 7 apresentar-se-á detalhadamente o estudo de caso propriamente dito, os objetivos para realização do mesmo, justificativa, tecnologia utilizada e os principais resultados. Também será descrito o processo produtivo da planta química onde se pretende instalar a unidade de cogeração para fornecer à mesma eletricidade e vapor. O conhecimento do processo industrial associado à planta de cogeração é fundamental para escolha adequada do ciclo a ser utilizado na central cogeradora.

O oitavo e último capítulo traz, finalmente, as conclusões obtida no estudo de caso do capítulo 7 bem como recomendações para futuros trabalhos no tema.

2. COGERAÇÃO

Complexos industriais necessitam, em sua operação, de quantidade de vapor variável ao longo do tempo, em função de seu uso descontínuo face à diversidade de processos presentes, assim como energia elétrica e mecânica (PERRELLA, 1994). Szklo et al. (2004) comentam a crescente pressão que a indústria brasileira vem sofrendo no sentido de cortar custos e demonstrar maior responsabilidade com a qualidade dos serviços energéticos. Uma série de estudos aponta para a evolução da participação da energia nos custos totais de produção das plantas industriais. O relatório setorial de 2009 do BNDES para a indústria de soda-cloro indica que cerca de 50% dos custos de produção desta indústria são relativos à energia elétrica (BNDES, 2009). Como alternativa para garantir a continuidade do sistema produtivo de certos setores, a autoprodução de energia, nas formas de energia eletromecânica e calor industrial para processos, pode ser uma necessidade imperiosa (PERRELLA, 2001).

Historicamente a demanda por energia elétrica é satisfeita por um sistema de geração centralizada com grandes redes de transmissão e distribuição (HOFF, 1996), embora, como descrito em Walter (1994), a indústria elétrica quando de seu início tenha sido estruturada segundo uma concepção descentralizada, opção que confere uma dispersão espacial e organizacional aos sistemas elétricos. A produção de eletricidade através de processos térmicos independentes e centralizados resulta em uma perda considerável de energia térmica para o ambiente, além das perdas por transmissão e distribuição da energia elétrica que, após produzida, deve ser escoada até os centros consumidores. A recuperação deste calor residual pode ser destinada a sistemas de aquecimento de fluidos, climatização de ambientes, geração de vapor, secagem de produtos agrícolas etc.

A Figura 1 apresenta um esquema comparativo da cogeração e geração convencional de eletricidade e calor.

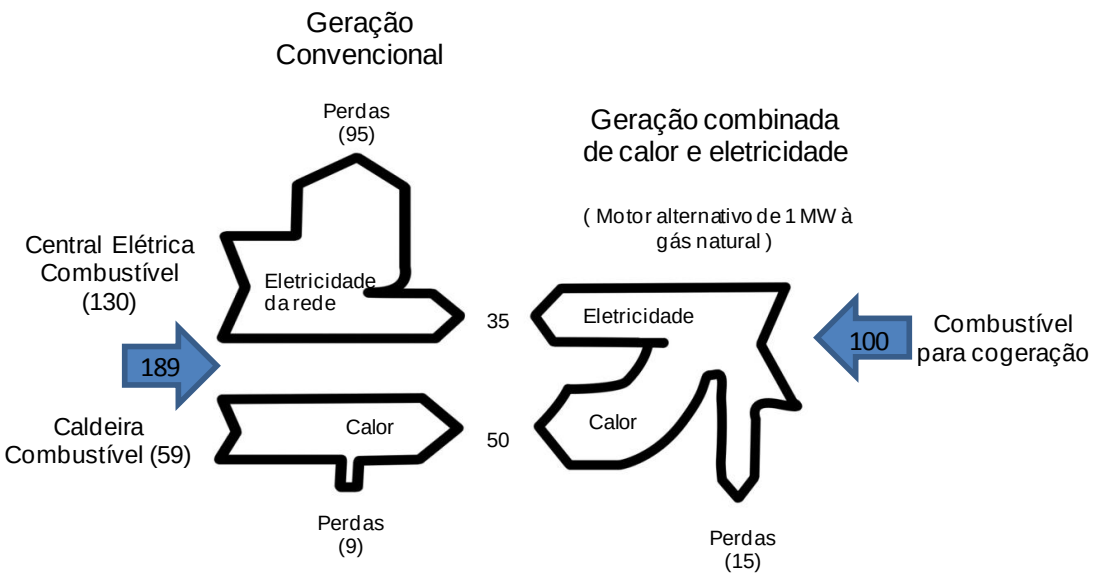


Figura 1: Este diagrama compara a quantidade típica de combustível demandada para produzir 35 unidades de eletricidade e 50 unidades de calor utilizando a geração separada e a cogeração de eletricidade e calor. Para típicas eficiências termoelétricas, a cogeração é quase duas vezes mais eficiente.

Fonte: Encyclopedia of Energy – Elsevier, 2004.

Neste contexto, unidades de cogeração de energia podem ser bastante apropriadas para a realidade da indústria, embora sejam também apropriadas a ser empregadas em outros setores como o de serviços (PERRELLA, 1994).

Segundo Walter (1994) a produção combinada de potência e calor pode existir dentro de três concepções distintas:

1. A primeira delas, associada a centrais termoelétricas onde o vapor de escape do processo de produção de potência é recuperado e utilizado no aquecimento ambiental, este modo de aplicar a cogeração ficou conhecido através dos chamados “sistemas de calor distrital” ou “redes de calor” que tiveram um grande desenvolvimento nos Estados Unidos e na Europa (RICKERSON et al., 2009; TORÍO & SCHMIDT, 2010; KELLY & POLLITT, 2010; SZKLO, 2001 apud KARAMANOS, 1997).

2. A segunda possibilidade de viabilização da cogeração está associada a instalações industriais, a produção de potência elétrica pode estar destinada para o consumo da planta, satisfazendo parcial ou totalmente a demanda da mesma, e ainda vendendo parte da produção como excedente, depois de

satisfeito o consumo interno. A cogeração ligada a esta segunda possibilidade é mais apropriada àquelas instalações cuja demanda térmica é grande e constante, como, por exemplo, nas indústrias químicas, papel e celulose, siderúrgicas, refinarias de petróleo, plantas de produção de alimentos, sendo duplamente beneficiada em instalações onde existe um subproduto do processo industrial que é utilizado como combustível. Este é o caso típico da indústria do açúcar e do álcool e das fábricas de celulose (WALTER, 1994).

3. A terceira forma em que aparece a cogeração é junto ao setor terciário. Neste caso toda a demanda de potência e calor pode ser satisfeita pelo sistema. Como no caso industrial, a potência produzida pode satisfazer parcial ou totalmente a demanda, ou ainda existir algum excedente. O calor obtido e é utilizado para o aquecimento ou resfriamento de água, os quais podem servir, segundo as condições e características do setor, para calefação, lazer, higiene ou produção de frio (MAIDMENT & PROSSER, 2000; TASSOU et al., 2007; MAIDMENT et al., 1999).

2.1 REGIMES E ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO DE UMA PLANTA DE COGERAÇÃO

Em termos de projeto faz-se necessário definir também, uma vez estabelecido o ciclo, a disposição conceitual da central. Quando atendendo primeiramente à demanda térmica, sendo os rejeitos desta usados para suprir a demanda eletromecânica, diz-se que o ciclo opera em regime *bottoming*; se, por outro lado, o atendimento à demanda eletromecânica precede o atendimento à demanda térmica, diz-se que o ciclo opera em regime *topping*. A figura 2 compara os dois regimes, revelando que, no regime *topping*; faz-se necessário que uma massa adicional de combustível seja queimada para que o nível entálpico h_0 seja alcançado; isto equivale a dizer que é necessário gerar-se o vetor energético (vapor, por exemplo) a um maior nível de pressão. É importante ressaltar que, em função de a maioria dos processos industriais demandar baixos níveis entálpicos, não condizentes como níveis necessários para a geração eletromecânica, o regime *bottoming*

apresenta aplicações limitadas, favorecendo o emprego do regime *topping* na maior parte das aplicações de cogeração (BALESTIERI, 1994).

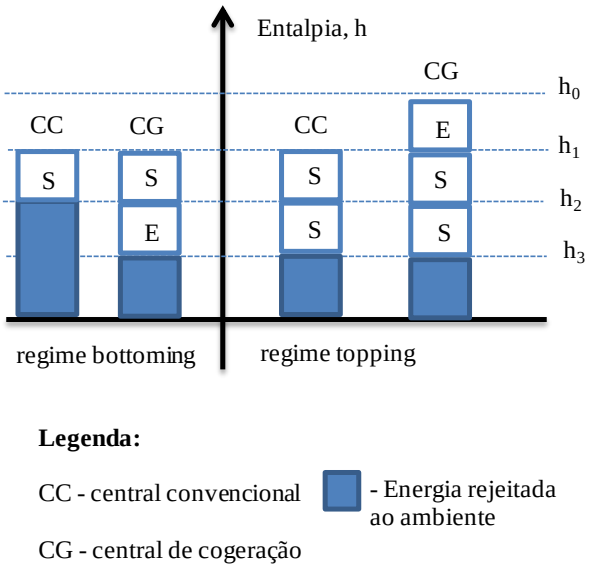


Figura 2: Níveis de geração em regime bottoming e topping.

Elaboração própria a partir de Balestieri, 1994.

Legenda: CC – central convencional; CG – central de cogeração; E – Demanda Elétrica; S – Demanda Aquecimento.

A figura 3 apresenta uma análise geral comparativa entre o sistema de cogeração operando em regime *topping* e a geração independente de eletricidade e vapor.

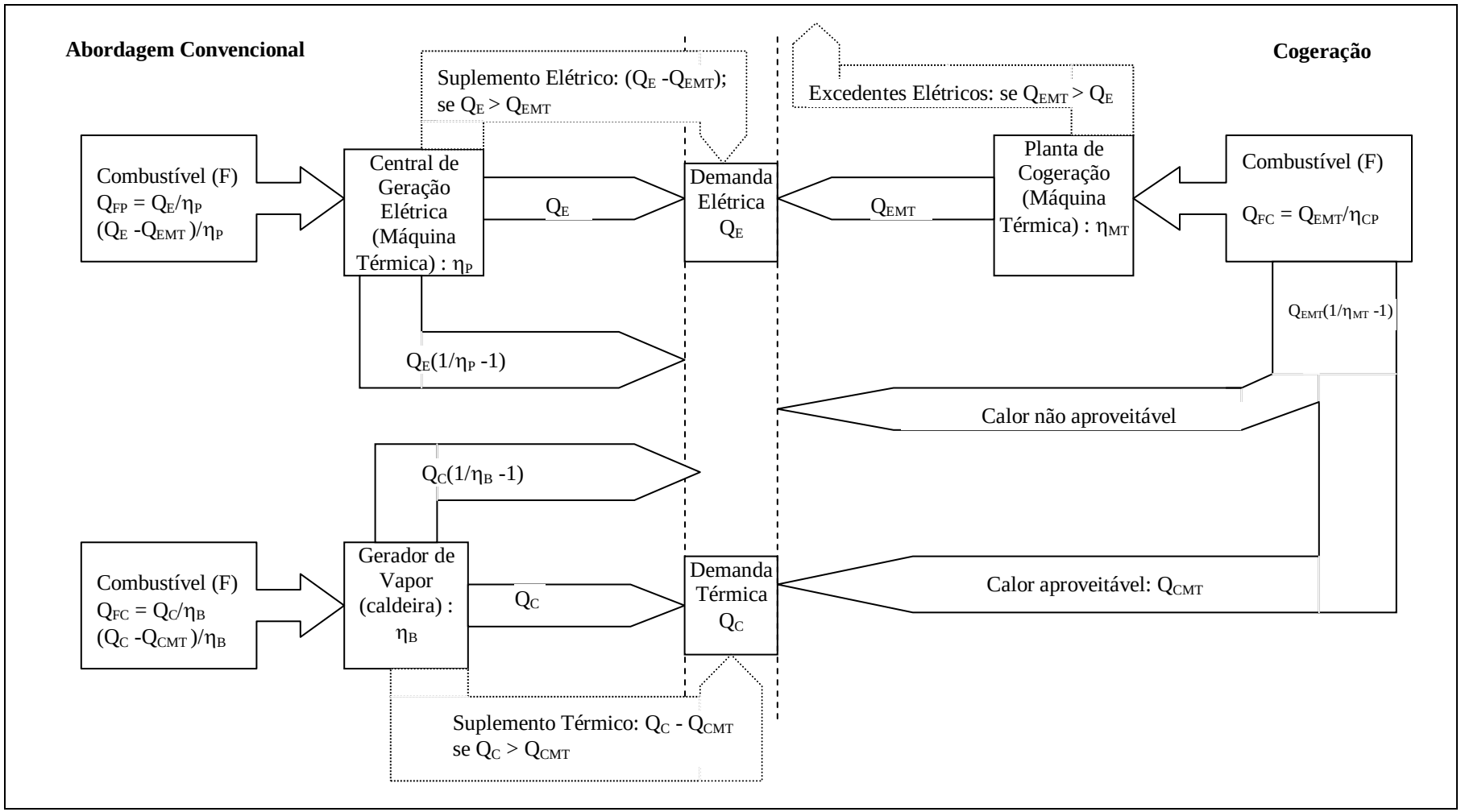


Figura 3: Conservação de energia via cogeração.

Fonte: SZKLO, 2001.

Legenda: Q fluxo de energia; η: eficiência (η_P: eficiência de geração de energia elétrica; η_B: eficiência de geração de vapor; η_{MT}: eficiência de geração elétrica da cogeração); MT: máquina térmica usada na cogeração; B: caldeira (boiler); P: central de geração termelétrica; C: calor; E: eletricidade.

Chamando de β (ou fator beta) a razão potência-calor ofertada pela unidade de cogeração e de α (ou fator alfa) a razão potência-calor demandada a unidade de cogeração (SZKLO, 2001 apud NOGUEIRA & ALKIMIN, 1996), e dimensionando-se esta unidade segundo duas estratégias básicas, têm-se que:

- Estratégia 1 (Paridade Elétrica, o sistema de cogeração é dimensionado para atender a demanda elétrica, Q_E na Figura 3): não há geração de excedentes elétricos nem necessidade de suplemento de eletricidade (salvo nos horários de manutenção do sistema de cogeração). Se $\beta > \alpha$, então o calor demandado é maior do que o calor suprido pelo sistema de cogeração, devendo haver o suplemento adicional de vapor;
- Estratégia 2 (Paridade Térmica, o sistema de cogeração é dimensionado para atender a demanda térmica, Q_C na Figura 3): não há geração de excedentes nem necessidade de suplemento de calor. Se $\beta < \alpha$, então a energia elétrica cogerada, Q_{EMT}, é insuficiente para a atender a demanda elétrica, Q_E, devendo haver o suplemento adicional de eletricidade. Se $\beta > \alpha$, então há geração de excedentes elétricos que podem ser vendidos à rede.

De modo geral, são admitidas quatro estratégias de operação para centrais de cogeração resumidas a seguir (BALESTIERI, 1994):

- Atendimento da demanda térmica (paridade térmica);
- Atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- Despacho econômico;
- Retirada da central de cogeração do sistema.

No Brasil o atendimento da demanda térmica é prioritário, visto que não é prática consolidada a negociação de vapor; a central de cogeração pode, porém, atender parcialmente a demanda térmica, sendo complementado pela unidade auxiliar. O mesmo se aplica ao atendimento da demanda eletromecânica, com importação.

No atendimento da demanda térmica, a central de cogeração opera de acordo com a curva de demanda térmica da planta de processo, podendo ou não haver suplemento de calor pelas caldeiras da unidade auxiliar em caso de alta demanda. A eletricidade é

exportada, no caso de atendimento total da demanda eletromecânica com sobras, ou importada se necessário.

Na estratégia voltada à demanda eletromecânica, a central de cogeração atende às necessidades da planta de processo regida pela curva de demanda eletromecânica; o calor liberado como decorrência deste processo é usado para atender a demanda térmica e as caldeiras da unidade auxiliar podem ser usadas como suplemento, se necessário, ou o calor pode ser eliminado da planta se houver excesso. A eletricidade pode ser importada se a central de cogeração não for grande o suficiente para atender a demanda, ou suplementada pela central de utilidades.

O despacho econômico corresponde à colocação da central de cogeração em funcionamento apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária corresponda a um retorno de interesse do investidor.

A central de cogeração poderá ficar desconectada nos casos em que não houver economicidade em sua operação, ainda que isto implique em custos devido à ociosidade dos equipamentos.

A tabela 2 resume os resultados genéricos da comparação segundo as duas estratégias básicas.

Tabela 2: Conservação de energia via cogeração: análise geral.

Parâmetro	Abordagem Convencional	Cogeração	
		(1) Paridade Elétrica	(2) Paridade Térmica[1]
Consumo total de combustível (Q_F)	$[(Q_E/\eta_P) + (Q_C/\eta_B)]$	$\frac{Q_E}{\eta_{MT}} + \frac{(Q_C - Q_E/\beta)}{\eta_B}$	$\frac{Q_{CMT}\cdot\beta}{\eta_{MT}} + \frac{(Q_E - Q_C\cdot\beta)}{\eta_P}$
Eficiência Global[2] (η_g) $\eta_g = (Q_E + Q_C)/Q_F$	$\frac{\alpha+1}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P}+\frac{1}{\eta_B}\right)}$	$\frac{\alpha+1}{(\frac{\alpha}{\eta_{MT}}+\frac{(1-\alpha/\beta)}{\eta_B})}$	$\frac{\alpha+1}{(\frac{\beta}{\eta_{MT}}+\frac{(\alpha-\beta)}{\eta_P})}$
Conservação de Energia ($\Delta Q_F/Q_F$)	_____	$1-\frac{\left(\frac{\alpha}{\eta_{MT}}+\frac{1-\alpha/\beta}{\eta_B}\right)}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P}+\frac{1}{\eta_B}\right)}$	$1-\frac{\left(\frac{\beta}{\eta_{MT}}+\frac{\alpha-\beta}{\eta_P}\right)}{\left(\frac{\alpha}{\eta_P}+\frac{1}{\eta_B}\right)}$

Legenda: α (fator alfa) = Q_E/Q_C ; β (fator beta) = Q_{EMT}/Q_{CMT}. Na paridade elétrica, Q_E é igual a Q_{EMT}; na paridade térmica, Q_C é igual à Q_{CMT}.
Notas: (1) As expressões apresentadas neste quadro, somente são válidas quando o fator alfa é maior do que o fator beta ou quando não há geração de excedentes elétricos no sistema de cogeração operando em paridade térmica; (2) Como mostra a expressão, trata-se da eficiência de 1ª Lei da Termodinâmica.

Fonte: Szklo, 2001.

2.2 RAZÕES PARA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO

Além da principal vantagem de sistemas de cogeração que se justifica na 1ª Lei da Termodinâmica e demonstram que este processo de geração de duas ou mais formas de energia útil resultam em menor consumo de energia primária quando comparado a geração termoelétrica convencional, Szklo & Tolmasquim (2001) definem outras razões básicas para a implementação de sistemas de cogeração: redução de emissões atmosféricas e alternativa para expansões da capacidade centralizada de geração. Outra importante razão para considerar a instalação destes sistemas é a segurança energética, pois a dependência da importação de energia possui associado o risco de interrupção no fornecimento ou aumento radical dos preços (ADAMANTIADES & KESSIDES, 2009). Perpemans et al. (2005) discutem também a contribuição de tais sistemas para redução do risco e custos de possíveis *blackouts*[2]. Szklo et al. (2000) mostram que considerar possíveis perdas de produção em uma indústria química, devido ao risco de interrupção no fornecimento de eletricidade, torna a instalação de uma unidade de cogeração viável mesmo em condições de ausência de incentivos; a taxa interna de retorno sai de aproximadamente 0% para 41% quando uma probabilidade de *blackout* de 9% é introduzida na simulação (SZKLO, 2000).

Cogeração como alternativa à expansão da capacidade centralizada de geração está inserida dentro do conceito de geração distribuída (GD)[3] que, segundo Hoff et. al (1995), além de adiar a necessidade de novos investimentos estes sistemas aliviam possíveis restrições dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. A redução de perdas por transmissão e distribuição representa uma vantagem importante dos sistemas de geração descentralizada, pois tais perdas giram em torno de 10% da potência gerada (HINRICHS, 2006). Hoff et. al (1995) propõem, ainda, um método para avaliar a vantagem econômica em adiar investimentos na capacidade de geração em função dos custos de investimento em unidades de geração de menor porte e próximas aos centros consumidores. Pepermans et. al (2005) mostram o retorno do interesse no desenvolvimento

[2] Interrupção inesperada do fornecimento de eletricidade e/ou outros energéticos.

[3] Diferentemente da geração centralizada, que responde pela grande maioria do fornecimento de eletricidade no mundo, a GD caracteriza-se por estar descentralizada e ser de pequena capacidade quando comparada às plantas centralizadas (CAMARGO, 2004).

de tecnologias de geração distribuída nos Estados Unidos e diversos países do continente Europeu.

CHP Club (2002) enumeram ainda as seguintes razões para uma empresa considerar a possibilidade de construção de uma planta de cogeração:

- Os custos com energia e outras utilidades devem ser mantidos em níveis mínimos e que garantam a condução ótima do negócio;
- As legislações sobre controle e prevenção de poluição estão cada vez mais restritivas;
- Empresas necessitam, cada vez mais, demonstrar para seus clientes e sociedade em geral que seus negócios são ambientalmente e socialmente sustentáveis.

No Reino Unido, onde usuários de sistemas de cogeração chegaram a reduzir em 20% seus custos com energia, economizou-se cerca de 650 milhões de libras por ano (CHP Club, 2002). Para muitas organizações deste país medidas de geração combinada de eletricidade e calor representam oportunidade única para redução dos custos com energia e melhorar suas performances ambientais.

Em uma publicação do Instituto de Meio Ambiente da Finlândia (Finnish Enviroment Institute, 2001) realizou-se uma comparação entre sistemas de cogeração industrial e de aquecimento distrital com técnicas convencionais de geração centralizada de eletricidade e geração de vapor independente. Para geração de eletricidade foram considerados sistemas de geração termoelétricos com turbinas a vapor de condensação e ciclos combinado com turbina a gás. Na produção de vapor considerou-se a geração através de caldeiras convencionais. Utilizou-se o conceito de *heat rate* (relação entre energia química contida no combustível consumido e calor e eletricidade fornecidos pelo sistema) e a razão potência/calor dos sistemas de geração que é dado pela relação entre energia elétrica produzida e calor gerado. O *heat rate* de sistemas de cogeração varia entre 1.1 e 1.2 em termos de carga nominal o que reflete uma enorme vantagem quando comparado aos 2.3 e 1.8 de plantas de geração de eletricidade que utilizam ciclo rankine e ciclo combinado respectivamente.

De maneira geral, o objetivo de unidades de cogeração é possuir altas razões potência/calor, dado a maior qualidade, consequentemente maior valor da eletricidade, e baixas taxas de *heat rate*, pois significa menor consumo de combustível, onde tais limites são estabelecidos pelas leis da física. Na tabela 3 é possível observar típicos valores de *heat rate* para cada sistema, representando a quantidade de combustível que deve ser fornecido a sistemas de cogeração produzindo a mesma potência e calor que as opções convencionais.

Tabela 3: Comparação entre sistemas de cogeração e geração convencional de eletricidade e vapor.

	Taxa de Geração de eletricade por energia primária consumida[1]	Razão Eletricidade/ Calor[2]	Taxa total de geração de energia por energia primária consumida[3]	Taxa de consumo de energia primária para geração independente de calor (carvão)[4]	Taxa de consumo de energia primária para geração independente (Ciclo combinado)[5]
Termelétrica convencional a carvão	2,3				
Ciclo combinado	1,8				
Cogeração industrial convencional[6]	5,0	0,28	1,1	1,36	1,25
Cogeração industrial a ciclo combinado	2,4	0,9	1,15	1,67	1,43
Cogeração para aquecimento distrital convencional	2,9	0,6	1,1	1,55	1,36
Cogeração Ciclo combinado para aquecimento distrital	2,1	1,1	1,1	1,73	1,47
Caldeiras para geração de vapor / carvão			1,1		
Caldeiras para geração de vapor / Óleo combustível			1,1		
Caldeiras para geração de vapor / gás			1,07		

1) Combustível Utilizado (PCI) / Eletricidade gerada
2) Energia Elétrica gerada / Energia térmica gerada
3) Combustível consumido (PCI) / Calor + Eletricidade produzidos
4) Combinação da taxa de consumo de combustivel para geração de calor e eletricidade separados em plantas de geração termelétrica convencional e caldeiras para geração de vapor respectivamente.
5) Combinação da taxa de consumo de combustivel para geração de calor e eletricidade separados em plantas de geração termelétrica com ciclo combinado e caldeiras para geração de vapor respectivamente.
6) Vapor produzido de 80bar e 480ºC; contrapressão de 4bar
Todos os valores estão baseados em operação a carga nominal

Fonte: ***Finnish Enviroment Institute*****, 2001**

2.3 BARREIRAS A COGERAÇÃO

Embora a instalação de centrais de cogeração de energia seja justificada por uma série de fatores, como discutido na seção anterior, a maioria dos países não consegue transpor diversas barreiras de mercado que impedem o desenvolvimento desta prática. Observa-se na Figura 4 a participação da cogeração na geração de eletricidade em países selecionados e as respectivas estimativas de participação para 2015 e 2030 (AIE, 2009).

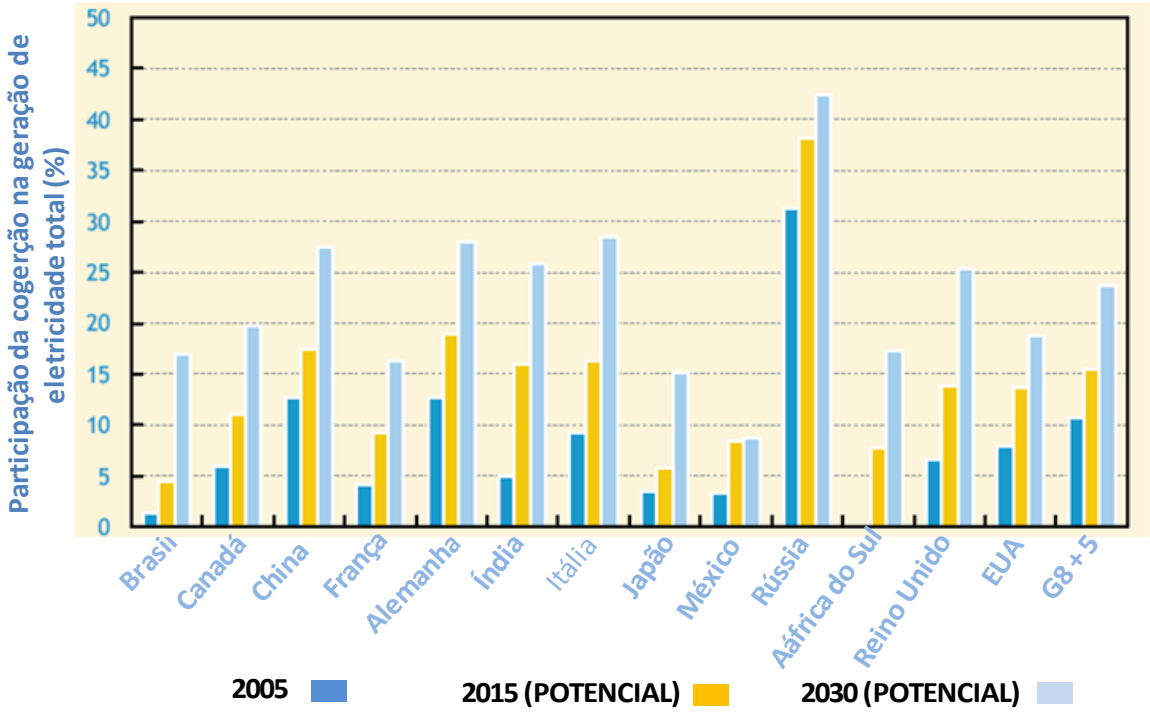


Figura 4: Participação da cogeração na geração de eletricidade de países selecionados.
Fonte: AIE, 2009.

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE, 2009) na maioria dos países destacados na figura acima nenhum incentivo financeiro substancial se faz necessário para que os tais potenciais de cogeração sejam alcançados. Faz-se necessário, todavia, o uso efetivo de políticas direcionadas para vencer eventuais barreiras sistemáticas e permitir a completa realização do potencial de cogeração. Barreiras comumente identificadas são (AIE, 2009):

- Questões econômicas e de mercado, relativas à dificuldade de garantir um valor justo ao preço da eletricidade exportada para a rede;

- Questões de regulamentação, relativas a não transparência, procedimentos inconsistentes de interconexão e as tarifas de *backup*[4];
- Questões de ordem política/social, particularmente em relação à falta de conhecimento por parte da sociedade em relação aos benefícios da cogeração;
- Dificuldades em integrar os benefícios relativos à redução de emissões de gases do efeito estufa com o comércio de carbono ou outras regulações, devido à cogeração ter um status de tecnologias combinadas que incluem calor e potência[5].

Os Estados Unidos criaram mecanismos para transpor barreiras à cogeração desde a década de 1970, onde dois dos pontos mais atacados pelo *Purpa Act* foram o preço da eletricidade exportada e abusos praticados pelas concessionárias através da cobrança de altas tarifas de *backup*. Entretanto, ainda verificam-se, neste país, algumas barreiras regulatórias e de mercado (AIE, 2007), como:

- Preço relativo da eletricidade e combustível, como em outros países, tem um importante impacto na viabilidade comercial de unidades de cogeração e aquecimento distrital. A instalação de plantas de cogeração tende a ser mais viáveis em áreas onde há altos preços de eletricidade e baixos preços de combustível. A volatilidade do preço dos combustíveis, observada nos últimos anos, criou um clima onde sítios com potencial de instalação de unidades de cogeração vêem o investimento como de alto risco (AIE, 2007).
- A chave para o sucesso do mercado de cogeração é a possibilidade de realizar a interconexão com a rede de maneira segura, confiável e econômica. Há, todavia, uma falta de uniformidade nos padrões de interconexão, o que torna difícil para os fabricantes de equipamentos produzirem pacotes modulares, e reduz, assim, os incentivos econômicos para a cogeração (AIE, 2007).

[4] Tarifa paga pela demanda contratada durante o período de manutenção anual dos equipamentos de cogeração, também conhecida como tarifa de reserva. Utilizar-se-á nesta dissertação o termo tarifa de *backup*. Vide Capitulo 5.

[5] Dificuldade em mensurar as emissões evitadas devido a não existencial de um método consensual para repartir o consumo de combustível que deve ser atribuído ao calor e o que deve ser atribuído à eletricidade.

- Políticas fiscais tendem a afetar significativamente a viabilidade de investimentos em cogeração. Sistemas de cogeração não se enquadram em uma categoria específica de depreciação fiscal. Como resultado, o período de depreciação pode variar entre cinco e trinta e nove anos. Essa disparidade na política de depreciação pode desencorajar o investimento em unidade de cogeração, aumentando a dificuldade de levantar capital e desencorajando o desenvolvimento desta prática (AIE, 2007).
- Estrutura tarifária das concessionárias de eletricidade, que correlacionam as receitas da concessionária com os retornos obtidos pelo volume de eletricidade vendida, fornece um desincentivo para que as concessionárias encorajem o investimento em cogeração (AIE, 2007).
- Tarifas de *backup* continuam sendo um empecilho ao desenvolvimento da cogeração nos Estados Unidos, na medida em que podem criar barreiras a depender do nível com que são aplicadas (AIE, 2007).
- A falta de integração da cogeração com regulações ambientais também representa, para este país, uma barreira significativa (AIE, 2007).

A Holanda também continua a enfrentar barreiras à expansão da cogeração, embora esta prática já esteja bem difundida neste país. O estudo da Agência Internacional de Energia (2007) também identifica na Holanda o problema relacionado à integração de benefícios relativos à redução de emissões de gases do efeito estufa com a prática da cogeração; tal estudo também destaca como importante barreira as incertezas relativas às políticas de incentivo à cogeração. No período 2001-2008, o regime dos subsídios *feed-in* foi alterado várias vezes, o que criou incerteza entre os investidores. Para garantir o crescimento da cogeração, as políticas governamentais devem ter como premissa a garantia de estabilidade (AIE, 2007).

No caso brasileiro, Szklo (2001) relata cinco principais barreira identificadas em pesquisa realizada junto a empresários brasileiros por Tolmasquim et. al (1999). Tais barreiras diziam respeito à implementação de unidades de cogeração a gás no setor

industrial brasileiro, todavia realizar-se-á analogia para o caso da cogeração a partir da biomassa de cana de açúcar em outros setores industriais que não o sucroalcooleiro quando pertinente.

1. Tarifa da demanda suplementar de reserva: a manutenção anual dos equipamentos de cogeração exige que, para certos períodos do ano, seja contratada uma demanda suplementar de reserva (*backup*). Embora estas tarifas, que representam demandas intermitentes, devam ser maiores do que as praticadas na contratação usual da demanda são elas, em geral, bastante elevadas em relação ao que seria justo e razoável para a cogeração (SZKLO, 2001). Concessionárias, na falta de uma regulamentação específica, podem, inclusive, não garantir o fornecimento da energia de emergência, durante os períodos de manutenção da unidade de cogeração (SZKLO & TOLMASQUIM, 2003).
2. Venda do excedente de energia elétrica cogerada: duas são as formas de comercializações possíveis dos excedentes elétricos cogerados. A primeira refere-se a energia firme que pode ser disponibilizada a rede, a segunda à energia interruptível[6].
3. Tarifas de gás e eletricidade: o valor das tarifas de gás e eletricidade constitui uma barreira importante na viabilização da cogeração. A eletricidade economizada ou disponibilizada na rede representa uma receita para o investidor em cogeração, e o consumo de gás um custo no caso do gás natural ser o combustível utilizado na planta de cogeração. A redução das tarifas de eletricidade do potencial cogerador foi uma das principais estratégias das concessionárias de energia elétrica para desestimular a entrada de concorrentes no sistema (SZKLO, 2001). No caso a ser simulado nesta dissertação o valor da tarifa do gás natural tem impacto semelhante ao da eletricidade na medida em que este combustível seria substituído pela biomassa de cana de açúcar na geração do vapor de processo. Deste modo, a eletricidade e gás economizado incidem positivamente na receita do empreendimento, já o custo com a biomassa incide negativamente. Portanto, esta

[6] Esta barreira não constitui de fato um empecilho para a unidade que será simulada nesta dissertação, pois, no caso objeto de estudo o sistema de cogeração operaria com o objetivo de minimização dos custos com eletricidade e vapor, e devido ao caráter energointensivo do processo de soda-cloro tal sistema de cogeração, dimensionado em paridade térmica, é insuficiente no atendimento da demanda elétrica da planta industrial, o que torna este sistema de cogeração importador de energia (BARJA, 2006). Contudo há referências que discutem o tema adequadamente como Szklo (2001) e Barja (2006).

barreira descrita em Szklo (2001) pode ser adaptada para o caso desta dissertação como uma barreira relativa aos preços de eletricidade e gás natural que, caso estejam suficientemente baixos[7], inviabilizariam a instalação de uma unidade de cogeração. Podem-se acrescentar, ainda, o preço e disponibilidade do bagaço de cana de açúcar como fatores passíveis de inviabilizar uma unidade de cogeração planejada para substituir gás natural e parte da eletricidade adquirida na rede pelo bagaço da cana. Logo, utilizar-se-á no decorrer desta dissertação a barreira de "Tarifas de eletricidade e gás natural e preço bagaço[8]".

4. Financiamento e taxa de juros da economia: Szklo (2001) chamava atenção para as condições desfavoráveis de financiamento disponíveis no país devido às altas e oscilantes, embora decrescentes, taxas de juros praticadas na economia brasileira. A taxa de juros da economia brasileira fechou 2010 em 10,75% bem abaixo dos 26,5% de 2003, todavia a taxa brasileira ainda é uma das mais altas do mundo (ISTOÉ DINHEIRO, 2011).

5. Taxa de câmbio: a cotação em dólar dos equipamentos de cogeração e do gás natural resulta em uma considerável incerteza para o investidor. No ano de 2010 o dólar esteve cotado em valores[9] considerados baixos, sobretudo pelo setor de exportação, entretanto, o caráter flutuante do câmbio brasileiro confere incerteza para investimentos de longo prazo.

Para cogeração utilizando turbinas a vapor a taxa de juros representa uma barreira mais significativa que a taxa de câmbio porque a maioria dos equipamentos necessários para este tipo de geração é produzido em território brasileiro e há disponibilidade no Brasil de linhas de financiamento direcionadas a projetos de geração de energia. A existência destas linhas de financiamento evita que o empreendedor faça dívida em dólar minimizando, deste modo, os riscos oriundos da flutuação da taxa de câmbio.

[7] Discutir-se-á mais adiante tais níveis tarifários dentro da realidade do local onde a planta de cogeração é simulada.
[8] Como o bagaço não é regulado em sua transação não existe uma tarifa e sim um preço para o mesmo.
[9] A cotação do dólar fechou o ano de 2010 próxima a R$1,70/US$ (ISTOÉ DINHEIRO, 2011).

Outra importante barreira relatada por Szklo (2001) é o custo da conexão do cogerador à rede de distribuição, que, em alguns casos pode inviabilizar o projeto de cogeração. Tratar-se-á o tema da conexão à rede no capítulo sobre regulamentação.

Observa-se que há no Brasil barreiras semelhantes às relatadas pela AIE (2009) como sendo comum na maioria dos países e até semelhanças com barreiras constatadas nos Estados Unidos e Holanda como, por exemplo, a tarifa de *backup*. Deste modo, reforça-se a relevância do conhecimento das ações tomadas por tais países para promover a prática da cogeração em seus territórios e, assim, quando necessário, testar a eficácia de algumas políticas na realidade brasileira.

3. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS SELECIONADAS E CASO BRASILEIRO

Durante a reunião do Grupo dos oito países mais ricos do mundo (G8) na cidade de Heiligendamm, na Alemanha, em 2007 houve uma forte recomendação para que governos adotassem medidas e instrumentos que aumentassem a participação da cogeração na geração de eletricidade sendo então encomendado um estudo à Agência Internacional de Energia sobre o tema (AIE, 2009). Em resposta ao G8 a AIE elaborou um estudo (Cogeneration and District Energy: Sustainable Energy Technologies for today and tomorrow), que discute as principais barreiras[10] à cogeração e respectivos instrumentos para transpô-las e pretende, ainda, servir de guia para governos elaborarem as políticas necessárias a disseminação da cogeração em seus respectivos países.

Discutir-se-á a evolução histórica da cogeração utilizando os exemplos dos Estados Unidos, Dinamarca e Holanda. Os Estados Unidos, embora, não possuam uma participação percentual expressiva da cogeração em sua matriz elétrica é o país com a maior potência instalada no Mundo. A Dinamarca é o país mais bem sucedido na implementação da cogeração em sua matriz elétrica e a Holanda se destaca pela expressiva participação do setor industrial em sua potência instalada de cogeração de energia. Estes países trataram a cogeração como uma das maneiras mais efetivas de se promover a conservação de energia primária em resposta às crises energéticas da década de 1970. Enquanto realizavam a liberalização de seus mercados de energia, tais países tiveram que encontrar soluções para promoção da conservação de energia em um mercado cada vez mais livre, onde os atores atuavam de forma independente a fim de maximizar as suas receitas líquidas e garantir a manutenção do seu mercado consumidor (SZKLO, 2001). A esta questão, cada país encontrou sua própria resposta condicionada por distintos contextos tecnológicos, econômicos e políticos (SZKLO, 2001). As políticas adotadas nestes três países para promoção de sistemas de cogeração são consideradas referência para a construção de políticas de incentivo à cogeração (AIE, 2009).

Impende ressaltar que não é o objetivo desta dissertação realizar uma análise detalhada dos mercados de energia nestes países e a respectiva participação da cogeração

[10] Típicas barreiras à cogeração foram discutidas com detalhes no capítulo anterior.

em cada um deles; pretende-se, isso sim, realizar um estudo da evolução de sistemas de cogeração e apresentar algumas características destes sistemas por se tratarem de fatores importantes para o desenvolvimento desta dissertação. Há, porém, referências, como Slingerland (1997); Karamanos (1997); Dismuskes & Kleit (1999) e Szklo (2001), que abordam o tema com a profundidade e rigor devido.

A Figura 5 apresenta a participação da cogeração na matriz elétrica de alguns países selecionados.

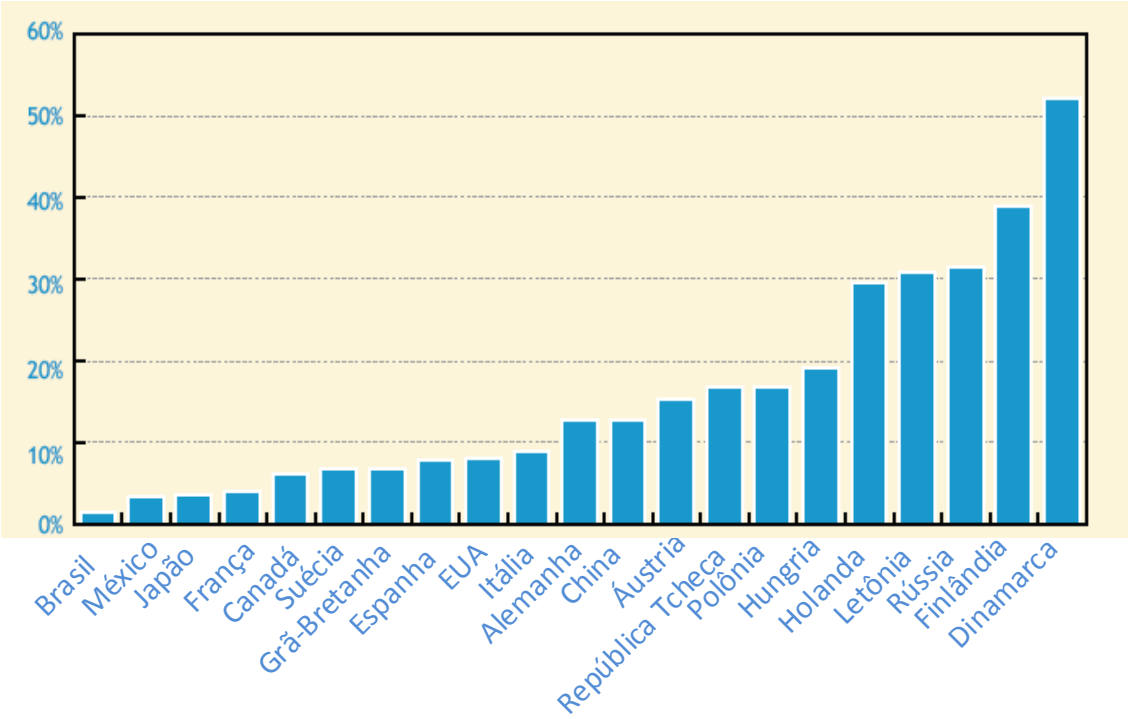


Figura 5: Participação da cogeração na matriz elétrica de países selecionados.
Fonte: AIE, 2009.

3.1 Estados Unidos

Como descrito em Dismukes & Kleit (1999), o Congresso Norte Americano aprovou em 1978 o Ato Nacional de Energia (na sigla em inglês, NEA – National Energy Act) que era composto por cinco diferentes estatutos. De maneira geral, o NEA tinha a finalidade de garantir crescimento econômico sustentado durante o período em que a disponibilidade e preço de recursos energéticos estavam se tornando cada vez mais imprevisíveis. As duas

principais vertentes desta legislação foram: (1) promover a conservação da energia primária e estimular o uso de recursos alternativos e renováveis, e (2) reduzir a dependência por petróleo estrangeiro. Dentre os estatutos que compõem o NEA, o PURPA (The Public Utilities Regulatory Policies Act) foi o que mais afetou a indústria de energia elétrica dos Estados Unidos (DISMUKES & KLEIT, 1999). Impende ressaltar que devido à diversidade regulatória dos Estados Unidos, que confere grande autonomia política e econômica aos estados da federação (SZKLO, 2001 apud ROSA et. al., 1996), os sistemas de cogeração evoluíram com características heterogêneas nos estados norte-americanos (ZARKINAU & REILLEY, 1996). Todavia, comum a todos os estados foi que o Purpa Act incentivou consideravelmente a expansão da capacidade instalada em cogeração nos Estados Unidos (SZKLO, 2001). O principal objetivo deste programa era encorajar o uso mais eficiente de energia primária através da cogeração, conferindo a mesma papel estratégico na busca por tal objetivo (ZARKINAU & REILLEY, 1996; SZKLO, 2001 apud FOX-PENNER, 1990). Em sua primeira fase, o Purpa Act obrigou às concessionárias de energia elétrica comprar eletricidade excedente aos cogeradores, classificados de acordo com critérios técnico-econômicos como "qualifying facilities" (QFs) (SZKLO, 2001).

A classificação de um cogerador como QF baseava-se em critérios técnicos e de propriedade (SZKLO, 2001):

Critério técnico para padrões de operação: a energia térmica útil[11] disponibilizada por um sistema de cogeração operando em regime *topping*[12] deve ser no mínimo igual a 5% do total de energia[13] disponibilizado pelo sistema durante o período de 12 meses a partir do instante em que ele foi posto em operação (FERC, 2010).

Critério técnico para padrões de eficiência: para sistemas de cogeração operando em regime topping e consumindo gás natural ou derivados de petróleo, e cuja instalação é posterior a 13 de março de 1980, a energia elétrica útil[14] acrescida da metade da energia térmica útil, durante os doze meses de funcionamento do sistema, deve ser no mínimo igual

[11] Energia térmica útil de um sistema de cogeração operando em regime *topping* é a energia térmica disponível para usos em plantas industriais ou empreendimentos do setor comercial (vapor de processo, aquecimento direto, refrigeração, condicionamento ambiental).
[12] Este conceito foi abordado no capítulo 2 desta dissertação.
[13] Energia total disponível de um sistema de cogeração operando em regime *topping* é o total da energia útil térmica e elétrica fornecida pelo sistema.
[14] Energia elétrica útil é a energia eletro-mecânica disponibilizada pelos sistema de cogeração ao cogerador, exclusive o consumo de energia elétrica de equipamentos do sistema de cogeração.

a 42,5% do total de energia na entrada do sistema de cogeração, salvo no caso em que a energia térmica útil é menor do que 15% do total de energia disponibilizada pelo sistema; neste caso, a soma deve superar 45% da energia na entrada do sistema. Para sistemas de cogeração operando em regime *bottoming*[15] que consomem gás natural ou óleo combustível na complementação térmica (queima suplementar), e cuja instalação é posterior a 13 de março de 1980, a energia elétrica útil dos doze meses de operação deve ser no mínimo igual a 45% da energia cedida ao sistema para queima suplementar (FERC, 2010).

Critério de propriedade: Para que um sistema de cogeração fosse considerado uma QF e se beneficiasse das medidas de incentivo, como a compulsoriedade da compra de excedentes elétricos, ele não poderia pertencer a concessionárias de geração ou distribuição de eletricidade. A estas era permitido apenas serem co-proprietárias sem possuir o controle acionário – i.e. mais de 50% das ações (FERC, 2010).

Além disso, esta aquisição de energia elétrica deveria ser balizada pelos custos evitados da concessionária (SZKLO, 2001; ZARKINAU & REILLEV, 1996). Aliado a este mecanismo o Purpa Act garantiu o fornecimento da demanda suplementar a preços justos e razoáveis e garantia, também, a interligação do cogerador à rede de energia elétrica, para operar em paralelo com a concessionária (SZKLO, 2001). Adicionalmente a estes mecanismos uma vantagem considerável foi conferida ao investidor em cogeração: a "depreciação acelerada" provida pelo Economic Recovery Tax Act, de 1981, que fixava em 5 anos o prazo da depreciação, em contraposição ao prazo das instalações convencionais cujo limite mínimo era de 15 anos (HICKS, 1986). Este conjunto de medidas supracitadas assegurou uma remuneração mais justa à eletricidade excedente (GUARINELO, 1997).

Quebrando as três principais barreiras ao desenvolvimento da cogeração nos Estados Unidos (impossibilidade de venda de excedentes elétricos cogerados, fornecimento não garantido da demanda suplementar de reserva e impossibilidade de interligação do cogerador), o Purpa Act propiciou uma proliferação das novas instalações ao longo dos anos 1980, registrou-se entre 1980 e 1995 a implantação de 3.250 projetos de cogeração nos Estados Unidos, totalizando 57.750 MW de potência instalada (ZARKINAU & REILLEV, 1996; SZKLO, 2001 apud OLANO, 1995).

[15] Este conceito foi discutido no capítulo 2.

O crescimento da cogeração nos Estados Unidos durante o período em que o Purpa Act esteve em vigor é um importante precedente histórico do aumento da competitividade no setor elétrico (DISMUKES & KLEIT, 1999). Ainda segundo Dismukes & Kleit (1999), o Purpa Act teve como importante conseqüência involuntária a demonstração de que a geração de eletricidade não era um monopólio natural para as condições de base do mercado de eletricidade dos Estados Unidos, e, portanto, poderia haver competição neste setor.

A experiência norte-americana é referência, sendo que outros países europeus e asiáticos também introduziram programas semelhantes, porém mais adequados às suas características energéticas locais. Estes programas resumem-se no aproveitamento de uma maior diversidade de insumos (carvão, dejetos domésticos e industriais, lixo urbano, etc.) de forma a caracterizar um multi-aproveitamento de recursos (GUARINELO, 1997).

Em 2009 os Estados Unidos possuíam 3500 estabelecimentos (indústria, comércio, serviços, etc) fazendo uso da cogeração o que corresponde a 95 GW de potência instalada, equivalentes a 9% da capacidade elétrica total deste país (DOE, 2009). Ainda segundo informações do Departamento de Energia Americano (DOE, 2009), as plantas de cogeração produziram mais de 500 bilhões de kWh em 2009, correspondente a 12% da eletricidade gerada neste ano. A Figura 6 resume a divisão do mercado Americano de cogeração. É importante observar que 88% da capacidade instalada em cogeração nos Estados Unidos é encontrada no setor industrial (AIE, 2007).

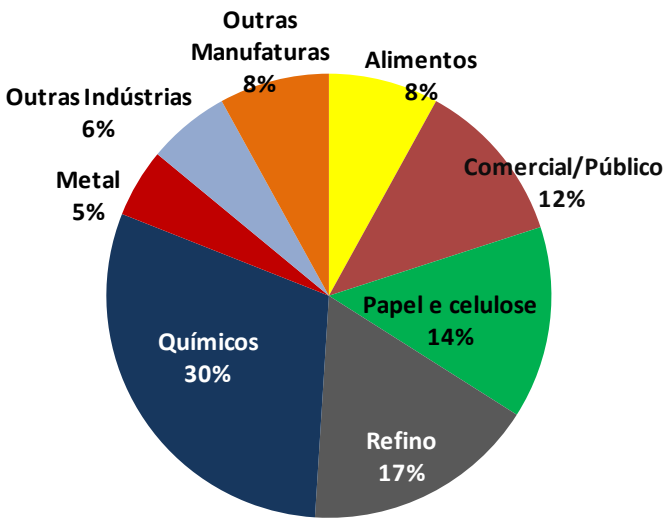


Figura 6: Divisão do Mercado Americano de CHP.

Fonte: DOE 2009.

O gás natural é o combustível mais utilizado em unidades de cogeração norte-americanas. Em 2006, 72% das unidades de cogeração consumiam gás natural, 14% carvão, 8% combustíveis residuais e os outros 6% correspondiam a biomassa, madeira, óleo combustível e outros (AIE, 2007). Este expressivo consumo de gás natural deveu-se ao extenso uso de turbinas a gás e unidades a ciclo combinado (AIE, 2007). Na figura 7 é possível verificar a distribuição percentual da capacidade instalada em cogeração por tecnologia no ano de 2006, que neste ano era de 84 880 MW (AIE, 2007).

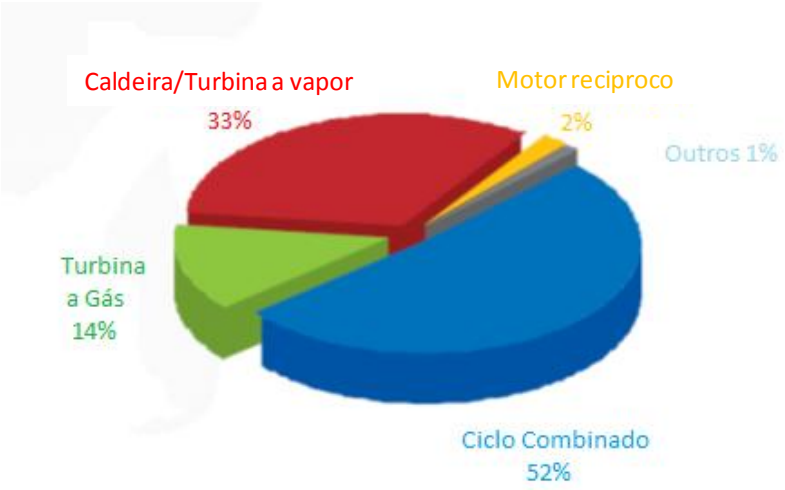


Figura 7: Capacidade instalada por tecnologia de geração (AIE, 2007).

Já em termos de número de plantas, a tecnologia mais utilizada nos Estados Unidos são os motores alternativos. Das 3.316 plantas de cogeração existentes em 2006 47% utilizavam motores alternativos (AIE, 2007). Vide Figura 8.

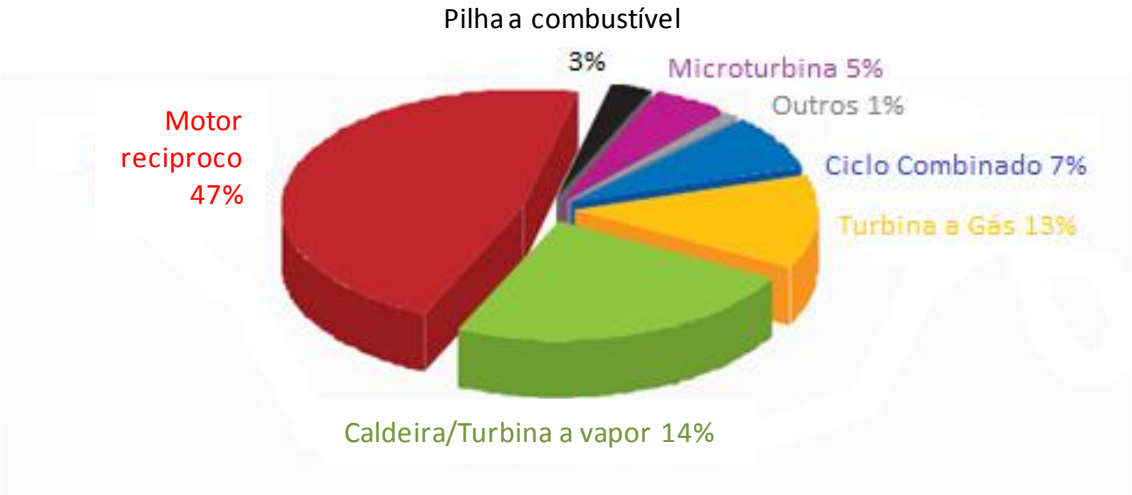


Figura 8: Distribuição das plantas de cogeração por tecnologia (AIE, 2007).

Atualmente, os Estados Unidos possuem um programa (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy – EERE), que tem como objetivo primordial a redução da dependência estrangeira de petróleo e derivados através do desenvolvimento de tecnologias que possibilitem um uso mais eficiente de energia em edifícios, residências, transporte, sistemas energéticos e indústria (DOE, 2010). O EERE possui uma linha especial para promoção da cogeração, o CHP Program. Este programa prevê atividades agressivas na pesquisa, desenvolvimento e implementação de centrais de cogeração. A cogeração é vista como uma das ações com maior potencial para contribuir com o aumento da segurança energética e redução da emissão de gases do efeito estufa. O CHP Program estabelece como meta alcançar 20% da capacidade instalada de geração elétrica dos Estados Unidos em 2030. Para tanto, as ações do Departamento de Energia Americano (DOE, 2009) estão focadas no desenvolvimento de tecnologias de cogeração mais eficientes, transformação do mercado e redução de barreiras. Segundo o DOE (2009), uma abordagem estratégica é imprescindível para enfrentar os desafios técnicos e econômicos que impedem a disseminação de unidades de cogeração. O DOE (2009) indica que um mix de políticas de incentivo, estímulos fiscais, novo modelo de negócios e investimentos são fundamentais para garantir um crescimento sustentável da prática de cogeração nos Estados Unidos. Os números divulgados no plano 2030 para cogeração nos Estados Unidos são bastante expressivos. De acordo com estudo realizado pelo DOE (2009), uma participação de 20% da cogeração na capacidade instalada dos Estados Unidos significaria 241 GW de potência instalada, economia de mais de 5.3

quadrilhões de Btu em combustíveis, 234 bilhões de dólares de investimento em novas tecnologias, 1 milhão de empregos técnicos gerados, além de uma redução anual da ordem de 800 milhões de toneladas métricas de CO2 a ser lançadas na atmosfera (DOE, 2009).

3.2 DINAMARCA

A Dinamarca é o país mais bem sucedido na inserção da cogeração em sua matriz elétrica e é apontada pela Agência Internacional de Energia (2007) como líder mundial na priorização de sistemas de cogeração/aquecimento distrital, com uma estratégia clara e comprovadamente eficaz no desenvolvimento deste mercado, a Dinamarca é uma das principais referências na implementação de políticas de incentivo a sistemas de cogeração no mundo. A primeira unidade de cogeração dinamarquesa data de 1904, unidade que supria com eletricidade e calor um grande hospital deste país (DANISH ENERGY AGENCY, 2010). Entre 1920 e 1930 desenvolveu-se em áreas urbanas da Dinamarca um sistema coletivo de aquecimento de ambientes baseado no calor residual da produção de eletricidade, que mais tarde veio ser fundamental para a expansão de sistemas de cogeração (SZKLO, 2001; DANISH ENERGY AGENCY, 2010). De acordo com a Danish Energy Agency (2010) já em 1970 30% das residências deste país recebiam suprimento de calor dos sistemas de calor distrital. Szklo (2001) indica que são quatro os fatores mais importantes para o êxito no desenvolvimento de sistemas de cogeração na Dinamarca:

1. A existência de redes de aquecimento municipal distrital desenvolvidas e cobrindo todo o país.
2. As duas crises do petróleo da década de 1970: depois destas crises decidiu-se expandir a cogeração para pequenos e médios municípios que impulsionada pelas recém reservas de gás natural descobertas no mar do norte expandiu a cogeração para grande parte da Dinamarca (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).
3. Durante os anos 1980, as questões ambientais assumiram papel preponderante dentro da política energética dinamarquesa, o que favoreceu

a introdução de sistemas de cogeração de menor escala baseados em gás natural, biomassa e combustíveis residuais (KARAMANO, 1997; SZKLO, 2001).

4. Políticas ambientais da década de 1990 relativas às mudanças climáticas tornaram-se uma variável chave nas negociações internacionais. Estima-se que o investimento em cogeração durante os anos 90 resultou em uma redução das emissões de CO_2 de 7 a 10 Mt por ano (HAMAR, 1999).

Atualmente, existem na Dinamarca 670 plantas de cogeração (DANISH ENERGY, 2010) – 270 a mais do que havia em 1998 (SZKLO, 2001) – entre centralizadas[16] e descentralizadas[17] onde as maiores plantas são controladas por grandes companhias de energia e as pequenas e médias são controladas por municipalidades ou cooperativas de consumidores (DANISH ENERGY AGENCY, 2010). Estas unidades de cogeração atendem hoje cerca de 1,5 milhão de residências e edifícios, significando que seis em cada dez consumidores dinamarqueses recebem calor de unidades de cogeração (DANISH ENERGY AGENCY, 2010). Cerca de 10% da eletricidade gerada na Dinamarca é proveniente de biomassa e outros resíduos orgânicos, com relação ao aquecimento distrital este percentual ultrapassou os 40% em 2007, vide Figura 9 (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).

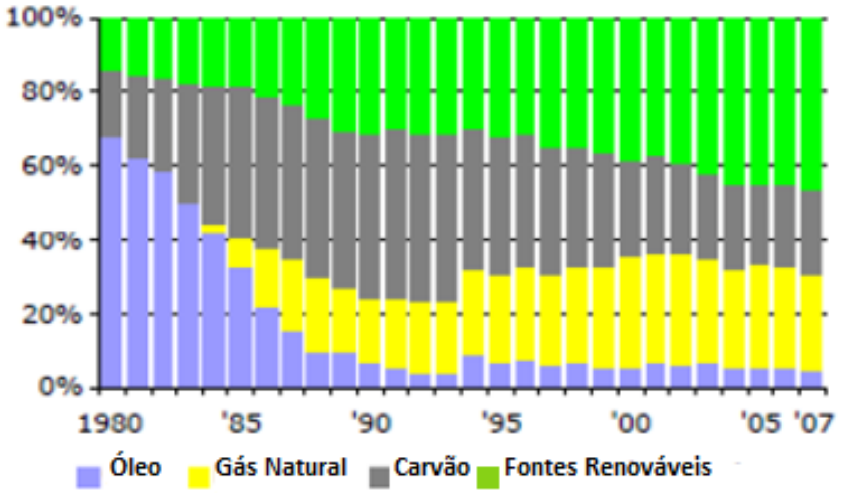


Figura 9: Consumo de combustível para aquecimento distrital, distribuição percentual (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).

[16] Plantas de cogeração centralizadas produziam inicialmente eletricidade e estão localizadas em grandes cidades (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).

[17] As plantas de cogeração descentralizadas estão localizadas em médias e pequenas cidades e produziam originalmente calor para aquecimento de ambientes (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).

A Danish Energy Agency (2010) indica que os incentivos financeiros oferecidos pelo governo dinamarquês tornavam o preço pago pelo aquecimento proveniente de redes de calor com cogeração mais atrativo para o consumidor do que possuir boilers próprios a óleo ou gás natural. A legislação estabelece que o calor proveniente de sistemas de cogeração deve ser vendido pelo custo de produção[18] (DANISH ENERGY AGENCY, 2010). Szklo (2001) pontua uma série de instrumentos utilizados na promoção de sistemas de cogeração na Dinamarca:

1. 1992-1996: subsídios para investimentos na conversão de plantas de aquecimento distrital em centrais de cogeração de pequena escala.
2. 1992: subsídios para investimentos em novas redes de calor distrital.
3. 1992: subsídio aplicado sobre a energia elétrica cogerada vendida à rede. Este subsídio somente estava disponível para pequenas centrais de cogeração e centrais de cogeração industrial, desde que as mesmas se baseassem em gás natural ou fontes renováveis.
4. 1992: subsídios para investimento em medidas de eficiência energética na idústria, inclusive cogeração (possibilidade de obtenção de recursos para financiamento de, no máximo, 30% dos custos de instalação de centrais de cogeração).
5. 1995: introdução da aplicação de taxas "verdes" sobre as transações industriais. A receita obtida com as taxas retornava para a indústria como fundo para investimento.

Ao examinarem os motivos do sucesso Dinamarquês com sistemas de cogeração, os especialistas da Agência Internacional de Energia (AIE, 2009) indicam como um dos principais fatores desse sucesso a criação, por este país, de um departamento dedicado exclusivamente à identificação de potenciais de instalação de unidades de cogeração e as respectivas dificuldades que impediam a utilização desse potencial. Tal departamento possuía, inclusive, autoridade para desenvolver ferramentas políticas e soluções para transpor estas barreiras de maneira sistemática com o objetivo de reduzir as importações de

[18] A legislação dinamarquesa não permite às municipalidades obterem um excedente econômico com plantas de aquecimento distrital (DANISH ENERGY AGENCY, 2010).

energia e as emissões de gases de efeito, objetivos estes que coadunam com os princípios mencionados anteriormente neste capitulo.

A Figura 10 exemplifica a evolução da participação da cogeração na matriz elétrica, no aquecimento distrital e respectiva redução de emissões da Dinamarca.

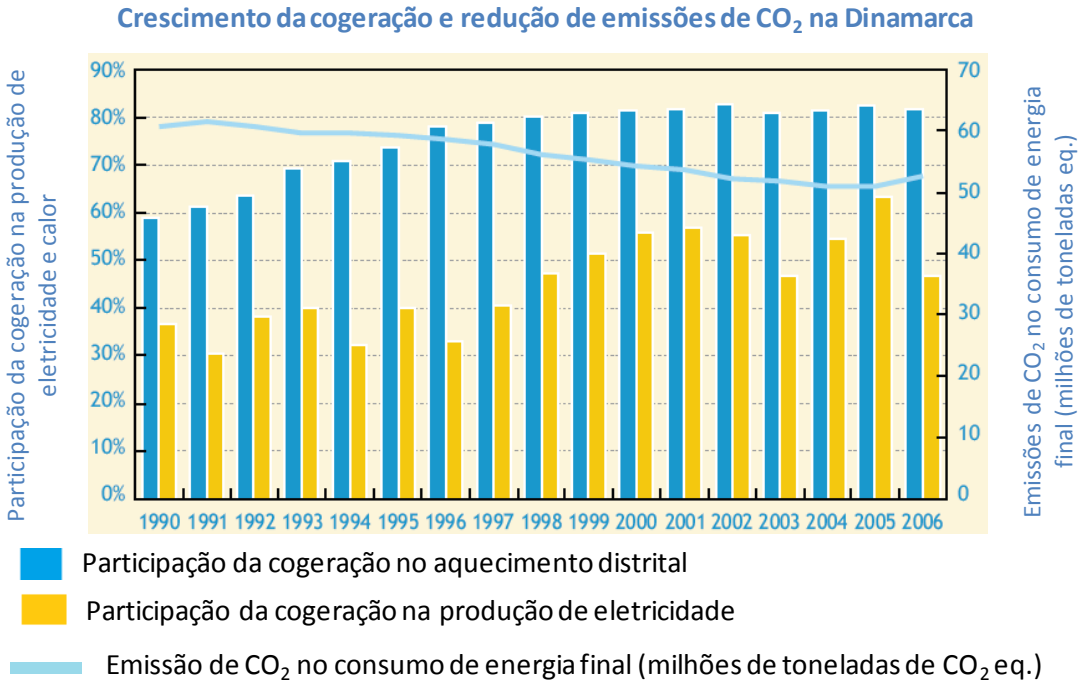


Figura 10: Crescimento de centrais de CHP e redução das emissões de CO2 na Dinamarca.
Fonte: IEA, 2009.

3.3 HOLANDA

A Holanda também representa um caso de sucesso na implementação de sistemas de cogeração, todavia, diferentemente da Dinamarca, há grande participação do setor industrial na capacidade instalada em cogeração neste país (SZKLO, 2001). A cogeração é apontada por Slingerland (2007) como um dos instrumentos mais eficazes para conservação de energia primária na Holanda. Como em outros países as primeiras medidas de estimulo à conservação de energia na Holanda são contemporâneas à primeira crise do petróleo em 1974 (SLINGERLAND, 1997). Szklo (2001) divide a expansão de sistemas de cogeração na Holanda em três fases: a primeira, entre 1978 e 1987, marcada pelas conseqüências das duas crises do petróleo; a segunda entre 1988 e 1995, marcada pela emergência da questão

ambiental; e a terceira, entre 1995 e 2000, marcada pelo problema de sobre-capacidade instalada e pelas reformas do setor elétrico holandês.

No inicio da década de 80, o Ministério da Economia Holandês, principal responsável pela elaboração de políticas energéticas, elaborou um pacote de medidas para estimular o uso da cogeração na indústria com o objetivo de atender as metas de conservação de energia e criar um mercado doméstico para o gás natural proveniente das reservas descobertas na década de 60, tais medidas estavam fundamentadas basicamente na criação de um fundo de investimentos, redução de impostos e subsídios (SLINGERLAND, 1997). Todavia, estas medidas não foram suficientes para impulsionar a cogeração. Convém ressaltar que, mesmo possuindo reservas consideráveis de gás natural, a Holanda sempre balizou a sua política energética na conservação destas reservas, sendo o gás o único recurso energético disponível em boa quantidade no país (SZKLO, 2001).

Antes da desverticalização ocorrida em 1988, as concessionárias não se mostravam muito empenhadas em incentivar os consumidores industriais a investir em plantas de cogeração descentralizadas (SZKLO, 2001 apud BLOCK, 1993). Com a publicação do Electricity Act e do primeiro National Enviromental Policy Plan (NEPP) em 1989 a prática da cogeração tornou-se mais comum na Holanda, saindo de uma média histórica de 1500 MW de potência instalada para 4500 MW em 1995 onde 75% desta capacidade estava concentrada no setor industrial (SLINGERLAND, 1997). Ao analisar os motivos pelos quais o crescimento da cogeração foi tão acentuado na Holanda, Slingerland (1997) chama atenção para a participação das empresas distribuidoras de energia que, ao serem separadas do setor de geração e imersas numa realidade de alta competitividade viram na cogeração uma oportunidade de superar as dificuldades derivadas do processo de desregulamentação. O Electricity Act permitiu às distribuidoras de energia elétrica e consumidores livres comprarem energia elétrica de qualquer geradora (AIE, 2007); estabeleceu incentivos adicionais para a construção e operação de novas plantas de cogeração operando de forma não integrada; forneceu aos consumidores finais o direito de construir plantas de cogeração dimensionadas para atender as suas demandas térmicas, sem se restringir a um limite máximo de capacidade; permitiu às distribuidoras de eletricidade deter plantas de geração até o limite de 25 MWe por planta (SZKLO, 2001). Havia, ainda, as crescentes preocupações ambientais. Já no início da década de 1990 foi incorporado ao NEPP uma meta de 3 a 5% de

redução de emissões de CO_2 em 2000, em comparação com o nível de 1990 (SZKLO, 2001). As centrais de cogeração mostraram-se bastante eficazes no atendimento das metas ambientais na década de 1990, estima-se que um terço das reduções de emissões de gases do efeito estufa foram atendidas por centrais de cogeração (SLINGERLAND, 1997). Outro fato importante para o estimulo da cogeração na Holanda deu-se em 1990 quando a empresa distribuidora de gás natural, Gasunie, incentivou o uso de gás natural para cogeração industrial através de preços relativamente baixos; a despeito das razões ambientais o objetivo maior era de sacramentar a participação do gás natural como o principal energético na geração elétrica holandesa (SZKLO, 2001). O sistema de tarifas Holandês também foi determinante, como as tarifas de eletricidade eram baseadas no custo de produção, nos horários de pico havia uma maximização do uso de geração descentralizada, onde o uso das unidades de cogeração para minimização dos picos de demanda já era concebido nos contratos *joint venture*[19] (SLINGERLANDO, 1997). Isto fez com que o mercado de eletricidade Holandês entrasse em um chamado "ciclo virtuoso" a favor da geração descentralizada.

Entretanto, o rápido crescimento da cogeração na Holanda incentivado pela obrigatoriedade de compra dos excedentes elétricos a tarifas elevadas levou a uma sobre-capacidade em 1994 (SLINGERLAND, 1997). Neste mesmo ano, foi banida a construção de unidades com menos de 2 MW de capacidade (AIE, 2007). Também no ano de 1994 as distribuidoras foram atraídas pelas empresas de geração centralizada que, em parceria com a empresa que realizava o planejamento energético da Holanda (SEP), firmaram um acordo denominado "moratorium". Segundo ele, durante o período subseqüente de oito meses, nenhuma nova capacidade de cogeração deveria ser contratada pelas distribuidoras, o que resultou no adiamento ou cancelamento de 460 MWe de cogeração já planejados (SLINGERLAND, 1997; SZKLO, 2001).

Passado o difícil ano de 1995, o desenvolvimento de sistemas de cogeração na Holanda recobrou força em fevereiro de 1996, com o lançamento do Third White Book on Energy Policy (SZKLO, 2001). Szklo (2001) relata que este plano fixou, como nova meta, a estabilização das emissões de CO_2 entre os anos de 2000 e 2020, mediante o aumento de 33% da eficiência energética holandesa, como um todo, neste período. Adicionalmente, em

[19] Parceria entre as empresas distribuidoras de energia e consumidores industriais livres.

resposta à Terceira Conferência das Partes realizada em dezembro de 1997 em Kyoto, o governo decidiu aumentar a meta de redução de intensidade energética, definida anteriormente em 1,6%a.a, para 2,0%a.a (AIE, 2007), como uma das maneiras de alcançar a meta de 6% de redução da emissão de gases do efeito estufa até 2012 (AIE, 2007). Szklo (2001) discute os principais mecanismos de incentivo governamental às medidas de conservação de energia publicadas no Energy Conservation Action Programme 1999-2002, lançado em maio de 1999.

Em 2006 as unidades de cogeração e aquecimento distrital supriram 20% da demanda holandesa por calor, onde a cogeração industrial possui maior participação (AIE, 2007). Com relação ao mercado de eletricidade o papel da cogeração e aquecimento distrital é ainda mais expressivo, tendo respondido em 2006 por 29% da produção total de energia elétrica da Holanda, o que corresponde a uma capacidade instalada de 8,6 GWe (AIE, 2007). Segundo documento da AIE (2007) o gás natural é de longe o combustível mais utilizado em sistemas de cogeração e unidades de aquecimento distrital na Holanda, embora, haja algumas unidades de aquecimento distrital que ainda utilizem carvão. Como demonstrado na Figura 11, a tecnologia mais dominante em unidades de cogeração é o ciclo combinado, o que é compreensível devido a maior eficiência termodinâmica desta tecnologia utilizando o gás natural como combustível.

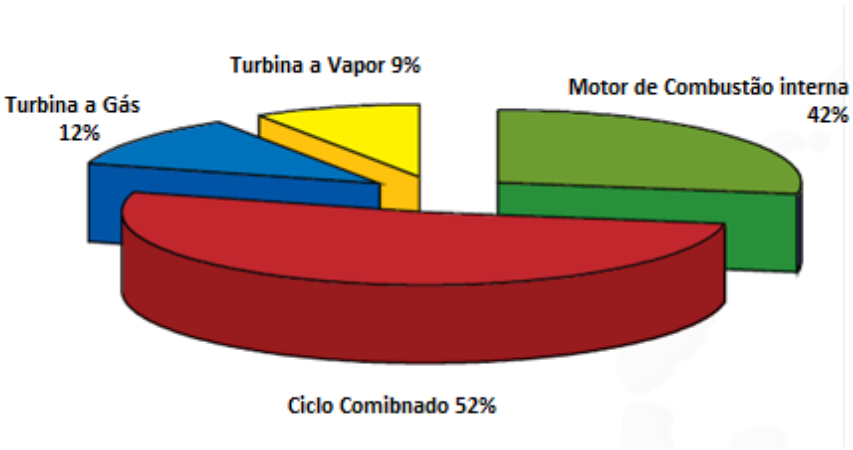


Figura 11: Participação das tecnologias em unidades de cogeração e aquecimento distrital na Holanda (AIE, 2007).

As plantas de aquecimento distrital na Holanda são tipicamente de grande porte. Já as unidades industriais de cogeração são bastante variadas com relação à dimensão, e vão desde instalações de algumas centenas de kilowatts até grandes plantas como a da Elsta de

450 MWe que atende a uma planta da DOW Chemical no sudoeste da Holanda (AIE, 2007). Com relação ao número de instalações as unidades de cogeração industrial e aquecimento distrital foram ultrapassados em quantidade pelo setor de agricultura, serviços e setor público onde a tecnologia mais empregada são os motores de combustão interna (AIE, 2007). Vide Figura 12.

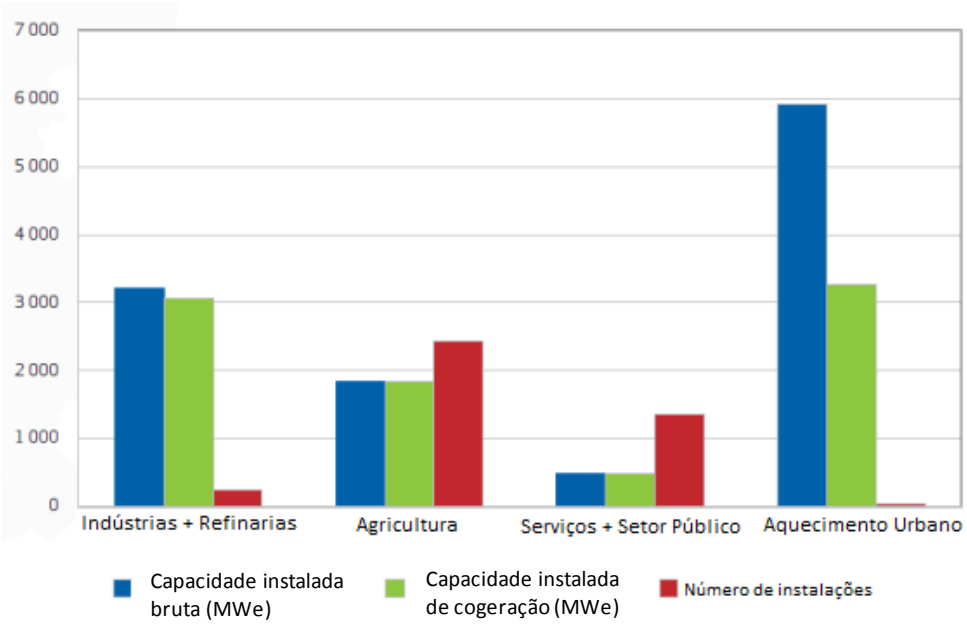


Figura 12: Capacidade Instalada e número de instalações em 2006 (AIE, 2007).

A experiência Holandesa é referência no guia da Agência Internacional de Energia para auxiliar os tomadores de decisão na construção de políticas de incentivo à cogeração (AIE, 2009). Em estudo realizado pela AIE (2007), as principais políticas de promoção da cogeração e aquecimento distrital disponíveis recentemente na Holanda são enumeradas:

1. Subsídios feed-in: subsídio baseado na chamada "plant´s CO_2 performance", que oferece prêmio para cada kilowatt hora (kWh) produzido livre de emissão de CO_2. Os impactos devido às emissões de CO_2 de uma planta de cogeração são determinados pelo calculo da economia de energia primária, quando comparado a produção de calor e eletricidade em separado. Este subsídio é determinado anualmente e varia entre as diferentes tecnologias de cogeração/aquecimento distrital (AIE, 2007).

2. Comércio de Emissões de CO_2: em vigor desde janeiro de 2005 o comércio de emissões de CO_2 oferece uma série de incentivos a medidas que reduzam emissões de gases do efeito estufa no setor energético e indústria energo intensivas (AIE, 2007).
3. Isenção da taxa de energia: a taxa de energia foi introduzida na Holanda entre 1996 e 1997. Instalações que produzem eletricidade não pagam a taxa de energia sobre o consumo de energia primária, se tiverem eficiência de mais de 30% e capacidade instalada de no mínimo 60 kW. A eletricidade produzida um plantas de cogeração para consumo próprio também é isenta desta taxação (AIE, 2007).
4. Programa de dedução de investimentos em energia: em vigor desde 1997 este programa incentiva a utilização de fontes renováveis de energia primária e tecnologias mais eficientes (AIE, 2007).
5. Subsídios para investimentos em micro unidades de cogeração[20]: este programa prevê um subsídio de mil Euros para introdução de cada micro planta de cogeração no mercado. Para o período 2008-2011 estão reservados cerca de dez milhões de Euros (AIE, 2007).

A Agência Internacional de Energia (2007) afirma que está claro o papel da Cogeração/aquecimento distrital na política energética da Holanda, haja vista a introdução de uma série de medidas para impulsionar este mercado, todavia prevê um crescimento modesto desta pratica para os próximos anos por não ser a principal prioridade da atual política energética Holandesa (AIE, 2007).

3.4 Brasil

Como relata Szklo (2001), "ao contrário de outros países que, após as crises do petróleo, investiram maciçamente em sistemas de geração combinada de energia, o Brasil

[20] Programa destinado basicamente a aplicações residências de em média 1kW de potência.

arrostou a crise energética investindo mormente em hidreletricidade, em geração termo-nuclear, na prospecção *offshore* de petróleo e no programa de incentivo ao álcool. Embora a este último se possa atribuir impacto indireto sobre a expansão da geração baseada no consumo de bagaço, não é lícito afirmar que a cogeração constitui historicamente uma estratégia nacional de conservação de energia."

Quatro barreiras históricas à cogeração – também relatadas por Szklo (2001) – contribuíram para o impedimento do desenvolvimento desta prática no Brasil:

- O perfil eminentemente hidroelétrico do parque de geração nacional pressupunha um sistema de geração hidro-térmico centralizado, com as termelétricas operando tão somente na complementação do sistema apenas algumas horas por ano. Historicamente, em função da disponibilidade e do baixo custo da energia hidrelétrica no Brasil (SZKLO & TOLMASQUIM, 2001), a cogeração acabou por ser adotada quase que exclusivamente nos segmentos industriais que aproveitam resíduos energéticos para gerar energia elétrica. Por exemplo, ainda hoje 79% das unidades de cogeração em operação no país estão em plantas sucroalcooleiras (COGEN, 2010).
- Segundo, faltava ao modelo do setor elétrico brasileiro mecanismos bem definidos para o cogerador transacionar energia com a rede (SZKLO et al., 2000; SZKLO & TOLMASQUIM, 2001). Isto fazia com que ele simultaneamente se expusesse a tarifas de energia de reserva excessivamente elevadas (SOARES et al., 2001) e encontrasse óbices consideráveis para disponibilizar sua energia excedente ao mercado[21].
- Terceiro, até meados da década de 90, os preços reduzidos de eletricidade no país inibiam o investimento em cogeração (SZKLO, 2001).
- Finalmente, até o final da década de 1990, a oferta de gás natural no país era bastante limitada (SZKLO & TOLMASQUIM, 2001).

Todavia, esperava-se no inicio da década de 2000 que este contexto seria alterado pela reforma do setor elétrico brasileiro e pelo aumento da oferta de gás natural devido,

[21] Excedente elétrico corresponde à energia elétrica cogerada que não é consumida pelo cogerador e que poderia ser transacionada no mercado de energia.

sobretudo, a finalização do gasoduto Brasil/Bolívia. Estimou-se para 2010 um potencial de cogeração entre 11 e 17 GW (HOLLANDA & FYODOROVA, 2000). Entretanto, segundo dados da Associação da Indústria de Cogeração de Energia[22] (2010) a potência instalada atual em cogeração é de aproximadamente 9 GW divida entre 848 unidades, onde a grande maioria – 687 unidades – utiliza como insumo a biomassa de cana de açúcar, o gás natural é utilizado por 106 plantas de cogeração (COGEN, 2010).

A Figura 13 mostra a evolução do número de unidades de cogeração em operação no Brasil a partir da década de 1970. Conclui-se, portanto, que não houve alterações significativas no contexto analisado por Szklo (2001) onde a cogeração é adotada quase que exclusivamente nos segmentos industriais que aproveitam resíduos energéticos, como o caso do setor sucroalcooleiro.

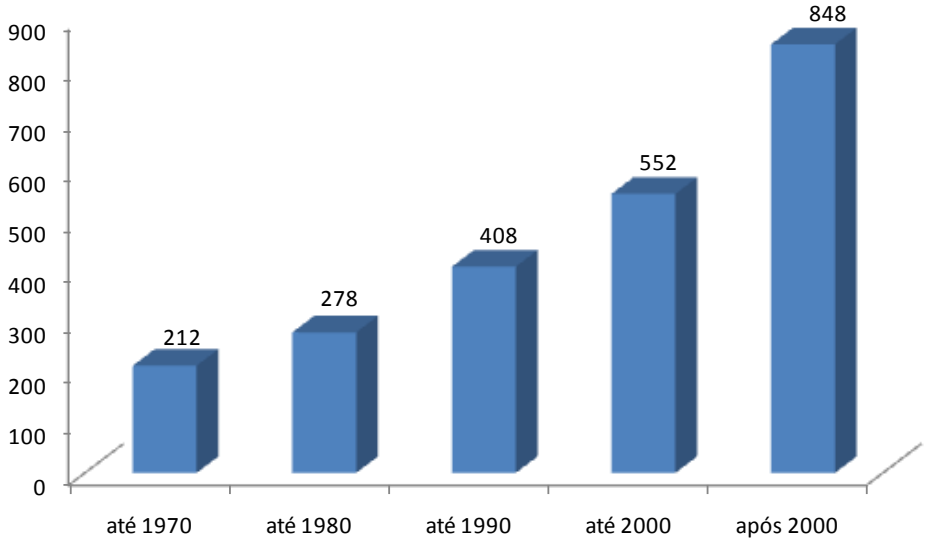


Figura 13: Unidades de cogeração em operação.
Fonte: COGEN, 2010.

A Figura 14 evidencia a representatividade do setor sucroalcooleiro na cogeração de energia no Brasil, das 687 unidades que cogeram energia a partir do bagaço de cana de açúcar 672 são plantas de produção de açúcar e/ou etanol.

[22] A Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) atualiza dados de cogeração no Brasil mensalmente baseado em informação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e dos próprios empreendimentos de cogeração em operação no Brasil.

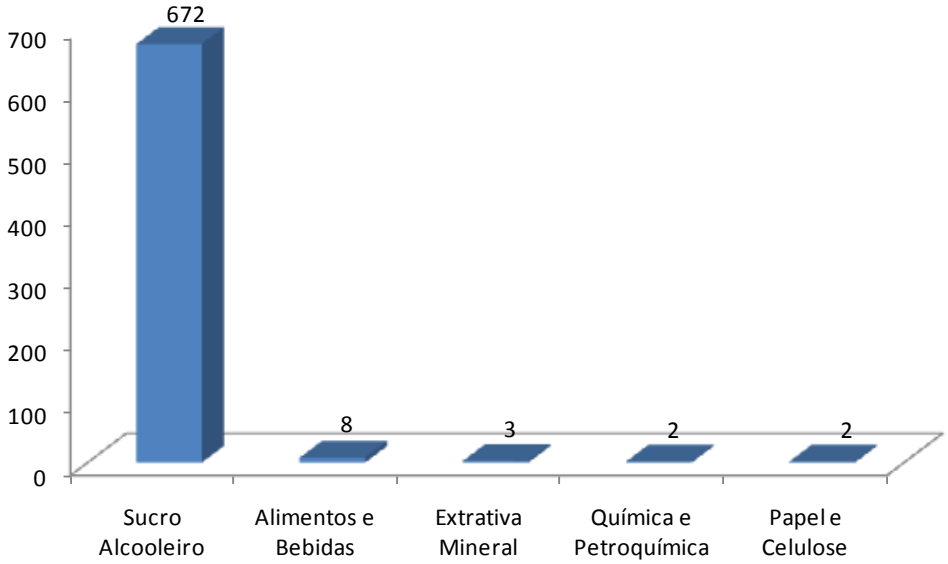


Figura 14: Unidades de cogeração que utilizam o combustível biomassa de cana, por segmento de atividade. Fonte: COGEN, 2010.

Nota-se, portanto, que a tecnologia de cogeração mais difundida no Brasil é a de caldeiras e turbinas a vapor, diferentemente de outros países como Estados Unidos, Dinamarca e Holanda que já fazem uso de tecnologias mais eficientes devido, sobretudo, a maior representatividade do gás natural como insumo energético para cogeração nestes países.

4. TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Uma central de cogeração, além de ser capaz de atender às necessidades de demanda do projeto associado, deve ser também economicamente viável. Portanto, o projeto de uma central de cogeração deve ser conceitualmente adequado e com limites de custo aceitáveis. No que diz respeito aos aspectos técnicos, o projeto deve considerar níveis mínimos de eficiência das máquinas, de emissões de poluentes e de confiabilidade, para garantir o adequado funcionamento da unidade de geração (BALESTIERI, 1994).

Um projeto de central de cogeração conceitualmente adequado é aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo, mas também consegue garantir o nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência.

Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que são decorrentes ocasionam, respectivamente, aumento nos custos de Operação e Manutenção, devido ao pagamento de multas contratuais e aumento nos custos dos combustíveis utilizados (ainda que a central queime resíduos ou sub-produtos do processo) (BARREDA, 1999).

Pode-se subdividir os tipos de plantas de cogeração em função do ciclo utilizado para sua configuração (GARRIDO & FRAILE, 2008):

4.1 COGERAÇÃO COM TURBINA A GÁS (CICLO BRAYTON)

Nos sistemas com turbina a gás se queima o combustível em um turbo gerador. Parte da energia química contida no combustível transforma-se em energia mecânica, que se transformará, com auxilio de um alternador, em energia elétrica. Uma vantagem significativa destes sistemas é que permitem uma fácil recuperação do calor que se encontra concentrado nos gases de escape e que estão em uma temperatura em torno de 500ºC (CHP CLUB, 2002), ideais para produção de vapor em uma caldeira de recuperação. Tais sistemas operam em um ciclo termodinâmico conhecido como Brayton.

Turbinas a gás têm este nome porque operam com o fluído de trabalho permanecendo na fase gasosa em todo ciclo. Também são chamados de turbinas de combustão, por receberem a energia necessária ao seu acionamento através de uma combustão interna. São constituídas basicamente por um compressor de ar, um combustor e uma turbina propriamente dita, que produz a potência necessária ao acionamento do compressor e ainda a potência útil, aproveitada em um gerador elétrico ou diretamente para acionamento mecânico. O compressor de ar requer entre 50% e 70% da potência gerada pela turbina (PERRY, 1997). Na figura 15 é possível observar o esquema típico de uma turbina a gás.

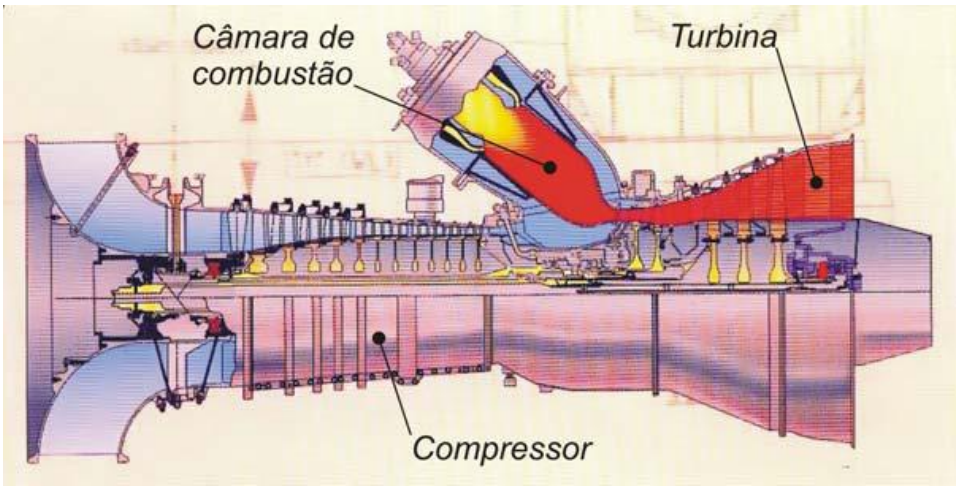


Figura 15: Turbina a gás Allison 601-KB9, de 6,5 MW (Barja, 2006).

Um Ciclo Brayton simples é composto basicamente de uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação, gerando vapor diretamente nas condições de pressão e temperaturas demandada pela planta de processo associada à cogeração. Sua aplicação é adequada quando as necessidades de vapor são importantes (> 10 t/h) e para diversos níveis de pressão e temperatura (CHP CLUB, 2002), situação facilmente encontrada em inúmeras indústrias (alimentos, química, papel, etc). São plantas de alta confiabilidade, maior que 95% (CHP CLUB, 2002), e economicamente rentáveis a partir de um determinado tamanho e se possuírem um importante número de horas de funcionamento com demanda de calor contínua.

Se a demanda de vapor (ou calor de uma forma mais geral) é maior do que podem proporcionar os gases de escape, é possível produzir uma quantidade adicional utilizando

um sistema de pós-combustão através da introdução de combustível diretamente a um queimador especial o qual deverá conter a caldeira. Esta pós-combustão é possível devido à alta concentração de oxigênio nos gases de exaustão, em torno de 15-16% v/v (BARJA, 2006).

A figura 16 apresenta um diagrama simplificado do processo e a figura 17 o diagrama de Sankey para este tipo de instalação.

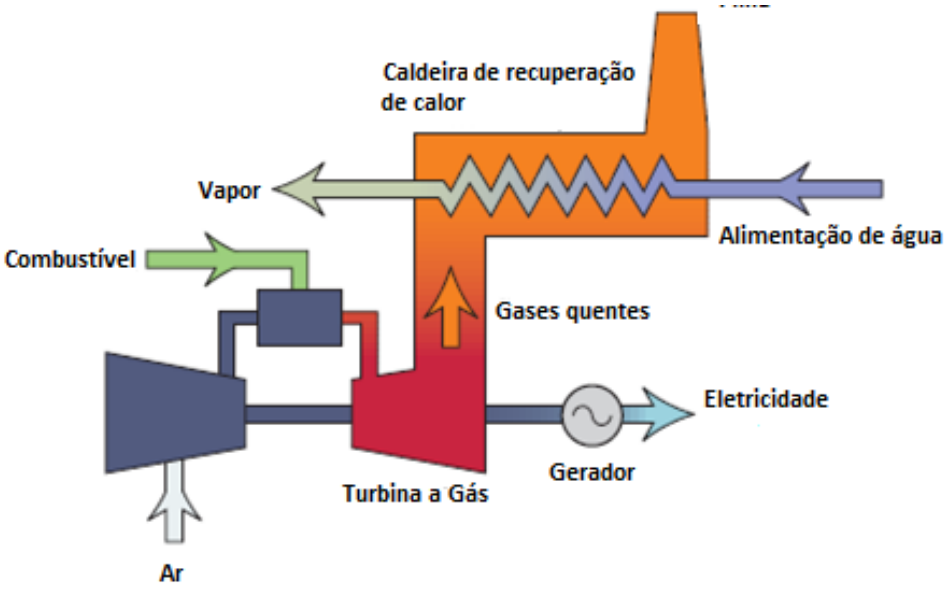


Figura 16: Cogeração com turbina a gás.
Fonte: CHP Club, 2002.

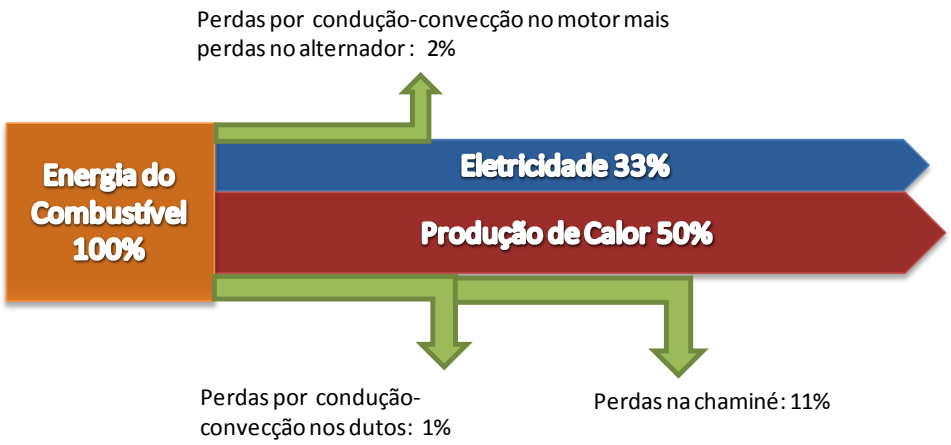


Figura 17: Diagrama de Sankey de uma planta de cogeração com turbina a gás.
Fonte: Garrido & Fraile, 2008.

Esta tecnologia não será utilizada nesta dissertação para fins de simulação, pois no caso estudado pretende-se utilizar combustível sólido: biomassa de cana de açúcar. Uma alternativa seria a gasificação desta biomassa para aproveitamento do gás de síntese, entretanto, como será discutido, tal tecnologia ainda encontra-se em processo de desenvolvimento.

4.2 COGERAÇÃO COM TURBINA A VAPOR (CICLO RANKINE)

É o ciclo mais difundido mundialmente, sendo utilizado desde o final do século XIX, correspondendo à geração de vapor numa caldeira a partir de combustíveis em estado sólido, líquido ou gasoso que conseqüentemente movimentará uma turbina a vapor e produzirá eletricidade (BARREDA, 1999).

Este ciclo foi proposto por W.J. Rankine, físico e engenheiro escocês e por R. Clausius, físico alemão, quase que simultaneamente, por volta de 1850.

Nestes sistemas, a energia mecânica é produzida pela expansão do vapor de alta pressão procedente de uma caldeira convencional. Dependendo da pressão de saída do vapor das turbinas, estas podem ser classificadas como: turbinas de contrapressão, quando esta pressão esta acima da atmosférica, e turbina de condensação, nas quais o vapor sai com uma pressão abaixo de 1atm, portanto devem estar providas de um condensador.

Informações detalhadas deste tipo de planta de cogeração encontram-se no apêndice A.

A figura 18 representa o esquema de cogeração com turbinas a vapor.

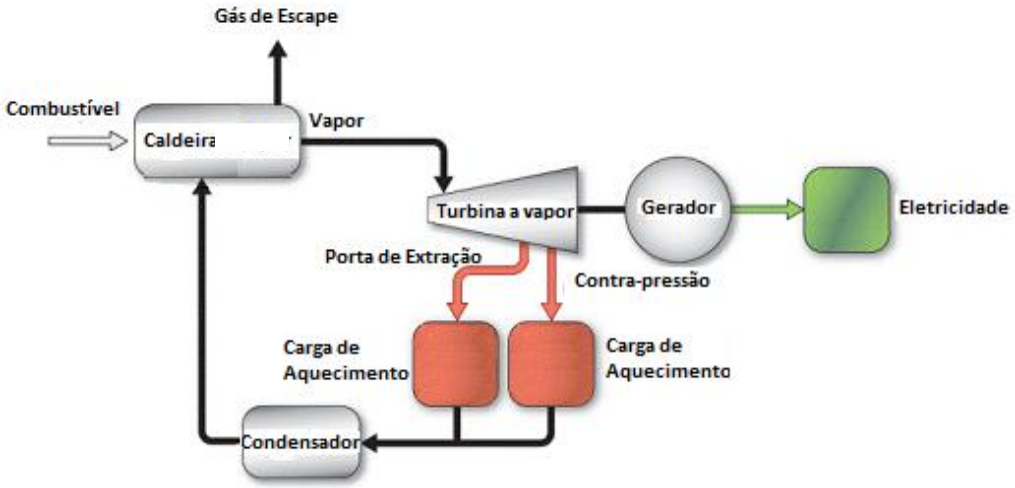


Figura 18: Planta de cogeração com turbina a vapor.
Fonte: RETScreen.

4.3 COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO COM TURBINA A GÁS

A aplicação conjunta de uma turbina a gás e uma turbina a vapor é o que se denomina ciclo combinado Brayton-Rankine (ou apenas ciclo combinado, ainda que outros ciclos combinados possam envolver ciclos termodinâmicos diferentes do par Brayton-Rankine).

Os gases de escape da turbina passam por uma caldeira de recuperação de calor, onde se produz vapor de alta pressão (pode-se realizar uma re-queima nesta caldeira através da injeção adicional de combustível devido à alta concentração de oxigênio nos gases de escape). Este vapor se expande em uma turbina a vapor produzindo energia elétrica adicional. O escape desta turbina será vapor de baixa pressão, que pode ser aproveitado como tal ou ser condensado em um condensador pressurizado, produzindo água quente ou superaquecida, que será utilizada em uma indústria associada. Neste tipo de ciclo, se a demanda de calor diminui, o vapor excedente no escape da turbina pode ser condensado, de modo que toda energia dos gases de escape não será perdida, havendo produção adicional de eletricidade de qualquer maneira. A figura 19 ilustra o processo de cogeração a ciclo combinado.

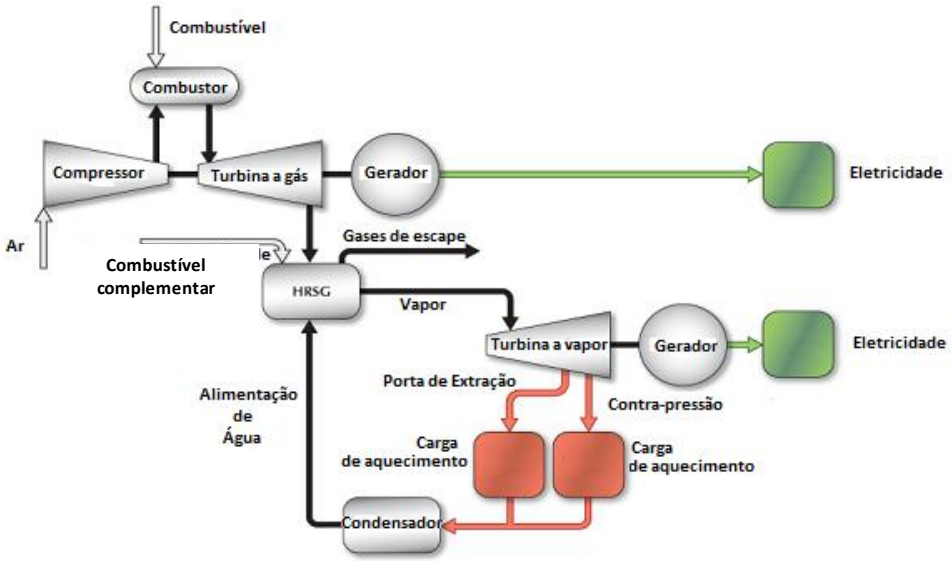


Figura 19: Planta de cogeração em ciclo combinado com turbina a gás.
Fonte: RETScreen.

Num ciclo combinado com turbina a gás o processo de vapor é essencial para aumentar a eficiência do mesmo. A seleção da pressão e temperatura do vapor vivo é função das condições dos gases de escape da turbina a gás e das condições de vapor demandada pela fabrica. Então, deve-se desenvolver um projeto adaptado as condições de consumo da unidade industrial associada a planta de cogeração, e ao mesmo tempo dispor de uma grande flexibilidade que possibilite seu trabalho eficiente em situações distantes das condições ótimas de projeto. Na figura 20 têm-se o diagrama de Sankey para o ciclo combinado.

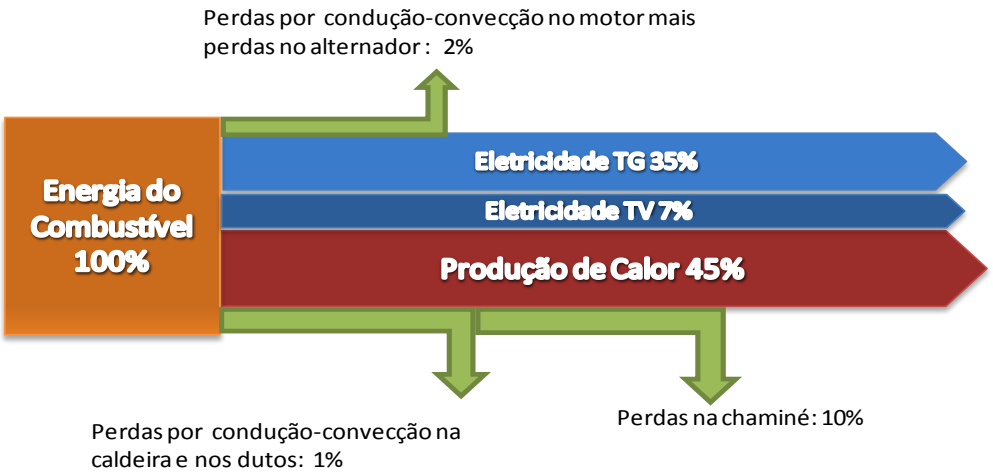


Figura 20: Diagrama de Sankey de uma planta de cogeração a ciclo combinado com turbina a gás. Fonte: Garrido & Fraile, 2008.

4.4 SISTEMAS INTEGRADOS GASIFICAÇÃO-CICLO COMBINADO

Ainda que não deva ser classificado como mais um ciclo, os sistemas integrados gasificação-ciclo combinado – IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) – devem ser apresentados, uma vez que sua concepção os faculta como promissores elementos para a prática da cogeração.

O Ciclo Combinado com Gasificação Integrada vem se desenvolvendo a partir da combinação de duas tecnologias: a geração de energia em ciclo combinado e a gasificação de combustíveis sólidos ou líquidos (HOFFMANN, 2009). Henriques (2009) destaca a tecnologia de gasificação, que consiste num processo de decomposição térmica da matéria sólida em gás combustível, como uma das principais possibilidades para um eficiente aproveitamento energético (considerando as variáveis termodinâmicas) e de baixo impacto ambiental. Para o caso brasileiro a grande disponibilidade de biomassa torna ainda mais atrativa tal tecnologia. Segundo Seabra (2008) a gasificação da biomassa vem sendo desenvolvida desde a década de 1940, levando à criação de diferentes tipos de gasificadores, arranjos de processo e aplicações. Como produtos, há desde pequenos sistemas para suprimento de gás para motores automotivos de combustão interna, a pequenas aplicações estacionárias de produção combinada de calor e potência (CHP). Além disso, também se tem buscado desenvolver sistemas de maior escala para geração de potência com turbinas a gás,

10 – 100MWt, e, mais recentemente, sistemas que geram gás limpo para síntese de combustíveis líquidos (metanol, líquidos por Fischer-Tropsch, etanol, DME, etc.).

Um dos principais obstáculos à implementação desta tecnologia para produção de eletricidade são os materiais que devem ser utilizados nas turbinas a gás devido à alta temperatura de chama do hidrogênio (Fossil Energy Techline – DOE, 2005). Ainda como relata Hoffmann (2009) o uso de biomassa em gasificadores comerciais se mostra amiúde problemática. Normalmente estes gasificadores são de leito arrastado, para mais detalhes vide Hoffman (2009). Apesar da prévia experiência com algumas plantas de demonstração, os esforços de pesquisa e desenvolvimento não têm sido constantes ao longo dos anos, e por isso se espera que essas tecnologias venham a se tornar opções comercialmente maduras somente a médio-longo prazo (> 10 anos) (SEABRA, 2008; KIRKELS & VERBONG, 2011). Henriques (2009) afirma que a gasificação está em processo de amadurecimento, embora muito já tenha sido estudado sobre ela, e vários ganhos tecnológicos já tenham sido incorporados a esta tecnologia. Estudos desenvolvidos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos em parceria com Siemens e General Eletrics prevêem que turbinas a hidrogênio deverão estar disponíveis comercialmente a partir de 2014 (U.S. Department of Energy, 2009).

4.5 PILHAS A COMBUSTÍVEL

A pilha a combustível (ou na sigla em inglês FC – Fuel Cell) consiste num dispositivo eletroquímico que converte diretamente energia química em eletricidade e calor, evitando limitações termodinâmicas de ciclos a combustão. A eficiência global destes dispositivos chega a duas vezes a eficiência de motores a combustão (ALCAIDE et al., 2006). Ainda segundo Alcaide (2006) as pilhas a combustível podem ser classificadas de acordo com sua temperatura de operação ou eletrólito empregado. Chu et al. (2008) chama atenção para a grande variedade de pilhas a combustível em diferentes estágios de desenvolvimento de acordo com suas aplicações. Hubert et. al (2006) descreve uma pilha combustível como um dispositivo composto basicamente pelos seguintes sub-sistemas: processador de combustível; pilha e um compartimento elétrico que contem conversores, baterias e o sistema de controle de operação. Um quarto sub-sistema chamado de “sub-sistema de

recuperação de calor" pode ser utilizado para o caso de haver objetivo de geração de energia térmica. Como pode ser observada na figura 21, uma pilha a combustível é constituída basicamente por dois eletrodos e uma membrana catalisadora eletrolítica, e funciona da seguinte forma: de um lado da célula, o hidrogênio (H_2) é pressurizado para o terminal negativo do eletrodo (ânodo) e forçado a atingir a membrana catalisadora. Neste momento, a molécula de hidrogênio se separa em dois íons de hidrogênio (H^+) e dois elétrons (e^-), conforme a equação 1. Os elétrons (e^-) migram do ânodo para o cátodo, gerando uma corrente útil de eletricidade. Do outro lado da célula, ar é conduzido ao terminal positivo do eletrodo (cátodo), forçado a atingir o catalisador, onde as moléculas de oxigênio (O_2) se combinam com os íons H^+ e com os elétrons para formar a molécula de água (H_2O), como mostrado na equação 2. O calor gerado nesta reação exotérmica pode ser aproveitado para cogeração (BARJA, 2006).

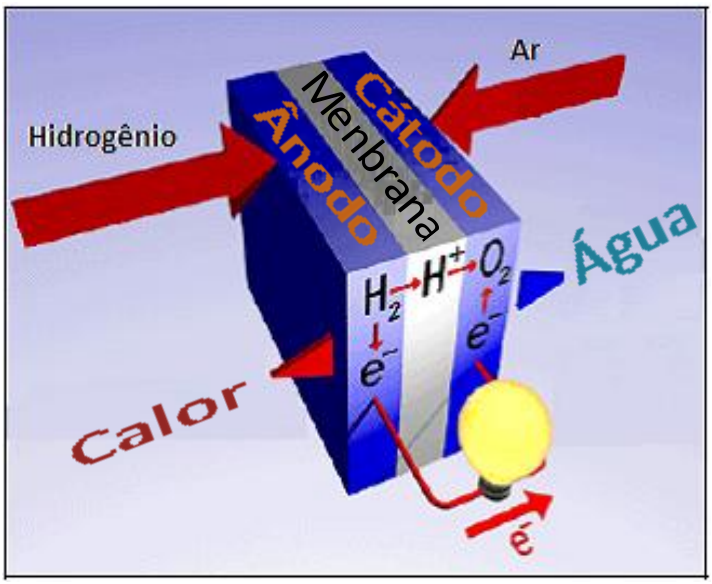


Figura 21: Pilha a combustível tipo "PEFC".
Fonte: Barja, 2006.

Ânodo: $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$

Cátodo: $2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$

Reação total: $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$

Uma única pilha produz uma tensão menor que 1 volt, ao passo que a tensão desejada deve ser obtida através de seu arranjo em série. A produção de eletricidade se dá em corrente contínua, sendo necessário na maioria dos casos o uso de um inversor para transformá-la em alternada, com tensão e freqüência apropriadas a cada aplicação.

Para o caso da cogeração os tipos de pilha a combustível que mais se destacam na literatura são (CHU et al., 2008; F. ALCAIDE et al., 2006 & BARJA, 2006):

- Pilhas a combustível do tipo polimérica (polymer electrolyte fuel cells - PEFC):

Também conhecidas como PEM (Polymer Electrolyte Membranes), nesse tipo o eletrólito consiste em uma membrana polímera sólida, interposta entre dois eletrodos porosos de platina. A temperatura operacional é da ordem de 80ºC e a pressão entre 1 a 8 atm. São encontradas unidades do tipo PEFC de até 100 kW.

- Pilhas a combustível de carbonato fundido (molten carbonate fuel cells - MCFC):

O eletrólito é composto por uma membrana de alumínio-platina impregnada com carbonatos Li_2CO_3 e K_2CO_3. A elevada temperatura operacional, da ordem de 600 a 700ºC, permite a internalização de um reformador de hidrocarbonetos, dando origem aos reagentes utilizados H_2, CO e CO_2, onde o calor liberado pela própria pilha é utilizado na reforma, podendo também ser utilizado para cogeração ou para o acionamento de um ciclo a vapor. Esta tecnologia possui bons requisitos para utilização em sistemas industriais relativamente grandes, da ordem de megawatts, porém ainda encontra-se em desenvolvimento.

- Pilhas a combustível de óxidos sólidos (solid oxide fuel cells - SOFC):

Esta tecnologia utiliza um eletrólito cerâmico, operando em temperaturas da ordem de 950 a 1000ºC. O combustível utilizado é o H_2 puro ou uma mistura com o monóxido de carbono. Assim como a célula do tipo MCFC, a elevada temperatura operacional propicia sua utilização em cogeração ou para o acionamento de um ciclo a vapor. Esta tecnologia possui

bons requisitos para utilização em sistemas industriais médios a grandes, da ordem de megawatts.

Todavia, pilhas a combustível também se encontram em fase de desenvolvimento, apenas protótipos de baixa potência estão disponíveis no mercado (Rohrich, 2008; Electrocell, 2009).

Em plantas Soda-Cloro, como a estudada nesta dissertação, o processo de eletrólise da salmoura (solução de água e cloreto de sódio) gera certa quantidade de hidrogênio (cerca de 0,03 kg de H_2 por 1 kg de cloro – obtido através de cálculos estequiométricos). Logo, aproveitar este hidrogênio disponível em pilhas a combustível pode ser uma alternativa interessante para pesquisas futuras. Todavia, não constitui escopo desta dissertação a avaliação de pilhas a combustível para cogeração de energia.

5. ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

Pretende-se neste capitulo discutir pontos relacionados à legislação que regulamenta a prática da cogeração no Brasil a fim de melhor contextualizar o estudo de caso desenvolvido nesta dissertação. Cabe ressaltar que não constitui uma proposta desta dissertação a realização de um estudo abrangente sobre leis, decretos e resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regulamentam a cogeração no Brasil nem tampouco realizar uma análise do setor elétrico brasileiro. Portanto, para informações mais detalhadas, sugere-se consulta ao website da ANEEL e Ministério de Minas e Energia. Há, ainda, referências como Barja (2006) e Garcia (2008) que abordam o tema com a profundidade e rigor devidos.

5.1 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Garcia (2008) afirma que após o racionamento de energia elétrica, ocorrido no Brasil entre 2001 e 2002, diversos estudos foram feitos no sentido de se evitar a repetição do evento. Garcia (2008) destaca, ainda, o estudo realizado pelo Instituto Cidadania (GARCIA, 2008 apud IC, 2002).

O Governo (Luis Inácio Lula da Silva), assumindo em 2003, concebeu nestas bases um novo "Modelo Institucional do Setor Elétrico" (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2003), estabelecendo como objetivos principais:

- Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

É importante destacar que o tema de estudo desta dissertação, cogeração de energia, encontra-se explicitamente mencionado nas premissas do estudo do Instituto Cidadania (2002) que serviram como base para o novo modelo do setor elétrico. Implicitamente, a prática da cogeração está inserida nos macro-objetivos supracitados na

medida em que contribui para a segurança do suprimento e alivia o sistema de geração e transmissão abrindo espaço para inclusão de novos consumidores.

Com relação à modicidade tarifária, o Modelo Institucional do Setor Elétrico (2003) relata que se pretende alcançar tal modicidade através da compra otimizada da geração, o que será feito "sempre por meio de leilões, na modalidade 'menor tarifa', compra através do pool de distribuidoras (facilitando a contratação de hidrelétricas e obtendo economia de escala) e compra separada da energia das usinas já com investimento amortizado ("energia velha") das novas.

Os segmentos do mercado de energia elétrica – geração, transmissão, distribuição e comercialização, estão inseridos em dois ambientes distintos: o "ambiente regulado" e o "ambiente livre" (DE MINAS E ENERGIA - MME, 2003). O ambiente regulado pelo governo, fruto da existência de monopólio natural[23] é justificado tanto pela característica do bem "eletricidade" ser de demanda com tendência inelástica (há pouca variação na demanda em relação à variação do preço) quanto pela irracionalidade técnica e econômica da construção de linhas concorrentes. Nesse ambiente estão inseridos os segmentos da transmissão e da distribuição. O ambiente livre ou de concorrência aberta é caracterizado pelos segmentos da geração e da comercialização, vide Figura 22.

Figura 22: Ambientes do setor elétrico: Competição na Geração (G) e Comercialização (C); Mercado regulado na Transmissão (T) e Distribuição (D).

Fonte: BARJA, 2006.

Com respeito à contratação de energia elétrica, o novo modelo separou em dois ambientes: protegendo o consumidor cativo, de um lado, assegurando a modicidade

[23] O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação ao tamanho (ou escala) mínimo de eficiência da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando desejável a existência de um só agente monopolista. (MATHIAS, 2008).

tarifária e estimulando o consumidor livre, de outro, para aproveitar as oportunidades do mercado. O esquema geral está na Figura 23.

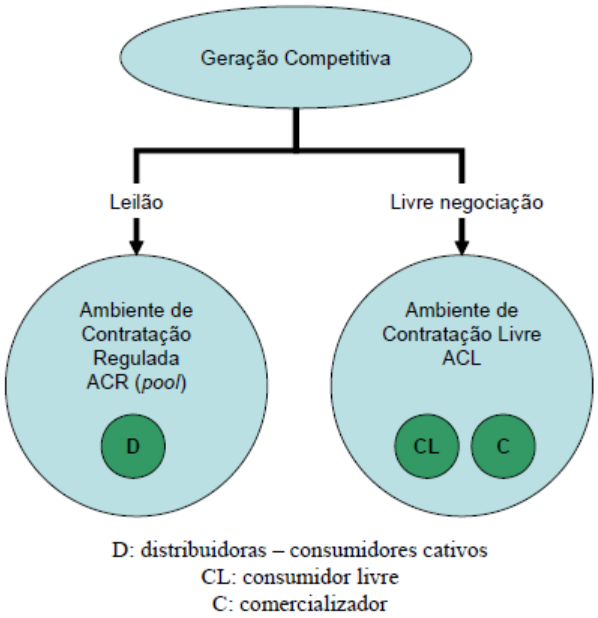


Figura 23: Ambiente de contratação. Fonte: GARCIA, 2008.

O Ambiente de Contratação Regulada "compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos regulados, com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária" (DE MINAS E ENERGIA - MME, 2003) enquanto o Ambiente de Contratação Livre "compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados" (DE MINAS E ENERGIA - MME, 2003). Assim, o modelo procurou conciliar a proteção ao consumidor cativo do modelo estatal com a liberdade de procurar melhores oportunidades ao consumidor de maior porte do modelo de Livre Mercado. Os geradores podem participar tanto do ACR como do ACL.

5.2 IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE EXCEDENTES POR UMA UNIDADE DE COGERAÇÃO

As utilidades produzidas por uma central de cogeração são: energia térmica (vapor, água quente e água gelada) e energia eletromecânica (acionamentos mecânicos e energia

elétrica). Estas utilidades podem ser consumidas no local da planta ou adjacente à mesma, na grande maioria dos casos, sendo que a única que propicia seu consumo remoto a grandes distâncias é a energia elétrica.

Segundo Barja (2006) um fator de grande contribuição para a viabilidade econômica de uma unidade de cogeração é a relação de demanda calor/eletricidade. Na maioria dos casos, a planta é dimensionada para atender à totalidade da demanda térmica de seu processo industrial associado (paridade térmica), onde a produção de eletricidade resultante do processo de cogeração, neste caso, pode ser insuficiente ou superior à sua demanda, fazendo com que a planta de cogeração seja, respectivamente, importadora ou exportadora de eletricidade.

Existe um sistema regulatório na legislação brasileira para os casos onde ocorre a necessidade de exportação ou importação de energia elétrica por uma planta de cogeração. Este sistema regulatório ampara as três fases que caracterizam o setor elétrico: produção, transporte e consumo de energia elétrica. Mesmo que se observe no estudo de viabilidade de uma central cogeradora um grande potencial técnico, econômico e de mercado, o aspecto legal também deve ser considerado, dado que poderá até mesmo inviabilizar a operação da planta por provocar condições anti-econômicas não previstas, fato ocorrido com alguma freqüência no país (BARJA, 2006).

A Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996, compreende o marco regulatório relacionado à geração de eletricidade no Brasil. Que define as figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia Elétrica, da seguinte forma:

"I – Produtor Independente de Energia Elétrica, a 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;

II – Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo."

Especificamente aos casos de cogeração, é permitida ao produtor independente a comercialização com consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial

ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração, mesmo que esses consumidores sejam "cativos[24]". Ainda é permitida a venda de energia elétrica para "consumidores livres[25]" e para concessionário ou permissionário de distribuição.

Barja (2006) relata que, de acordo com a legislação atual e o novo modelo do setor elétrico, o atendimento à demanda de consumidores cativos só pode ser efetuado por um concessionário ou permissionário de distribuição, salvo em casos excepcionais. Já os consumidores enquadrados como livres podem decidir sobre a origem de seu suprimento de energia elétrica, vide Figura 24.

Tipo de Consumidor	*Demanda, tensão*	*Supridor*
Antigo* (antes de jul/95)	≥ 3 MW, 69 kV	Qualquer
Novo	≥ 3 MW	Qualquer
Novo ou antigo*	≥ 500 kW**	Fontes alternativas

* respeitados os contratos
**50 kW no caso de sistema isolado

Figura 24: Caracterização do consumidor livre. Fonte: BARJA, 2006.

A Lei nº 9.074/95 determina o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão a fim de garantir a utilização e a comercialização da energia produzida pelo produtor independente e pelo autoprodutor, mediante o ressarcimento dos custos de transporte envolvidos (ANEEL, 2005). A resolução da ANEEL nº. 281 de 1999 que regulamenta este tema estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. É importante destacar o disposto na Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, que estabelece que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Portanto, para a venda ou consumo remoto do excedente da energia elétrica gerada por uma central cogeradora, esta deverá estar conectada aos sistemas de transmissão ou distribuição, obedecendo às normas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº. 281/99, que

[24] Ver seção anterior para compreensão do termo "consumidor cativo".
[25] Ver seção anterior para compreensão do termo "consumidor livre".

obrigam aos usuários desses sistemas a celebrarem os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, a efetuarem os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e de conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso, observando-se o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição. Os custos das instalações necessárias à conexão da central geradora aos sistemas de transmissão ou de distribuição são de competência do interessado, neste caso o acessante.

5.3 OUTORGA DA CENTRAL DE COGERAÇÃO

A Constituição Federal de 1988 em seu art. 21 determina que a produção de energia elétrica é uma atividade de competência da União. Logo, como a produção de eletricidade está inserida nos objetivos de uma unidade de cogeração, se faz necessário uma autorização, concessão ou permissão da União para que o empreendimento possa produzir eletricidade, seja para venda ou consumo próprio do produtor. A outorga de Autorização, opção da União para terceirizar a produção de eletricidade, é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (Lei nº. 8.987/95, regulamentada pelo art. 63 do Decreto nº. 5.163/04); competência então delegada à ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

A necessidade de outorga é definida pelo porte do empreendimento. Para centrais com potência elétrica de até 5 MW é necessário apenas o registro do empreendimento na ANEEL. Para o caso de potências superiores a 5 MW faz-se necessária a autorização da União (BARJA, 2006). A solicitação de autorização traz a obrigação da comprovação tanto da idoneidade do proprietário quanto das condições operativas da central e de sua conexão à rede, para que seja satisfeita a condição constitucional do "serviço adequado[26]", requisito necessário à prestação de serviços essenciais à sociedade (no caso a eletricidade). A central cogeradora deverá, portanto, comprovar a capacidade técnica de três condições fundamentais para a sua existência: disponibilidade de combustível, tecnologia utilizada e conexão à rede.

[26] Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, Art. 6º (...):
§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

5.4 CONEXÃO À REDE

Como visto na seção sobre barreiras à cogeração, o custo da conexão do cogerador à rede de distribuição/transmissão é citado por empresários como um dos maiores obstáculos a viabilização de empreendimentos de cogeração no Brasil. A conexão da central à rede é de fundamental importância, dada a necessidade, imputada por ordem econômica, de exportação ou importação de energia elétrica, bem como da contratação da energia de reserva ou *backup*, de forma a garantir o suprimento da demanda caso haja indisponibilidade da central de cogeração.

Em um sistema onde atua uma diversidade de agentes comercializando energia de diferentes fornecedores, independente de suas localizações físicas é garantido, pelo artigo 5º da Lei Nº 9.074/1995, o acesso e uso das redes elétricas aos fornecedores e consumidores, indistintamente, para viabilização do transporte de energia, garantindo exercício da competição (ANEEL, 2005).

Tais "redes elétricas" são classificadas em instalações de transmissão e de distribuição. As instalações de transmissão, concebidas em tensões de até 750 kV, para interligação entre os grandes centros de carga e de produção, se destinam à formação da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, fundamentalmente caracterizada pelo nível de tensão igual ou superior a 230 kV. Também se enquadram na transmissão as Demais Instalações de Transmissão (DIT's), que são as linhas disponibilizadas às concessionárias ou permissionárias de distribuição e às centrais de geração. As instalações de distribuição são, por natureza, exploradas por uma concessionária ou permissionária de distribuição, vinculadas à prestação de serviço público. A distribuição é responsável pelo suprimento dos centros urbanos, de médias a baixas tensões de fornecimento, entre 69 kV e 127 V.

O Caderno Temático ANEEL 5 (2005) cita que, para efetivação da conexão da central cogeradora à rede de transmissão ou de distribuição, o primeiro passo é a solicitação do acesso à respectiva concessionária ou permissionária de distribuição ou, no caso de tensões a partir de 230 kV, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Para o acesso de centrais de cogeração às instalações de transmissão, devem ser celebrados 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 ONS. Para o acesso às instalações de distribuição, são necessários o Contrato de Conexão à Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), com a concessionária proprietária das instalações de distribuição. Relembrando que os custos de conexão são de responsabilidade do acessante. No "contrato de uso" é especificada a potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW, havendo penalidades no caso de ultrapassagem dos valores contratados. Sobre essa potência, é então aplicada a respectiva "tarifa de uso".

5.5 TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Associada ao "contrato de uso" efetuado entre a central cogeradora e a distribuidora (CUSD) ou ONS (CUST), está a aplicação da respectiva "tarifa de uso", proporcional à potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW, para remuneração do custo do transporte da energia gerada ou consumida pela central.

As tarifas de uso se diferem conforme o ponto de conexão da central de cogeração ao sistema. No caso da conexão às instalações de transmissão, é cobrada a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), que representa a remuneração pela capacidade reservada no sistema ao transporte da energia gerada ou consumida pela central cogeradora. No caso da conexão às instalações de distribuição, corresponde a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

A TUST é calculada a partir de uma metodologia que considera a localização da geração ou carga frente às condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto, ou simulação nodal[27] (BARJA, 2006).

A partir de 2002, a legislação determinou que os encargos setoriais de responsabilidade do "segmento consumo" passassem a ser incorporados nas tarifas de uso do sistema, juntamente com as perdas elétricas (ANEEL, 2005 apud Lei nº 10.604/2002, Decreto nº 4.562/2002, Lei nº 10.848/2004 e Decreto nº 5.163/2004). Determinou ainda que

[27] "A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos." Barja, 2006 apud Anexo da Resolução ANEEL n º. 281/1999.

os contratos de fornecimento dos consumidores do "Grupo A[28]" fossem abertos em contratos de compra de energia, conexão e uso.

Na tabela 3 verifica-se a composição atual das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Tabela 4: Composição atual das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, em suas parcelas "fio" e "encargo".

Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST		Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD	
TUST fio	**TUST encargo**	**TUSD fio**	**TUSD encargo**
Remuneração	CCC S/SE/CO	Remuneração	CCC
Depreciação	CCC N/NE	Depreciação	CDE
O&M	CCC Sistema Isolado	O&M	Transporte Itaipu
RGR	CDE S/SE/CO	RGR	PIS/COFINS
PIS/COFINS	CDE N/NE	PIS/COFINS	TFSEE
TFSEE (taxa fiscaliz.)	PIS/COFINS	TFSEE (taxa fiscaliz.)	P&D
P&D		P&D	Perdas Comerciais
		Perdas Técnicas	PROINFA
		Encargos de conexão	ESS
		TUST ou TUSD paga	
		Contribuição ONS	

Fonte: Caderno temático 5 - ANEEL, 2005.

O Caderno Temático ANEEL 4 descreve as parcelas que integram as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, conforme descrito a seguir:

Despesas de Operação e Manutenção – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

Cota de Depreciação – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

[28] As tarifas do "grupo A" são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV) (ANEEL, 2005).

Remuneração do Capital – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida da empresa em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia – Lei nº 9.991 de julho de 2000.

Reserva Global de Reversão (RGR) - Trata-se de um encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual.

Contas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – Refere-se ao encargo que é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, para custear a geração em regiões do país não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (Lei nº. 5.899/1973).

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – Receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores, e representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais (Lei nº. 9. 427/1996, Decreto nº. 2.410/1997).

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos,

concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, participantes do PROINFA (Lei nº. 10.438/2002).

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional – universalização (Lei nº. 10.438/2002).

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão (TUST) - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição – Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) – Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

Encargo de Serviço do Sistema (ESS) – Este encargo é rateado por todos os usuários do SIN, com a finalidade de cobrir eventuais custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada

submercado; à reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da freqüência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; à reserva de capacidade reativa, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação dos sistemas de transmissão; e à operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas (art. 59 do Decreto nº. 5.163/2004).

Usualmente, na fase dos estudos de viabilidade de um empreendimento de cogeração, o investidor dedica atenção insuficiente no que diz respeito às tarifas relacionadas aos contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Entretanto, é de suma importância que se conheça a sua composição: as parcelas do custo do transporte e das perdas de energia elétrica, dos encargos de conexão e dos encargos setoriais, como já visto.

Este estudo é fundamental para a decisão do regime de exploração da central geradora pelo investidor, ao passo que a opção como Autoprodutor ou Produtor Independente de Energia Elétrica implicará diferenciações tanto nas tarifas de uso dos sistemas como na comercialização da eletricidade produzida (BARJA, 2006). Em muitos casos o empreendedor opta por constituir uma empresa de "propósito específico" exclusivamente para a exploração da central de cogeração, que difere da empresa que irá consumir o vapor e a eletricidade produzidos pela central, porém dentro de um mesmo grupo controlador. Esta condição, na prática, caracteriza-se como um autoconsumo, mas, com relação ao pagamento dos encargos embutidos na tarifas de uso dos sistemas e à comercialização da eletricidade, há sensíveis diferenças que afetarão o retorno econômico do investimento.

Por este motivo, os proprietários de centrais de cogeração persistem na reivindicação para a equiparação do Produtor Independente ao Autoprodutor de Energia Elétrica. Tal solicitação se baseia no fato de que uma central de cogeração (produtor) é concebida com dedicação exclusiva ao processo industrial associado (consumidor), com conexão elétrica direta em seu barramento de distribuição particular, para o fornecimento de energia elétrica e outros insumos oriundos do processo de cogeração. Em termos de sua caracterização física, não há distinção entre esta configuração e a de centrais cogeradoras autoprodutoras. Já no que concerne à composição de preços para geração e consumo de energia elétrica, os

encargos incidentes diferem conforme a modalidade da transação – se entre consumidor e produtor distintos ou se pela própria empresa.

Os encargos setoriais arcados pelo consumidor, incidentes sobre a comercialização de energia elétrica, são proporcionais a duas principais vertentes – ao uso ou demanda contratada e à energia efetivamente consumida.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº. 166/2005, pode-se calcular os encargos setoriais atribuídos a estas duas vertentes. Considerando os casos que participam as centrais cogeradoras, têm-se as parcelas:

Proporcionais à demanda contratada:

a) quota da Reserva Global de Reversão - RGR;

b) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;

c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

d) contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

e) custo de conexão e tarifas de uso das instalações de transmissão da Rede Básica – $TUST_{RB}$

e tarifas de uso das instalações de fronteira – TUSTFR (conforme o caso);

f) perdas elétricas do sistema de distribuição (conforme o caso).

Proporcionais ao montante de energia consumido:

g) Encargo de Serviço do Sistema – ESS;

h) quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

i) quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

j) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Barja (2006) exemplifica bem esta questão de acordo com a Figura 25: para um APE (Autoprodutor de Energia) ou PIE (Produtor Independente de Energia) com autoconsumo, os encargos setoriais referentes ao transporte (itens “a” a “f”) são aplicados proporcionalmente à demanda contratada da concessionária (10 MW), e os referentes ao montante de energia

são aplicados somente sobre a parcela que exceda a produção própria (itens “g” a “j”), em harmonia aos 10 MW.

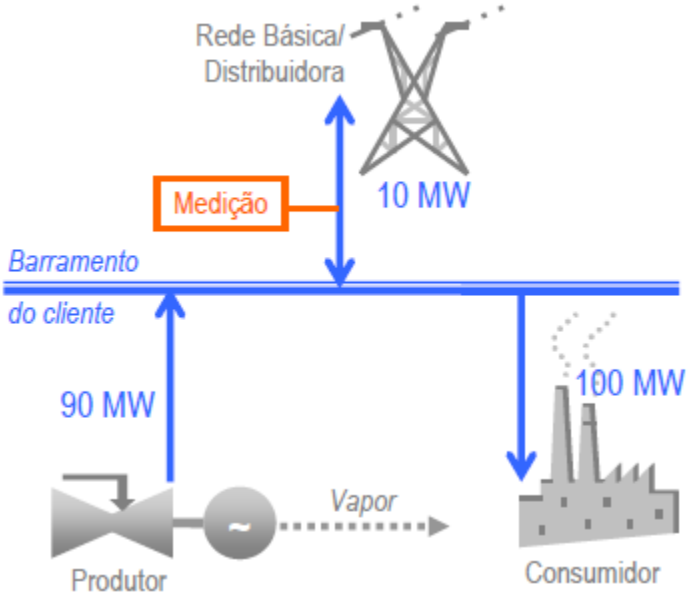


Figura 25: Produtor de eletricidade dedicado a um consumidor, em sistema de cogeração. Ocorre eventual intercâmbio de eletricidade com a rede de transmissão/ distribuição. Fonte: Barja, 2006.

Já para um PIE, que fornece eletricidade e outros insumos de cogeração a terceiros nesta mesma instalação industrial, não é feita a distinção de localização entre ambos; ou seja, o tratamento é o mesmo dado se estes forem instalados em cidades distintas, por exemplo. Os encargos sobre o transporte são proporcionais à demanda contratada da concessionária (10 MW), como no caso anterior, porém os encargos sobre a energia são aplicados sobre toda a energia consumida (equivalente a 100 MW) pela carga, e não apenas ao montante líquido importado da concessionária (BARJA, 2006).

A configuração de uma mesma instalação industrial com pessoas jurídicas distintas ocorre, na maioria dos casos, por conveniência e adequação contábil e jurídica, sendo equivalente à configuração de autoprodução no que concerne aos aspectos físicos do processo industrial.

Diante do que se prevê na Resolução ANEEL nº 281/1999: os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição são devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, sendo que os montantes de uso associados a unidades geradoras deverão ser determinados pelas

máximas potências injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores. Barja (2006) sugere modificação na legislação, para que, nos casos específicos, os encargos incididos sobre a comercialização de eletricidade entre uma central de cogeração e seu respectivo consumidor sejam aplicados somente à parcela importada da concessionária, igualando-se ao tratamento dado para o Autoprodutor e o Produtor Independente com autoconsumo.

Observa-se que tais modificações propostas em Barja (2006) tornariam mais atrativo e eficiente o investimento em centrais de cogeração. Nota-se, ainda, quão confusa é a composição da tarifa de energia elétrica. As informações encontram-se fragmentadas em uma série de leis, decretos e resoluções, tornando difícil para o consumidor compreender a tarifa que paga e mais difícil ainda a previsão da tarifa a ser aplicada para fins de elaboração de um projeto de cogeração de energia.

5.6 CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE E ENERGIA DE BACKUP

Reserva de capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou de produtor independente de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras.

A contratação e comercialização de reserva de capacidade é regulamentada pela Resolução Nº 371 de dezembro de 1999 tendo esta sido substancialmente alterada pela Resolução Nº 304 de março de 2008. Dentre as alterações chama-se atenção para o fim do limite de 30MW para contratação de reserva de capacidade e alteração no mecanismo de cálculo do valor mensal a ser cobrado nos contratos de reserva.

Os contratos de Reserva de Capacidade asseguram o suprimento total ou parcial das unidades consumidoras conectadas diretamente às instalações de APE ou PIE, quando da ocorrência de interrupções ou insuficiências temporárias em seu processo de geração. Esta contratação refere-se à disponibilidade da rede elétrica da concessionária de distribuição ou

transmissão, em kW, sendo que a energia elétrica associada (kWh) à Reserva de Capacidade é objeto de outro tipo de contrato.

Pelo disposto no artigo 4º da Resolução ANEEL nº. 304/2008, a contratação de Reserva de Capacidade do sistema elétrico, pelo APE ou PIE, deve ser realizada por meio da celebração de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD específico, a depender das instalações acessadas pelo contratante, em observância ao que dispõem os Procedimentos de Rede ou os Procedimentos de Distribuição, conforme o caso.

O artigo 5º da resolução supracitada estabelece que o valor a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade pelo uso dos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição será calculado por meio da seguinte equação:

$$E_{RC} = (M_P \times T_P + M_{fP} \times T_{fP}) \times \frac{n_u}{n_m}$$

Onde,

E_{RC}: encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R$;

n_u: número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência;

n_m: número de dias do mês em referência

T_P: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R$/kW;

T_{fp}: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário fora de ponta para unidades consumidoras, em R$/kW;

M_p: montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;

M_{fp}: montante de uso de reserva de capacidade para o horário fora de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês

em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo o ciclo contratual.

Barja (2006) comenta que a Resolução anterior (371/1999) em seu método de cálculo do valor a ser cobrado infringia como forma de penalidade que, caso o número de horas acumulado fosse maior que o contratado ou a freqüência de uso do sistema exceda 12 vezes no período de um mês, o encargo a ser pago à concessionária será equivalente a 1,2 vezes o encargo estabelecido para utilização full time desta instalação, observando-se a Res. ANEEL nº. 281/1999. Barja (2006) afirma ainda que "esta sistemática de penalidade exige demasiadamente das plantas de cogeração, não considerando a especificidade dos processos de produção associados que por vezes podem variar a relação de demanda calor/ eletricidade, com a conseqüente necessidade de intercâmbio de eletricidade com a rede da concessionária, com grande freqüência de utilização porém relacionado a um baixo montante energético" e sugere que "a revisão do mecanismo de contratação da reserva de capacidade previsto na Res. ANEEL nº. 371/99, retirando-se a limitação da freqüência de utilização do sistema, para que seja considerado apenas o tempo de utilização relacionado com a demanda verificada no período" seria extremamente benéfica à viabilização de projetos de cogeração.

Todavia, a Resolução 304/2008 manteve limitações semelhantes como se observa nos parágrafos 1º e 2º do artigo 5º:

"§ 1° Na hipótese de, em um determinado ciclo contratual, o número acumulado de dias em que houve utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, as tarifas aplicáveis ao cálculo do encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade relativo aos dias excedentes serão de valor igual a quatro vezes as tarifas de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidas para os horários de ponta e fora de ponta."

"§ 2º Será aplicada à parcela do montante de uso de reserva de capacidade verificada por medição superior ao valor contratado uma tarifa de ultrapassagem igual a três vezes o valor aplicável da tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecida para cada período, quando se verificar ultrapassagem superior a 5%

(cinco por cento) do valor contratado, considerando-se $n_u = n_m$ na equação referenciada no "caput"."

O artigo 3º da Resolução 304/2008 estabelece ainda que a energia elétrica associada a reserva de capacidade (em MWh), ou energia de backup, deverá ser adquirida pelo autoprodutor ou produtor independente por meio das seguintes formas:

I – no Ambiente de Contratação Livre – ACL, por meio de contratos bilaterais livremente negociados;

II – no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quando o agente de que trata o "caput" tiver garantia física definida; ou

III – junto à concessionária ou permissionária de distribuição acessada, a critério desta, devendo ser aplicadas as condições reguladas.

Para os casos de aquisição de energia elétrica de que tratam os incisos I e II, o autoprodutor ou produtor independente de energia deverá aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ou ser representado por agente integrante desta Câmara.

5.7 POLÍTICAS DE INCENTIVO À COGERAÇÃO

Como visto no capítulo 3, países como Estados Unidos, Holanda e Dinamarca implementaram uma série de políticas de incentivo a cogeração de energia com o objetivo de racionalizar a utilizar o uso de energia primária em virtude das crises de petróleo da década de 1970. Ainda como discutido na seção 3.4, no Brasil, outras alternativas foram adotadas em resposta a referida crise.

Como conta Barja (2006) "o Brasil iniciou a implementação de políticas de incentivo à cogeração no ano de 1996, quando o Decreto nº. 2.003 abre de forma tímida a visão do governo perante a racionalidade energética trazida pela cogeração, permitindo ao cogerador a comercialização de energia elétrica junto aos integrantes de seu complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração,

mesmo que este consumidor venha a ser cativo da concessionária de distribuição ou transmissão".

A Resolução Nº 21 de 21 de janeiro de 2000 que trata dos requisitos necessários à qualificação de centrais[29] cogeradoras reconhece a necessidade de implementar políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos no País e, neste contexto, reconhece ainda que a atividade de cogeração de energia elétrica contribui com a racionalidade energética, uma vez que a possibilita um melhor aproveitamento dos combustíveis.

A Lei nº. 10.438/2002 institui um importante incentivo ao agente cogerador, considerando as tarifas geradas pelo transporte da energia na rede, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº. 77, de 18 de agosto de 2004, a qual teve seus artigos 1º e 3º modificados pela Resolução Normativa ANEEL nº 271, de 3 de julho de 2007, onde o artigo 1º "estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos". Em seu artigo 2º fica estipulado o percentual de redução de 50% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST/TUSD) incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o artigo 1º. A alteração realizada no artigo 3º assegura direito a 100% de redução na TUST/TUSD para os empreendimentos referidos no artigo 1º que atendem condições estabelecidas nesta Resolução.

Barja (2006) descreve um importante incentivo dado às centrais termelétricas em geral, mas que é direcionado à cogeração por apresentar um critério de enquadramento muito exigente, foi instituído no âmbito da regulamentação do novo modelo do setor elétrico, pelo Decreto nº. 5.163/2004. Com a instituição do novo modelo, a compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição ficou restrita a poucas opções, sendo uma delas a compra de eletricidade proveniente de empreendimentos de geração

[29] Tratar-se-á da cogeração qualificada na seção seguinte.

distribuída. Neste caso, estão incluídas as centrais termelétricas com eficiência energética superior a setenta e cinco por cento, o que só é alcançado por alguns empreendimentos de cogeração. No entanto, este critério de eficiência energética global não representa a racionalidade exergética de um processo de cogeração, o que é levado em conta com muito sucesso pelos critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº. 21/2000, para enquadramento na cogeração qualificada. Barja (2006) sugere ainda que "seria coerente que as centrais já qualificadas fossem automaticamente enquadradas como geração distribuída, alcançando a opção de venda à concessionária de distribuição à qual estão conectadas".

É importante citar que as centrais termelétricas que utilizam biomassa como combustível gozam dos mesmos benefícios dados à cogeração qualificada. Neste sentido, as centrais de cogeração a biomassa não necessitam de submissão à ANEEL para participação junto a estes incentivos.

Ainda segundo Barja (2006), além destes, podem ainda existir incentivos regionais aos empreendimentos de cogeração, como é o caso do Estado de São Paulo, que instituiu a prática de preços diferenciados de gás natural aos agentes cogeradores e isentando-os do pagamento mensal por disponibilidade (Portaria da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE nº. 412, de 26 de maio de 2006).

Contudo, apesar de todos os esforços para alavancar o desenvolvimento da cogeração no Brasil, este setor ainda desperta baixo interesse econômico devido à existência de diversas barreiras, a começar pela instabilidade legal do setor elétrico, pelas baixas tarifas de venda da eletricidade e pela instabilidade da oferta de gás natural (BARJA, 2006).

- **Linhas de financiamento disponíveis:**

Embora não haja nenhuma linha de financiamento dedicada exclusivamente à promoção da cogeração pesquisou-se a existência de linhas de financiamento que tenham potencial de financiar projetos de cogeração de energia. A instituição no Brasil que oferece financiamento para o tipo de empreendimento a ser avaliado nesta dissertação a uma taxa de juros relativamente baixa para a realidade brasileira é o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social possui linhas de financiamento em três áreas de atuação (meio ambiente, infra-estrutura e indústria)

onde projetos de cogeração de energia se enquadrariam. Destacam-se as seguintes linhas de financiamento (BNDES, 2011):

- Indústria e Meio ambiente: Apoio a Projetos de Eficiência Energética – PROESCO (BNDES, 2011): nesta linha de financiamento enquadram-se empreendimentos que comprovadamente contribuam para a economia de energia, aumentem a eficiência global do sistema energético ou promovam a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis. Dentre os focos de ação possíveis, gerenciamento energético e geração de energia estão destacados no website do Banco. Portanto, para o caso em estudo nesta dissertação, cogeração de energia em uma planta química, esta linha de crédito poderia ser pleiteada. São passíveis de financiamento os seguintes itens:

    - Estudos e projetos;
    - obras e instalações;
    - máquinas e equipamentos novos, fabricados no país, que constem do Credenciamento de Fabricantes Informatizado (CFI) do BNDES;
    - máquinas e equipamentos importados, sem produção nacional e já internalizados no mercado nacional, observado que:
        - para unidades de valor até R$ 400 mil, a comprovação de inexistência de produção nacional será realizada de forma autodeclaratória pelo beneficiário;
        - para unidades de valor superior a R$ 400 mil e para unidades do segmento de geração de energia, a comprovação de inexistência de produção nacional será realizada mediante apresentação de parecer de entidade com reconhecida expertise; e
        - os financiamentos de máquinas e equipamentos importados estão limitados a R$ 20 milhões para esta linha.
    - serviços técnicos especializados;
    - sistemas de informação, monitoramento, controle e fiscalização.

Com respeito às condições financeiras, esta linha de financiamento possui, para o caso de operações realizadas diretamente com o Banco[30], uma taxa de juros que é composta por: custo financeiro da operação (TJLP[31]) + remuneração básica do BNDES + taxa de risco ao crédito, vide Tabela 5. A participação máxima do BNDES no empreendimento é de 80%[32].

Tabela 5: Composição da taxa juros (BNDES, 2011):

Taxa de juros	
TJLP	6% a.a
Remureração BNDES	0,9% a.a
Taxa de risco ao crédito	até 3,57% a.a
TOTAL	**até 10,47% a.a**

O prazo total para quitação da dívida é de até 72 meses, incluindo os 24 meses de carência. Para projetos de geração, transmissão e distribuição de energia este prazo pode ser estendido de acordo com a análise específica da operação pelo BNDES.

- Infraestrutura: Geração de Energia Elétrica (BNDES, 2011): esta linha de financiamento destina-se aos seguintes empreendimentos de geração de energia elétrica: hidrelétricas, termelétricas (incluindo nuclear) e cogeração a gás ou a óleo.

Impende ressaltar que esta linha não se aplica ao caso simulado nesta dissertação que utiliza biomassa como combustível, todavia é importante destacá-la, pois também apóia projetos de cogeração.

Para acessar esta linha de financiamento o empreendimento deve atender critérios socioambientais, como padrões de emissões atmosféricas, e um importante detalhe é que os empreendimentos que utilizam carvão ou óleo recebem tratamento diferenciado com relação às condições financeiras e participação no financiamento pelo BNDES. Por exemplo, para empreendimentos de geração que não sejam térmicas a carvão ou óleo, as condições financeiras do financiamento são iguais àquelas descritas no item anterior. Todavia, caso o empreendimento utilize carvão ou óleo a taxa de remuneração do Banco passa de 0,9% ao

[30] Há também opção de o interessado realizar a operação por intermédio de uma instituição financeira credenciada (BNDES, 2011).

[31] Taxa de Juros de Longo Prazo.

[32] Este limite pode ser elevado caso o empreendimento esteja localizado em um município beneficiado pela Política de Dinamização Regional (PDR). Caso o município esteja localizado nas regiões Norte e Nordeste e seja considerado de baixa renda, a participação do BNDES pode ser elevada em 20%, alcançando 100%. Para o caso desta tese uma elevação de 10% seria passível de solicitação, visto que o empreendimento está na região Nordeste, porém em um município considerado de alta renda.

ano para 1,8% ao ano e o custo do financiamento deixa de ser a TJLP e torna-se uma composição de 50% da TJLP e 50% da TJ-462[33]. No caso da participação do Banco no financiamento do empreendimento, o limite máximo cai de 80% para um máximo de 60%. Terméletricas e cogeração a gás possuem prazo máximo de amortização da dívida de 14 anos.

- Infraestrutura: Energias Alternativas (BNDES, 2011): esta linha de crédito apóia projetos que visem à diversificação da matriz energética nacional e que contribuam para sua sustentabilidade. Os empreendimentos passíveis de apoio são: projetos de bioeletricidade, bioetanol, energia eólica, energia solar e pequenas centrais hidrelétricas. A taxa de juros também é igual ao primeiro item descrito. Já o limite de participação do BNDES pode chegar a 90%, caso o projeto utilize caldeira de biomassa como pressão igual ou superior a 60 bar. Para os demais empreendimentos o limite é de 80%. Embora não esteja explicito no site do Banco, também há possibilidade de pleitear-se o PDR, e, neste caso a participação poderia chegar a 100%. O prazo máximo de amortização da dívida é de 16 anos.

É importante ressaltar que todas estas linhas de financiamento supracitadas pertencem ao produto BNDES Finem e, portanto, segundo as regras do Banco podem ser combinadas em uma mesma operação.

5.8 QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO

Com a finalidade da participação em políticas de incentivo à cogeração, foi criada pela ANEEL uma "certificação de excelência" às centrais cogeradoras que atendam a requisitos mínimos de eficiência energética, denominada de cogeração qualificada.

Desta forma, os benefícios econômicos como o desconto nas tarifas de uso da rede e a isenção de aplicação em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico não são concedidos a qualquer central cogeradora, mas somente aos empreendimentos que atendem aos requisitos necessários para o enquadramento na modalidade "cogeração qualificada", previstos na Resolução ANEEL nº. 21/2000, da seguinte forma:

[33] Taxa de juros medida provisória 462: TJLP + 1% a.a.

- Estar regularizada perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL nº. 112/1999 e legislação específica;
- Atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações abaixo:

$$\frac{Et}{Ec} \geq 15\%$$

$$\left(\frac{Et}{Ec}\right) \div X + \frac{Ee}{Ec} \geq Fc$$

Onde,

Energia da fonte (Ec): energia recebida pela central termelétrica cogeradora, 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 (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeradora, 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 (Fc%): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora. Aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética;

Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

6. METODOLOGIA

Utilizou-se para o estudo de caso desta dissertação a metodologia do Planejamento Energético Integrado – PEI (JANNUZZI, 1997), que se constitui basicamente no exercício de modelar e avaliar possíveis cenários para a realidade de um determinado sistema energético.

Avaliaram-se possíveis cenários de cogeração de energia para uma planta química brasileira de soda-cloro com o objetivo de identificar qual a política (ou conjunto de políticas) que tornaria o investimento em uma unidade de cogeração atrativo do ponto de vista do investidor.

Descrever-se-á, portanto, o passo a passo da metodologia utilizada para realização deste estudo.

6.1 PROCESSO INDUSTRIAL

Com relação ao processo de uma planta industrial onde se pretende instalar uma unidade de cogeração algumas características devem ser avaliadas para adequada seleção do ciclo que deverá ser associado à planta de processo.

- Processo produtivo da planta;
- Calor requerido no processo;
- Fluxo de massa para calor de processo requerido e os respectivos níveis de temperatura;
- Curva de carga da potência eletromecânica, com variações diárias e sazonais;
- Curva de carga para potência térmica, com variações diárias e sazonais;
- Picos de potência e calor alcançáveis no processo;
- Razão potência/calor[34] da planta;
- Componentes de demanda contínua, separados das demandas variáveis com a temperatura;

[34] A determinação da razão potência/calor da planta é fundamental para definição da estratégia operacional da unidade de cogeração (paridade térmica ou elétrica). Razões maiores que 1, por exemplo, significa que o processo industrial demanda mais eletricidade que calor, como a maioria das tecnologias de cogeração geram mais calor que eletricidade a cogeração deverá ser dimensionada em paridade térmica caso não haja possibilidade de venda do excedente de vapor.

- Combustível utilizado para produção de calor.

6.2 COMBUSTÍVEL

Para avaliação do combustível a ser empregado na cogeração, destacam-se os seguintes itens:

- Disponibilidade e limitações de combustível;
- Custo do combustível;
- Capacidade de armazenagem de combustível;
- Qualidade do combustível (poder calorífico);
- Impactos ambientais decorrentes do seu uso.

6.3 CONSIDERAÇÕES PARA SELEÇÃO DO CICLO

A escolha acertada do ciclo que deverá compor o sistema de cogeração permitirá que sejam alcançadas as premissas básicas do projeto: atendimento das demandas operacionais da planta de processo sob condições favoráveis de custo, eficiência e confiabilidade, com vantagens adicionais em relação à geração de excedentes, que poderão ou não ser negociados em função do preço de mercado para a energia.

Do ponto de vista dos equipamentos, uma série de parâmetros deve ser considerado quando do planejamento de uma central de cogerção. Guarinelo (1997) apud Gorges (1982) elencam algumas das variáveis admitidas essenciais para a seleção adequada do ciclo:

- Razão potência/calor gerado pelo equipamento;
- Consumo específico de vapor (se aplicado) [kg/kWh];
- Consumo específico de combustível [kg /kWh];
- Consumo específico de energia (heat-rate) [kJ/kWh];
- Eficiência termodinâmica global do equipamento;
- Variações da eficiência sob cargas parciais;
- Temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento;
- Limite de rejeição do equipamento;
- Disponibilidade e confiabilidade do equipamento;

- Custo de investimento [$/kWh];
- Custo de Operação e Manutenção [$/kWh];

A eficiência térmica global de cogeração é obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente produzidas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível. Esse índice se revela útil como ferramenta termodinâmica para comparação entre os ciclos, muito embora seu peso na decisão final seja reduzido, uma vez que não expressa a disponibilidade de combustível; por isso, associado a ele, trabalha-se também com o consumo específico do equipamento para sua avaliação.

O consumo específico de combustível é fator determinante para uma avaliação da economicidade do investimento, em face das possibilidades de geração apresentada pelo equipamento. É definido como a relação entre a vazão mássica de combustível efetivamente queimado nos combustores pela potência líquida obtida no ciclo; conhecida a potência, é possível estimar-se o volume de combustível necessário para operação da planta por certo período.

O consumo específico de vapor é a quantidade de vapor admitido em uma máquina geradora para efetuar determinada unidade de trabalho. A partir da Primeira Lei da Termodinâmica se deduz que

$$\mathrm{c.e.v} = \frac{3600}{\mathrm{h_3} - \mathrm{h_4}} \left[\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{kWh}}\right]$$

Onde,

c.e.v – consumo específico de vapor;

h_3 – entalpia específica na entrada da máquina geradora [kJ/kg];

h_4 – entalpia específica na saída da máquina geradora [kJ/kg];

Uma vez definidas as características de ambas as plantas, de processo e de cogeração, é necessário que se pense na conexão entre o sistema de cogeração, o centro de consumo e a rede de transmissão ou distribuição de energia elétrica. Como relatado no capitulo 5, a conexão do sistema de cogeração à rede de transmissão ou distribuição é de

fundamental importância. Relacionado à conexão devem-se levantar as seguintes informações:

- Custo da conexão;
- Tarifa de backup.

6.4 SELEÇÃO DO MODELO

Em estudos de planejamento energético é comum o uso de modelos para avaliação e projeção de cenários. Tais modelos são ferramentas que representam a complexidade de um sistema energético de maneira organizada, podendo representar desde o sistema de um país inteiro até um sistema pontual de uma unidade industrial ou até mesmo de uma residência.

Existem basicamente duas abordagens distintas em que se baseiam as ferramentas construídas para a análise de um sistema energético, são elas as abordagens *bottom-up* e *top-down* (FREI et. al., 2003; CIMA, 2006). A primeira descreve de forma mais detalhada os sistemas energéticos e tomam as variáveis econômicas como exógenas; as últimas representam melhor as relações macroeconômicas, porém tratam o sistema energético de forma mais agregada. Dentre estas duas vertentes os modelos podem ser considerados, ainda, como modelos de otimização ou de simulação, onde os modelos de otimização são aqueles que possuem função objetivo. Há ainda os modelos que reúnem características *bottom-up* e *top-down* e são, portanto, conhecidos como modelos híbridos (JEBARAJ & INIYAN, 2006).

Diante desta grande variedade de modelos é importante que o modelo selecionado esteja adequado ao tipo de sistema energético estudado e ao respectivo objetivo do estudo.

Para avaliações de projetos de energia renovável, eficiência energética e cogeração um modelo bastante utilizado em todo mundo é o RETScreen. O RETScreen é um software desenvolvido e mantido pelo Governo Canadense através do Centro de Pesquisa CanmetENERGY-Varennes, Quebec. Por ser comprovadamente eficaz na modelagem e avaliação de projetos de cogeração de energia o RETScreen foi o modelo utilizado no estudo

de caso desenvolvido nesta dissertação. Na seção seguinte descrever-se-á o modelo em detalhes.

6.5 ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS

Como mencionado, em estudos de Planejamento Energético é comum a elaboração de cenários. Para um estudo de viabilidade de instalação de uma central de cogeração podem ser elaborados pelo menos três cenários básicos: Cenário de Referência, Cenário Base e Cenários Alternativos.

- **Cenário de Referência:**

O Cenário de referência é caracterizado pelas condições de operação vigentes da planta. Este cenário é elaborado a partir das informações obtidas sobre o processo industrial estudado. Alimenta-se, portanto, o modelo selecionado com as informações pontuadas na seção sobre levantamento de dados do processo industrial. Para o caso do modelo RETSCreen as seguintes informações devem ser fornecidas:

- Capacidade máxima de produção de vapor e combustível utilizado;
- Horas equivalentes à plena carga;
- Tarifa de combustível praticada pela empresa em estudo;
- Carga elétrica média bruta referente a cada mês do ano;
- Tarifa de eletricidade vigente;

Tais informações são suficientes para que o RETScreen monte o cenário de referência da unidade industrial simulada. Os resultados gerados pelo modelo devem, então, ser comparados com os dados reais para validação do cenário.

- **Cenário Base:**

Neste cenário deve ser modelado a nova situação que se deseja avaliar para a realidade do processo industrial, no caso, a planta de cogeração que estaria associada ao processo produtivo com o objetivo de fornecer as facilidades, calor e eletricidade, em detrimento da compra de energia elétrica (ou parte dela) da distribuidora e geração independente de calor. Para tanto se deve fornecer ao modelo informações técnicas e econômicas da tecnologia de cogeração selecionada a partir dos parâmetros anteriormente

descritos. Para este cenário deve-se realizar a avaliação do investimento na ausência de incentivos, admite-se, portanto, para o cenário base que o investidor realizaria o investimento com recursos próprios.

- **Cenários Alternativos:**

Para os cenários alternativos devem-se manter as condições tecnológicas e econômicas da tecnologia de cogeração selecionada no cenário base e incluir possíveis incentivos ao investimento com o objetivo de avaliar a eficácia dos mesmos. O número de cenários alternativos não possui um limite definido, a quantidade deverá ser estipulada pelo analista com base no objetivo do estudo. Depois de simulado cada um dos cenários alternativos definidos pelo analista os resultados da análise financeira devem ser avaliados segundo os critérios de seleção do investimento definidos.

6.6 RETSCREEN

O *Software* RETScreen de Análise de Projetos de Energia Limpa é um *software* de suporte à tomada de decisão no setor de energia limpa (RETSCREEN.NET, 2011). Este é um software totalmente livre de custos disponibilizado pelo Governo do Canadá como resultado do reconhecimento, por parte deste país, da necessidade de adotar uma abordagem integrada no tratamento das alterações climáticas e na redução da poluição. RETScreen é um comprovado ativador de projetos de energia limpa em todo o mundo.

O Software RETScreen reduz significativamente os custos (tanto financeiros como temporais) associados à identificação e acesso a potenciais projetos energéticos. Estes custos, que se manifestam nas fases de pré-viabilidade, viabilidade, desenvolvimento e engenharia, e podem constituir barreiras substanciais à implantação de Tecnologias de Energias Renováveis e Eficiência Energética. Ajudando a quebrar essas barreiras, o RETScreen reduz os custos associados à implantação de projetos no terreno e à negociação de soluções em energia limpa. O RETScreen permite aos tomadores de decisão e profissionais do setor avaliar se um determinado projeto de energia renovável, eficiência energética ou cogeração possui viabilidade financeira. Seja o projeto viável ou não.

Os tomadores de decisão podem conduzir uma análise padrão de cinco passos, incluindo modelo energético, análise de custos, análise de emissões, análise financeira e análise de risco, vide figura 26. Todas as tecnologias que integram os modelos do projeto RETScreen estão incluídas, comportando tanto as fontes tradicionais e não-tradicionais de energia limpa como as fontes de energia e tecnologia convencionais. A amostra dos modelos deste projeto inclui: eficiência energética (desde grandes instalações industriais a residências individuais), aquecimento e refrigeração (ex. biomassa, bombas de calor, aquecimento solar do ar/água), energia (incluindo as renováveis como a solar, eólica, das ondas, hidroelétrica, geotérmica, etc., mas também as convencionais como as turbinas a gás/vapor e os motores alternativos), e a combinação de energia e calor (ou cogeração).

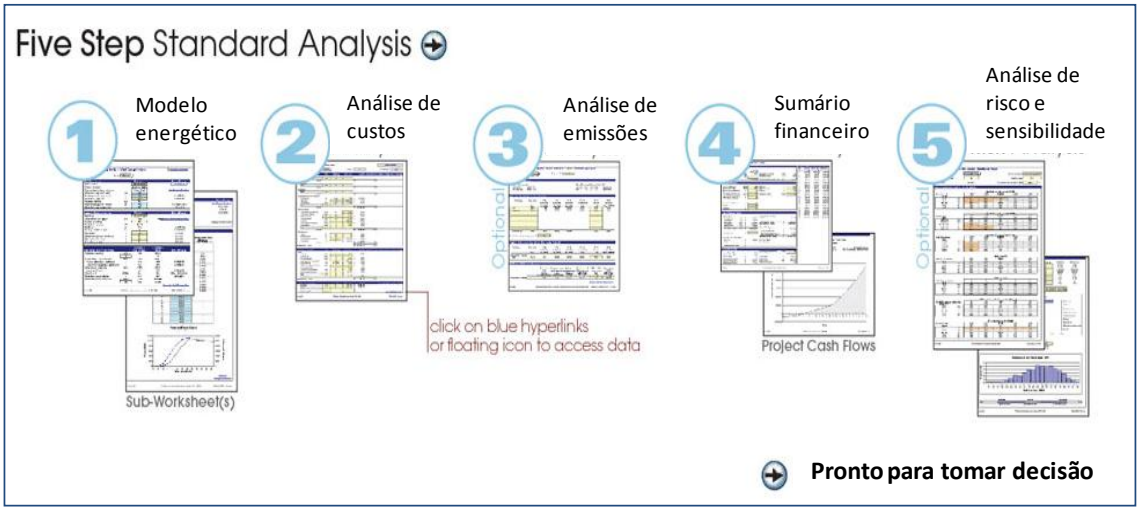


Figura 26: RETScreen, 2011.

Totalmente integrados nestas ferramentas analíticas encontram-se bancos de dados de produtos, do projeto, hidrológicos e climáticos (o último dispondo de 4.700 locais de estações terrestres e dados fornecidos por satélites da NASA, cobrindo todo o planeta), assim como ligações a mapas de recursos energéticos a nível internacional. E, para auxiliar o usuário a começar rapidamente a sua análise, RETScreen construiu um extenso banco de dados contendo modelos de projetos genéricos de energia limpa.

A dificuldade em estimar custos em um projeto de energia limpa acaba sendo uma barreira para implementação dos mesmos. Como mencionado, O RETScreen é um facilitador na identificação e avaliação de projetos potenciais, fornecendo um estudo de pré-viabilidade

a baixo custo que auxilia aos tomadores de decisão e profissionais do setor de energia sobre quais caminhos seguir no desenvolvimento de um projeto de energia limpa.

Nesta seção, apresentar-se-á o software utilizando o projeto simulado nesta dissertação de uma unidade de cogeração de energia à biomassa de cana de açúcar em uma unidade industrial de cloro e soda caustica. A interface do RETScreen é em ambiente do Micrsoft Excel o que o torna familiar, o usuário deverá interagir com o software fornecendo informações nas células de cor amarela e azul. Nas células amarelas o usuário deverá fornecer dados necessários para operar o modelo, já as de cor azul deverão receber dados necessários à operação do modelo e banco de dados online. As células de cor branca contêm as saídas do modelo e as de cor cinza deverão receber entradas do usuário apenas a titulo de referência, pois tais dados não são necessários para operar o modelo, vide figura 27.

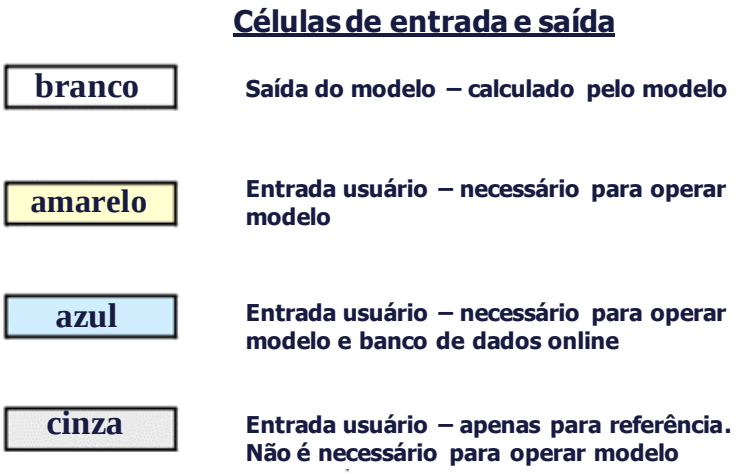


Figura 27: RETScreen, 2011.

- **Tela inicial:**

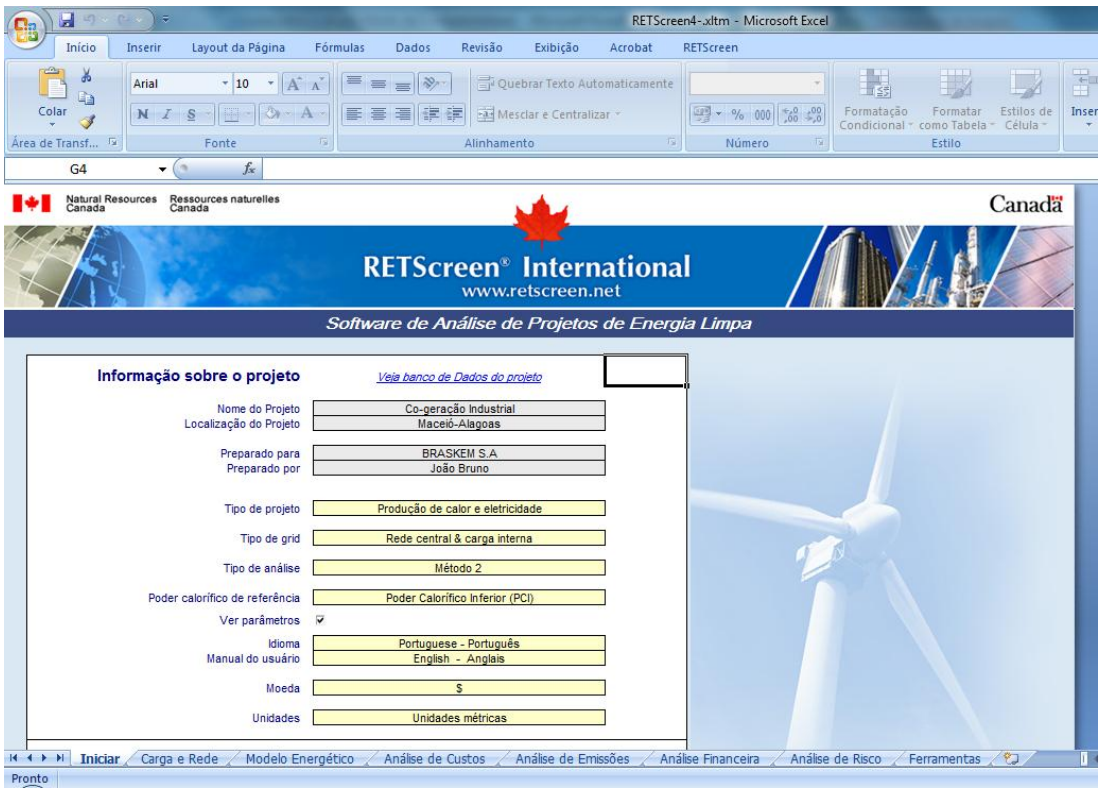


Figura 28: RETScreen, 2011.

Na tela inicial, Figura 28, o usuário deve informar ao modelo o tipo de projeto a ser simulado (eficiência energética, produção de eletricidade, produção de calor e eletricidade, etc), qual a característica da rede simulada (rede central, rede isolada, carga interna, etc), qual o tipo de análise, o RETScreen possui dois tipo de análise padrão, o método um e o método dois. O método de análise dois é mais robusto e contém os cinco passos supracitados na figura 26. Também na tela inicial deve-se optar pelo poder calorífico de referência (superior ou inferior) e seleção dos demais parâmetros como idioma, moeda e unidade de medida. Ainda nesta tela o usuário pode selecionar o local onde o projeto será simulado e obter online no banco de dados da NASA dados climáticos da localidade especificada, vide Figura 29.

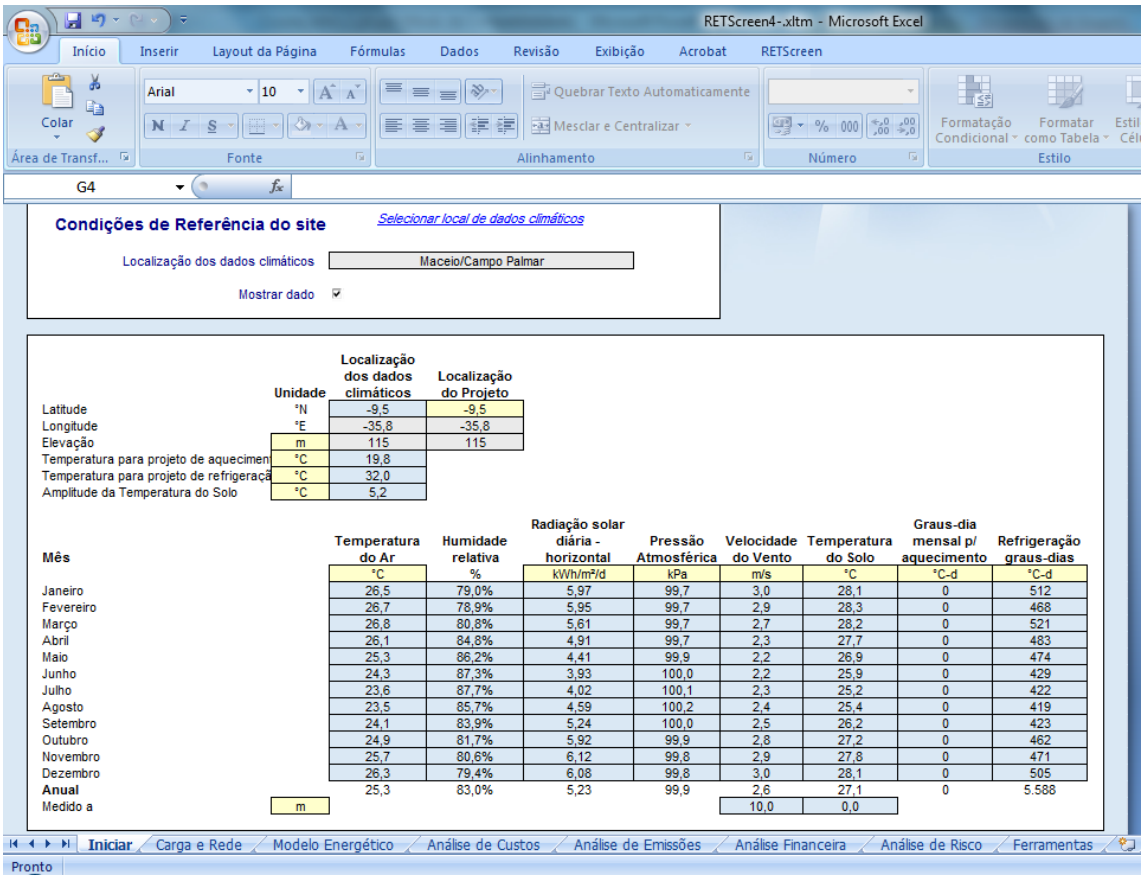
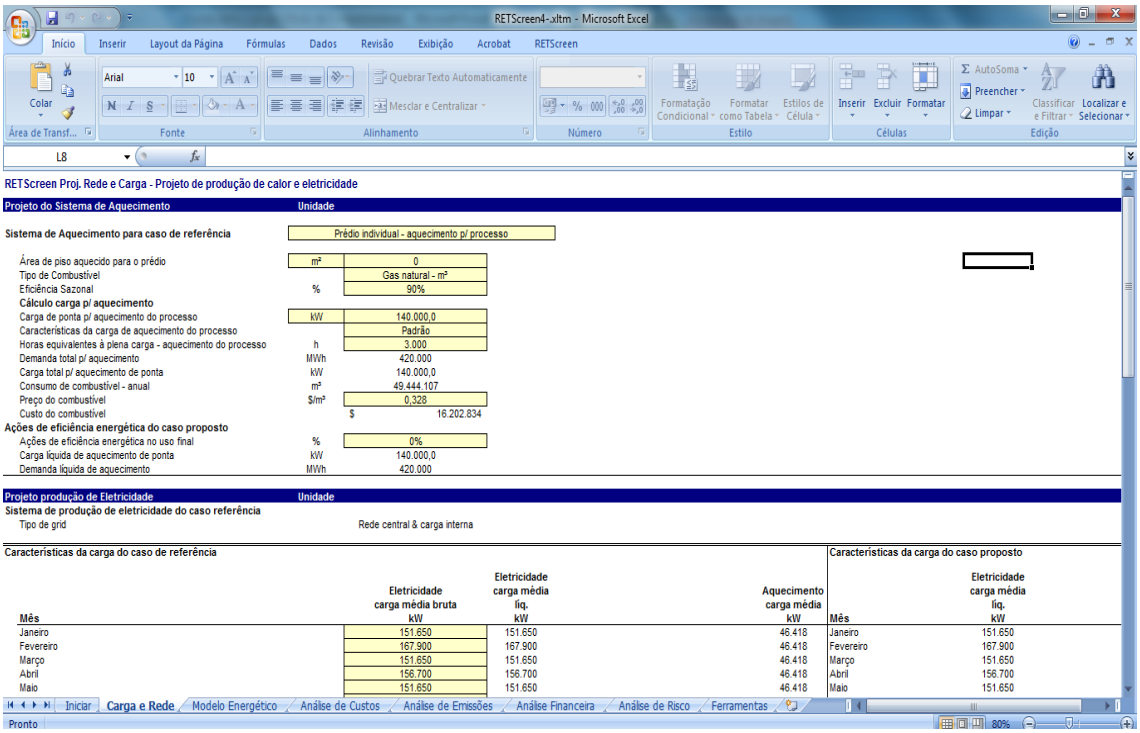


Figura 29: RETScreen, 2011.

- **Carga e rede:**

Na tela "Carga e rede", Figura 30, o usuário deve modelar o cenário referência que é caracterizada pela situação a ser substituída pelo projeto simulado. Nesta tela devem ser fornecidos ao modelo informações referentes ao sistema térmico e elétrico vigentes, como carga de ponta para aquecimento do processo, tipo de combustível utilizado para aquecimento de processo, preço do combustível, carga elétrica bruta, preço da eletricidade, entre outras. Com estas informações o modelo calcula, por exemplo, a demanda total para aquecimento, consumo anual de combustível, custo anual com combustível, demanda de eletricidade e custo anual com eletricidade.



RETScreen Proj. Rede e Carga - Projeto de produção de calor e eletricidade

Projeto do Sistema de Aquecimento	Unidade	
Sistema de Aquecimento para caso de referência		Prédio individual - aquecimento p/ processo
Área de piso aquecido para o prédio	m²	0
Tipo de Combustível		Gas natural - m³
Eficiência Sazonal	%	90%
Cálculo carga p/ aquecimento		
Carga de ponta p/ aquecimento do processo	kW	140.000,0
Características da carga de aquecimento do processo		Padrão
Horas equivalentes à plena carga - aquecimento do processo	h	3.000
Demanda total p/ aquecimento	MWh	420.000
Carga total p/ aquecimento de ponta	kW	140.000,0
Consumo de combustível - anual	m³	49.444.107
Preço do combustível	$/m³	0,328
Custo do combustível	$	16.202.834
Ações de eficiência energética do caso proposto		
Ações de eficiência energética no uso final	%	0%
Carga líquida de aquecimento de ponta	kW	140.000,0
Demanda líquida de aquecimento	MWh	420.000

Projeto produção de Eletricidade	Unidade
Sistema de produção de eletricidade do caso referência	
Tipo de grid	Rede central & carga interna

Características da carga do caso de referência				Características da carga do caso proposto	
Mês	Eletricidade carga média bruta kW	Eletricidade carga média líq. kW	Aquecimento carga média kW	Mês	Eletricidade carga média líq. kW
Janeiro	151.650	151.650	46.418	Janeiro	151.650
Fevereiro	167.900	167.900	46.418	Fevereiro	167.900
Março	151.650	151.650	46.418	Março	151.650
Abril	156.700	156.700	46.418	Abril	156.700
Maio	151.650	151.650	46.418	Maio	151.650

Figura 30: RETScreen, 2011.

Com as informações fornecidas pelo usuário e os cálculos realizados pelo modelo é construída a curva de carga do sistema como é possível observar na Figura 31.

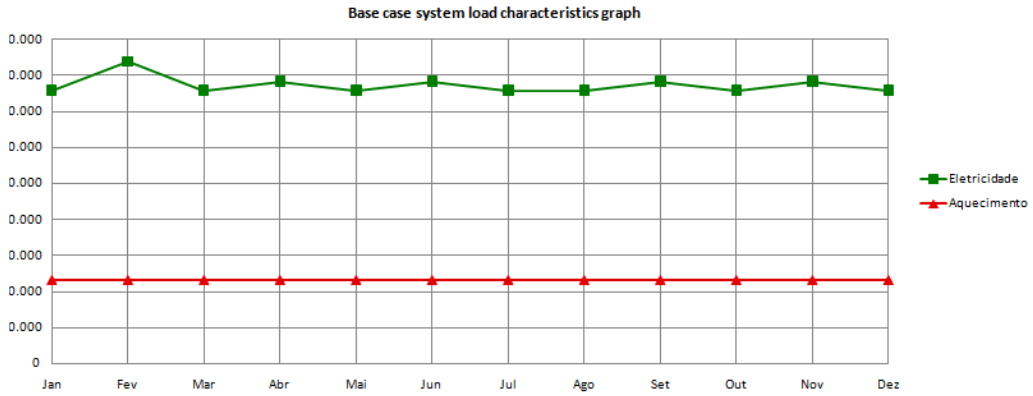


Figura 31: RETScreen, 2011.

- **Modelo Energético:**

Na tela "Modelo Energético", Figura 32, deve ser modelado o sistema energético que será avaliado, este sistema a ser modelado propõem-se substituir o modelo vigente descrito na tela anterior. Nesta tela o usuário deve fornecer ao modelo uma série de informações e dados com base em informações técnicas fornecidas por fabricantes de equipamentos e

cálculos próprios resultantes de balanços de massa e energia requeridos no projeto de unidades de cogeração de energia, por exemplo.

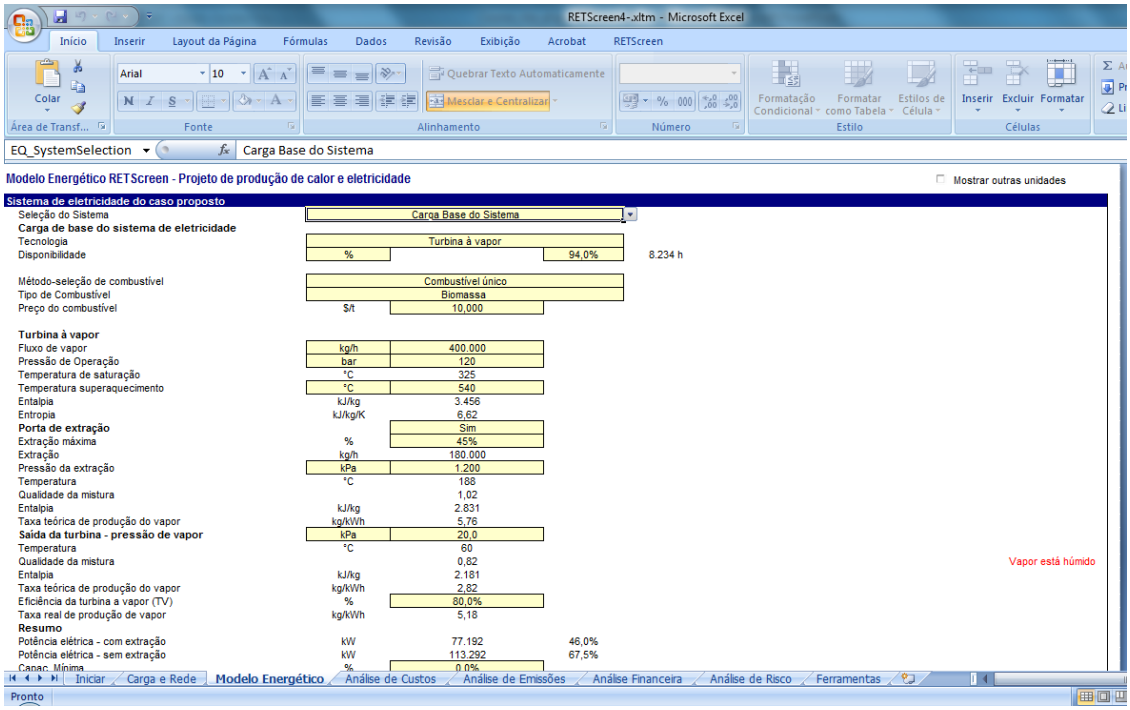


Figura 32: RETScreen, 2011.

Dentre as informações e dados que devem ser fornecidos nesta tela, destacam-se: escolha da tecnologia (para cogeração: célula a combustível, turbina a gás, turbina a vapor, ciclo combinado, etc.), determinação do combustível ou mix de combustível a ser utilizado, preço do combustível para o caso proposto, fluxo e qualidade do vapor. Para o caso simulado, cogeração com turbina a vapor, as características da turbina são definidas pelo usuário através de informações como porta de extração, pressão do vapor na saída da turbina e pressão de extração. Outro ponto importante a ser definido nesta tela é a estratégia de operação da unidade modelada que, para o caso de um sistema de cogeração, pode ser a estratégia de paridade térmica ou elétrica.

- **Análise de custos:**

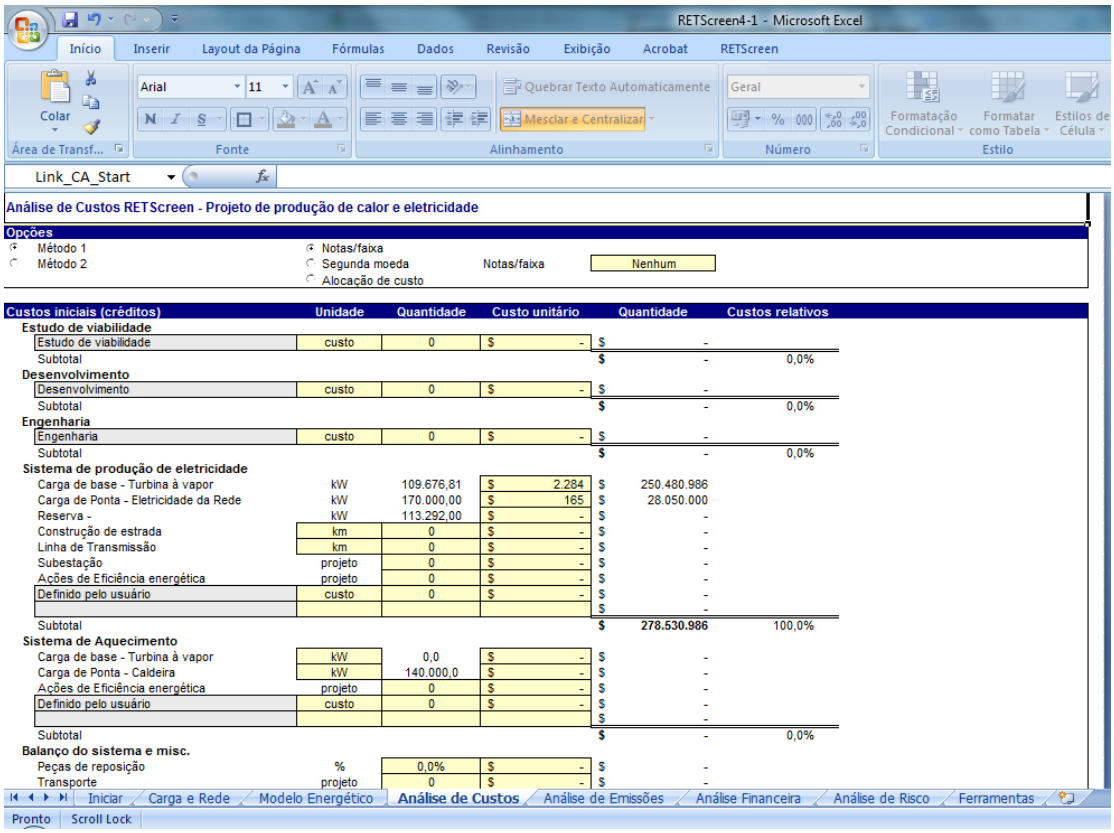


Figura 33: RETScreen, 2011.

Nesta tela deverão ser inseridas todas as informações relacionadas ao custo do empreendimento modelado na tela "Modelo Energético". Cabe ao planejador inserir as informações de maneira coerente e validar os resultados gerados pelo RETScreen. Pode-se inserir as informações de custo de maneira desagregada, detalhando os custos do investimento (Estudos, desenvolvimento, engenharia, etc.), ou de maneira agregada quando se dispõem apenas do valor do investimento especifico (R$/kW). Também são calculados nesta tela os custos com combustível no caso proposto e caso de referência segundo as informações fornecidas nas duas telas anteriormente descritas.

- **Análise de emissões:**

O RETScreen possui uma tela para realização da análise de emissões de dióxido de carbono equivalente do projeto proposto e do caso de referência, o modelo calcula a redução ou aumento líquido das emissões inerentes ao projeto de energia estudado. O modelo possui banco de dados com os fatores de transformação de outros gases em dióxido de carbono equivalente com base em dados do IPCC (em português: Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas). Os resultados gerados ficam disponíveis na análise financeira, caso o planejador queira incluir receitas com a venda dos créditos oriundos de uma possível redução das emissões.

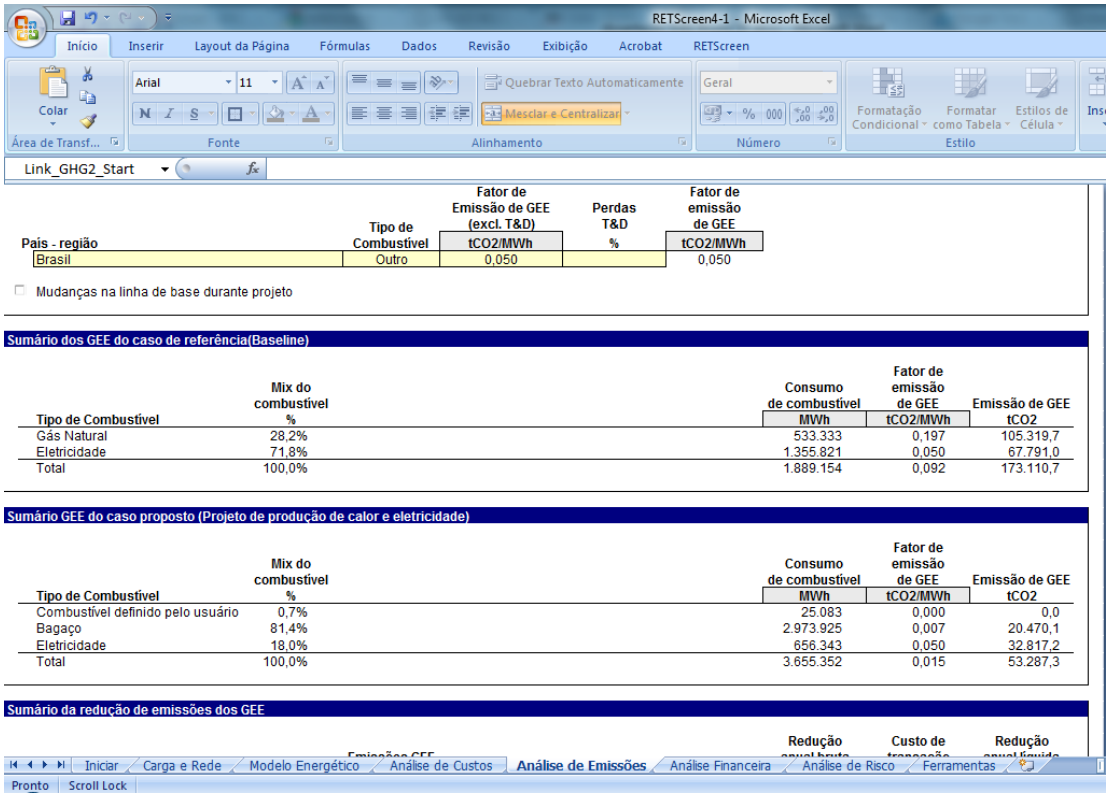


Figura 34: RETScreen, 2011.

- **Análise financeira:**

Na tela "Análise Financeira", Figuras 35 e 36, o RETScreen monta o fluxo de caixa do empreendimento, calcula o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de *payback*. Tais informações permitem ao planejador realizar a análise financeira do

empreendimento[35]. Para tanto é necessário que o planejador adote algumas premissas e forneça algumas informações ao modelo. As informações básicas são: reajuste do custo de combustível, taxa de inflação, taxa de desconto e tempo de vida do projeto. Apenas com estas informações e realizada a análise de custos o modelo já é capaz de realizar os cálculos supracitados. O planejador pode ainda simular a realização de empréstimos, analisar o imposto de renda do empreendimento e avalizar possíveis receitas com a venda de eventuais toneladas de carbono equivalente, simulando, por exemplo, projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

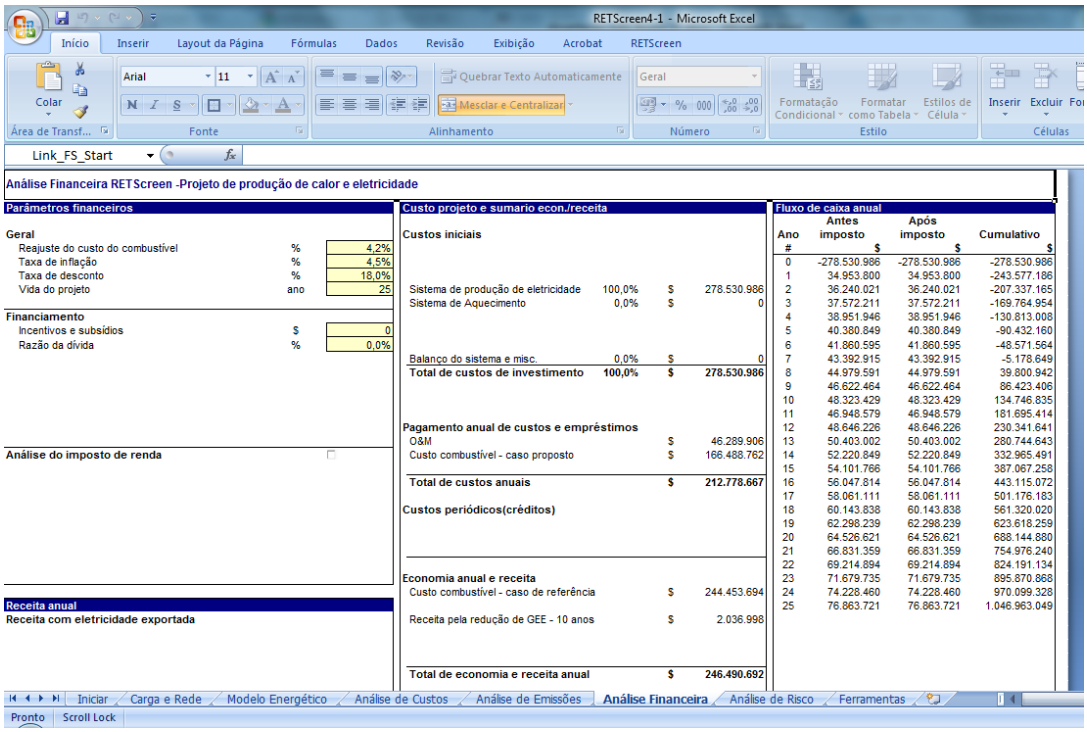


Figura 35: RETScreen (2011).

[35] Vide seção 6.7.

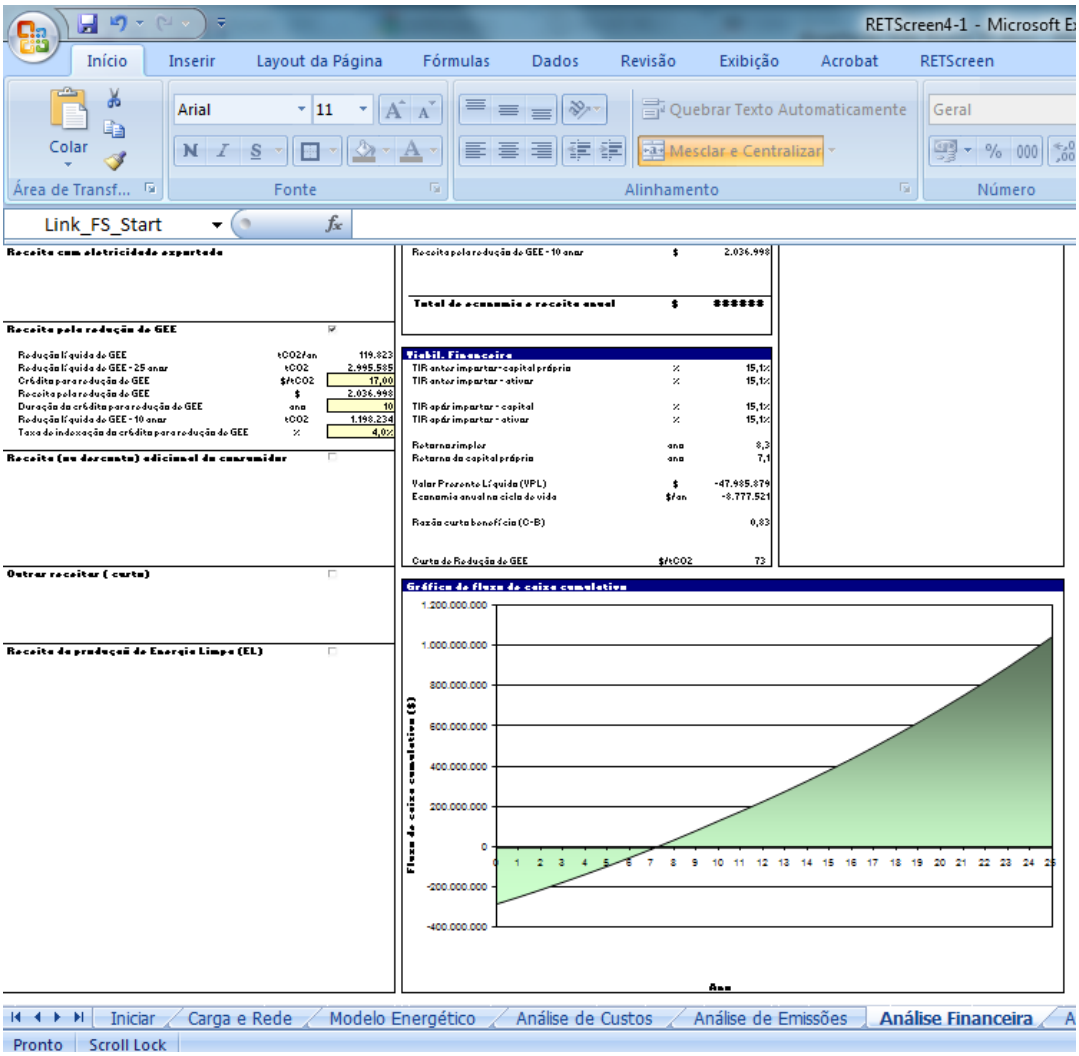


Figura 36: RETScreen (2011).

- **Análise de risco:**

Na seção de análise de risco, o impacto de cada parâmetro de entrada em um indicador financeiro é avaliado através da aplicação de uma regressão linear múltipla no indicador financeiro. Esta seção permite ao planejador realizar uma análise de risco através da especificação das incertezas associadas a parâmetros chave para a viabilidade de um projeto de energia, e avaliar o impacto destas incertezas em indicadores financeiros como a TIR, *payback* e VPL - vide Figura 37.

A análise de risco permite ao usuário avaliar se a variabilidade do indicador financeiro é aceitável, ou não, olhando para a distribuição de possíveis resultados – vide Figura 38. Uma variabilidade inaceitável pode ser uma indicação de que se deve dedicar mais esforços

na redução das incertezas associadas aos parâmetros de entrada que foram identificados como os que possuem maior impacto no indicador financeiro avaliado.

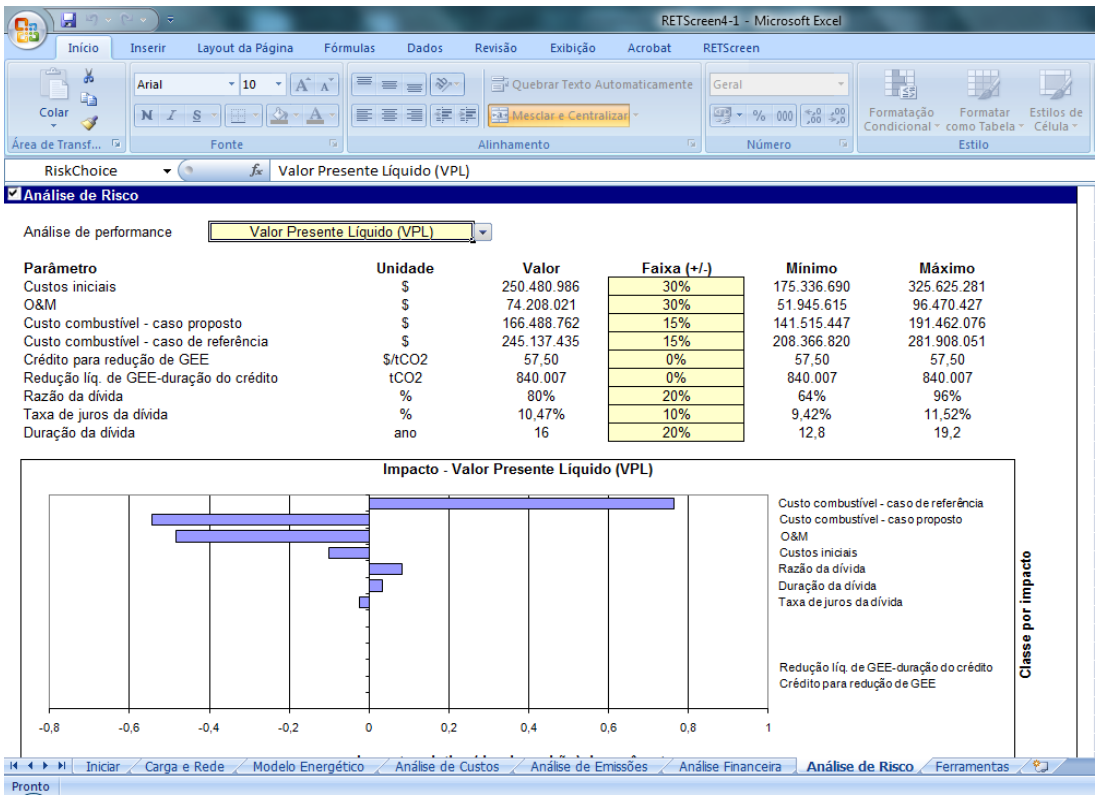


Figura 37: Seleção do indicador financeiro; Entrada de parâmetros e Impacto dos parâmetros no indicador financeiro selecionado.

RETScreen, 2011.

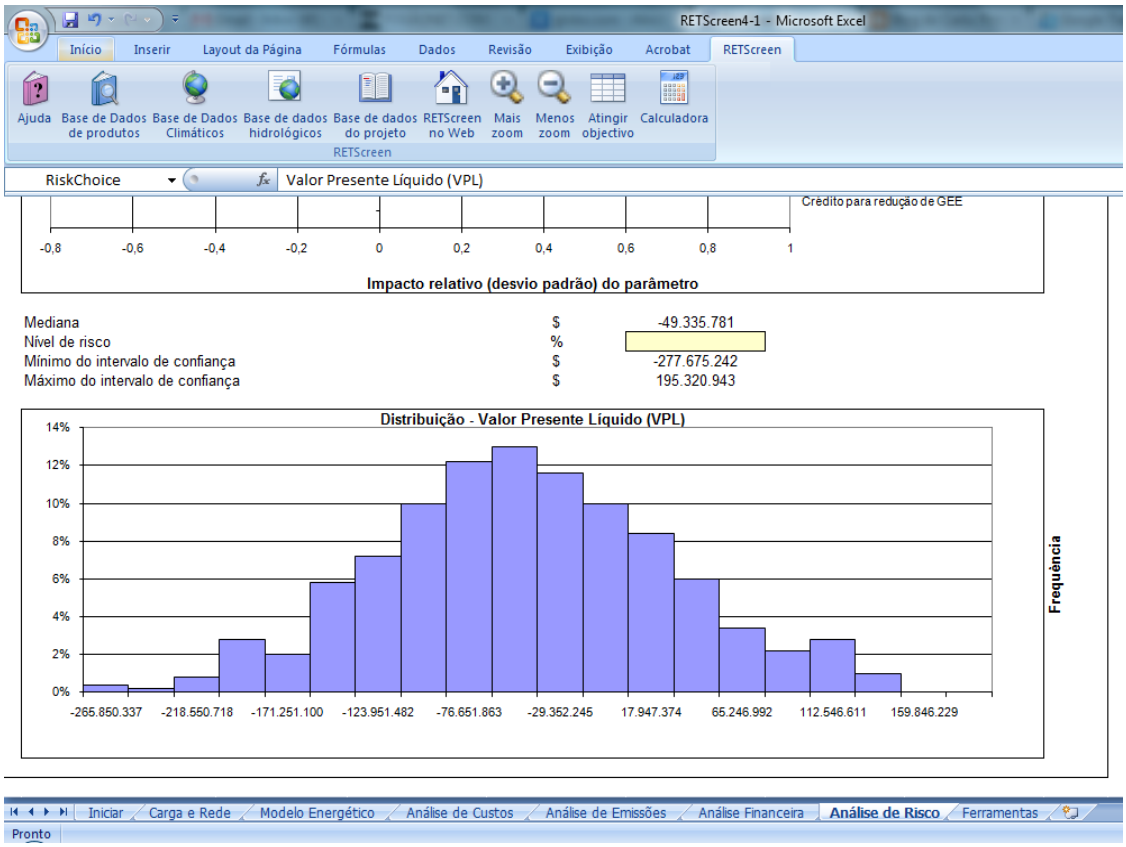


Figura 38: Distribuição das probabilidades de possíveis valores para o indicador selecionado. RETScreen, 2011.

6.7 Análise de Investimentos

Unidades de cogeração estão disponíveis em uma ampla de gama de características técnicas, onde a seleção da tecnologia apropriada à aplicação requerida deve levar em conta um balanço entre os requerimentos técnicos e detalhes referentes à viabilidade econômica do empreendimento (BIEZMA & SAN CRISTÓBAL, 2006). A análise de investimentos consiste no levantamento e avaliação de todas as vantagens e impactos de um projeto para a empresa, e a partir daí os dirigentes decidirão em quais projetos devem investir, qual o orçamento de capital destinado a cada projeto e ainda qual a previsão do resultado de cada um deles. Para realização de uma avaliação econômica destacam-se seis passos básicos (BIEZMA & SAN CRISTÓBAL, 2006):

- Definição de um conjunto de projetos a serem considerados;
- Estabelecimento de um período para análise;
- Estimar o perfil do fluxo de caixa para cada projeto;

- Especificar a taxa mínima de atratividade (taxa de desconto);
- Comparar cada proposta de projeto para aceitação ou rejeição preliminar;
- Aceitar ou rejeitar a proposta baseado nos critérios estabelecidos.

Biezma & San Cristóbal (2006) realizam uma revisão do estado da arte de critérios de investimento utilizados para seleção de projetos de cogeração e concluem que, apesar dos inúmeros métodos existentes, os mais utilizados são o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de payback (PP). Entretanto, Biezma & San Cristóbal (2006) chamam atenção para importância de se utilizar mais de um critério na seleção de projetos de cogeração para obtenção de informações adicionais à simples aceitação ou rejeição de um determinado empreendimento.

Utilizar-se-á nesta dissertação, como critério para análise do investimento proposto, a TIR, VPL e período de *payback*. Vide apêndice B para maiores detalhes.

7. ESTUDO DE CASO: PLANTA DE COGERAÇÃO PARA UNIDADE DE SODA-CLORO DA BRASKEM EM ALAGOAS

7.1 OBJETIVO

O Objetivo deste capítulo é realizar, a partir do ponto de vista da indústria, uma análise de pré-viabilidade econômica da instalação de um sistema de cogeração de energia utilizando turbina a vapor e obtendo energia eletromecânica através do ciclo Rankine utilizando a metodologia descrita no capítulo anterior, que consiste na elaboração e avaliação de possíveis cenários tecnológicos e econômicos. O combustível avaliado será o bagaço de cana-de-açúcar devido ao fato de a planta química estar localizada em uma das regiões produtoras de cana-de-açúcar do Brasil.

O estudo de pré-viabilidade constitui o primeiro passo na implementação de um projeto de energia seguido por: análise de viabilidade; engenharia e desenvolvimento e construção e comissionamento. No nível preliminar de um projeto de energia existem muitas incertezas com relação a vários parâmetros de entrada. Logo, a utilização de um software como o RETScreen para realização de estudo de pré-viabilidade economiza recursos econômicos e temporais, na medida em que é possível realizar simulações de diversos cenários em curto espaço de tempo incluindo análises de risco e sensibilidade. Com isto se torna possível identificar os cenários econômico-tecnológicos mais promissores para realização de estudos mais detalhados que invariavelmente necessitam de tempo e investimentos consideráveis.

7.2 JUSTIFICATIVA

Nos últimos anos, o custo da energia elétrica vem sofrendo aumentos consideráveis, fazendo com que a indústria brasileira de soda-cloro enfrente dificuldades com a sua margem de lucro.

Em 2007, o Brasil apresentou o maior custo comparativo de energia elétrica do mundo (tarifa média de US$ 0,22/kWh para a indústria), conforme pode ser observado na Tabela 6 (BNDES, 2009).

Tabela 6: Comparação das tarifas internacionais de eletricidade.

Comparação das Tarifas Internacionais de Eletricidade

PAÍS	TARIFA MÉDIA 2007 (Em US$/kWh)	PAÍS	TARIFA MÉDIA 2007 (Em US$/kWh)
Brasil (Conta de Luz)*	0,25	Nova Zelândia	0,1
Itália	0,24	Finlândia	0,1
Brasil sem impostos**	0,18	México+	0,09
Dinamarca	0,18	França	0,09
Reino Unido	0,17	Noruega	0,08
Portugal	0,16	Estados Unidos	0,08
Brasil (Aneel)***	0,15	Austrália	0,08
Japão	0,15	Coreia do Sul+	0,07
Alemanha	0,14	Canadá	0,06
Espanha	0,12	Holanda+	0,04
Turquia	0,11	África do Sul	0,04
Suíça	0,1	Índia+	–
Média Geral			**0,12**

Fonte: *International Energy Agency, KeyWord (2007).*
** Média aritmética do valor cobrado nas contas de luz das maiores distribuidoras dos maiores estados consumidores: SP, MG e RJ (respondem por mais de 60% do consumo nacional). A Aneel não disponibiliza o valor cobrado pelas distribuidoras, somente as médias e valores líquidos de certos impostos.*
*** Tarifa líquida dos impostos indiretos (ICMS até 25% e PIS/Cofins, 5,5%) e os encargos setoriais de 10,83% (total de 41,35%).*
**** Valor divulgado pela Aneel para o Sudeste.*
+ Energy Information Administration, US Department of Energy, 2004/2005.

Fonte: BNDES, 2009.

Atualmente, esses fatores afetam negativa e acentuadamente a competitividade da indústria nacional, criando espaço para a entrada do produto importado.

Logo, a instalação de uma unidade de cogeração poderia contribuir para um menor custo associado à eletricidade oferecendo condições mais competitivas ao negocio.

Ademais, como já discutido nesta dissertação a instalação de sistemas de cogeração contribuem significativamente para a segurança energética, pois, a dependência energética possui associado o risco de interrupção no fornecimento. Desta maneira, um sistema de cogeração associado ao processo industrial diminuiria os riscos associados a possíveis blackouts.

Outra importante justificativa para o presente estudo deve-se ao alivio que uma unidade de cogeração do porte da simulada nesta dissertação ofereceria ao sistema interligado adiando expansões na geração centralizada e abrindo espaço para inclusão de novos consumidores no sistema interligado nacional, sobretudo na região de Alagoas onde está situada a planta industrial considerada nesta dissertação. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2009 (EPE, 2009) o consumo residencial de eletricidade no Brasil foi de 95.585.000 MWh naquele ano para uma população de 183.987.291(IBGE, 2010) têm-se,

portanto, um consumo per capita de 519,52 kWh/pessoa*ano, que é um número bem abaixo dos 4.542 kWh/pessoa*ano dos Estados Unidos (AIE, 2008). Alagoas possui um consumo residencial per capita ainda menor que a média brasileira de 266,37 kWh/pessoa*ano (EPE, 2009; IBGE, 2010) o que denota uma grande propensão ao consumo deste bem no Estado de Alagoas.

Além destas justificativas pode-se citar ainda a redução de emissão de gases do efeito estufa na medida em que se estaria substituindo o gás natural por biomassa para geração de vapor de processo, dentro da planta de Soda-Cloro, como ainda será mostrado nesta dissertação.

7.3 UNIDADE INDUSTRIAL DE SODA-CLORO DA BRASKEM EM ALAGOAS

Nesta dissertação realizou-se um estudo de caso utilizando como referência a unidade da Braskem de produção de cloro e soda cáustica em Alagoas.

A unidade de Soda-Cloro Alagoas está localizada na área urbana de Maceió, no Pontal da Barra, ocupando um terreno de 330 mil m^2 com área construída de 130 mil m^2. A unidade possui uma área de Cinturão Verde ao seu redor de 150 hectares, sendo 20 ha de recuperação de Mata Atlântica.

O sal necessário para o processo eletrolítico é obtido através da extração de minas subterrâneas que distam cerca de 8 km da fábrica sob a forma de uma solução saturada de NaCl (salmoura).

Os principais produtos da unidade são a soda cáustica, cloro e o dicloroetano (DCE). As principais matérias-primas e insumos são o eteno, fornecido pela Unidade de Insumos Básicos da Braskem em Camaçari-BA através do etenoduto, a energia elétrica, adquirida diretamente da CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), e gás natural, fornecido pela ALGÁS (Empresa de Gás de Alagoas). A unidade produz ainda o ácido clorídrico e o hipoclorito de sódio. A cada três meses, dois carregamentos de quinze toneladas de hipoclorito são doados à Secretaria Executiva de Saúde do Estado, transportados obedecendo com absoluto rigor à legislação pertinente, da fábrica até os tanques da Companhia de Abastecimento e Saneamento do Estado de Alagoas (Casal), tendo como

destino final, as unidades de saúde nos 101 municípios alagoanos e pequenos sistemas de tratamento de água do interior. Na Figura 39 tem-se uma visão aérea da planta.

Figura 39: Vista Aérea da unidade de Soda-Cloro da Braskem em Alagoas.
Fonte: Braskem, 2011.

Esta planta produz hoje cerca de 460.000 toneladas de soda por ano, 400.000 toneladas de cloro e 520.000 toneladas de dicloroetano. A demanda térmica da planta é atendida pelo consumo de hidrogênio produzido na própria unidade e complementada pelo gás natural fornecido pela distribuidora local a uma tarifa de R$ 1,0773/m3 com tributos (ALGÁS, 2011). Este hidrogênio e gás natural são utilizados para geração de vapor em caldeiras aquatubulares com eficiência média de 80%. A unidade possui três caldeiras que produzem vapor saturado a 12 bar de pressão. Este vapor é utilizado majoritariamente para concentração da solução de soda cáustica e uma fração menor é enviada para planta de dicloroetano. A capacidade instalada de geração de vapor nesta unidade é de 160 toneladas/hora que equivale a 120MW. Os custos de instalação das caldeiras e dos equipamentos auxiliares já foram amortizados. A potência elétrica demandada é de 170MW, com um fator de potência de 0,93. Com isto tem-se que a razão potência-calor da planta é de aproximadamente 1,4. Como não é possível vender vapor a terceiros, o sistema de cogeração deve ser dimensionado em paridade térmica (Tolmasquim & Szklo, 2003). A energia elétrica é adquirida diretamente da CHESF em alta tensão e recebida em uma

subestação própria. A tarifa industrial na região nordeste equivale a R$225,65/MWh (ANEEL, 2011). Todavia, sabe-se que indústrias eletro-intensivas pagam uma tarifa reduzida pelo fato de a eletricidade ser considerada matéria prima nos seus processos industriais, deste modo, adotar-se-á para o cenário base desta dissertação um valor correspondente a 60% da tarifa tabelada pela ANEEL que corresponde a R$135,39/MWh devido ao fato de que a energia elétrica é matéria prima na fabricação de soda-cloro. A partir das informações de carga térmica e elétrica da planta e considerando-se uma operação anual de 8400 horas estimou-se segundo a capacidade de produção desta unidade uma demanda de 1.175.324 Gcal/ano de eletricidade e 893.605 Gcal/ano de vapor.

Inserindo-se os dados de carga térmica e elétrica no modelo tem-se a curva de carga característica da planta, vide Figura 40. A curva apresenta característica flat, o que condiz com a realidade do processo de produção de soda-cloro.

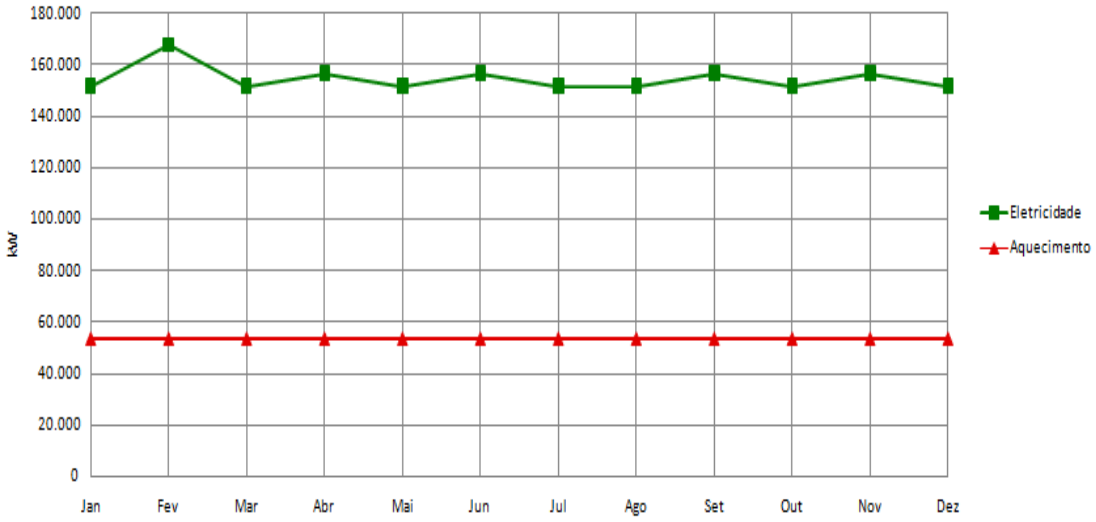


Figura 40: Simulação RETSCreen.

- **Descrição do processo industrial:**

Mineração: a unidade de mineração possui a finalidade de suprir água e salmoura à planta de Soda-Cloro. A jazida de sal utilizada corresponde a uma camada horizontal que abrange parcialmente a subsuperfície. A camada de sal encontra-se a uma profundidade de 900 a 1.200 metros, com uma espessura de aproximadamente 150 metros. Em sua forma mineral, o sal é conhecido como halita ou sal-gema.

O processo de extração utilizado é o de dissolução subterrânea. A extração do sal é feita através da perfuração de poços tubulares profundos e concêntricos que atravessam todo o intervalo salino, onde se injeta água sob alta pressão captada do lençol artesiano localizado acima da jazida, que promove a dissolução do sal, sendo em seguida, impelida para a superfície na forma de salmoura. Observa-se, na Figura 41, a ilustração do processo de mineração.

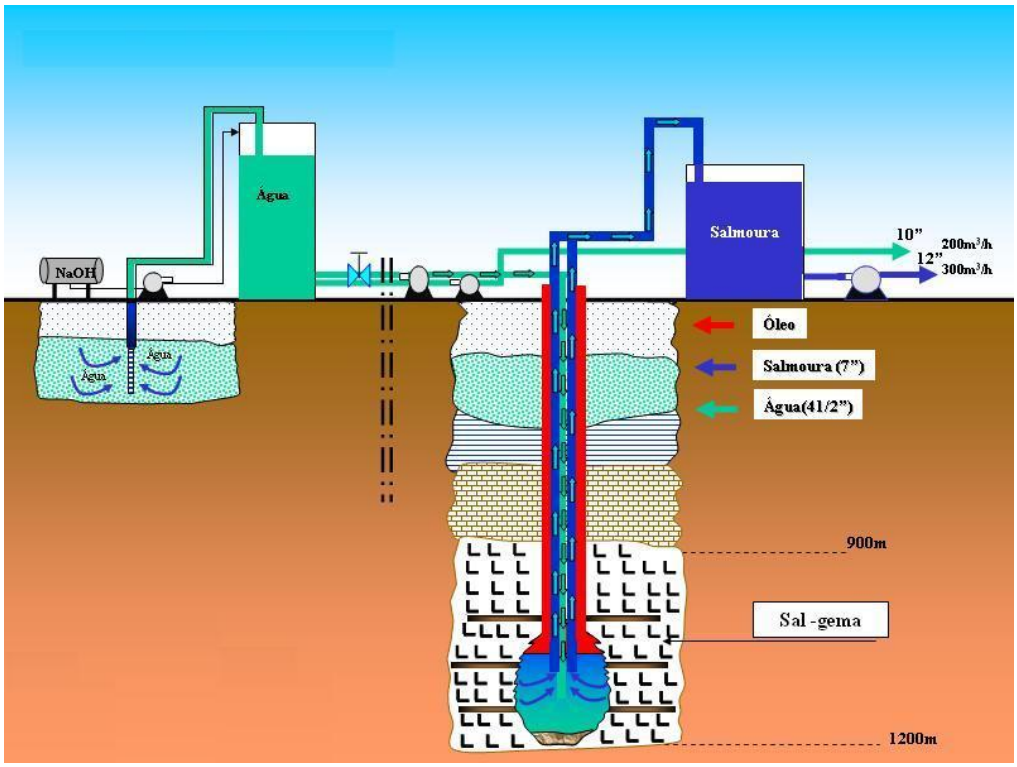


Figura 41: Ilustração da unidade de mineração da Braskem em Alagoas (Braskem, 2011).

Tratamento da Salmoura: através de um duto de aço-carbono, o salmoroduto, a salmoura é transferida da Unidade de Mineração para o tanque de salmoura bruta localizado na unidade de soda-cloro. Do tanque pulmão a salmoura é enviada aos tanques de pré reação, onde se inicia o processo de remoção de impurezas contidas na salmoura bruta. A mistura é então transferida para os flocodecantadores, onde recebe uma corrente de agente acelerador de floculação, um polieletrólito. Os flocodecantadores têm por objetivo permitir que os flocos inicialmente formados no tanque de pré-reação, cresçam e

decantem, formando a chamada lama de salmoura e separando-se assim da solução de salmoura, os sais de cálcio, magnésio e ferro, conforme as equações abaixo:

- Precipitação do Ca^{++}:

  $$Ca^{++} + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + 2Na^+$$

- Precipitação do Mg^{++}:

  $$Mg^{++} + 2NaOH \rightarrow Mg(OH)_2 + 2Na^+$$

- Precipitação do Fe++:

  $$Fe^{++} + 3NaOH \rightarrow Fe(OH)_3 + 3Na^+$$

A salmoura, agora clarificada, é retirada pela região superior do flocodecantador, alimenta o tanque de salmoura clarificada e escoa por gravidade para os filtros de areia. Após a filtração, a salmoura é acondicionada em um tanque de salmoura tratada. A remoção de tais impurezas é fundamental para que a eletrólise do cloreto de sódio ocorra de forma adequada e eficiente.

Eletrólise: a salmoura concentrada, purificada, ácida e aquecida é alimentada no compartimento anódico das células eletrolíticas, e eletrolisada pela passagem de corrente elétrica contínua.

Na Figura 42 tem-se a célula de diafragma, que é utilizada no processo eletrolítico. A unidade possui três casas de células, totalizando 432 células, ligadas eletricamente em série.

Figura 42: Células eletrolíticas Hooker (BRASKEM, 2011).

A tecnologia de diafragma utiliza um cátodo perfurado de aço ou ferro e um ânodo de titânio recoberto de platina ou óxido de platina. Ao cátodo se adere um diafragma poroso de fibras de amianto misturado com outras fibras como, por exemplo, o polyramix. Este

diafragma separa o ânodo do cátodo, evitando a recombinação dos gases formados. Na Figura 43 observa-se o esquema simplificado da eletrólise.

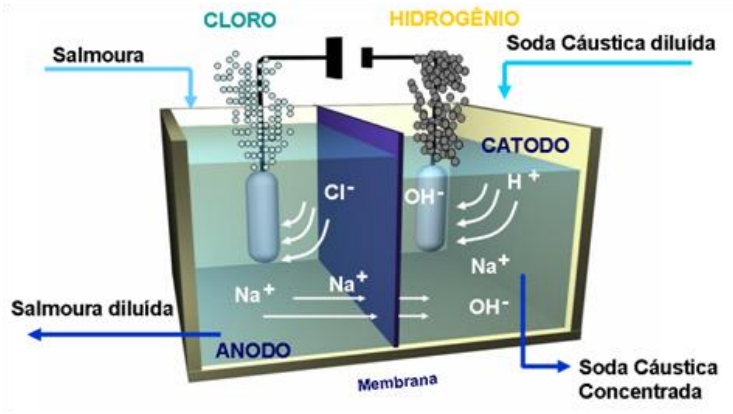


Figura 43: Ilustração simplificada da cuba eletrolítica (BRASKEM, 2011).

As reações que ocorrem no ânodo, cátodo e a reação global são (O' BRIEN, 1934):

- Anodo:

$$2Cl^- \rightarrow Cl_2 + 2e^-$$

- Catodo:

$$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$$

- Reação Global:

$$2NaCl + 2H_2O \rightarrow 2NaOH + Cl_2 + H_2$$

Da eletrólise obtém-se: cloro úmido e quente, hidrogênio misturado com vapor de água e licor de células (mistura de NaOH, NaCl, água, com a presença de dois principais contaminantes: Clorato de Sódio e o Hipoclorito de Sódio).

O cloro é retirado no ânodo, onde é gerado, por um compressor centrífugo e segue para a área de processamento de cloro. O hidrogênio sai da célula pelo compartimento catódico arrastando vapores de água, é enviado por um compressor de anel líquido para área de recuperação de hidrogênio, sendo posteriormente distribuído para as caldeiras e síntese de HCl. O licor de células, formado no cátodo, flui por gravidade para o tanque de licor e posterior envio para a concentração de soda até 50% (especificação do mercado),

tratamento de salmoura e fabricação de barrilha (carbonato de sódio), renovação de células e neutralização de efluentes industriais.

Devido a impurezas contidas na salmoura de alimentação o diafragma das células sofre obstrução após algum tempo de operação, a célula é então substituída por uma com um diafragma novo e enviada para área de renovação de células.

Processamento de cloro: o processo industrial de produção de cloro consiste das etapas de resfriamento, secagem, compressão e liquefação, descritas a seguir.

O gás cloro proveniente das células requer um tratamento especial, pois a corrente gasosa apresenta temperatura elevada, contendo impurezas que necessitam ser eliminadas para que se possa viabilizar técnica e economicamente sua industrialização e posterior consumo interno.

Inicialmente, a corrente gasosa contendo gás cloro é resfriada em duas etapas em série, nas quais o vapor de água presente é condensado e parcialmente eliminado. A primeira etapa é realizada por contato indireto em um trocador de calor, resfriado com água da torre de resfriamento enquanto a segunda etapa, será também por contato indireto em um trocador de calor que, neste caso, usa água gelada como líquido refrigerante.

Todo vapor de água condensado no primeiro e segundo estágio e no filtro flui para o vaso de água clorada, do qual é enviado através de bombeamento para a coluna de arraste de gás cloro e/ou cloração da salmoura. A coluna de arraste do gás cloro utiliza ácido clorídrico, proveniente da área de síntese de HCl, como fonte de íons H^+ com o objetivo de desprender o cloro do HCl e HClO, contidos na água clorada. O gás cloro desprendido dos ácidos fortes e dissolvido na água sai pela parte superior da coluna voltando a montante do resfriador primário.

Em seguida, o cloro é conduzido ao sistema de secagem, após ter perdido durante o resfriamento 99% da água originalmente arrastada das células. Este sistema é composto de quatro torres de secagem, que operam em série, com concentrações crescentes de ácido sulfúrico, cujo contato com o cloro, através do recheio promovido por células cerâmicas intalox, remove o restante de água contida no mesmo.

Após a secagem, o cloro passa para a área de compressão, onde é resfriado em uma torre por contato direto com Cl_2 líquido. O cloro gás é então comprimido em dois estágios intercalados por outro resfriamento. O Cl_2 com uma pressão de 7,5 kgf/cm2 e temperatura de 115ºC é resfriado mais uma vez até 35ºC e enviado para a liquefação.

O processo de liquefação é composto por três etapas: liquefação primária, secundária e terciária. O liquefator primário é um trocador de calor de contato indireto com água gelada e liquefaz cerca de 95% do gás cloro. Os gases que não condensaram seguem para o liquefator secundário (que utiliza o R-134a como fluido refrigerante) e/ou, produção de ácido clorídrico (HCl). A parcela ainda não liquefeita segue para o liquefator terciário, também um trocador de calor que utiliza o R-134a e, os resíduos ainda não condensáveis seguem para abatimento do cloro residual e/ou fabricação de hipoclorito de sódio (NaClO), onde o cloro é absorvido por uma solução de soda cáustica. O cloro liquefeito flui para um tanque pulmão, do qual é enviado ao sistema de sub-resfriamento, estocagem e/ou produção de DCE.

Processamento da Soda Cáustica: as áreas responsáveis pela produção de soda cáustica possuem a finalidade de concentrar o licor de células de 12 para 50%, ao mesmo tempo em que retira o sal remanescente do processo eletrolítico. O processamento de soda é composto basicamente por quatro áreas: (1) Evaporação; (2) Resfriamento; (3) Centrifugação e estocagem de soda e (4) centrifugação de sal.

O sistema de evaporação de soda cáustica possui três efeitos com alimentação em contracorrente, como é possível observar na Figura 44.

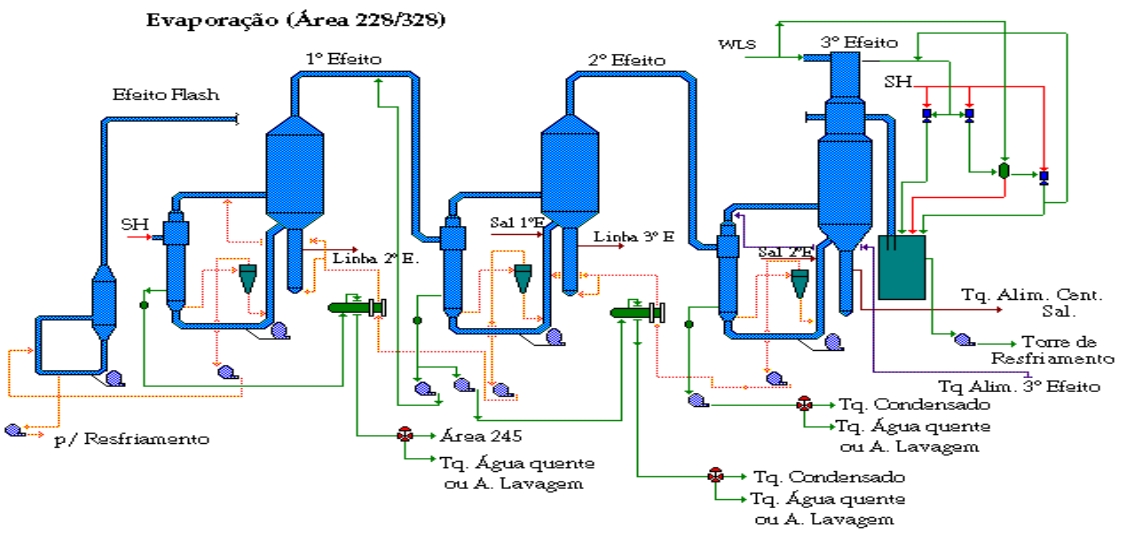


Figura 44: Sistema de evaporação (BRASKEM, 2011).

A energia necessária no aquecimento do licor no sistema de evaporação é fornecida pelo vapor da casa de caldeiras. Este vapor é alimentado ao trocador de calor do primeiro efeito. O evaporado gerado pela ebulição do licor no primeiro efeito é conduzido ao trocador de calor do segundo efeito e o vapor gerado no segundo efeito é enviado ao trocador de calor do terceiro efeito para aquecimento do licor contido neste efeito. Os evaporados gerados tanto no efeito "flash" como no terceiro efeito são condensados pelo contato direto com água de resfriamento no condensador barométrico. Esta água de resfriamento é incorporada ao condensado e flui para o poço de água quente, sendo bombeada de volta a torre de resfriamento.

O licor de células, armazenado no tanque de alimentação de licor, é enviado através de uma bomba centrífuga para o terceiro efeito dos evaporadores. Neste efeito, o licor é aquecido no trocador de calor, por circulação forçada através de uma bomba axial, entrando em ebulição. Ao entrar em ebulição o licor libera parte da água que o acompanha, aumentando sua concentração em soda. Com este aumento de concentração, o sal que também se encontra presente no licor, cristaliza e precipita na perna de decantação, parte integrante do evaporador.

O licor, antes de ser enviado para o segundo efeito, passa por um pré-aquecedor. Então, o processo realizado no terceiro efeito é repetido no segundo efeito. Depois de

evaporar mais água e precipitar mais sal o licor é conduzido para o primeiro efeito de onde é enviado ao evaporador efeito “flash”, onde sofre uma expansão diminuindo de temperatura e aumentando sua concentração pela liberação de água.

Depois de evaporada toda água necessária para concentrar a soda em 50%, a solução de soda cáustica é bombeada para o sistema de resfriamento. O sal precipitado nos três efeitos flui em contracorrente ao fluxo de licor, isto é, para a “perna de decantação”. O sal do primeiro efeito flui para o segundo efeito que flui para o terceiro, e o sal retirado no terceiro efeito é enviado para o tanque de alimentação das centrífugas de sal.

No sistema de resfriamento, a soda cáustica proveniente do efeito “flash” a 85°C escoa por gravidade pelos sete tanques com agitadores que compõem o sistema de resfriamento da soda. Nestes tanques, existem serpentinas de resfriamento internas por onde circula em série, nos três primeiros estágios, água de resfriamento e nos quatro últimos, água gelada. Na Figura 45 verifica-se a ilustração do sistema de resfriamento.

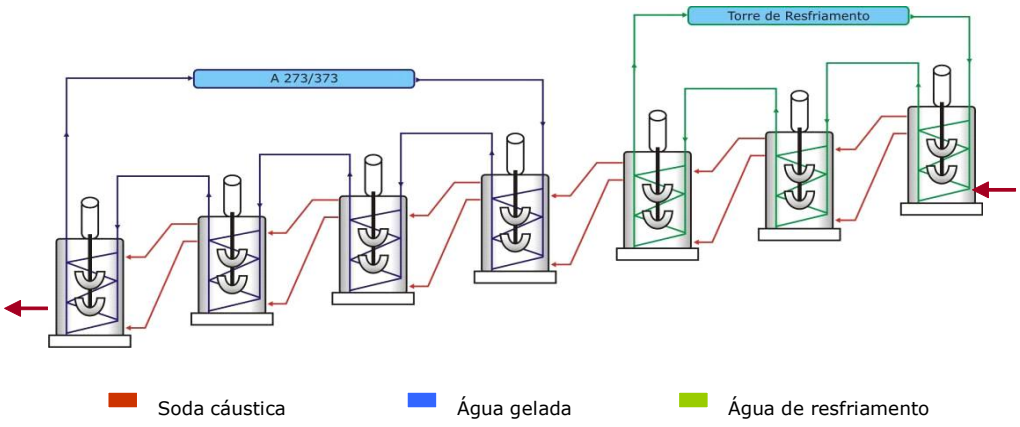


Figura 45: Sistema de resfriamento da soda cáustica (BRASKEM, 2011).

Após o resfriamento, a soda cáustica à 24°C é conduzida ao tanque de soda fria, de onde é bombeada para as centrífugas de soda cáustica. O sistema de resfriamento tem dois objetivos: primeiro resfriar a soda cáustica, segundo reduzir a quantidade de cloreto de sódio em solução.

Do tanque pulmão, a soda fria é bombeada para duas centrífugas, onde o sal descarregado flui para o tanque de alimentação do evaporador do terceiro efeito. O

produto, aproximadamente a 50% de NaOH; 1,05% de cloreto de sódio dissolvido; e 0,1% de cristais, flui por gravidade para o tanque de filtrado. As centrífugas são projetadas de modo que uma delas possa operar com a vazão total. Entretanto, neste caso, a quantidade de cristais no filtrado aumenta. A soda cáustica do tanque de filtrado é bombeada para os tanques de produção diária e destes para os tanques de estocagem, de onde a mesma é comercializada.

Produção de 1,2-Dicloroetano (DCE): a reação de obtenção do DCE ocorre por meio da cloração direta do eteno petroquímico à baixa temperatura e pressão, sendo o cloro, alimentado no estado líquido e o eteno, proveniente da Unidade de Insumos Básicos da Braskem em Camaçari-BA, alimentado no estado gasoso. A reação é catalisada pelo cloreto férrico ($FeCl_3$):

$$C_2H_4 + Cl_2 \rightarrow C_2H_4Cl_2$$

Para eficiência da reação a massa circulante deve ter um excesso de Cl_2 a fim de garantir a reação de todo o eteno injetado no reator, evitando desta maneira a perda deste produto.

O reator em aço carbono opera com DCE como meio reacional e acoplado a esse, um trocador de calor que tem por objetivo resfriar a corrente de DCE de recirculação devido ao caráter exotérmico da reação. A recirculação tem como agente propulsor o efeito termosifão provocado pela diferença de temperatura e conseqüente diferença de densidade do DCE, antes e depois do trocador, assim como também pelo efeito de injeção dos reagentes, chamado efeito “Lift”. Um rígido controle de temperatura é fundamental para evitar a formação de impurezas como o 1,1,2 Tricloroetano além da perda de DCE por arraste.

O fluxograma da Figura 46 ilustra de maneira simplificada o processo de reação do DCE.

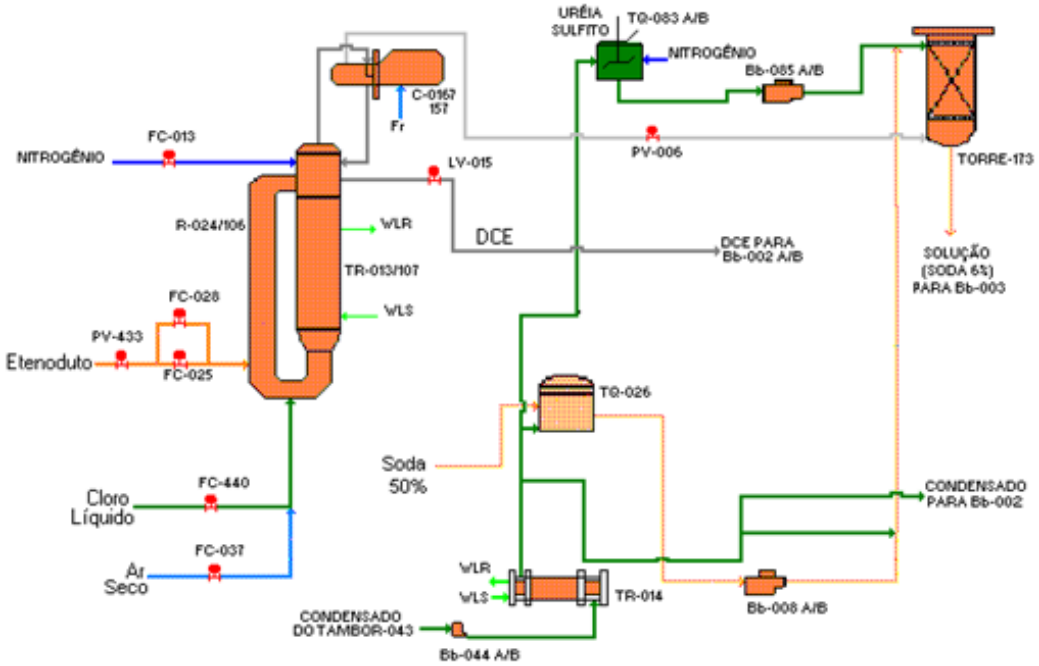


Figura 46: Sistema de reação do DCE (BRASKEM, 2011).

O DCE vindo do reator, embora com 99,7% de pureza, ainda arrasta consigo cloro livre e cloreto férrico os quais são impurezas que deixam o produto fora de especificação comercial, necessitando, portanto, de um processo de purificação. Isto é feito neste sistema de Purificação, o qual é dividido em duas etapas: lavagem aquosa e lavagem cáustica.

O DCE então neutro, porém úmido, é enviado para um tanque de estocagem intermediária que servirá como alimentação da coluna de secagem. Esta secagem é feita para atender as especificações, uma vez que o limite máximo de umidade é de 10 ppm. A umidade do produto é retirada por destilação aproveitando-se a formação do azeótropo DCE-água, cujo ponto de ebulição é 71,5ºC, inferior ao do DCE (83,5ºC).

O DCE do fundo da coluna, após alimentar o pré-aquecedor, irá alimentar o sistema de destilação de DCE ou será resfriado para estocagem e posterior envio às unidades de PVC da Braskem em Alagoas e Camaçari. Na Figura 47 verifica-se o sistema de secagem de DCE.

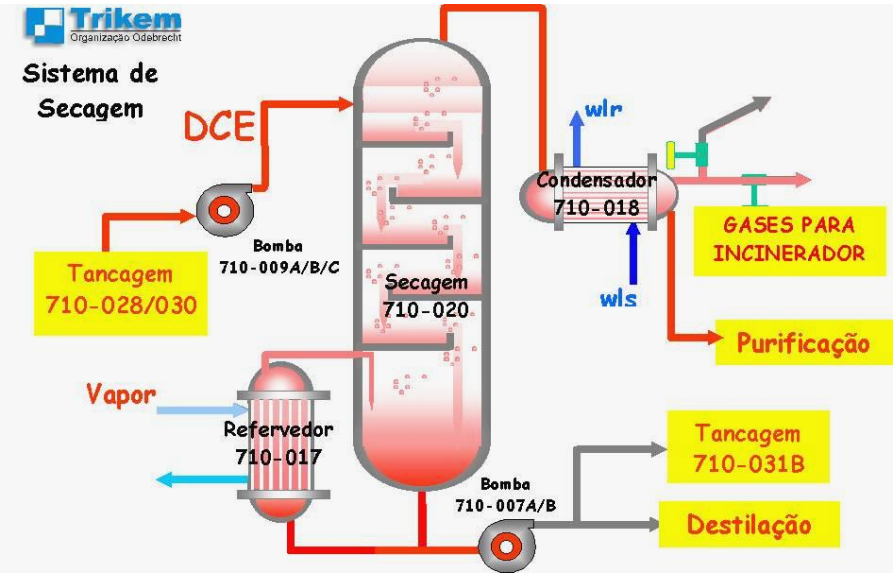


Figura 47: Secagem de DCE (BRASKEM, 2011).

Parte do DCE seco é enviado para o sistema de destilação e neutralização, visando atender as especificações finais do DCE produto para exportação (pureza de 99,9%). O processo de destilação é feito em duas etapas: a destilação primária e a destilação secundária, vide Figura 48.

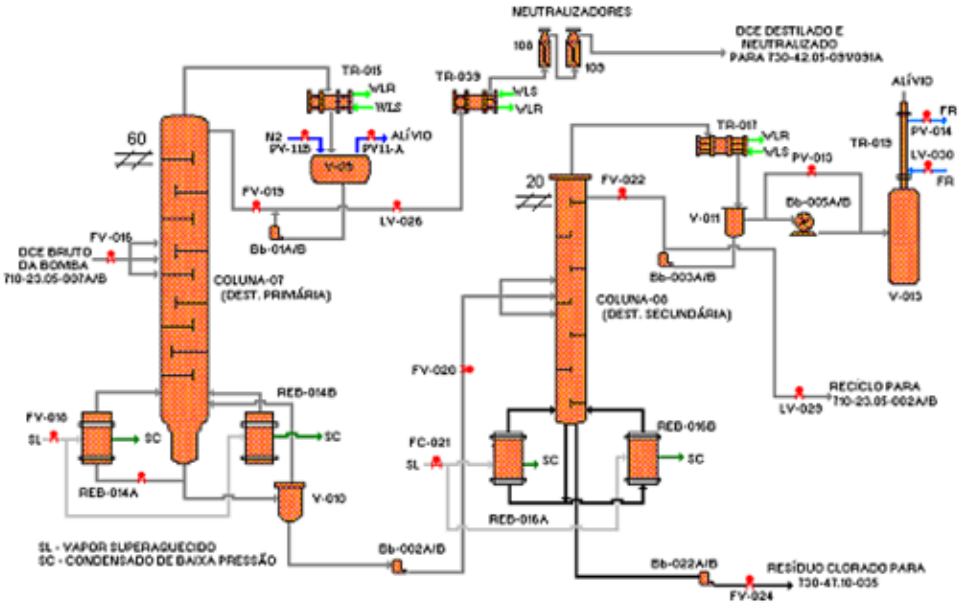


Figura 48: Destilação do DCE (BRASKEM, 2011).

7.4 COMBUSTÍVEL AVALIADO: BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

A produção de cana de açúcar no Brasil se concentra nas regiões Centro-Sul e Nordeste. Observa-se, em vermelho, no mapa da Figura 49 as regiões onde se concentram as plantações e usinas produtoras de açúcar, etanol e bioeletricidade.

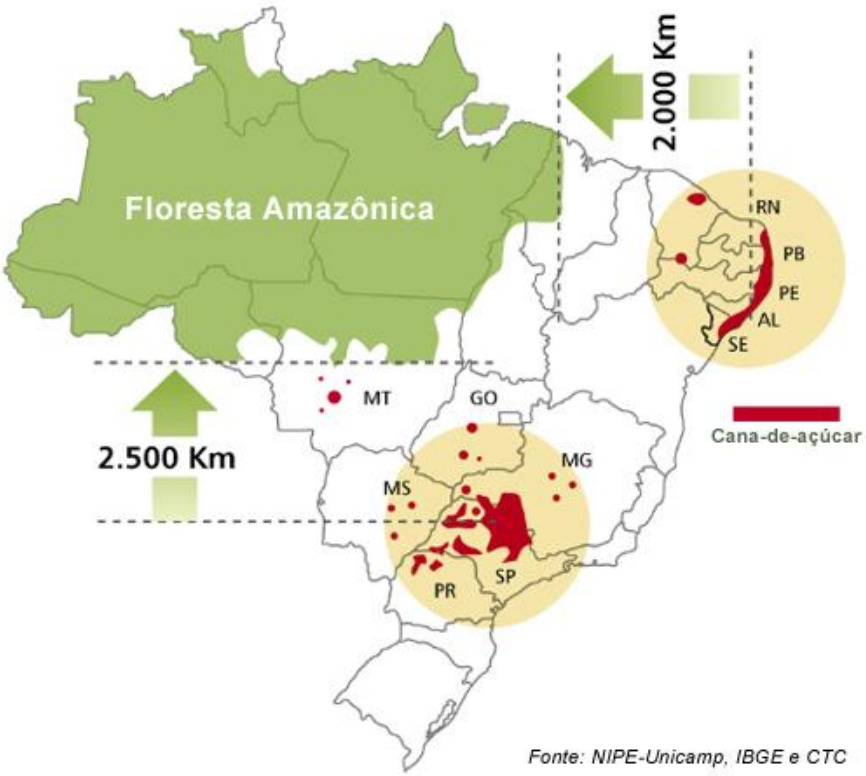


Figura 49: Mapa da Produção de cana de açúcar no Brasil.

Fonte: UNICA, 2011.

Desde os primórdios da colonização do Brasil, quando ainda era comarca do Estado de Pernambuco, planta-se cana de açúcar na região de Alagoas. A vocação sucroalcooleira do Estado de Alagoas perdura até os dias atuais. Embora continue sendo o maior produtor da região Nordeste (SINDAÇÚCAR-AL, 2011), Alagoas vem perdendo espaço para Estados da região Centro-Sul que possuem clima mais propicio ao cultivo da cana. Na safra 2009/2010 Alagoas moeu a 5ª maior safra do Brasil com 24.269.860 toneladas ficando atrás de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Goiás respectivamente (UNICA, 2011). Segundo dados do Sindicato da Indústria do Açúcar e do Álcool de Alagoas (SINDAÇÚCAR-AL, 2011), Alagoas

rompeu a barreira das vinte milhões de toneladas de cana na safra de 1982/83, tendo alcançado o recorde de produção de 30.262.601 toneladas na safra de 1986/87. Dos 102 municípios do Estado 54 são produtores de cana de açúcar e se encontram na região litorânea e zona da mata, as plantações de cana ocuparam na safra 2008/09 cerca trezentos e trinta e um mil hectares, vide Figura 50 (SINDAÇÚCAR-AL, 2011). Atualmente há em Alagoas 24 unidades industriais para produção de açúcar e álcool a partir da cana de açúcar (ANUÁRIO DA CANA – PROCANA, 2009).

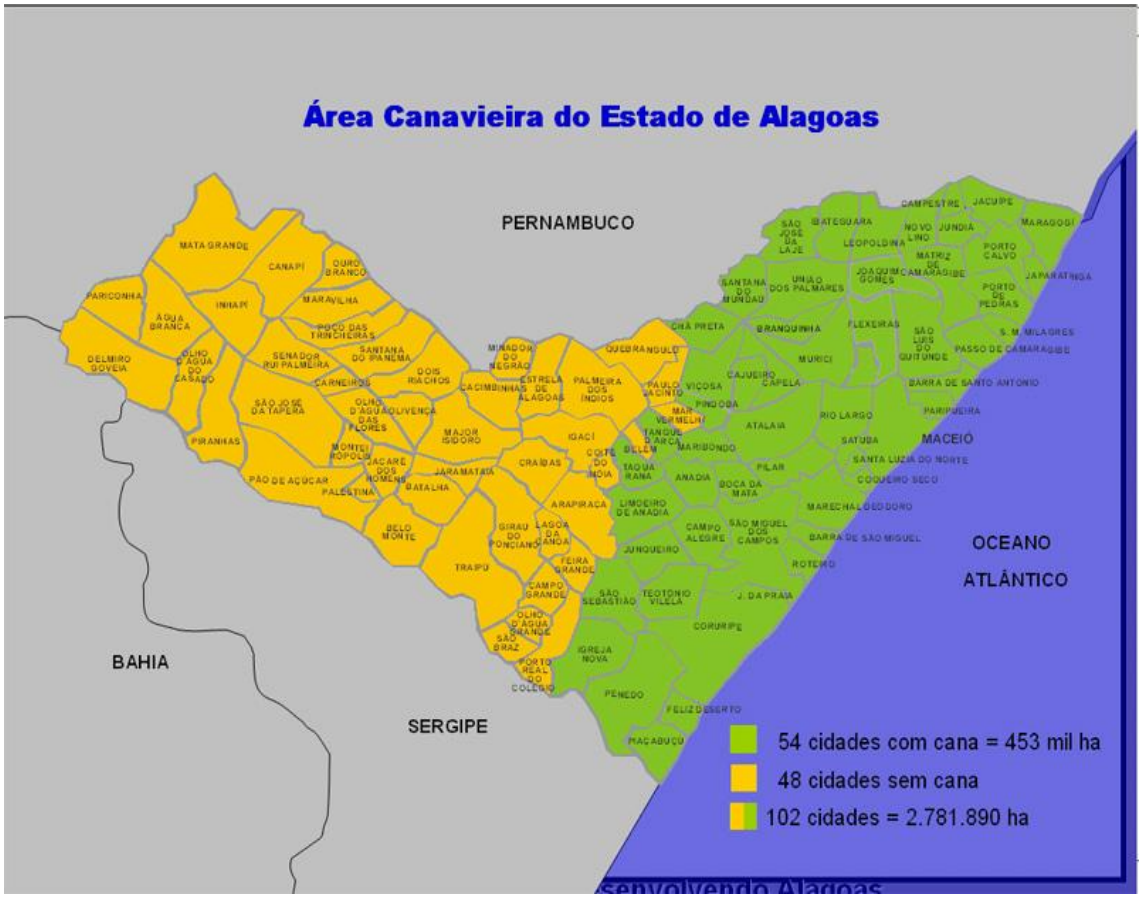


Figura 50: Mapa da plantação de cana de açúcar em Alagoas.

Fonte: SINDAÇÚCAR-AL, 2011.

Como visto no capitulo 3 o setor sucroalcooleiro possui historicamente grande representatividade na cogeração de energia no Brasil devido, sobretudo, ao fato de o processo de fabricação de açúcar e álcool dispor de um resíduo energético que é o bagaço da cana de açúcar.

A utilização de biomassa como insumo energético tem ganho cada vez mais importância devido à crescente preocupação com as alterações climáticas provocadas pela utilização de combustíveis fosseis para produção de energia. Ao combinar combustíveis de origem renovável e cogeração de energia maximizam-se os benefícios de redução de emissão de gases do efeito estufa, neste contexto, a biomassa figura como principal alternativa aos combustíveis de origem fóssil (AIE, 2011).

Ely (2009) estimou a quantidade de bagaço de cana de açúcar excedente no Brasil que poderia ser utilizado como matéria prima ou insumo energético por outros segmentos industriais, assumindo que são produzidos entre 240 e 280kg (50% de humidade) de bagaço por tonelada de cana moída e que deste total há uma geração de excedente na ordem de 5 a 15%. Replicaram-se, então, os cálculos realizados por Ely (2009) para auferir o excedente de bagaço e sua distribuição entre os Estados brasileiros para as usinas do Estado de Alagoas. Com os dados da usinas de Alagoas disponíveis no Anuário da Cana 2009 (ProCana, 2009) foi possível estimar o excedente teórico mínimo e máximo de bagaço de cana disponível no Estado. Multiplicando-se o percentual mínimo de excedente (5%) pela quantidade mínima de bagaço gerado (240kg) tem-se o excedente teórico mínimo por usina e conseqüentemente o total do Estado, fazendo o mesmo para o limite superior, 15% vezes 280kg, obtém-se a quantidade máxima de bagaço excedente por unidade industrial e o total do Estado. Desta maneira, chega-se a um intervalo teórico de disponibilidade de bagaço no Estado de Alagoas. Dividiu-se, ainda, o bagaço teoricamente disponível em função da distancia da unidade sucroalcooleira da fábrica de Soda-Cloro. Esta informação é fundamental para definição do valor do frete e impacta diretamente a viabilidade do empreendimento, pois, devido à baixa densidade energética deste combustível transportá-lo por longas distancias pode ser inviável. Madlener (2007) afirma que pelo menos 80% da biomassa disponível como insumo para cogeração de energia deve estar a uma distância menor ou igual a 100km da planta de cogeração. . Comparando a Figura 50 com o mapa da Figura 51 constata-se que no raio de 100km da planta encontra-se praticamente toda região produtora de cana de açúcar do Estado de Alagoas.

Figura 51: Fotografia de satélite.

Fonte: *Google Earth*, 2011.

Na Tabela 7 tem-se o resumo dos dados pesquisados e resultado da estimativa do bagaço excedente em Alagoas. A planta de Soda-Cloro da Braskem encontra-se em uma localização privilegiada, pouco mais de 80% do bagaço excedente encontra-se a menos de 100km da fabrica.

Com relação a qualidade do bagaço de cana-de-açúcar tem-se uma densidade mássica de 100kg/m^3, Poder Calorífico Superior da ordem de 2.275kcal/kg a 50% de umidade (NOGUEIRA, 2003).

Com relação ao custo de obtenção do bagaço pela unidade de soda-cloro da Braskem considerou-se o custo do frete como sendo o custo de oportunidade do bagaço visto que a comercialização do mesmo ainda não se encontra estabelecida e o bagaço adquirido seria o excedente da produção da unidade sucroalcooleira. A partir de pesquisa realizada junto a profissionais do setor constatou-se um custo de R$30 por tonelada de bagaço.

Embora a utilização de biomassa como insumo energético represente uma iniciativa considerada limpa em termos de emissão de gases do efeito estufa quando comparado a utilização de combustíveis fósseis, a queima deste insumo tem impacto considerável na poluição da atmosfera local devido, sobretudo, a emissão de material particulado

(SCHAEFFER & SZKLO, 2001). Logo, faz-se necessário a utilização de sistemas eficientes de remoção desse material dos gases oriundos da combustão do bagaço da cana de açúcar.

É importante frisar que a quantidade produzida de bagaço é diretamente proporcional a produção de etanol, logo, um aumento na produção de etanol resultaria necessariamente no aumento da disponibilidade de bagaço.

Tabela 7: Sumário das estimativas de excedente de bagaço de cana-de-açúcar em Alagoas.

	Unidade Industrial	Moagem (t/safra)*	Destino da Cana	Cogeração de eletricidade (Potência)	Distância**	Produção de Bagaço (t/safra)		Sobra de bagaço (t/safra)	
						Miníma	Máxima	Miníma	Máxima
1	CAETÉ - CACHOEIRA	1.158.863	31.020 m^3 etanol	-	26 km	278.127	324.482	13.906	32.448
			96.345 t açúcar	-					
2	CAETÉ - MARITUBA	1.225.176	37.294 m^3 etanol	-	145 km	294.042	343.049	14.702	34.305
			96.425 t açúcar	-					
3	CAETÉ - MATRIZ	1.415.203	37.386 m^3 de etanol	-	58 km	339.649	396.257	16.982	39.626
			130.310 t açúcar	-					
4	CAMARAGIBE	672.484	-	-	76 km	161.396	188.296	8.070	18.830
			64.558 t açúcar	-					
5	CAPRICHO	592.805	-	2,4 MW (instalada)	115 km	142.273	165.985	7.114	16.599
			64.066 t açúcar						
6	CORURIPE	2.838.279	81.171 m^3 etanol	-	80 km	681.187	794.718	34.059	79.472
			256.785 t açúcar	-					
7	JL - GUAXUMA	1.115.011	49.562 m^3 etanol	-	80 km	267.603	312.203	13.380	31.220
			67.159 t açúcar	-					
8	JL - LAGINHA	630.249	72.752 m^3 etanol	-	74 km	151.260	176.470	7.563	17.647
			-	-					
9	JL - URUBA	817.580	-	-	48 km	196.219	228.922	9.811	22.892
			79.758 t açúcar	-					
10	LEÃO	1.194.800	39.586 m^3 etanol	-	28 km	286.752	334.544	14.338	33.454
			92.802 t açúcar	-					
11	PAISA	709.972	32.773 m^3 etanol	4,8 MW (instalada)	156 km	170.393	198.792	8.520	19.879
			54.353 t açúcar	4,3 MW (consumo)					
12	PINDORAMA	808.411	45.000 m^3 etanol	4,0 MW (instalada)	80 km	194.019	226.355	9.701	22.636
			42.500 t açúcar	1,8 MW (consumo)					
13	PORTO ALEGRE	650.000	50.000 m^3 etanol	-	120 km	156.000	182.000	7.800	18.200
			-	-					
14	PORTO RICO	1.500.523	54.300 m^3 etanol	-	90 km	360.126	420.146	18.006	42.015
			109.024 t açúcar	-					
15	ROÇADINHO	1.367.129	36.010 m^3 etanol	-	58 km	328.111	382.796	16.406	38.280
			130.600 t açúcar	-					
16	SANTA CLOTILDE	1.062.588	29.782 m^3 etanol		28 km	255.021	297.525	12.751	29.752
			81.589 t açúcar	-					
17	SANTA MARIA	982.936	36.562 m^3 etanol	-	100 km	235.905	275.222	11.795	27.522
			71.403 t açúcar	-					
18	SANTO ANTONIO	1.874.106	52.411 m^3 etanol	-	56 km	449.785	524.750	22.489	52.475
			168433 t açúcar	-					
19	SERESTA	1.113.296	27.258 m^3 etanol	-	90 km	267.191	311.723	13.360	31.172
			101.350 ton açúcar	-					
20	SERRA GRANDE	1.120.852	17.937 m^3 etanol	-	95 km	269.004	313.839	13.450	31.384
			117.011 t açúcar	-					
21	SINIMBU	1.517.658	44.393 m^3 etanol	37,00 MW (instalada)	56 km	364.238	424.944	18.212	42.494
			127.501 t açúcar	20,2 MW (consumo)					
22	SUMAÚMA	880.388	21.670 m^3 etanol	14,00 MW (instalada)	30 km	211.293	246.509	10.565	24.651
			82.878 t açúcar	4,5 MW (consumo)					
23	TAQUARA	622.984	-	3,5 MW (instalada)	120 km	149.516	174.436	7.476	17.444
			65.000 t açúcar	3,5 MW (cosnumo)					
24	TRIUNFO	1.561.117	45.870 m^3 etanol	-	74 km	374.668	437.113	18.733	43.711
			115.753 t açúcar	-					
	TOTAL	**27.432.410**	**842.737 m^3 etanol**	**65,7 MW (instalada)**	-	**6.583.778**	**7.681.075**	**329.189**	**768.107**
			2.215.603 t açúcar	-					
	TOTAL NUM RAIO DE 100km	**22.648.537**	-	-	**< 100km**	**5.435.649**	**6.341.590**	**271.782**	**634.159**
			-	-					
	TOTAL NUM RAIO DE MAIS DE 100km	**4.783.873**			**> 100km**	**1.148.130**	**1.339.484**	**57.406**	**133.948**

*** Safra 2008/2009 - Anuário da Cana**

**** Distância média entre o Munícipio que está localizada a Usina e a cidade de Maceió**

Elaboração própria a partir de ProCana (2009).

7.5 TECNOLOGIA UTILIZADA

Como visto, há uma serie de tecnologias que possibilitam a produção de duas ou mais formas de energia útil, o que caracteriza a prática da cogeração. Para realização do estudo de caso desta dissertação adotou-se a cogeração com turbina a vapor (Ciclo Rankine).

Embora haja outras opções tecnológicas para o aproveitamento energético da biomassa e do hidrogênio gerado no processo: unidades integradas de gasificação, pilhas a combustível e turbinas a H_2, tais tecnologias ainda não estão comercialmente amadurecidas. Henriques (2009) afirma que a gasificação está em processo de amadurecimento, embora muito já tenha sido estudado sobre ela, e vários ganhos tecnológicos já tenham sido incorporados a esta tecnologia. Estudos desenvolvidos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos em parceria com Siemens e General Eletric prevêem que turbinas a hidrogênio deverão estar disponíveis comercialmente a partir de 2014 (U.S. Department of Energy, 2009). Pilhas a combustível também se encontram em fase de desenvolvimento, apenas protótipos de baixa potência estão disponíveis no mercado (Rohrich, 2008; Electrocell, 2009).

Vide apêndice C para informações detalhadas sobre a tecnologia utilizada.

7.6 SISTEMA DE COGERAÇÃO MODELADO NO RETSCREEN

Realizou-se a modelagem em paridade térmica acompanhando a carga de base, visto que a curva de carga da planta não sofre flutuações significativas durante o ano (Figura 37). Portanto, a unidade de cogeração simulada seria uma importadora de eletricidade, pois não forneceria toda energia elétrica demandada pela planta industrial e de acordo com a Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995 tal unidade seria caracterizada como auto-produtora, vide seção 2 do capítulo 5.

CHPClub (2002) indica que sistemas de cogeração com turbinas a vapor que utilizam como insumo a biomassa possuem uma disponibilidade de 94% durante o ano, os 6% restantes são paradas programadas para manutenção e durante este tempo a planta deve comprar energia da rede a uma tarifa de backup. O sistema de cogeração será atendido por

um combustível único: a biomassa proveniente da cana-de-açúcar (bagaço), insumo abundante na região onde está localizada a unidade industrial analisada. Adotou-se neste estudo como preço da biomassa apenas o custo de transporte, como descrito anteriormente, que seria de R$30/tonelada (Valor obtido através de pesquisa realizada junto a profissionais do setor sucroalcooleiro do Estado de Alagoas).

Embora haja no mercado caldeiras à biomassa de grande capacidade e alta pressão, geração de 400 toneladas/hora a 120bar e 540ºC, optou-se, para este estudo, por uma caldeira de média pressão (65bar) com capacidade de produção de 200 toneladas/hora a 480ºC devido ao fato de esse tipo de caldeira ser o mais empregado para cogeração com bagaço de cana de açúcar e, portanto, com uma maior facilidade de estimação de custos (PALETTA, 2004). Definidas as características e vazão do vapor produzido definem-se, então, as características da turbina a vapor, existência de porta de extração e respectiva pressão de extração, pressão do vapor na saída da turbina e eficiência da turbina. Determinou-se turbina com porta de extração de capacidade máxima de 35% e pressão de saída de 0,1atm o que caracteriza uma turbina do tipo CEST, turbina a vapor com condensação e extração (na sigla em inglês: Condension Extraction Steam Turbine). O RETScreen não permite, todavia, que se detalhe o sistema de cogeração modelado, por exemplo: número de caldeiras, quantidade de turbinas, arranjo das turbinas, etc. Logo, cabe ao planejador inserir as informações e interpretar os resultados de modo que construa um esquema coerente para o sistema de cogeração. Determinou-se uma produção de 400 toneladas por hora de vapor, o que pode ser interpretado como duas caldeiras idênticas alimentando um header que envia o vapor para o arranjo de turbinas.

Segundo os resultados da simulação, a planta de cogeração atenderia 51,6% da demanda de eletricidade da planta, enquanto os 48,4% restantes continuariam a ser fornecidos pela CHESF. Os 51,6% cogerados representam 699.477MWh/ano. A demanda térmica seria atendida 95,3% pelo sistema de cogeração e o restante complementado pelo sistema de caldeiras já instalado na unidade. Um fato importante é que não haveria mais demanda por gás natural na unidade, visto que o hidrogênio produzido na eletrólise da salmoura atenderia a demanda de 11.700 toneladas/ano de hidrogênio para produção complementar de vapor. A potência instalada do sistema de cogeração simulado pelo

RETSCreen é de 109.677kW. As Figuras 52 e 53 apresentam os gráficos gerados pelo modelo para o sistema elétrico e térmico respectivamente.

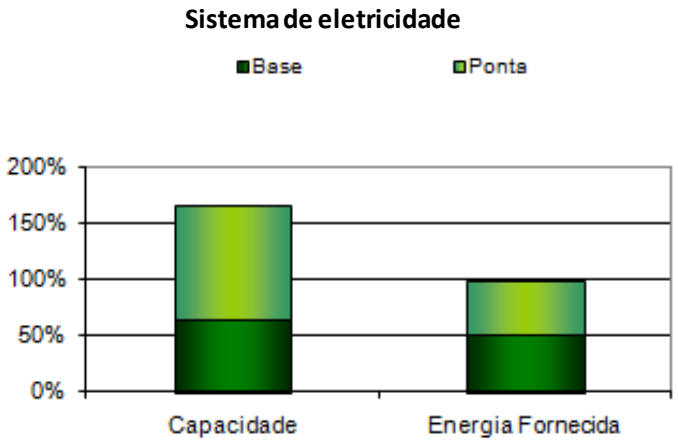


Figura 52: Simulação RETScreen, 2011.

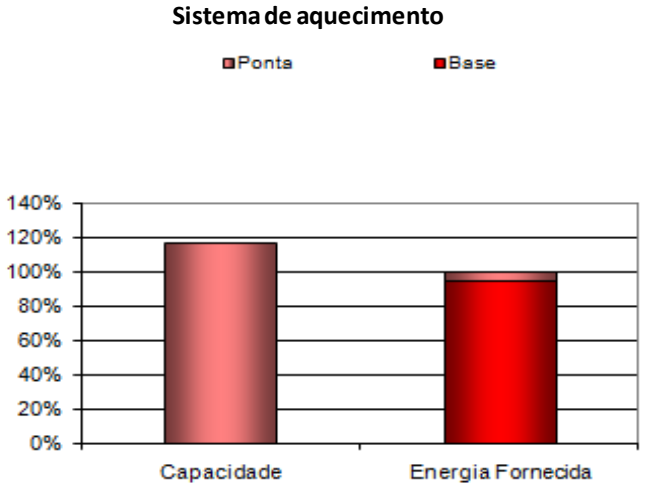


Figura 53: Simulação RETScreen, 2011.

Na Tabela 8 observam-se os resultados da planta de cogeração gerados pelo modelo.

Tabela 8: Simulação RETScreen, 2011.

Sumário do caso proposto	Tipo de Combustível	Consumo de combustível - unitário	Consumo de combustível	Capacidade (kW)	Energia Fornecida (MWh)
Eletricidade					
Carga de base	Bagaço	t	612.829	109.677	699.477
Carga de Ponta	Eletricidade	MWh	656.343	170.000	656.343
			Total	**279.677**	**1.355.821**
Aquecimento					
Carga de base	Calor recuperado			0	457.425
Carga de Ponta	Combustível definido pelo usuário	kg	11.658.297	140.000	22.575
			Total	**140.000**	**480.000**

Seriam necessárias quase 613 mil toneladas de bagaço de cana de açúcar por ano, quantidade que está abaixo do bagaço excedente em um raio de até 80km da fábrica. Todavia, seria necessário manter um estoque de bagaço, logo, a escolha da área onde instalar o sistema de cogeração deve levar em conta este fator.

A quantidade de energia elétrica a ser adquirida da CHESF durante as paradas programadas corresponde a 41.968,62 MWh/ano, que iguala o que a unidade de cogeração deixaria de gerar durante a parada.

Haveria ainda consumo de gás natural para geração de vapor para evitar que o processo industrial pare em virtude da manutenção da planta de cogeração. O volume de gás natural que deve ser consumido neste período é de 3.390.453,06m^3.

Tal sistema de cogeração possibilitaria ainda uma redução anual da ordem de 84 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente. No cenário de referência há uma emissão anual de cerca de 105.327 toneladas de CO_2, enquanto nos cenários que contemplam o sistema de cogeração tem-se uma emissão anual de apenas 21.326 toneladas.

Na Figura 54 tem-se a proposta de localização da planta de cogeração.O local é próximo à subestação aonde chega a linha de transmissão da CHESF, possui área para construção de uma galpão para estocagem de combustível e não há circulação de pessoas.

Figura 54: Proposta de localização da planta de cogeração.

A partir dos resultados gerados pelo modelo, acima descritos, montou-se uma proposta para o arranjo do sistema de cogeração modelado. O sistema proposto seria composto basicamente por duas caldeiras que produzem cada uma 200 toneladas de vapor superaquecido a 65bar de pressão. Seriam duas turbinas, uma de contrapressão descarregando vapor a 12bar (pressão requerida pelo processo) e outra CEST (Turbina de condensação com porta de extração) que conferiria maior flexibilidade ao sistema para gerar mais ou menos eletricidade em conforme a demanda de vapor. O detalhamento do sistema proposto deverá ser realizado na ocasião do estudo de viabilidade técnica e econômica do empreendimento. Para o estudo de pré-viabilidade ora realizado nesta dissertação o esquema proposto na Figura 55 esta adequado.

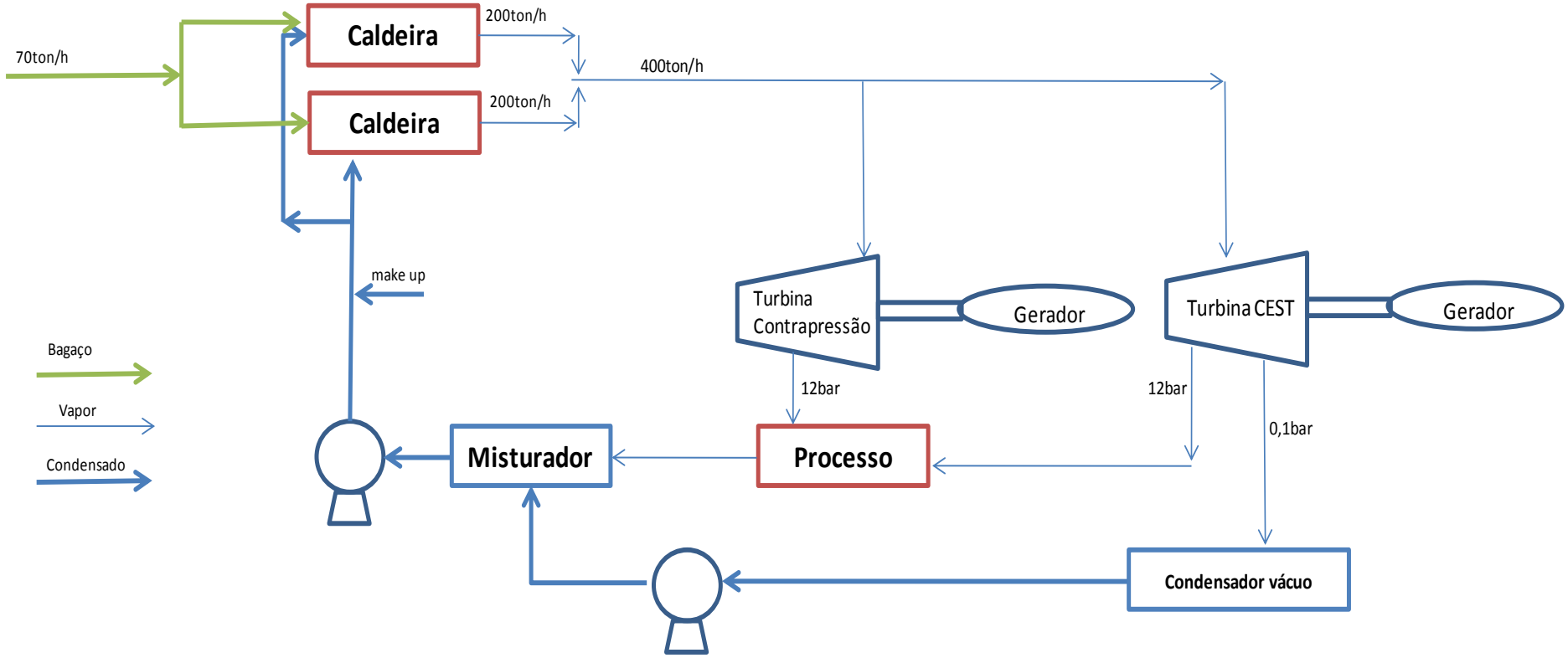


Figura 55: Proposta do arranjo do sistema de cogeração. Elaboração própria.

- **Análise de custos:**

A análise de custos será realizada em moeda local (Reais – R$), devido ao fato de que todos os equipamentos a serem utilizados no sistema de cogeração simulado possuem fabricação nacional. Em uma análise de pré-viabilidade a quantidade de incertezas é enorme e este item talvez seja o com maior potencial de variabilidade. Destaca-se ainda a dificuldade em obter dados relativos a valor de investimento nesta etapa de avaliação.

Para estimativa do custo unitário do investimento (R$/kW) utilizou-se como referência o estudo realizado por Palleta (2004), onde o mesmo estimou um custo unitário de R$1.593,23/kW instalado. Tal valor contempla os custos com construção civil. Corrigiu-se este valor para o presente ano utilizando os valores do IPCA disponíveis no site do Banco Central do Brasil. Utilizando a fórmula do valor presente adaptada para o cálculo do valor futuro:

$$\mathrm{VF} = \mathrm{VP} \times (1 + \mathrm{i})^{\mathrm{n}}$$

Onde,

VP = Valor Presente;

VF = Valor Futuro;

i = taxa de inflação;

n = ano.

Schaeffer & Szklo (2001) estimaram, para sistemas de cogeração com turbinas a vapor, um custo de operação e manutenção (O&M) de US$10 / MWh. O dólar encerrou 2001 cotado a aproximadamente R$2,5/US$, logo, tinha-se naquele ano um custo de R$25,00/MWh. Corrigiram-se, então, os custos de O&M para 2011 de maneira análoga a realizada para o custo do investimento.

Na Tabela 9 encontram-se os valores obtidos a partir do custo estimado por Palleta (2004) e Schaeffer & Szklo (2001). Utilizar-se-á, então, o valor de R$2283,81/kW instalado para o custo de investimento e R$47,46/MWh para o custo com operação e manutenção.

Tabela 9: Estimativa do custo específico do investimento em cogeração a vapor.

Ano	Inflação (IPCA %a.a.)	Investimento Unitário (R$/kW)	O&M (R$/MWh)
2001	7,67		25,00
2002	12,53		26,92
2003	9,3		30,29
2004	7,6	1593,23	33,11
2005	5,69	1714,32	35,62
2006	3,14	1811,86	37,65
2007	4,46	1868,75	38,83
2008	5,9	1952,10	40,56
2009	4,31	2067,27	42,96
2010	5,91	2156,37	44,81
2011	-	2283,81	47,46

Fonte: Banco Central do Brasil, 2011.

Agora é possível estimar o valor do investimento necessário a construção da unidade de cogeração modelada e dos respectivos custos anuais com Operação e Manutenção. Inserindo-se na tela de "análise de custos" do RETScreen o valor do investimento específico e de O&M, o modelo calcula o custo total do investimento o custo anual com O&M. Vide Tabela 10. Cerca de 65% deste total corresponde a custos com equipamentos.

Tabela 10: Custo total do investimento e custo anual com operação e manutenção.

	Sistema de cogeração de energia
Investimento (R$)	250.480.986,00
O&M (R$/ano)	33.197.178,00

Com relação aos custos da conexão à rede, não constitui, para o caso estudado, uma barreira significativa visto que a planta industrial já possui subestação própria conectada a rede de transmissão.

Para custo da reserva de capacidade e energia de *backup*, descrito em 5.6, considerou-se que a planta de cogeração somente estaria indisponível durante a parada programada para manutenção. Como foi definida uma disponibilidade de 94% para o sistema de cogeração (CHP CLUB, 2002), tem-se que a manutenção da planta deve durar 22

dias. O valor da tarifa no horário de ponta e fora de ponta varia de acordo com o período do ano (período seco e úmido), utilizar-se-á então a fórmula fornecida em 5.6 considerando um único valor de tarifa que seria o valor fornecido pela ANEEL para o setor industrial na região nordeste. Logo, tem-se o seguinte valor para o Encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade:

$$E_{RC} = (M_P \times T_P) \times \frac{n_u}{n_m}$$

Onde,

E_{RC} = R$18.148.984,37/ano (encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R$);

n_u = 22 (número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência);

n_m = 30 (número de dias do mês em referência);

T_P = R$0,22565/kWh (tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R$/kW) (ANEEL, 2011);

M_p = 109.677.000 kW montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;

Ainda como descrito em 5.6, existem 3 maneiras de se contratar a energia de *backup*, utilizar-se-á nos cenários simulados a contratação desta energia através de acordo bilateral entre Braskem e CHESF. Serão simulados cenários com o valor desta tarifa 2 e 3 vezes o valor da tarifa tabelada pela ANEEL, o que corresponde a R$451,3/MWh e R$676,95/MWh respectivamente. O que daria um custo anual de R$28.410.657,00/ano e R$18.885.879,00/ano.

Para o volume de 3.390.453,06m^3 de gás natural a ser consumido extraordinariamente durante as paradas da unidade de cogeração considerou-se a tarifa tabela pela empresa distribuidora local de R$1,1727/m^3 (ALGAS, 2011), o valor maior da

tarifa é devido a redução do volume a ser consumido. O custo anual seria de R$3.975.984,30/ano.

7.7 CENÁRIOS

De acordo com a metodologia descrita no capítulo 6 foram elaborados dez cenários além do cenário de referência. Todos os dez cenários possuem em comum o mesmo sistema de cogeração de energia associado ao processo químico, entretanto variaram parâmetros que simulam incentivos ao investimento disponível no Brasil.

Como descrito na seção 7 do capítulo 5, o principal incentivo oferecido pelo governo brasileiro à instalação de plantas de cogeração é baseado na redução das tarifas TUST ou TUSD, entretanto, para gozar de tal beneficio a planta de cogeração deve possuir potência de até 30MW. Logo, não seria possível pleitear tal incentivo para a unidade simulada.

Então, à luz das análises de políticas implementadas em outros países, as políticas de incentivo à cogeração investigadas nos cenários simulados são: financiamento do BNDES, redução da tarifa de *backup* e depreciação em declínio. Investigar-se-á ainda o efeito da venda de possíveis créditos de carbono pela substituição do gás natural pela biomassa, considerando para isto o principio da adicionalidade investigar-se-á qual valor da tonelada de CO_2 viabilizaria o investimento nos cenários onde não se observou viabilidade econômica.

Analisando-se as linhas de financiamentos descritas em 5.7, a que apresenta melhor potencial para a otimização econômica do empreendimento a ser simulado nesta dissertação é a linha de Energias Alternativas, porque possui maior limite de participação por parte do BNDES (90% para o caso deste estudo), taxa de juros de 10,47% ao ano e um prazo de amortização de 16 anos.

Além da possibilidade de financiamento avaliou-se a redução da razão de *backup* e a possibilidade de depreciação por declínio do investimento. Investigou-se, ainda, o efeito da venda de créditos de carbono obtidos pela substituição do gás natural pelo bagaço de cana.

Para razão de backup analisou-se a redução de uma razão de 3 vezes a tarifa tabelada pela ANEEL para 2 vezes.

Utilizaram-se as seguintes condições de depreciação linear para todos os cenários: depreciação durante 15 anos considerando depreciáveis 65% do capital empregado. A parcela depreciável do capital corresponde aos custos com equipamentos como caldeiras,

turbinas, gerador, turbo redutos, etc. Para o caso da depreciação por declínio utilizou-se uma taxa de depreciação sugerida por Soares et. al. (2006) que é obtida dividindo um fator de 1,5 a 2 pelo tempo de vida do projeto, adotou-se neste estudo uma taxa otimista de 13% (2/15 anos). Não foi considerada isenção fiscal.

- **Cenário de referência:**

O Cenário de referência é caracterizado pelas condições de operação atuais da planta descritas em 7.3. A Tabela 11 destaca os principais parâmetros para o cenário de referência. Vale ressaltar que os custos anuais com energia elétrica e gás natural no cenário de referências representarão as principais receitas na composição do fluxo de caixa do empreendimento.

Tabela 11: Principais parâmetros para o cenário de referência.

	Cenário de referência
Consumo energia elétrica (Gcal)	1.175.324,00
Tarifa energia elétrica (R$/MWh)	135,39
Custo energia elétrica (R$/ano)	183.578.110,00
Consumo vapor (Gcal)	893.605,00
Tarifa Gás natural (R$/m^3)	1,077
Custo Gás natural (R$/ano)	60.875.584,00

- **Cenários base:**

No cenário base considera-se a instalação do sistema de cogeração como descrito no item 7.6. Neste cenário a empresa arcaria sozinha com os custos do empreendimento e, portanto, não haveria financiamento, incentivos tributários através da depreciação, variação da razão de *backup* e venda de créditos de carbono.

Neste cenário, considerou-se ainda a trajetória de crescimento da tarifa de eletricidade a uma taxa de 4,16% a.a. – Estimado de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação para região Nordeste disponível no Plano Decenal de Energia Elétrica 2019, (EPE, 2010). Taxa de inflação de 4,5% a.a. (BACEN, 2011). Como a taxa de desconto real praticada pelo setor privado em questão varia entre 15% e 20% adotou-se um valor

médio de 17,5% para um tempo de vida de projeto de 25 anos. Na Tabela 12 verificam-se os custos simulados para o cenário base.

Tabela 12: Resumo dos custos do cenário base.

	Cenário Base
Investimento (R$)	250.480.986,00
Custo especifico do bagaço (R$/t)	30,00
Consumo de bagaço (t/ano)	612.829
Custo total (R$/ano)	18.384.870,00
Tarifa eletricidade da rede (R$/MWh)	225,65
Consumo de eletricidade da rede (MWh/ano)	656.343
Custo com energia elétrica (R$/ano)	148.103.898,00
Custo com O&M (R$/ano)	33.197.178,00
Encargo de reserva de capacida (R$/ano)	18.148.984,37
Razão de backup	3
Custo com energia elétrica de backup (R$/ano)	28.410.657,00
Tarifa de Gás natural de backup (R$/m^3)	1,17
Custo com gás natural de backup (R$/ano)	3.975.984,30

- **Cenários Alternativos:**

Os dez cenários alternativos modelados possuem em comum o mesmo sistema de cogeração e as condições financeiras descritas no cenário base.

O modelo estimou uma redução líquida anual de 84 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente, para os cenários 6, 7, 8 e 9 que não apresentaram viabilidade econômica mesmo considerando as políticas de incentivo descritas, investigou-se qual valor da tonelada de carbono viabilizaria o investimento. Considerou-se para isto a redução estimada pelo modelo e um período de captação de recursos de 10 anos.

Para os cenários alternativos 8, 9 e 10 simulou-se a possibilidade de condições de incentivo agressivas eliminando-se os encargos com reserva de capacidade e tornando-se a tarifa de *backup* igual à tarifa tabela pela ANEEL, ou seja, razão de *backup* igual a 1. Então se verificaram diferentes níveis de financiamento para estas condições.

Na Tabela 13 tem-se o resumo das principais condições dos cenários simulados.

Tabela 13: Cenários simulados.

	Cenários											
	Referência	Base	Aternativo 1	Aternativo 2	Aternativo 3	Aternativo 4	Aternativo 5	Aternativo 6	Aternativo 7	Aternativo 8	Aternativo 9	Aternativo 10
Sistema de cogeração	não	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Razão de backup	-	3	2	3	3	3	2	2	2	1	1	1
Participação do financiamento (%)	-	0	0	40	80	80	40	80	80	0	40	80
Depreciação linear	-	sim	sim	sim	sim	não	sim	sim	não	não	não	não
Depreciação por declínio - 13% a.a.		não	não	não	não	sim	não	não	sim	sim	sim	sim
Reajuste do custo de eletricidade (%)	-	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Taxa de inflação (%)	-	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Taxa de desconto real (%)	-	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50
Vida do projeto (anos)	-	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

7.8 Resultados e Análise de Riscos

Nas Tabelas 14 e 15 têm-se os resultados das análises financeiras dos cenários simulados. Verifica-se que apenas em condições de incentivos mais agressivos se viabilizaria o projeto de cogeração simulado nesta dissertação. Nos cenários base e alternativos de 1 a 7 a TIR não foi calculada devido ao fato de que o VPL não se torna negativo durante o tempo de vida do projeto.

Tabela 14: Resumo de resultados.

	Cenários					
	Referência	Base	Aternativo 1	Aternativo 2	Aternativo 3	Aternativo 4
Valor Presente Líquido - VPL (milhões R$)	-	-243	-188	-190	-144	-141
Taxa Interna de Retorno após impostos- TIR (%)	-	-	-	-	-	-
Payback (anos)	-	> que vida do projeto	> que vida do projeto	> que vida do projeto	> que vida do projeto	> que vida do projeto

Tabela 15: Resumo de resultados.

	Cenários					
	Aternativo 5	Aternativo 6	Aternativo 7	Aternativo 8	Aternativo 9	Aternativo 10
Valor Presente Líquido - VPL (milhões R$)	-142	-96	-93	-47	1,5	45
Taxa Interna de Retorno após impostos - TIR (%)	-	-	-	13,8	17,3	43,9
Payback (anos)	> que vida do projeto	> que vida do projeto	> que vida do projeto	7,5	6,3	2,4

É possível constatar através dos resultados apresentados o peso que os custos com energia de reserva e *backup* possuem na viabilidade do empreendimento. Apenas ao considerar-se a possibilidade de eliminação dos encargos com reserva de capacidade e a redução da razão de *backup* para 1 (tarifa de *backup* igual a tarifa normal) já nos aproximamos da condição de custo de oportunidade do projeto (cenário 8). Um nível de financiamento de 26,33% igualaria o VPL a zero tornando a TIR igual à taxa de desconto utilizada, ou seja, nesta condição a TIR é igual ao custo de oportunidade do capital. Vale observar que, como descrito no item 2.3, a tarifa de *backup* ainda constitui uma das principais barreiras à cogeração enfrentada por diversos países no mundo. Os Estados

Unidos, inclusive, tiveram que desenvolver mecanismos para transpor tal barreira, vide capítulo 3.

Para o caso brasileiro, uma alternativa poderia ser a participação das distribuidoras em projetos de cogeração para evitar que a distribuidora tenha perda de receita com a diminuição do consumo de grandes consumidores industriais. Contudo, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro limita bastante esta possibilidade (CHAVES, 2010; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2003).

Esta é uma limitação associada a chamada autocontratação (em inglês – *self dealing*), onde o novo modelo do setor elétrico brasileiro limita a compra de energia de distribuidoras a uma geradora do mesmo grupo. Logo, a participação da distribuidora em um empreendimento pode encontrar dificuldades relacionadas a esta limitação imposta pela regulamentação do setor elétrico. Não é licito afirmar, entretanto, que a limitação da autocontratação seja uma falha do modelo institucional do setor elétrico, ao contrário, esta limitação representa um avanço, pois retira as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradoras que não pertencem ao mesmo grupo econômico. Entretanto, o que se sugere nesta dissertação é que haja exceções para casos de projetos de cogeração que utilizem fontes renováveis de energia pelas razões já discutidas nesta dissertação, sobretudo em regiões como a região Nordeste do Brasil onde está localizado o Estado de Alagoas.

Como mostrado no item 7.2 em regiões como o Estado de Alagoas há comprovadamente grande propensão ao consumo de eletricidade no setor residencial, logo havendo a participação da distribuidora em projetos de cogeração, como o estudado nesta dissertação, pode-se mitigar o efeito negativo dos encargos de *backup* no projeto de cogeração. Cita-se como exemplo o caso da Holanda onde a participação das empresas distribuidoras de energia teve importância fundamental para a disseminação da prática da cogeração neste país (SLINGERLAND, 1997). Vide Capítulo 3.

Uma regulamentação especifica para a energia de *backup* que proteja os potenciais cogeradores de abusos por parte de distribuidoras também poderia ser bastante eficaz na promoção da cogeração. A Resolução 304/2008 que regula a energia elétrica associada à reserva de capacidade (em MWh), ou energia de *backup*, estabelece três formas para que o autoprodutor ou produtor independente adquira energia de backup (Capítulo 5), o que

coloca os potenciais cogeradores em condição delicada a depender de sua localização. Na região de Alagoas, por exemplo, as possibilidades de aquisição desta reserva de capacidade são limitadas.

- **Análise de Risco:**

Há uma série de incertezas na etapa de análise de pré-viabilidade de um projeto de energia, sobretudo quando envolve a utilização de fontes renováveis. Corrêa (2001) ao analisar um projeto de cogeração à biomassa avaliou o impacto na TIR de uma variação de 50% no custo unitário do investimento e custo com combustível para os cenários propostos. Seguindo esta metodologia realizar-se-á, através do RETScreen, análise de risco para o caso dos custos unitários com o investimento variarem em 50% bem como os custos com combustível no caso proposto. Tal análise de risco foi realizada para os cenários com VPL positivo (cenários alternativos 9 e 10).

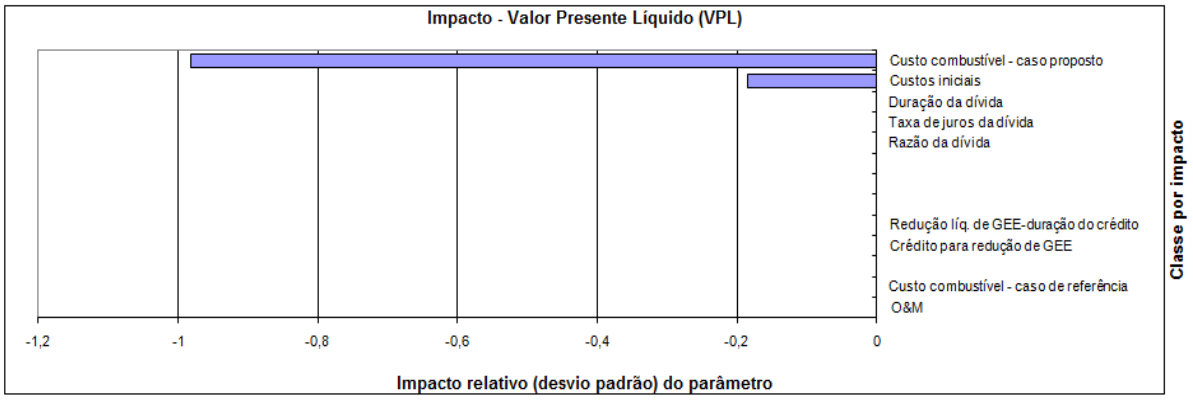


Figura 56: Impacto no VPL da variação de 50% nos custos iniciais do investimento e custo com combustível no caso proposto.

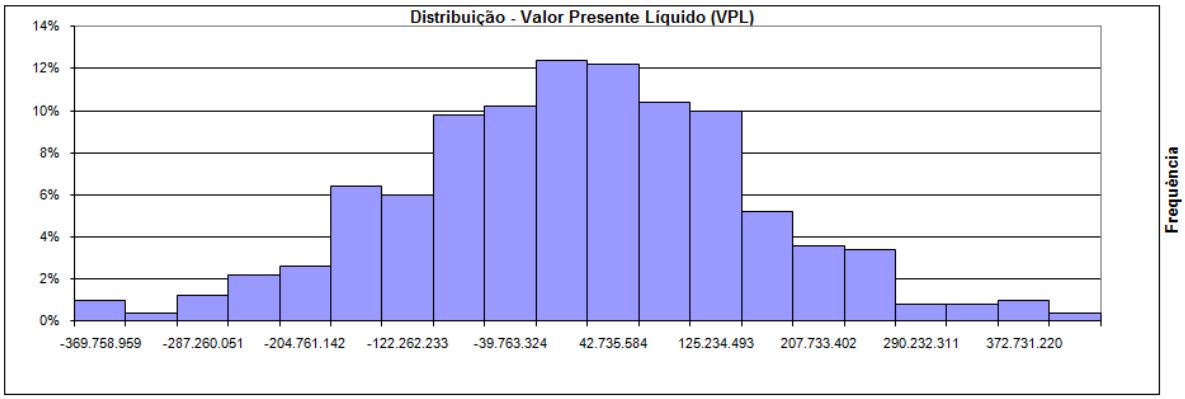


Figura 57: Distribuição percentual do VPL para variação de 50% nos custos iniciais do investimento e custo com combustível no caso proposto.

As Figuras 56 e 57 apresentam os resultados gerados pelos RETScreen para uma variação de +ou- 50% nos custos iniciais do projeto e custos com combustível (eletricidade e bagaço) no caso proposto. Realizou-se análise de risco para os cenários alternativos 9 e 10. Observa-se na Figura 58 que os custos com combustível possuem impacto consideravelmente maior que os custos iniciais do investimento. Cerca de 88% dos custos com combustível para o cenário proposto de cogeração de energia dizem respeito à eletricidade adquirida junto à concessionária para complementar o atendimento à carga da planta, logo observa-se que não faz sentido limitar em 30MW a capacidade das plantas de cogeração qualificada que possuem acesso ao incentivo de redução na TUST/TUSD (Vide capítulo 5, seção 7). Os 12% restantes dos custos com combustível correspondem ao bagaço de cana, caso os custos com bagaço fossem 50% mais baratos e mantidos os custos com eletricidade, a TIR para o cenário alternativo 9 sairia de 17,3% para 25,4%; logo, conclui-se que mesmo uma fração dos custos totais com combustível já possui considerável impacto na viabilidade do projeto. Reforça-se, com isto, a importância de eliminar-se a limitação de 30MW imposta para que centrais qualificadas tenham direito a redução de 100% na TUST/TUSD.

O histograma da Figura 59 fornece a distribuição de possíveis valores para o VPL como resultado de uma simulação de Monte Carlo. A altura de cada barra representa a freqüência (%) dos valores que caem em um range definido pela largura das barras. O valor correspondente ao meio de cada intervalo é plotado no eixo X.

Logo, observa-se na Figura 59 que VPL´s com valores negativos possuem grande freqüência na distribuição o que confere grande risco ao empreendimento, reforçando a

tese que mecanismos de incentivo são necessários para minimizar os riscos, tornando o investimento factível.

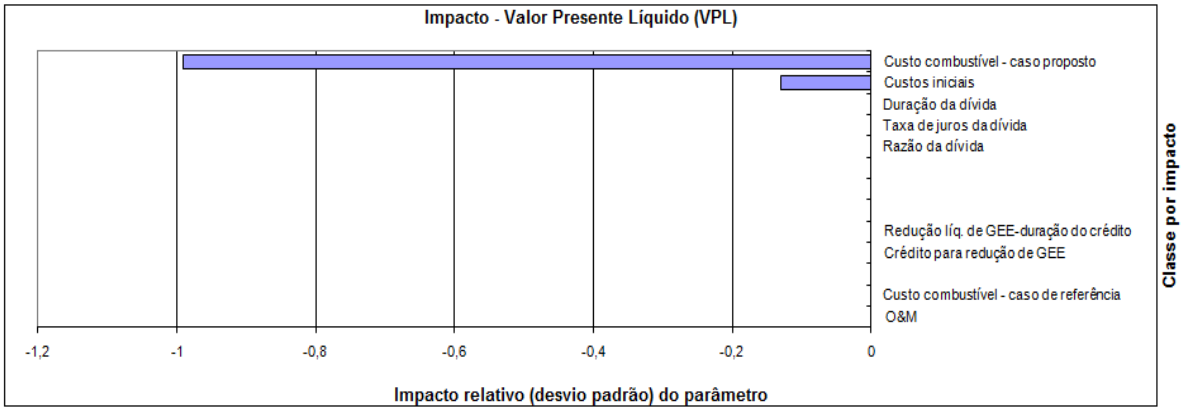


Figura 58: Impacto no VPL da variação de 50% nos custos iniciais do investimento e custo com combustível no caso proposto.

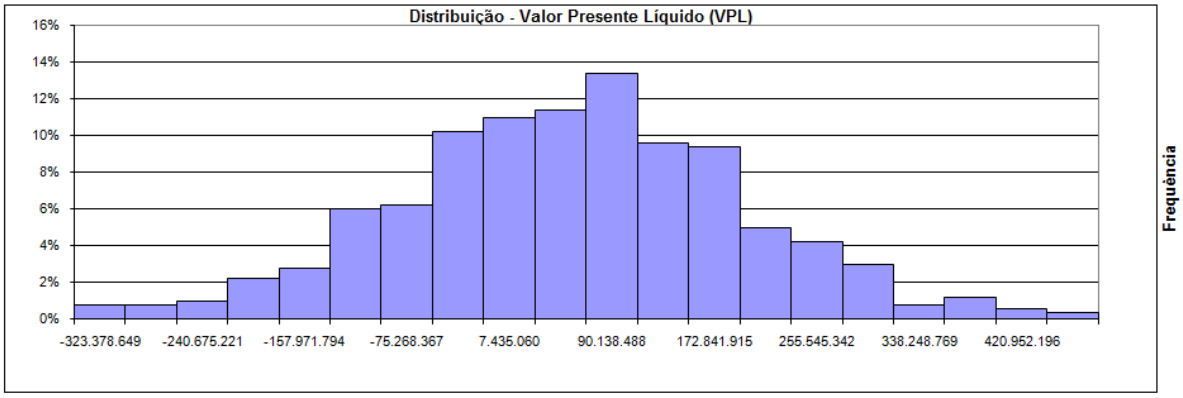


Figura 59: Distribuição percentual do VPL para variação de 50% nos custos iniciais do investimento e custo com combustível no caso proposto.

Para o cenário alternativo 10 observa-se situação semelhante à descrita para o cenário 9. Todavia, para este cenário com um nível de financiamento de 80% os resultados de viabilidade do projeto seriam extremamente positivos, caso houvesse redução na tarifa de eletricidade para o caso proposto.

- **Venda de créditos de carbono:**

Os cenários alternativos 6, 7, 8 e 9 não apresentaram viabilidade econômica, dentro dos critérios pré-estabelecidos, embora possuam incentivos, em especial o cenário alternativo 9. Então, investigou-se a possibilidade de venda de créditos de carbono em virtude da redução de 84 mil toneladas anuais devido a substituição do Gás Natural pela

biomassa de cana de açúcar na geração de vapor, considerando o principio da adicionalidade, ou seja, a receita obtida com a venda dos créditos de carbono seriam determinantes para a viabilidade do projeto, significando que o projeto não seria viável na ausência deste incentivo.

Observa-se na tabela 16 que no cenários alternativos 6, 7 e 8 somente um preço relativamente alto pago pela tonelada de dióxido de carbono aproximaria o projeto de uma situação de viabilidade. Para o cenário alternativo 9 se constatou que um preço relativamente baixo já traria o empreendimento para uma situação de viabilidade.

Logo, a possibilidade de venda de créditos de carbono pode ser um incentivo determinante.

Tabela 16: Resultados com venda de créditos de carbono.

	Aternativo 6	Aternativo 7	Aternativo 8	Aternativo 9
Valor Presente Líquido - VPL (milhões R$)	-96	-93	-47	1,5
Taxa Interna de Retorno após impostos - TIR (%)	-	-	13,8	17,3
Payback (anos)	> que vida do projeto	> que vida do projeto	7,5	6,3
Tonelada de CO_2 (R$/t)	321	313	170	20
Novo VPL (milhões R$)	0,2	0,4	3,5	4,5
Nova TIR (%)	16,7	16,4	17,8	18,1

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Szklo et al. (2000) afirmavam há cerca de uma década que as tarifas elétricas praticadas no setor industrial brasileiro constituíam a principal barreira a investimentos em sistemas de cogeração. Todavia, atualmente este mesmo patamar tarifário já coloca a indústria de soda-cloro brasileira em uma situação de margens muito apertadas que ameaça a competitividade do setor. Embora a eletricidade seja responsável pela maior parte do consumo energético no processo, a demanda por gás natural também é alta, o que também coloca esta indústria numa situação de vulnerabilidade quanto a possíveis altas do preço internacional de petróleo, que poderão afetar o preço do gás natural.

Com relação ao caso estudado a existência de linhas de financiamento pode tornar o investimento mais atraente, caso os preços de energia venham a subir, embora apenas o acesso a financiamento não garanta uma taxa interna de retorno dentro dos limites almejados pelo setor privado. De fato, a simulação da análise de viabilidade econômica de uma planta de cogeração proposta neste estudo, para consumir bagaço de cana de açúcar associado à industria de açúcar e álcool de Alagoas, indicou o impacto significativo da tarifa de *backup* na viabilidade do empreendimento. Apenas no cenário em que se eliminou o encargo de reserva de capacidade, e a razão de *backup* foi reduzida para 1 e ainda com financiamento de 80%, o empreendimento se tornou viável segundo a perspectiva do investidor privado. Assim, constata-se a necessidade de uma combinação de mecanismos para haver um estimulo eficiente à cogeração de energia na indústria de soda-cloro em Alagoas.

Como visto em 5.6, a contratação de reserva de capacidade e energia de *backup* são regulamentados pela Resolução Nº 304 de março de 2008. Tal resolução especifica detalhadamente os termos de como devem ser calculados os custos relativos à contratação de reserva de capacidade, porém a energia (kWh) associada a esta reserva contratada é objeto de outro tipo de contrato. Como afirma Barja (2006), a resolução de 2008 ainda apresenta limitações quanto à contratação de reserva de capacidade mesmo tendo evoluído bastante em relação à resolução anterior de 1999. Todavia, piores que as limitações relativas à contratação de reserva de capacidade são as limitações devido à aquisição da energia associada à reserva de capacidade. A Resolução Nº 304 define três formas de aquisição da energia associada à reserva de capacidade – vide 5.6. Ademais a descrição de tais formas é

demasiada resumida; e a depender da localização do potencial cogerador as opções para contratação desta energia podem ser limitadas, como é o caso da unidade industrial estudada nesta dissertação. No caso aqui estudado a única alternativa para aquisição da energia de *backup* seria junto à concessionária de distribuição acessada.

Projetos de cogeração de grandes consumidores de eletricidade podem significar uma perda considerável de receita para a concessionária que atende tal consumidor, logo uma forma que a concessionária pode encontrar de mitigar tais perdas é através da energia associada à reserva de capacidade. Com isto, se observa através do caso estudado nesta dissertação que envolver a concessionária que atende o potencial cogerador no projeto de cogeração, como um parceiro no empreendimento, pode ser um fator decisivo na viabilidade. Tal alternativa, porém, pode encontrar entraves no atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Uma recomendação desta dissertação, neste sentido, é analisar em que medida as limitações da chamada autocontratação (*self dealing*) de concessionárias de distribuição de eletricidade não poderiam ser flexibilizadas em casos especiais, como os associados à geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia.

Um importante fator relacionado ao projeto de cogeração ora simulado é a média do consumo residencial de eletricidade no Estado de Alagoas. Como descrito em 7.2 o consumo residencial per capita em Alagoas é a metade da média nacional que já é uma média baixa em relação a países desenvolvidos. A grande propensão ao consumo de eletricidade aparente existente no setor residencial e necessidade de atração de novas indústrias ao Estado, podem ser utilizados como meio de compensar a perda de receita por parte da concessionária. Reforça-se a importância de envolver a concessionária no projeto de cogeração.

Conclui-se através dos resultados obtidos que o envolvimento da concessionária neste projeto poderia significar, além da viabilização do empreendimento de cogeração para a planta de cloro soda, uma estratégia de desenvolvimento para o Estado de Alagoas com inclusão social e melhoria das condições de vida da população do Estado, sem falar nos benefícios ao Sistema Interligado Nacional e na redução da emissão de gases do efeito estufa que este projeto especificamente propiciaria.

No cenário atual de tarifas, políticas de incentivo no Brasil seriam necessárias para viabilizar o empreendimento. A redução de emissão de gases do efeito estufa propiciada

pelo projeto, além de gerar receitas que incidem positivamente no fluxo de caixa do empreendimento, pode significar um diferencial competitivo num mundo cada vez mais preocupado com as alterações do clima causadas pela intensificação do efeito estufa. Enfim, diante da enorme pressão que as plantas químicas enfrentam no sentido de redução de custos e maior sensibilização quanto à qualidade do serviço energético investimentos em unidades de cogeração tendem a se tornar mais comuns no Brasil, desde que haja os incentivos adequados e maior interesse do investidor. Em situações onde o investimento não se viabilizaria mesmo com incentivos a possibilidade de venda de créditos de carbono pode ser determinante.

Como recomendação para estudos futuros, a partir dos resultados obtidos, sugere-se a realização de avaliações de alternativas tecnológicas na planta de soda-cloro, além daquela proposta nesta dissertação, incluindo outras opções tecnológicas de aproveitamento energético da biomassa como gasificação de bagaço e aproveitamento energético do hidrogênio gerado no processo através de pilhas a combustível.

Outra possibilidade de aproveitamento energético deste hidrogênio seria a queima do mesmo em turbinas a gás. Relacionado a esta opção se propõe um sistema em ciclo combinado com gasificação integrada de biomassa. Como visto no capítulo 4 é possível produzir H_2 através da gasificação da biomassa, a esta corrente seria acrescentado o H_2 produzido no processo de eletrólise e então queimados em uma turbina a gás gerando eletricidade; os gases exaustos da combustão na turbina teriam seu calor aproveitado em uma caldeira de recuperação de calor para geração de vapor superaquecido que por sua vez alimentaria uma turbina a vapor para geração de eletricidade suplementar, finalmente o vapor saturado resultante seria aproveitado no processo industrial.

Outra possibilidade para futuras avaliação é a otimização da comercialização do bagaço excedente disponível, otimizar a logística de compra e transporte deste insumo pode representar ganhos substanciais para a viabilidade do projeto, além disso pode-se avaliar a possibilidade de cultivo de biomassa exclusivamente para consumo desta unidade de cogeração. Como visto na análise de risco os custos com combustível para os cenários com cogeração tem grande impacto no VPL do empreendimento.

Avaliações quanto a melhor opção de enquadramento da unidade cogeradora (autoprodutor ou produtor independente) também podem fornecer resultados interessantes quanto a viabilidade do empreendimento.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABICLOR [Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados] – www.abiclor.com.br – Acessado em março e abril de 2011.

ABIQUIM [Associação Brasileira da Indústria Química] – www.abiquim.org.br – Acessado em novembro e dezembro de 2010.

Ackermann, T. et al. "Distributed Generation: a definition", *Electric Power Systems Research*, v. 57, p. 195-204, 2001.

AIE [Agência Internacional de Energia]. "IEA Energy Technology Essentials – Biomass for Power Generation and CHP", 2007.

AIE [Agência Internacional de Energia]. "CHP Country Scorecard: Denmark", 2007.

AIE [Agência Internacional de Energia]. "CHP Country Scorecard: The Netherlands", 2007.

AIE [Agência Internacional de Energia]. "CHP Country Scorecard: United States", 2007.

AIE [Agência Internacional de Energia]. "Cogeneration and District Energy", 2009.

Alcaide,F. et al. "Fuel cells for chemicals and energy cogeneration". *Journal of Power Sources,* v. 153, p. 47-60, 2006.

ALGÁS [Gás de Alagoas] – www.algas.com.br – Acessado em Julho de 2011.

Andrade, Márcio Henrique dos Santos. *Estudo e Otimização da Fluidodinâmica do Anólito de Celas de Soda-Cloro com Tecnologia Diafragma.* Tese de D.Sc., Pós-Graduação em Engenharia de Processos / UFCG, 2006. Campina Grande, PB, Brasil.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica] – www.aneel.gov.br – Acessado em julho de 2011.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 2005.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. *Acesso e uso dos sistemas de Transmissão e Distribuição*, Cadernos Temáticos ANEEL: 5, 2005.

Babus´Haq, R. F., Probert, S.D. "Combined Heat-and-Power Implementation in UK: Past, Present, and Prospective Developments", *Applied Energy*, v. 53, p. 47-76, 1996.

Balestieri, José Antônio Perrella. *Planejamento de Centrais de Cogeração: Uma Abordagem Multiobjetiva*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 1994. Campinas, SP, Brasil.

BACEN [Banco Central do Brasil] – www.bcb.gov.br – Acessado em março e abril de 2011.

Bastos, J.B.V., Borschiver, S., Szklo, A.S., Andrade, M.H.S. "Análise de Políticas de Incentivo à Cogeração de Energia numa Planta Química Brasileira de Soda-Cloro", *XVIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química*. Foz do Iguaçu, 2010.

Bastos, J.B.V., Borschiver, S., Szklo, A.S., Andrade, M.H.S. "Análise de Políticas de Incentivo à Cogeração de Energia numa Planta Química Brasileira de Soda-Cloro", *XIII Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro, 2010.

Basulto Ernst, M.A., Perrella Balestieri, J.A. "Influences of thermal and electric load fluctuations in the cogeneration attractiveness", *Applied Thermal Engineering*, v. 26, p. 1500-1505, 2006.

Barreda Del Campo, Eduardo Rafael. *Avaliação termoeconômica da usina Vale do Rosário*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 1999. Campinas, SP, Brasil.

Barja, Gabriel de Jesus Azevedo. A Cogeração e sua inserção ao sistema elétrico. Dissertação de M.Sc., Departamento de Engenharia Mecânica – Faculdade de Tecnologia / UnB, 2006. Brasília, DF, Brasil.

Biezma, M.V., San Cristóbal, J.R. "Investiment criteria for the selection of cogeneration plants – a state of the art review", *Applied Thermal Engineering*, v. 26, p. 583-588, 2006.

BNDES [Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social]. *O Setor de Soda-Cloro no Brasil e no Mundo*. Brasil, 2009.

BNDES [Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social]. *O Papel das Fontes Renováveis de Energia no Desenvolvimento do Setor Energético e Barreiras à sua Penetração no Mercado*. Brasil, 2009.

Braga, José Mauro Fernandes. *Análise da Viabilidade Econômica da Integração de Sistemas de Célula a Combustível, nas Plantas de Soda-Cloro, para Utilização do*

Hidrogênio gerado no Processo. Tese D.Sc., Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos – EQ / UFRJ, 2009. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Brealey, R., Myers, S. *Principles of Corporate Finance – 7th Edition*. USA: The MacGraw-Hill Companies, 2003.

Camargo, João Carlos. *O etanol como fonte de hidrogênio para células a combustível na geração distribuída de energia elétrica*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 2004. Campinas, SP, Brasil.

Chauhan, S. "Biomass Resources Assessment for Power Generation: A Case Study from Haryana State, India", *Biomass and Bioenergy*, v. 34, p. 1300-1308, 2010.

Chaves, Cristiane Padilha. Inserção dos Consumidores Livres no Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Oportunidades. Dissertação de M.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CHP Club. *The manager´s guide to custom-built combined heat and Power systems. United Kingdom*, 2000.

Chu, H. –S. et al. "The Development of a small PEMFC combined heat and power system". *Journal of Power Sources*, v. 176, p. 499-514, 2008.

Cima, Fernando Monteiro. *Utilização de Indicadores Energéticos no Planejamento Energético Integrado*. Dissertação de M.Sc., PPE-COPPE / UFRJ, 2006. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Corrêa Neto, Vicente. *Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural*. Dissertação de M.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2001. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Costa, M.H.A., Balestieri, J.A.P. "Comparative study of cogeneration systems in a chemical industry", *Applied Thermal Engineering*, v. 21, p. 523-533, 2001.

Cunha, Marcelo Pereira da. *Inserção do Setor Sucroalcooleiro na Matriz Energética do Brasil: uma análise de insumo-produto*. Dissertação de M.Sc., Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica / UNICAMP, 2005. Campinas, SP, Brasil.

Danish Energy Agency. "The Danish example – The way to an Energy Efficient and Energy Friendly Economy", 2009.

Dedine Indústria de Base – www.codistil.com.br – Acessado dezembro de 2010.

Dincer, I. “The role of exergy in energy policy making”, *Energy Policy*, v. 30, p. 137-159, 2002.

Dismukes, D.E., Kleit, A.N. “Cogeneration and electric power industry restructuring”, *Resource and Energy Economics*, v. 21, p. 153-166, 1999.

Duval, Y. “Environmental Impact of Modern Biomass Cogeneration in Southeast Asia”. *Biomass and Bioenergy*, v. 20, p. 287-295, 2001.

Ely, Rômulo Neves. Avaliação Prospectiva das Rotas de Bio-refinaria no Brasil, a partir do bagaço de cana-de-açúcar como matéria-prima básica. Dissertação M.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2009. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Empresa de Pesquisa Energética, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*, disponível em www.epe.gov.br.

Empresa de Pesquisa Energética, *Balanço Energético Nacional 2009*, disponível em www.epe.gov.br.

Elsevier. Encyclopedia of Energy, 2004.

EU ETS [Europe Union Emission Trade System] – ec.europa.eu/clima/policies/ets – Acessado em março e abril de 2011.

Ferreira, Paulo Fabrício Palhavam. *Análise da viabilidade de sistemas de armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogênio utilizando células a combustível*. Dissertação de M.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 2003. Campinas, SP, Brasil.

Finnish Environment Institute. “Finnish Expert Report on Best Available Techniques in Large Combustion Plants”, Helsinki, 2001.

Frei, C.W., et al. “Dynamic formulation of a top-down and bottom-up merging energy policy models”, *Energy Policy*, v. 31, p. 1017-1031, 2003.

Garcia, Agenor Gomes Pinto. *Leilão de Eficiência Energética no Brasil*. Tese de D.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2008. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Garrido, Santiago García & Fraile, Diego. “Gogeneración: Diseño, Operación Y Mantenimiento de Plantas”, Ediciones Díaz de Santos, Espanha, 2008.

Giaccone, L., Canova, A. “Economical comparison of CHP systems for industrial user with large steam demand”, *Applied Energy*, v. 86, p. 904-914, 2009.

Grupo Electrocell – www.electrocell.com.br – Acessado em dezembro de 2010.

Guarinelo Júnior, Flavio Fernando. *Avaliação termoeconômica de um sistema de cogeração proposto para um pólo industrial*. Dissertação de M.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 1997. Campinas, SP, Brasil.

Harris, J. "The Economic Importance of Chlor-alkali Industry Products, and Alternatives to those Products, to the Canadian Economy", *Chemosphere*, v. 38, p. 2533-2548, 1999.

Henriques, Rachel Martins. *Potencial para Geração de Energia Elétrica no Brasil com Resíduos de biomassa através da Gaseificação.* Tese de D.Sc., PPE - COPPE / UFRJ, 2009. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Hinrichs Roger A. *Energia e Meio Ambiente – 4ª Edição,* Cengage Learning, 2010, São Paulo, Brasil.

Hoffmann, Bettina Susanne. *O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO2: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO2 em Termeletricas a Carvão em Larga Escala no Curto Prazo*. Dissertação de M.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Hoff, T. E. et. al. "Distributed Generation: An alternative to electric utility investments in system capacity", *Energy Policy*, v. 24, p. 137-147, 1996.

Horta Nogueira, Luiz Augusto. *Análise da Utilização de Energia na Produção de Álcool de Cana-de-açúcar*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 1987. Campinas, SP, Brasil.

Hubert, C.E. et al. "Study of small heat and power PEM fuel cell system generator". ". *Journal of Power Sources,* v. 156, p. 64-70, 2006.

IPCC – www.ipcc.ch – Acessado em novembro e dezembro de 2010.

Jannuzzi, G.M., Swisher, J.N., Redlinger, R.Y. "Tools and Methods for Integrated Resource Planning". Grafisk Service, Riso National Laboratory, Dinamarca, 1997.

Kirkels, A.F., Verbong, G.P.J. "Biomass gasification: Still promising? A 30-year global overview", *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* v. 15, p. 471-481, 2011.

Lima, P. R., et al. "Energy loss in Eletrochemical diaphragm process of chlorine and alkali industry – A collateral effect of the undesirable generation of chlorate", *Energy*, v. 35, p. 2174-2178, 2010.

Jebaraj, S., Iniyan, S. “A review of energy models”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 10, p. 281-311, 2006.

Maddlener, R., Bachhiesl, M. “Socio-economic drivers of large urban biomass cogeneration: Sustainable energy supply for Austria´s capital Vienna”, *Energy Policy*, v. 35, p. 1075-1087, 2007.

Mathia, Melissa Cristina Pinto Pires. *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios.* Tese de D.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2008. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Maxoulis, C. N., Kalogirou, S. A. “Cyprus Energy Policy: The Road to the 2006 World Renewable Energy Congress Trophy”, *Renewable Energy*, v. 33, p. 355-365, 2008.

Ministério de Minas e Energia, *Modelo Institucional do Setor Elétrico,* disponível em www.mme.gov.br.

O´Brien, Thomas. “HandBook of Chlor-Alkali Technology”, Springer Science, United States, 2005.

Palleta, Carlos Eduardo Machado. *As implicações dos aspectos legais, econômicos e financeiros na implementação de projetos de geração de energia a partir de biomassa no Brasil: um estudo de viabilidade*. Dissertação de M.Sc., Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia / USP, 2004. São Paulo, SP, Brasil.

Palm, J., Thollander, P. “Na interdisciplinary perspective on industrial energy efficiency*”, Applied Energy*, v. 87, p. 3255-3261, 2010.

Pepermans, G. et al. “Distributed Generation: definition, benefits and issues”, *Energy Policy*, v. 33, p. 787-798, 2005.

Perry, H., Green, D., Maloney, O. “Perry´s Chemical Engineers Handbook. 7th ed. New York: McGraw-Hill, 1997.

Purohit, P., Michaelowa, A. “CDM Potential of bagasse cogeneration in India”, *Energy Policy*, v. 35, p. 4779-4798, 2007.

Rohrich, Sandra Simm. *Descarbonização do regime energético dominante: perspectivas para a economia do hidrogênio no Brasil.*Tese de D.Sc.,Instituto de Geociências / UNICAMP, 2008. Campinas, SP, Brasil.

Schaeffer, R., Szklo, A. “Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change*”, Energy Policy*, v. 29, p. 355-369, 2001.

Seabra, Joaquim Eugênio Abel*. Avaliação tecnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 2008. Campinas, SP, Brasil.

Shreve, R. Norris & Brink Jr., Joseph A. *Indústrias de Processos Químicos*, LTC, Brasil, 1997.

Slingerland, S. “Energy conservation and organization of electricity supply in the Netherlands”, *Energy Policy*, v. 25, p. 193-203, 1997.

Smouse, S.M., et al. “Promotion of biomass cogeneration with power export in the Indian sugar industry”, Fuel Processing Technology, v. 54, p. 227-247, 1998.

Soares, Jeferson Borghetti. *Formação do Mercado de Gás Natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição inter-energéticos e na cogeração em regime “topping”*. Tese de D.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2004. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Soares, J.B., Szklo A., Tolmasquim M. “Alternative depreciation policies for promoting combined heat and power (CHP) development in Brazil”, *Energy*. v. 31, p.1151-1166, 2006.

Sordi, Alexandre. *Células a combustível a gás de biomassa: modelagem de sistemas e comparação com turbinas a gás*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 2007. Campinas, SP, Brasil.

Souza, Zilmar José de. *Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação*. Tese de D.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção / UFSCar, 2003. São Carlos, SP, Brasil.

Szklo, A., Soares, J.B., Tolmasquim, M. “Economic potential of natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies”, *Applied Energy*. v. 67, pp. 245-263, 2000.

Szklo, A., Tolmasquim, M. “Strategic cogeneration – fresh horizons for the development of cogeneration in Brazil”, *Applied Energy*. v. 69, p. 257-268, 2001.

Szklo, A., Tolmasquim, M. “Analysis of Brazil´s cogeneration legal framework”. *Energy Conversion and Managemen,* v. 44, p. 369-380, 2003.

Szklo, A., Soares, J.B., Tolmasquim, M. “Economic potential of natural gas-fired cogeneration – analysis of Brazil´s chemical industry”, *Energy Policy*. v. 32, p. 1415-1428, 2004.

Szklo, Alexandre Salem. *Tendências de Desenvolvimento da Cogeração a Gás Natural no Brasil*. Tese de D.Sc., PPE – COPPE / UFRJ, 2001. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Tolmasquim, M., Szklo, A., Soares, J.B. “Mercado de gás natural na Indústria Química e no Setor hospitalar do Brasil”, CENERGIA/COPPE/UFRJ, 2003.

Tsai, W.-T., Hsien, K.-J. “An Analysis of cogeneration system utilized as sustainable energy in the industrial sector in Taiwan”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 11, p. 2104-2120, 2007.

U.S. Departmento of Energy - DOE. “Combined Heat and Power”, 2009.

U.S. Department of Energy – www.energy.gov – Acessado em dezembro de 2010.

Xavier, G.M., Boaventura, K.M., Faria, M.D.C., Bernardo, L.F.J. “On the use of H2 from renewable sources in the refinery of the future”, *XVII Congresso Brasileiro de Engenharia Química*, Recife 2008.

Walter, Arnaldo Cesar da Silva. *Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica junto ao setor sucro-alcooleiro*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Mecânica / UNICAMP, 1994. Campinas, SP, Brasil.

Zarnikau, J., Reilley, B. “The evolution of the cogeneration market in Texas”, *Energy Policy*, v. 24, p. 67-79, 1996.

APÊNCIDE A: INDÚSTRIA DE SODA-CLORO

- **Evolução Histórica da produção de cloro**

O cloro (Cl_2, do grego chlorós, que significa "amarelo verdoso", esverdeado) foi descoberto em 1774 pelo sueco Carl Wilhelm Scheele, que acreditava se tratar de um composto contendo oxigênio. Obteve-o com base no dióxido de manganês (mineral pirolusita), pela seguinte reação (O´BRIEN, 2005):

$$\mathrm{MnO_2} + 4\mathrm{HCl} \rightarrow \mathrm{MnCl_2} + \mathrm{Cl_2} + 2\mathrm{H_2O}$$

Os processos anteriores às técnicas de eletrólise baseavam-se nesta reação ou na reação direta de HCl com o ar ou oxigênio puro, produzindo água e cloro. A primeira utilização do cloro ocorreu em 1789, com o hipoclorito de potássio usado nas indústrias têxteis para o branqueamento de tecidos. Em 1810, o químico inglês Humphry Davy demonstrou que a substância era um elemento químico, e deu-lhe o nome de cloro, devido à sua coloração amarelo-esverdeada. Em 1823, o cloro começou a ser utilizado para a desinfecção dos hospitais. Entre 1920 e 1940, o cloro aumentou sua participação em muitos outros processos produtivos, com o início da produção de etilenoglicol, de solventes clorados, de cloreto de vinila, entre outros (O´BRIEN, 2005).

O cloro foi utilizado na Primeira Guerra Mundial, na forma de gás mostarda ou iperita, um agente químico muito tóxico de bis(2-cloroetil) sulfeto. Foi a primeira vez na história que uma substância foi utilizada como arma química (SHREVE, 1997; ABICLOR, 2011).

Atualmente, os principais usos do cloro são para a produção de policloreto de vinila (PVC) e de poliuretano, branqueamento de polpa de celulose e tratamento de água. O segmento da química e petroquímica é responsável pelo consumo de 94% do consumo nacional de cloro (ABICLOR, 2011).

- **Indústria de cloro e soda cáustica**

Além dos produtos derivados direta e/ou indiretamente do cloro e da soda, como os defensivos agrícolas, o alumínio, os remédios, os produtos de higiene, os tubos de PVC, as tintas, os tecidos e papel e celulose, vale lembrar sua importante aplicação no tratamento de potabilidade da água para o uso humano.

Modernamente, pelos processos mais utilizados para a produção do cloro, da soda e de outros poucos produtos halogenados, normalmente obtidos nas respectivas plantas do setor, como o ácido clorídrico e o hipoclorito de sódio, produto ativo da água sanitária, são necessários, basicamente, três insumos: sal, água e energia elétrica. Algumas indústrias ainda utilizam o mercúrio metálico, embora esse processo de fabricação venha sendo combatido por ser ambientalmente prejudicial, caindo aos poucos em desuso.

A cadeia produtiva da indústria de soda-cloro inicia-se com a eletrólise da salmoura. Nesta operação, a soda é coproduzida com o cloro. A unidade de produção utilizada em plantas de soda-cloro é a ECU – eletrochemical unit ou unidade eletroquímica –, obtida pela soma de 1 tonelada de cloro e 1,12 tonelada de soda. Assim, o preço de uma ECU é igual à soma dos preços de 1 tonelada de cloro e 1,12 tonelada de soda (BNDES, 2009).

A indústria de soda-cloro comporta-se de forma cíclica, caracterizada por grandes saltos no incremento de capacidade para o atendimento da demanda. Como o cloro e a soda são produzidos em uma proporção fixa, o suprimento de um pode ser delimitado pela demanda do outro e vice-versa. Os preços do cloro e da soda estão intimamente ligados às variações da oferta e da demanda.

Atualmente, três processos de eletrólise são utilizados industrialmente: o de mercúrio, o de diafragma e o de membrana.

Em 2009, segundo a Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados (Abiclor), a tecnologia mais utilizada pelo setor foi a de diafragma (64% da capacidade instalada), seguida pela tecnologia de membrana (22% da capacidade instalada), e mercúrio (14% da capacidade instalada) (ABICLOR, 2009). Na Tabela 17 verifica-se a capacidade instalada de produção de cloro no Brasil por empresa e tecnologia.

Tabela 17: Capacidade instalada de produção de cloro.

Cloro - capacidade instalada 2009	Fábrica	Processo*	Capacidade (t)
Carbocloro	SP	D	147.900
Dow Brasil	BA	D	415.000
Braskem	AL	D	409.400
Total diafragma			**972.300**
Aracruz	RS	M	21.000
Canexus	ES	M	47.753
Carbocloro	SP	M	100.000
Pan-Americana	RJ	M	13.900
Solvay Indupa	SP	M	160.200
Total membrana			**342.853**
Braskem	BA	Hg	64.970
Carbocloro	SP	Hg	107.100
Produquímica Igarassu	PE	Hg	29.890
Pan-Americana	RJ	Hg	13.900
Total Mercúrio			**215.860**
Total			**1.531.013**
*D = Diafragma; M = Membrana; Hg = Mercúrio			

Fonte: ABICLOR, 2011.

A indústria de soda-cloro constitui uma das maiores tecnologias eletroquímicas do mundo. É um processo eletrointensivo (O´BRIEN, 2005), classificado como o segundo maior consumidor de eletricidade, com utilização anual de 2.400 bilhões de kWh, em 2006. Em 2007, a energia elétrica representou pouco mais de 45% do custo total de produção do setor (BNDES, 2009).

Seja qual for a tecnologia usada, uma solução de sal (cloreto de sódio – NaCl) em água é eletrolisada pela ação direta da corrente elétrica, a qual converte – nos anodos – os íons cloreto do sal em cloro elementar. Na Figura 60 verifica-se a cadeia produtiva do cloro e da soda caustica.

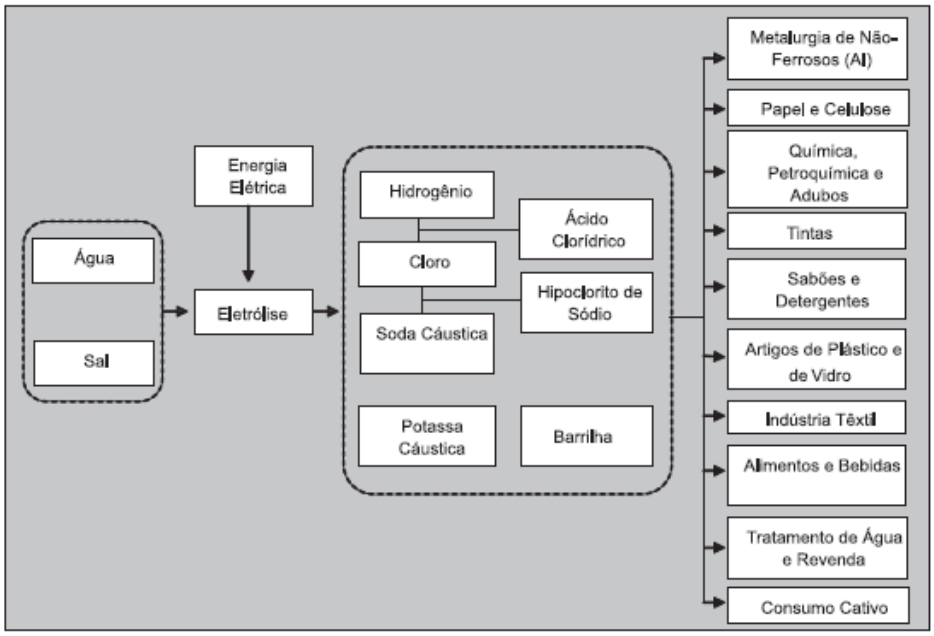


Figura 60: Cadeia produtiva do cloro e da soda.
Fonte: BNDES, 2009.

A competitividade das plantas de soda-cloro depende da integração do seu processo produtivo até a obtenção do PVC. As plantas não-integradas são muito mais vulneráveis aos ciclos de comportamento de preços da indústria de soda-cloro, que têm apresentado significativas oscilações. A escala de produção, a disponibilidade e o preço das matérias-primas básicas (sal, energia elétrica e água) são fundamentais para a garantia de retorno do investimento em uma planta de soda-cloro. Atualmente, a escala mínima de produção para esta indústria situa-se entre 400 e 500 mil t/ano. Para 500 mil t/a, isso equivale a 235.849 t/a de cloro e a 264.151 t/a de soda cáustica (BNDES, 2009).

No Brasil, o sal marinho ou o sal-gema utilizado pela indústria é proveniente das reservas localizadas na Região Nordeste. O Porto de Areia, no estado do Rio Grande do Norte, é o principal ponto de escoamento do sal para as indústrias localizadas na Região Sudeste. O transporte da matéria-prima até as unidades industriais de soda-cloro é realizado principalmente pela navegação de cabotagem, cuja grande vantagem é o custo do frete (cerca de 10% menor do que o rodoviário). Porém, esse meio de transporte vem enfrentando sérias dificuldades, principalmente pela deficiência da infra-estrutura portuária brasileira, em especial a limitação de calado dos barcos e navios nos portos, aliada ao fato de o preço do combustível utilizado para a navegação de cabotagem ser cerca de 17% mais caro

do que o destinado à navegação de longo curso (exportação), em razão da incidência do PIS e da Cofins (BNDES, 2009). Apesar de a legislação brasileira para o transporte aquaviário prever a equiparação de preços dos combustíveis, por meio da não-incidência de impostos também sobre o combustível da cabotagem, isto não acontece na prática. Cabe destacar, ainda, a concorrência que os fornecedores nacionais de sal estão enfrentando com as importações do produto do Chile.

Nos últimos anos, o custo da energia elétrica vem sofrendo aumentos consideráveis, fazendo com que a indústria brasileira de soda-cloro enfrente dificuldades com a sua margem de lucro.

Atualmente, este fator afeta negativa e acentuadamente a competitividade da indústria nacional, criando espaço para a entrada do produto importado, especialmente dos Estados Unidos.

O consumo específico de energia elétrica por unidade eletrolítica é bastante significativo, e varia de acordo com a tecnologia de produção, se situando entre 2,8 MWh/t – 3,6 MWh/t (O´BRIEN, 2005). As Empresas do setor buscam por meio do desenvolvimento contínuo de programas de conservação de energia, uma forma de reduzir o consumo.

Resultados significativos já foram conquistados. A Figura 61 mostra a evolução do consumo específico de energia (MWh por tonelada) pelo setor Soda-Cloro nos últimos anos com metas até 2010 (ABICLOR, 2009).

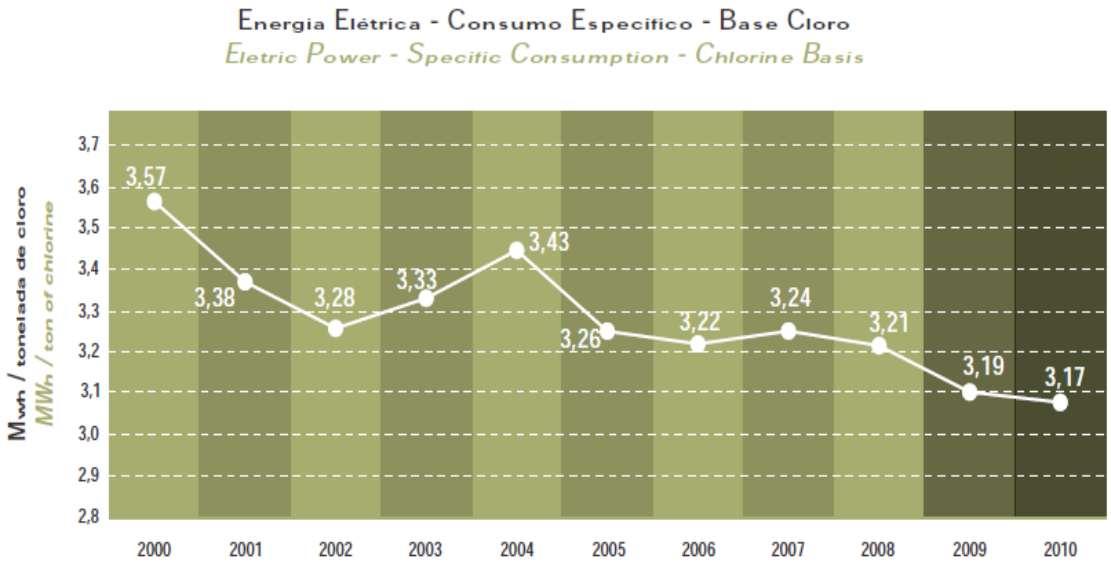


Figura 61: Consumo específico de energia.

Fonte: ABICLOR, 2011.

Considerado um recurso inesgotável, o sal é o outro insumo básico para a produção de Soda-Cloro, que pode ser de origem marinha ou de mina (salgema). Em 2009, o setor consumiu 1.541,2 mil toneladas de salgema (consumo específico de 2,09) e 876,8 mil toneladas de sal marinho (consumo específico de 1,72). Na Figura 62 verifica-se a evolução do consumo específico de sal marinho e salgema.

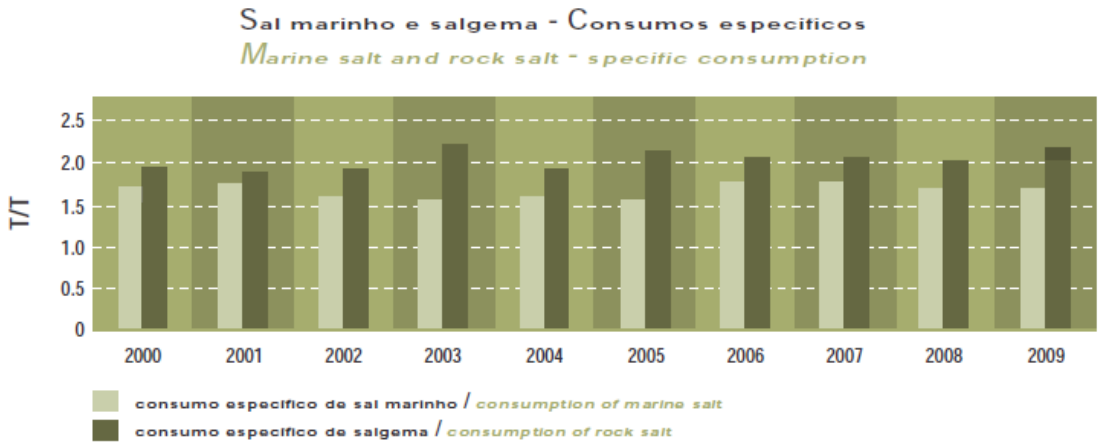


Figura 62: Consumo específico de sal marinho e salgema.

Fonte: ABICLOR, 2011.

O gás hidrogênio gerado durante o processo de eletrólise como co-produto de cloro e soda é de alta qualidade e pode ser usado, tanto como matéria-prima ou como combustível, na geração de vapor de processo. A indústria tem utilizado este gás com aproveitamento

superior a 80%, o que é considerado um bom indicador. A Figura 63 mostra que o nível de utilização do Hidrogênio tem permanecido acima de 80% nos últimos nove anos.

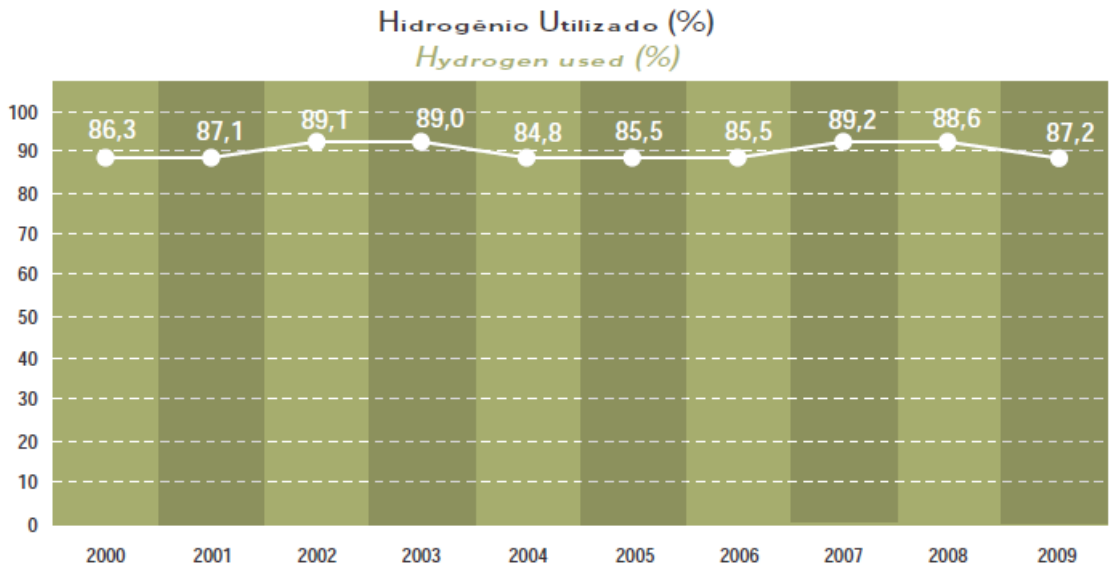


Figura 63: Utilização do Hidrogênio.
Fonte: ABICLOR, 2011.

Dentre os maiores produtores de soda-cloro a Dow, que atua no mercado desde 1897, é líder mundial na produção de soda-cloro, com cerca de 6,3 milhões de tonelada por ano ao final de 2007, responde por 13% da capacidade mundial. A Dow possui clientes em cerca de 160 países, com 150 unidades industriais distribuídas em 35 países, empregando em torno de 46.000 funcionários. Em 2007, suas vendas giraram em torno de US$ 54 bilhões (BNDES, 2009).

No que diz respeito ao mercado brasileiro, são três grandes produtores que perfazem 84% da oferta total: Braskem, Dow e Carbocloro. Tendo em vista as dificuldades logísticas de transporte, o mercado é altamente segmentado por região. A Braskem é líder no mercado nacional na produção de cloro e soda, com participação de 36,3% e 36,1%, respectivamente, no ano de 2007 (BNDES, 2009). A empresa tem o seu foco na produção de resinas termoplásticas, tais como polietileno, polipropileno e PVC. A empresa também é líder no mercado latino-americano de resinas termoplásticas desde a sua formação, em agosto de 2002, quando os grupos Odebrecht e Mariani integraram seus ativos petroquímicos à Copene Petroquímica do Nordeste S.A., antiga central de matérias-primas petroquímicas do Pólo de Camaçari, na Bahia.

As unidades industriais da Braskem produtoras de soda-cloro e PVC estão localizadas nos municípios de Camaçari (BA) e Maceió (AL).

- **Produtos da cadeia de cloro e soda**

  - **Cloro**

O cloro resulta da eletrólise da solução de cloreto de sódio (sal grosso) em água. Sua aparência inicial é a de um gás amarelo esverdeado, com odor forte e irritante. Para melhor manipulação e transporte, esse gás cloro é posteriormente pressurizado a baixa temperatura para ser liquefeito, transformando-se em um líquido claro de cor âmbar. Assim, é comercializado nessa forma, sendo transportado em carros-tanque e cilindros de 900 kg (SHREVE, 1997).

O cloro, por sua natureza reativa, pode se combinar com outros elementos químicos e formar outras substâncias que constituem ou que levam à produção de diversos produtos. Um dos principais produtos produzidos a partir do cloro é o DCE, matéria-prima para a produção de Policloreto de Vinila, conhecido como PVC ou Vinil. Os produtos de PVC, como tubos e conexões, fios e cabos, esquadrias de portas e janelas, forros e pisos são muito usados na indústria da construção civil. Em números macros, 40% do cloro produzido no Brasil seguem para esta aplicação (ABICLOR, 2011).

O ácido clorídrico, outro importante derivado do cloro, tem aplicação nos segmentos de química, petroquímica, metalurgia e alimentos. Já o hipoclorito de sódio é largamente utilizado na produção de água sanitária, indústria têxtil, celulose, desinfetante de uso hospitalar, entre outros. Outro importante produto da cadeia do cloro é o óxido de propeno, utilizado em sua maior parte para a produção de Poliuretanos (PU) especialmente o Tolueno Diisocianato (TDI), materiais usados em cadeiras, painéis de carro, isolamento de som, painéis de portas e colchões de espuma. O tratamento de água é uma das mais importantes aplicações do cloro para a proteção da saúde pública. O cloro desempenha um papel-chave no controle (na água) das bactérias e vírus causadores de doenças nos seres humanos. Este potencial foi provado pela inexistência quase total de doenças transmitidas pela água, como tifo e cólera, nos países desenvolvidos. O cloro também é essencial na fabricação de remédios. Estima-se que cerca de 85% de todos os produtos farmacêuticos contêm ou são

fabricados usando a química do cloro (ABICLOR, 2011). Na Figura 64 observa-se o comportamento do consumo de cloro em 2009, por segmento.

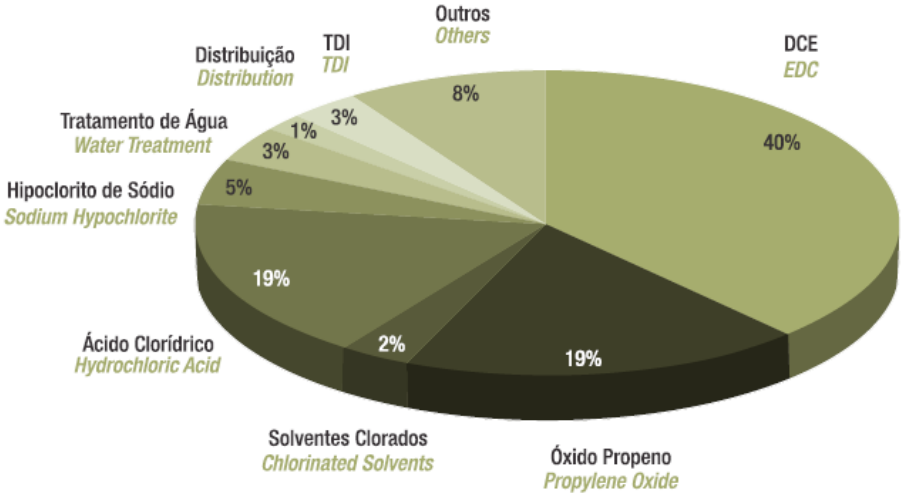


Figura 64: Segmentação do consumo da produção nacional em 2009.
Fonte: ABICLOR, 2011.

- **Soda cáustica:**

A soda cáustica é um produto essencial para operações industriais. Além de ser insumo do processo de obtenção de alumínio, é utilizada na fabricação de papel e celulose, indústria química e petroquímica, sabões e detergentes, fibra sintética rayon, celofane, sais de sódio, corantes e pigmentos, vidros, produtos farmacêuticos, cosméticos, produção de hipoclorito de sódio e produtos para tratamento de água. É também usada em refinação de óleos vegetais, regeneração de resinas de troca iônica, na produção de tecidos e algodão para fortalecer as fibras e absorver melhor o tingimento, no processamento de metais, na extração de petróleo e na neutralização de efluentes. Verifica-se na Figura 65 a segmentação do consumo de soda cáustica no Brasil em 2009.

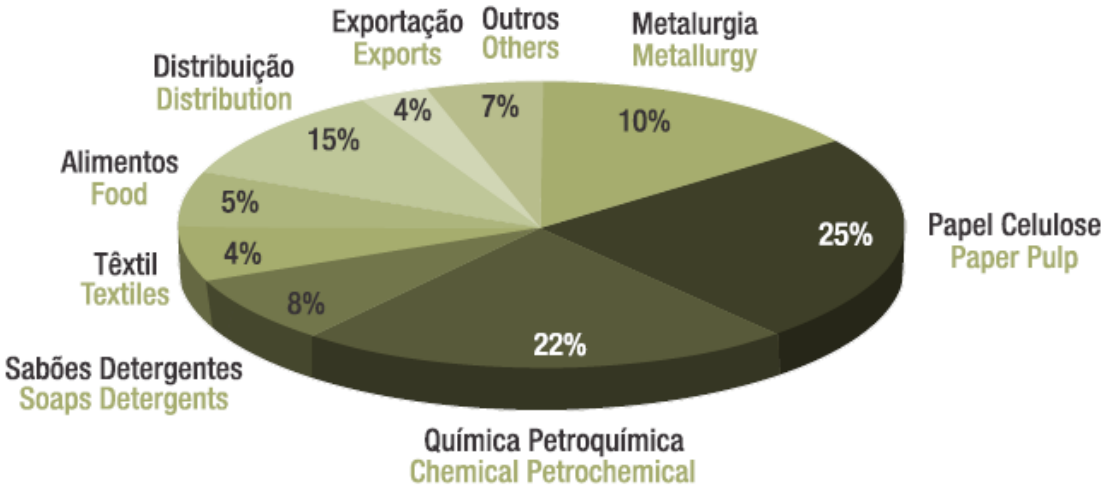


Figura 65: Segmentação do consumo de soda cáustica.

Fonte: ABICLOR, 2011.

A soda cáustica é obtida por eletrólise da salmoura (solução concentrada de cloreto de sódio em água) livre de impurezas que prejudicam sensivelmente a eficiência e o rendimento do processo produtivo. Independentemente do processo, a soda cáustica do mercado apresenta-se sob a forma de solução aquosa, límpida, contendo cerca de 50% de hidróxido de sódio (NaOH) em peso, comercializada na forma a granel e transportada em carros-tanque e vagões ferroviários. Mais recentemente, a soda cáustica líquida comum para uso comercial tem sido fabricada, em geral, pelo processo de células de diafragma, mas a soda cáustica líquida rayon, para fins têxteis, por exigência de maior pureza, é obtida pelo processo de células de mercúrio. A soda cáustica das cubas de mercúrio é mais pura e mais concentrada (50% em média), embora o processo consuma mais energia e seja, ambientalmente, mais maléfico. Já o processo das células de membrana fornece soda cáustica pouco mais concentrada do que o de diafragma, todavia menos concentrada (32%) do que a obtida por células de mercúrio, em uma rota de menor consumo de energia elétrica, necessitando, portanto, ser concentrada por evaporação de parte da água.

Tanto a soda cáustica rayon em escamas, como a soda cáustica comercial em escamas são obtidas pelo processo de evaporação da soda cáustica líquida, ou da fusão do produto anidro e do processo de escamação. Esses produtos apresentam-se na forma de escamas brancas, altamente deliquescentes (absorvem água da atmosfera, dissolvendo-se nela) e com concentração média de 96 a 98% de hidróxido de sódio em peso, dependendo

da sua especificação. A soda cáustica em escamas é comercializada em sacos de polietileno de 25 kg, paletizados (BNDES, 2009).

- **Dicloroetano – DCE**

Fabricado e comercializado na forma líquida, o dicloretano é obtido pela reação à baixa temperatura do cloro com o etileno, na presença de ferro e oxigênio como catalisadores. Posteriormente, o produto é purificado para a remoção das impurezas orgânicas e inorgânicas, resultantes das lavagens químicas e da destilação efetuadas durante a reação do seu processo de obtenção.

O dicloretano é a matéria-prima básica para a fabricação de PVC, o qual é amplamente utilizado na construção civil, na forma de tubos e conexões para água potável e esgoto. O PVC também é empregado na fabricação de embalagens, filmes plásticos, recobrimento de fios e cabos elétricos, na indústria automobilística, etc (BNDES, 2009).

- **Ácido clorídrico**

O ácido clorídrico resulta da reação de queima do cloro com o hidrogênio, formando o gás cloreto de hidrogênio (HCl) que, depois de absorvido em água, adquire propriedades de um ácido forte devido à sua ionização na água. Sua solução saturada em água apresenta-se como um líquido fumegante claro e ligeiramente amarelado, com odor forte e irritante, por força do desprendimento do cloro. Contém pouco mais de 33% de cloreto de hidrogênio em peso quando comercializado no grau industrial a granel. O transporte é feito em carros-tanque. Como reagente químico nos laboratórios, no grau PA (Pró-Análise), é fornecido em embalagens menores, geralmente frascos de 500 ml ou 1 litro, a 37% em peso de HCl (ABICLOR, 2011). Entre suas principais aplicações estão a limpeza e tratamento de metais ferrosos, por decapagem, flotação e processamento de minérios, acidificação de poços de petróleo, regeneração de resinas de troca iônica, construção civil, neutralização de efluentes, fabricação de produtos para a indústria de alimentos e farmacêutica.

- **Hipoclorito de sódio**

O hipoclorito de sódio é um oxidante de uso muito difundido, usado na limpeza doméstica em geral com o nome de água sanitária, sendo preparado em laboratório e industrialmente pelo borbulhamento do cloro em uma solução de hidróxido de sódio a frio. O produto apresenta-se comumente como solução aquosa alcalina, o que permite aumentar a sua conservação contra a decomposição e o conseqüente desprendimento do cloro. De coloração amarelada e odor característico, contém até 13% de hipoclorito de sódio (NaClO), no máximo. Industrialmente, é comercializado nessa forma, a granel, e transportado em carros-tanque. O hipoclorito de sódio possui propriedades oxidantes, branqueantes e desinfetantes, servindo para inúmeras aplicações, tais como branqueamento da polpa de celulose e têxteis, desinfecção de água potável, tratamento de efluentes industriais, tratamento de piscinas, desinfecção hospitalar, produção de água sanitária, lavagem de frutas e legumes, além de participar como intermediário na produção de diversos produtos químicos.

- **Considerações sobre tecnologia de produção:**
  - **Reações e trocas de energia**

A energia consumida na eletrólise da salmoura é igual ao produto entre a corrente que passa pela cuba e a diferença de potencial na cuba. A tensão, ou voltagem, mínima necessária para o processo pode ser deduzida da equação de Gibbs-Helmholtz, que exprime a relação entre a energia elétrica e o calor de reação num sistema (SHREVE, 1997).

$$E = -\frac{J\Delta H}{nF} + \frac{TdE}{dT}$$

Onde,

E = tensão de decomposição teórica;

ΔH = variação de entalpia na reação, cal;

J = equivalente mecânico da caloria, ou, 4,182J/cal;

T = temperatura absoluta, K;

F = constante de Faraday, 96.500 C/eq.g;

n = número de moles equivalentes envolvidos na reação.

O calor da reação da eletrólise do cloreto de sódio pode ser determinado a partir dos calores de formação dos componentes da reação completa. A reação global é

$$NaCl_{(aq)} + H_2O_{(l)} \rightarrow NaOH_{(aq)} + \frac{1}{2}H_{2(g)} + \frac{1}{2}Cl_{2(g)}$$

Esta reação pode ser desmembrada nas seguintes reações de formação:

$$Na_{(s)} + \frac{1}{2}Cl_{2(g)} \rightarrow NaCl_{(aq)} \quad \Delta H = -97{,}1 \text{ Kcal}$$

$$H_{2(g)} + \frac{1}{2}O_{2(g)} \rightarrow H_2O_{(l)} \quad \Delta H = -68{,}4 \text{ Kcal}$$

$$Na_{(s)} + \frac{1}{2}O_{2(g)} + \frac{1}{2}H_{2(g)} \rightarrow NaOH_{(q)} \quad \Delta H = -112{,}1 \text{ Kcal}$$

A variação de entalpia ΔH da reação global é dada por:

$$+97{,}1 + 68{,}4 - 112{,}1 = +53{,}4 \text{ Kcal}$$

Levando este valor de ΔH na equação de Gibbs-Helmholtz e desprezando a parcela da variação da voltagem com a temperatura, encontra-se o valor de E igual a 2,31 V. A omissão do termo em T dE/dT envolve, na maioria das pilhas ou cubas, um erro menor que 10% (SHREVE, 1997).

A razão entre esta voltagem teórica e a que se usa no processo real é a eficiência em tensão, ou em voltagem, da cuba. As eficiências vão de 60% a 75% (SHREVE, 1997). Em virtude da inevitável ocorrência de reações paralelas, a cuba eletrolítica precisa, em geral, de um débito de maior quantidade. A razão entre a corrente teórica e a corrente realmente consumida é a eficiência de corrente. As eficiências de corrente vão de 95-97% e devem ser sempre entendidas como eficiências no catodo, a menos que haja uma menção explícita em contrário. A intensidade da corrente dividida pela área do eletrodo por onde passa é conhecida como a densidade de corrente. É desejável operar com um valor elevado quando o produto formado for sujeito à decomposição. O produto da eficiência em tensão pela eficiência da corrente é a eficiência em energia da cuba. Outro parâmetro da eletrólise é a eficiência da decomposição, que é a razão entre os equivalentes produzidos na cuba e os equivalentes iniciais. Nas cubas eletrolíticas industriais esta eficiência de decomposição fica

em torno de 60-65% (SHREVE, 1997). Quando a cuba é operada para atingir uma eficiência de decomposição mais elevada o escoamento natural da salmoura através da cuba diminui em virtude da migração dos íons OH- para o anodo e da formação de hipoclorito, o que significa perda de soda cáustica e de cloro.

A seguir serão descritas as três principais tecnologias de eletrólise do cloreto de sódio (mercúrio, diafragma e membrana).

- **Células de mercúrio**

As células de mercúrio foram o primeiro método utilizado para produção de cloro em escala industrial (O´BRIEN, 2005). O método de produção de cloro e da soda cáustica numa cuba eletrolítica com um cátodo de mercúrio foi descoberto simultaneamente, em 1892, pelo estaduinense H. Y. Castner e pelo austríaco K. Kellner (SHREVE, 1997). Nesse processo, ocorrem perdas de mercúrio inerentes, pequenas, mas constantes, gerando efluentes e emissões com sérios problemas ambientais. Nas duas últimas décadas do século XX, o processo foi melhorado, embora ainda ocorram perdas prejudiciais de cerca de 1,3 g de mercúrio por tonelada de cloro produzida no mundo (BNDES, 2009).

No processo de células de mercúrio são empregados um catodo de mercúrio e um anodo de titânio recoberto de platina ou óxido de platina. Na cuba a mercúrio, a salmoura afluente é parcialmente decomposta num compartimento (denominado eletrolisador) entre o anodo de titânio e o catodo móvel de mercúrio, formando cloro gasoso no anodo e o amálgama de sódio no catodo. O amálgama de sódio flui continuamente para um segundo compartimento (denominado decomponedor do amálgama, célula secundária), onde se torna o anodo de um catodo de titânio num eletrólito de solução de NaOH. Nesta célula, injeta-se água purificada em contracorrente com o amálgama de sódio e forma-se hidrogênio, enquanto a concentração do NaOH sobe a 40-50% (SHREVE, 1997).

As cubas de mercúrio produzem um hidróxido de sódio mais puro, cerca de 50% (SHREVE, 1997), mas a pequena perda de mercúrio provoca danos ambientais. Por causa das questões ambientais envolvidas, esse processo vem sendo substituído pela eletrólise em célula de membrana que, atualmente, é responsável pelo suprimento de quase 30% da produção mundial de cloro (BNDES, 2009).

Características principais de células de mercúrio (BNDES, 2009):

- processo mais antigo e ainda bastante utilizado no mundo (responde por 35% da produção mundial de cloro);
- maior consumo de energia elétrica (3.360 kWh/ton de Cl_2 para densidade de corrente de 10 kA/m^2 (ANDRADE, 2006));
- a soda cáustica não necessita de operação de concentração suplementar;
- produtos de excelente qualidade;
- as matérias-primas não precisam ser de alta pureza; e

- **Células de diafragma**

Utilizado principalmente no Canadá e nos Estados Unidos, o método de células de diafragma emprega um catodo perfurado de aço ou ferro e um anodo de titânio recoberto de platina ou óxido de platina. Um diafragma poroso de fibras de asbesto (amianto), misturado com outras fibras, como as de teflon ou politetrafluoretileno (PTFE), funciona como separador entre catodo e anodo. Esse diafragma vem sendo substituído por outro similar, mas sem amianto (crisotilo), pois é fabricado com zircônio e PTFE, importado da norte-americana Eltech – diafragma chamado "polyramix", mais eficiente energeticamente e de maior tempo de vida útil (SHREVE, 1997). Células a diafragma consomem em média 2.720 kWh/ton de Cl_2 para densidade de corrente de 1,7 kA/m^2 (ANDRADE, 2006).

O diafragma permite a passagem dos íons por migração elétrica, mas reduz a difusão dos produtos. As cubas ou células com diafragma podem ser compactas, pois os eletrodos podem ser colocados bem próximos. Com o uso, o diafragma vai se entupindo, fato que é observado pela elevação da voltagem e pela maior pressão hidrostática na salmoura. Por isso, é preciso substituí-lo regularmente. O diafragma possibilita o escoamento da salmoura do ânodo para o cátodo e, dessa forma, diminui muito ou impede as reações paralelas e secundárias como a formação de hipoclorito de sódio (O´BRIEN, 2005).

A operação das unidades de diafragma e de mercúrio existentes no Brasil é regulamentada pela Lei Federal 9.976, de 3.7.2000, que especifica as normas de segurança

que devem ser seguidas para o uso do amianto (principalmente o anfibólio), que é cancerígeno.

Dentre as principais características desta tecnologia destacam-se (BNDES, 2009):

- emprega diafragma poroso à base de asbesto (amianto);
- o segundo processo em utilização no mundo;
- o processo exige concentração posterior da soda cáustica
- formada nas células;
- as matérias-primas precisam ser de alta pureza;
- os produtos das células são impuros;
- o asbesto é material agressivo à saúde e deve ser corretamente manipulado.

- **Células de membrana**

É o processo cuja tecnologia é a mais moderna e não poluente. Estima-se que cerca de 30% da produção mundial de cloro seja feita por meio desse processo (O´BRIEN, 2005). Essa tecnologia é similar à empregada na célula de diafragma. O diafragma é substituído por uma membrana sintética seletiva que deixa passar íons de sódio, porém não permite a passagem de íons hidroxila e cloreto.

O hidróxido de sódio obtido é mais puro e mais concentrado do que o obtido pelo método da célula de diafragma e, como este, consome menos energia que o método da amálgama de mercúrio (cerca de 2.500 kWh/ton de Cl_2 para uma densidade de corrente de 5 kA/m^2), mesmo que a concentração de hidróxido de sódio obtida seja menor, é necessário concentrá-lo. Por outro lado, o cloro obtido pelo método da amálgama de mercúrio é mais puro.

Características principais da células de membrana (BNDES, 2009):

- emprega membrana semipermeável;
- processo moderno, de tecnologia recente e com poucas unidades instaladas no mundo;

- consumo de energia elétrica comparável ao das células de diafragma (Células a diafragma consomem em média 2.720 kWh/ton de Cl_2 para densidade de corrente de 1,7 kA/m^2 (ANDRADE, 2006));
- qualidade dos produtos similar aos obtidos por células de mercúrio;
- concentração de soda cáustica menor que no processo de mercúrio;
- as matérias-primas precisam ser de alta pureza;
- pelas informações até hoje disponíveis, o processo não é poluente.

APÊNDICE B: CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Para realização de análises de investimento faz-se necessário ter em mente um conceito básico da Matemática Financeira: não se deve somar ou subtrair quantias em dinheiro que não estejam na mesma data. O dinheiro possui, portanto, valores distintos em função do tempo. Logo, assim como todos os fatores de produção são remunerados de alguma forma, os juros é a remuneração que se paga pelo custo do capital, ou seja, é o pagamento pela oportunidade de dispor de um capital por um determinado tempo.

Uma importante ferramenta da matemática financeira é o fluxo de caixa, que nada mais é que a representação gráfica do conjunto de entradas (receitas) e saídas (despesas) relativo a certo intervalo de tempo (BREALEY-MEYERS, 2003). A partir do fluxo de caixa de um empreendimento ou projeto é possível obter uma série de informações uteis a decisão sobre realizar ou não um determinado investimento. Existem duas abordagens básicas às decisões do investimento de capital. A abordagem aceitar-rejeitar envolve a avaliação de propostas de dispêndio de capital para se determinar se elas estão de acordo com o critério mínimo de aceitação da empresa. O segundo método, a abordagem de classificação, envolve a classificação dos projetos com base em algum indicador predeterminado, tal como a taxa interna de retorno. O projeto com retorno mais alto seria classificado em primeiro lugar e aquele com o retorno aceitável mais baixo, por último.

Fluxo de Caixa Descontado é uma extensão do fluxo de caixa simples onde se considera a variação do valor do dinheiro com o tempo e os riscos em investir em um determinado projeto. Inúmeros critérios são utilizados no Fluxo de Caixa Descontado para estimar a performance de um projeto como: Retorno Sobre Investimento (sigla em ingês, ROI), Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Tempo de Retorno do Investimento (na sigla em inglês, PP – Payback period), entre outros (BREALEY-MEYERS, 2003).

Para o caso de projetos de cogeração, por exemplo, o fluxo de caixa do projeto é composto basicamente pelos seguintes componentes:

- Investimento inicial;
- Custos com Operação e Manutenção;

- Custos com combustível;
- Economia na Conta de Energia Elétrica;
- Economia com combustível para geração de calor;
- Receita com venda de excedente de eletricidade (quando aplicável);
- Receita com venda de excedente de vapor (quanto aplicável);
- Receitas com venda de créditos de carbono (quando aplicável).

Assim, o fluxo de caixa simples de empreendimento de cogeração teria o seguinte padrão:

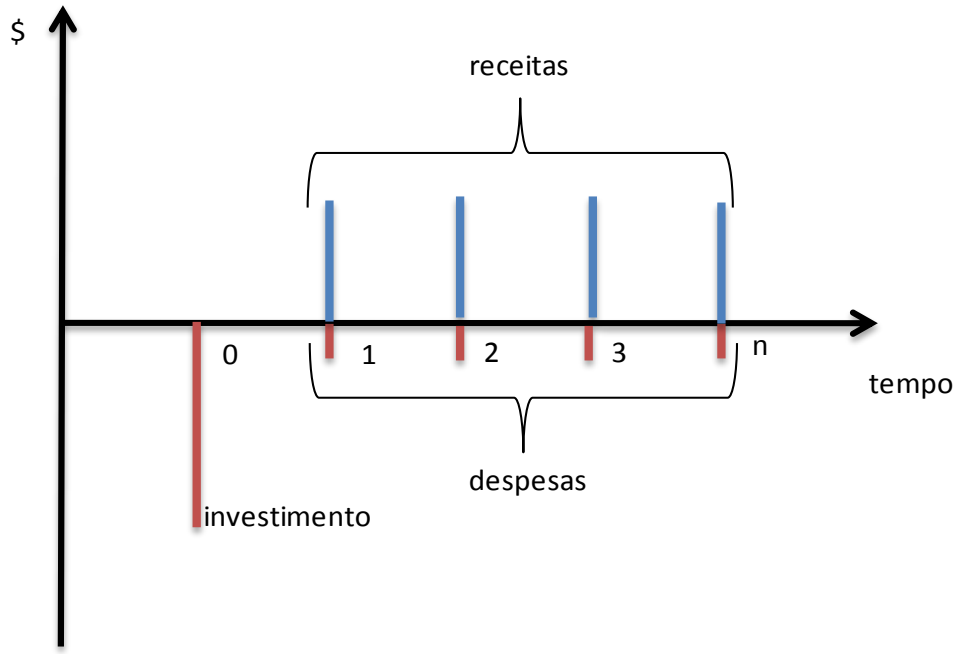


Figura 66: Esquema de Fluxo de Caixa. Elaboração própria.

Biezma & San Cristóbal (2006) realizam uma revisão do estado da arte de critérios de investimento utilizados para seleção de projetos de cogeração e concluem que, apesar dos inúmeros métodos existentes, os mais utilizados são o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de payback (PP). Entretanto, Biezma & San Cristóbal (2006) chamam atenção para importância de se utilizar mais de um critério na seleção de projetos de cogeração para obtenção de informações adicionais à simples aceitação ou rejeição de um determinado empreendimento.

- ***PayBack:***

PayBack é o período de tempo exato necessário para a empresa recuperar seu investimento inicial em um projeto a partir das entradas de caixa, ou seja, é o período de tempo necessário para o fluxo de caixa líquido acumulado igualar o capital depreciável investido (BREALEY-MEYERS, 2003).

- **Valor Presente:**

O método do valor presente, também conhecido pela terminologia método do valor atual, caracteriza-se, essencialmente, pela transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas, descontadas à taxa mínima de atratividade. Em outras palavras, seria o transporte para a data zero de um diagrama de fluxos de caixa, de todos os recebimentos e desembolsos esperados, descontados à taxa de juros considerada. O valor presente é obtido através da multiplicação da quantia futura por um fator de desconto (BREALEY-MEYERS, 2003):

$$\mathrm{VP} = \mathrm{Cn}\left[\frac{1}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{n}}}\right]$$

Onde,

VP = Valor Presente;

Cn = Fluxo de caixa no ano n;

i = taxa de retorno[36];

n = ano.

- **Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR):**

O valor presente líquido de um projeto é a soma cumulativa do fluxo de caixa descontado incluindo o investimento. O VPL representa um retorno descontado ou lucro, todavia não é uma medida de rentabilidade. Cada fluxo de caixa é avaliado pelo seu valor presente. Isto é feito tomando o fluxo de caixa de um ano n e multiplicando pelo fator de desconto deste n-ésimo ano (BREALEY-MEYERS, 2003).

[36] A taxa de retorno *i* é a recompensa mínima que o investidor demanda para aceitar retornos futuros.

$$VP = Cn\left[\frac{1}{(1+i)^n}\right]$$

O valor presente, p, no ano 0 de um fluxo de caixa, Ct, no ano t a uma taxa de desconto anual i é:

$$p = \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Para um projeto completo, os fluxos de caixa mais recentes são usualmente negativos enquanto que os mais posteriores positivos. O Valor Presente Líquido, VPL, é a soma valores presentes dos fluxos de caixa anuais. Segundo a seguinte expressão:

$$VPL = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \ldots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

A equação anterior pode ser expressa como:

$$VPL = \sum p = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Onde,

VPL = Valor Presente Líquido;

C_0 = Investimento Inicial;

C_n = Fluxo de Caixa;

n = Ano n;

i = taxa de retorno.

A Figura 67 apresenta o padrão dos estágios do valor presente líquido cumulativo de um projeto.

Assumindo que o investimento é feito no ano 0 (C0 = I), e que o fluxo de caixa é constante ao longo da vida útil do projeto, a equação do VPL pode ser simplificada para (BREALEY-MEYERS, 2003):

$$VPL = \left[C\sum_{n=I}^{n}\left(\frac{1}{1+i}\right)^n\right] - I$$

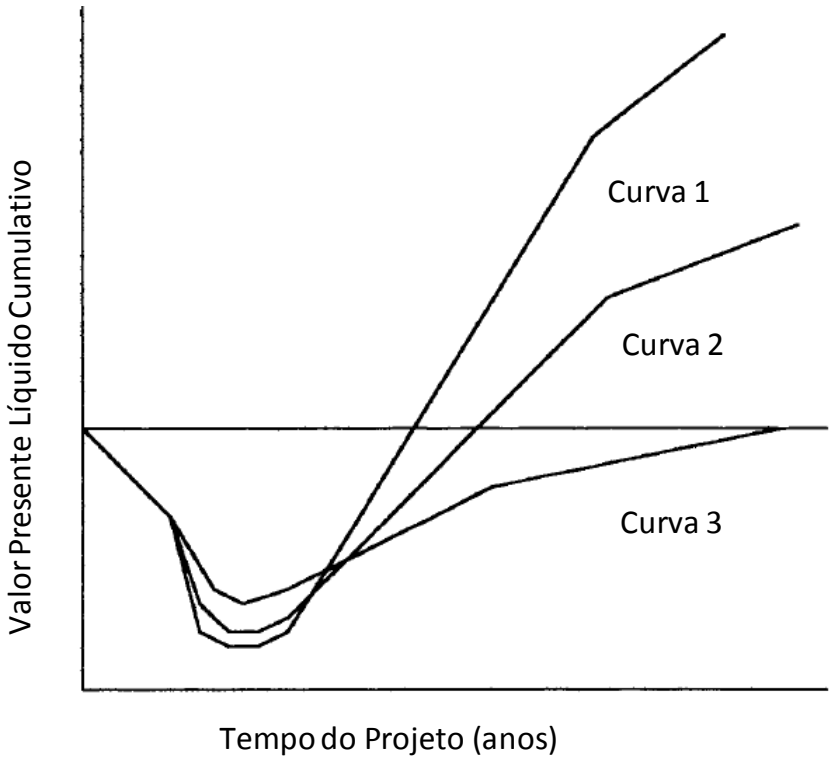


Figura 67: Elaboração própria.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é o valor de i que torna o VPL igual a 0. Portanto, ao tornar o VPL igual a 0, a TIR que torna o fluxo de caixa futuro igual ao investimento (em inglês, "break-even" point) pode ser estimada. Tem-se, assim, a seguinte equação (BREALEY-MEYERS, 2003):

$$\frac{I}{C} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

Onde,

I = Investimento inicial;

C = Fluxo de caixa anual;

i = Taxa Interna de Retorno (TIR);

n = Tempo de vida do projeto (anos).

O termo I/C é referente ao período de payback. Se I e C são avaliados e o tempo de vida do projeto é conhecido, pode-se determinar a TIR por tentativa e erro a partir da equação acima.

O VPL mede o incentivo direto em investir em um dado projeto, como um bônus ou premio sobre o valor que o investidor poderia ganhar de outra forma, por exemplo, investindo a mesma quantia em uma alternativa mais segura, que teria um determinado retorno à taxa, i. O VPL resultante do fluxo de caixa de um determinado projeto é uma medida de lucro que o caixa de um dado projeto irá produzir, após recuperado o investimento inicial e pago todos os custos relacionados ao projeto, incluindo o custo de capital. Quanto mais positivo o VPL mais atrativo é o projeto. Se o VPL for igual a zero a viabilidade do projeto é marginal, caso seja negativo o projeto não é atrativo (BREALEY-MEYERS, 2003).

- **Depreciação:**

A depreciação de bens do ativo imobilizado corresponde à diminuição do valor dos elementos ali classificáveis, resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal. O RETScreen utiliza dois métodos de depreciação: método linear e método por declínio.

No método de depreciação linear o modelo assume que os custos capitalizados do projeto, como especificados pela base de cálculo da depreciação, são depreciados a taxa constante durante o período de depreciação.

Para o método de depreciação linear utiliza-se a seguinte equação (SOARES et. al., 2006):

$$D_T = \frac{C_{FC} - S}{N}$$

Onde,

D_T = cota de depreciação anual;

C_{FC} = capital empregado;

N = número de anos depreciáveis do projeto;

S = valor residual do ativo.

Para o método por declínio, o modelo assume que os custos capitalizados do projeto, como especificados pela base de cálculo da depreciação, são depreciados à taxa de depreciação, esta taxa R varia entre 0 e 1 e é usualmente estabelecida através do seguinte fator: (2/N) ou (1,5/N), onde N é o número de anos depreciáveis do ativo (SOARES et. al., 2006). Considera-se que a parte dos custos iniciais não capitalizados são despendidos durante o ano de construção, ano zero. Utilizam-se as seguintes expressões para aplicação do método de depreciação por declínio (SOARES et. al., 2006):

$$D_T = K_D \times (1 - R)^{T-1} \times R$$

$$V_T = K_D \times (1 - R)^T$$

$$SV_N = K_D \times (1 - R)^N$$

Onde,

D_T = cota de depreciação no ano t;

K_D = capital depreciável investido;

R = fator de depreciação aplicado;

V_T = valor contábil do ativo no ano t;

SV_N = valor residual do ativo no final do período de depreciação.

APÊNDICE C: COGERAÇÃO COM TURBINAS A VAPOR (CICLO RANKINE)

O Ciclo Rankine é o ciclo ideal para uma unidade motora simples a vapor e compreende os processos termodinâmicos básicos abaixo listados e apresentados no diagrama T-S, Figura 68.

- 1 – 2: Processo de bombeamento adiabático reversível;
- 2 – 3: Processo de troca de calor a pressão constante, na caldeira;
- 3 – 4: Processo de expansão adiabática reversível (turbina ou pistão);
- 4 – 1: Processo de troca de calor a pressão constante, no condensador;

As indicações Q_H e Q_L significam, respectivamente, a transferência de calor do reservatório de alta temperatura para o fluido de trabalho e do fluido de trabalho para o reservatório de baixa temperatura.

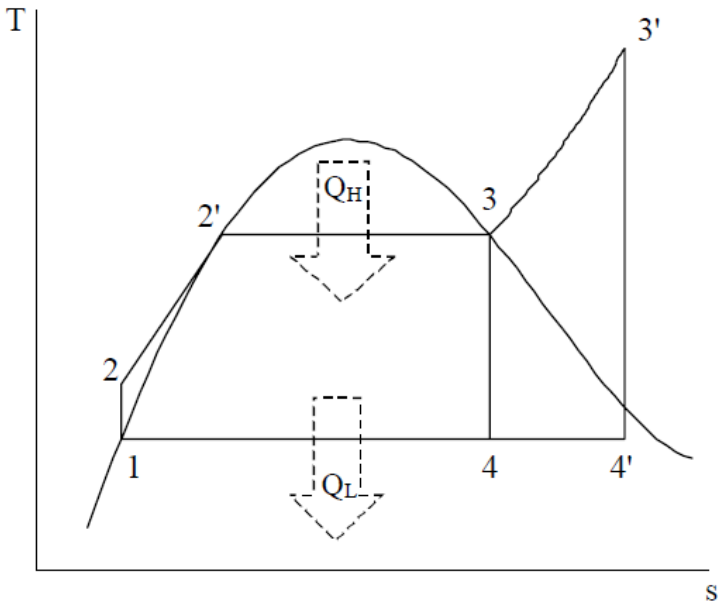


Figura 68: Diagrama de Temperatura-Entropia do Ciclo Rankine.

O Ciclo de Rankine inclui também a possibilidade de superaquecimento do vapor, como o ciclo 1-2-3'-4'. Na análise do ciclo considera-se o rendimento como dependente da temperatura média na qual o calor é fornecido e da temperatura média na qual ele é rejeitado. O rendimento do ciclo de Carnot pode ser expresso por:

$$n_t = \frac{W_{Liquido}}{Q_H}$$

Onde, $W_{Líquido}$ é o trabalho mecânico produzido no eixo e Q_H é a energia fornecida pelo combustível.

O rendimento do ciclo Rankine é significativamente afetado pelas alterações na pressão e temperatura de operação e qualquer medida que eleve a temperatura média na qual o calor é fornecido, como superaquecimento do vapor, o aquecimento regenerativo (entre 2 e 2'), ou reduza a temperatura média na qual ele é rejeitado, como a condensação do vapor em pressão negativa ou vácuo, eleva o rendimento do ciclo. Esta redução de pressão na condensação produz um efeito prático indesejável que é a redução do título do vapor[37] na saída da turbina, que provoca queda de rendimento e erosão nas palhetas da turbina.

Outra medida que eleva a temperatura média de fornecimento do calor é o aumento da pressão máxima do ciclo. Entretanto, esta alteração contribui também para a redução do título do vapor na saída da turbina.

A alternativa tecnológica que permite aproveitar os benefícios destas medidas é o reaquecimento do vapor, cujo efeito direto sobre a temperatura média de fornecimento não é significativo, mas elimina o risco de comprometimento das palhetas da turbina com umidade.

Em um ciclo real a vapor com turbina o processo 1 – 2 é o bombeamento da água, chamada neste ponto de condensado, da pressão de condensação até a pressão de geração de vapor na caldeira. Em 2 – 2', a água passa por aquecimento, que pode ser realizado no interior da caldeira ou em aquecedores externos, no ciclo regenerativo, atingindo a temperatura de vaporização na pressão de trabalho da caldeira. Em 2'- 3 a água passa do estado de líquido saturado a vapor saturado, recebendo calor do combustível no interior da caldeira. Em 3 – 4, o vapor se expande na turbina realizando o trabalho útil e em 4 – 1, o vapor rejeita calor no condensador retornando ao estado líquido para novamente ser bombeado.

[37] Título do vapor é a razão entre massa de vapor e a massa total, líquido mais vapor, quando uma substância está no estado de saturação.

Entre os fatores que afastam o ciclo real do ciclo ideal estão: as perdas de carga e de transferência de calor nas tubulações de transporte do vapor e da caldeira, perdas na turbina associadas ao escoamento do fluido de trabalho e a transferência de calor, as perdas na bomba decorrentes principalmente das irreversibilidades associadas ao escoamento do fluido e perdas no condensador, como a redução de temperatura do condensado abaixo da sua temperatura de saturação.

- **Turbinas a vapor:**

Turbina a Vapor é a Máquina Térmica que utiliza a energia do vapor sob forma de energia cinética. Deve transformar em energia mecânica a energia contida no vapor vivo sob a forma de energia térmica e de pressão.

Embora a história registre a construção de dispositivos rudimentares, que se baseavam nos mesmos princípios, de ação ou de reação, das turbinas atuais em épocas bastante remotas, o desenvolvimento da turbina a vapor, como um tipo realmente útil de acionador primário até a sua forma atual, ocorreu somente nos últimos setenta anos (MARTINELLI, 2006).

A turbina é um motor rotativo que converte em energia mecânica a energia de uma corrente de água, vapor d'água ou gás. O elemento básico da turbina é a roda ou rotor, que conta com paletas, hélices, lâminas ou cubos colocados ao redor de sua circunferência, de forma que o fluido em movimento produza uma força tangencial que impulsiona a roda, fazendo-a girar. Essa energia mecânica é transferida através de um eixo para movimentar uma máquina, um compressor, um gerador elétrico ou uma hélice.

- **Princípios de operação de turbinas a vapor:**

Uma máquina motora a vapor tem como objetivo transformar a entalpia, contida no fluxo contínuo de vapor, em trabalho mecânico. Sabe-se, da 2ª Lei da Termodinâmica, que somente parte da energia contida no vapor que chega à máquina poderá ser convertida idealmente em trabalho (a chamada exergia). A parte restante da energia, que não pode ser transformada em trabalho (a anergia), permanece no vapor descarregado pela máquina.

O trabalho mecânico realizado pela máquina pode ser o acionamento de um equipamento qualquer, como, por exemplo, um gerador elétrico, um compressor, uma bomba. A anergia, que permanece no vapor descarregado pela máquina, é, em muitos casos, simplesmente rejeitada para o ambiente, em um condensador. Em outras situações, entretanto, é possível aproveitar o vapor descarregado pela máquina para fins de aquecimento, por exemplo. Aproveita-se assim sua energia residual, melhorando, em conseqüência, de forma significativa o rendimento global do ciclo.

Admitindo uma máquina a vapor que trabalhe em regime permanente, seja adiabática, receba vapor em um estado termodinâmico (1) e descarregue este mesmo vapor em um estado (2), têm-se:

Energia contida no vapor admitido:

$$h_1 + \frac{v_1^2}{2} + z_1$$

Energia contida no vapor descarregado:

$$h_2 + \frac{v_2^2}{2} + z_2$$

Trabalho realizado:

$$W = (h_1 - h_2) + \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2}\right) + (z_1 - z_2)$$

Onde:

h = entalpia;

$v^2/2$ = energia cinética;

z = energia potencial.

As variações de energia cinética e energia potencial são normalmente desprezadas, a não ser em pontos onde a velocidade do vapor assume valores muito altos, como na saída dos expansores. Assim, é prática corrente desprezar nas expressões anteriores, a não ser

quando aplicadas a expansores, tanto a energia cinética como a energia potencial, trabalhando apenas com os valores da entalpia.

Em uma máquina alternativa a vapor, a energia do vapor é convertida diretamente em trabalho mecânico à medida que o vapor se expande no interior do cilindro, deslocando o êmbolo, que, por sua vez, aciona o sistema biela - manivela produzindo trabalho no eixo.

Em uma turbina a vapor a transformação de energia do vapor em trabalho é feita em duas etapas. Inicialmente, a energia do vapor é transformada em energia cinética. Para isso o vapor é obrigado a escoar através de pequenos orifícios, de formato especial, denominados expansores, onde, devido à pequena área de passagem, adquire alta velocidade, aumentando sua energia cinética, mas diminuindo, em conseqüência, sua entalpia. Em um expansor, além do aumento de velocidade e da diminuição da entalpia, ocorrem também queda na pressão, queda na temperatura e aumento no volume específico do vapor.

Na Segunda etapa da transformação, a energia cinética obtida no expansor é transformada em trabalho mecânico. Esta transformação de energia pode ser obtida de duas maneiras diferentes: segundo o princípio da Ação ou segundo o princípio da Reação, Figura 69.

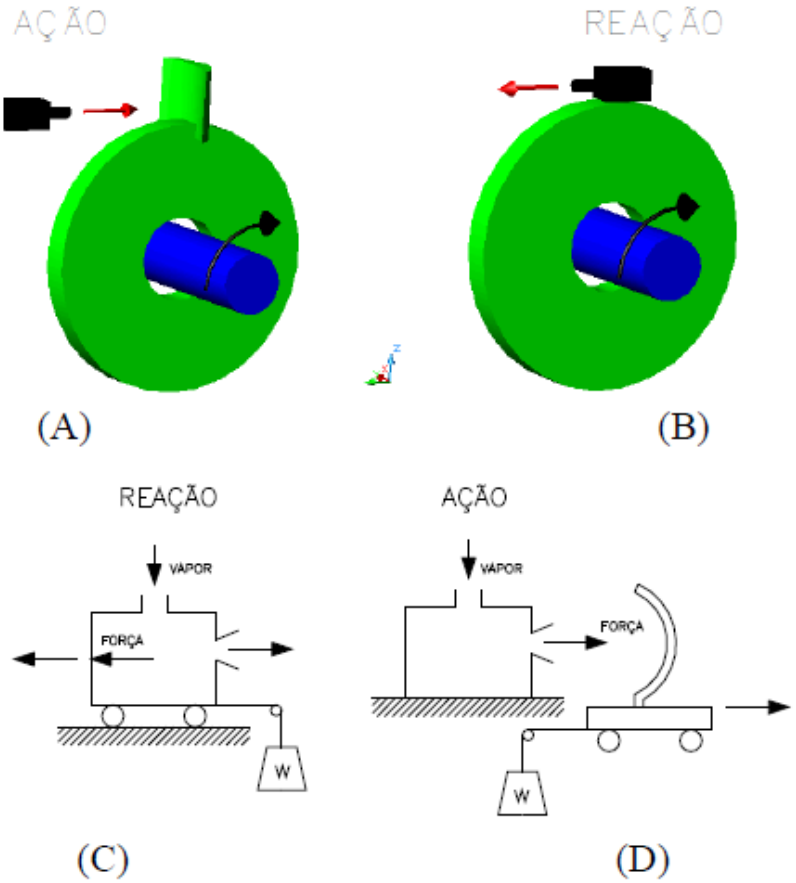


Figura 69: (A e B) Turbina de ação e reação; (C e D) Prinícipio de reação e ação.
Fonte: Martinelli, 2006.

Se o expansor for fixo e o jato de vapor dirigido contra um anteparo móvel, a força de ação do jato de vapor irá deslocar o anteparo, na direção do jato, levantando o peso W. Se, entretanto, o expansor puder mover-se, a força de reação, que atua sobre ele, fará com que se desloque, em direção posta do jato de vapor, levantando o peso W. Em ambos os casos a energia do vapor foi transformada em energia cinética no expansor e esta energia cinética, então, convertida em trabalho (MARTINELLI, 2006).

- **Tipos de turbinas:**

Existe uma grande variedade, no mercado, de tipos e modelos de turbina a vapor, cada qual com características adequadas a uma determinada aplicação. Os modelos mais simples são as turbinas de simples estágio, que se encontram disponíveis em menores faixas

de potência nominal, usualmente, entre 50 a 2.000kWe. As turbinas multi-estágio, de eficiências maiores, atingem potências da ordem de 10.000kWe.

São classificadas, primeiramente, em função da descarga de vapor em condensador ou não (SZKLO, 2001):

Turbinas de contrapressão: nas turbinas de contrapressão, o vapor, após expandir-se na turbina, é descarregado para ser aproveitado pelo processo como fonte de calor (vapor de mais baixa pressão). Assim, a utilização mais comum destas turbinas se dá em sistemas industriais que necessitam de vapor a pressões intermediárias ou baixas; e a geração de energia elétrica está diretamente relacionada à diferença entre a pressão de operação da caldeira e a pressão do vapor requerido no processo. Assume-se que, em geral, sistemas baseados em turbinas de contrapressão, para serem viáveis, devem trabalhar com uma queda de pressão (diferencial de pressão entre pontos) de pelo menos 80psig (SZKLO, 2001 apud TULLIO, 1999).

Turbinas de condensação: ao contrário das turbinas de contrapressão, que descarregam o seu vapor contra uma contrapressão substancial, estas turbinas utilizam um condensador que opera a baixa pressão, a 38ºC ou menos (SZKLO, 2001 apud HICKS, 1986). Assim, a eficiência de geração elétrica destas turbinas é maior que nas de contrapressão; e, caso o processo não requeira energia térmica, a turbina de condensação passa a operar em um ciclo de condensação total, com a pressão do vapor na descarga abaixo da pressão atmosférica (SZKLO, 2001 apud TOLMASQUIM et al., 1999).

As turbinas a vapor também podem ser classificadas segundo a possibilidade ou não de extração do vapor durante a sua passagem pela turbina e a forma como é feita esta extração (GARRIDO & FRAILE, 2008):

Em turbinas sem extração todo o vapor que é admitido e expandido na turbina é descarregado, obtendo-se o máximo trabalho de expansão. Em sistemas de cogeração, a operação contínua sem extração de vapor somente se dá em turbinas de contrapressão; nas turbinas de condensação, no entanto, como parte do vapor se dirige ao condensador e retorna ao ciclo de geração elétrica, faz-se necessário haver a extração. Neste caso, uma fração do vapor é extraído e segue para o processo demandante de energia térmica, enquanto outra fração segue para o condensador (SZKLO, 2001 apud HICKS, 1986).

Turbinas de extração são empregadas em processos que requerem vapor em vários níveis de pressão. As turbinas de extração dividem-se em turbinas com expansão não controlada, onde a retirada de vapor ocorre em pontos intermediários da turbina para pré-aquecer a água de alimentação da caldeira, em ciclos regenerativos, e onde a extração varia conforme a variação de carga na turbina (SZKLO, 2001 apud SILVA, 1997); e turbinas de expansão controlada, onde é possível retirar quantidades variáveis de vapor, em um ou mais pontos de extração, independentemente da carga da turbina (estas turbinas são usadas em processos industriais que necessitam de vapor em diferentes níveis de pressão).

Há ainda outras formas de se classificar as turbinas a vapor: estágio simples, múltiplos estágios e de acordo com o ciclo que operam (Rankine padrão, regenerativo e com ressuperaquecimento). Para informações mais detalhadas sobre turbinas a vapor sugere-se bibliografia especializada como Martinelli (2006), Garrido & Fraile (2008) e consulta a manuais de fabricantes.

APÊNDICE D: RESOLUÇÕES E REGULAMENTAÇÕES ANEEL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 281, DE 1º DE OUTUBRO DE 1999. (*)

Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto.

Acesso ao Texto Atualizado

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 15, 16 e 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nos arts. 3º e 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 3º, 4º e 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nos arts. 3º e 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 2º, 6º e 7º do Decreto n° 2.655, de 2 de julho de 1998, e considerando que:

compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, nos termos do inciso I do art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e do art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização dos serviços de energia elétrica concedidos, fiscalizando permanentemente a sua prestação;

a legislação em vigor assegura aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário do serviço público de energia elétrica, mediante ressarcimento do custo do transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente;

de conformidade com o art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, cabendo à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais desta contratação;

a regulamentação da contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e de distribuição constitui instrumento básico à efetiva introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, possibilitando o exercício da opção dos consumidores livres e induzindo o incremento da oferta ao mercado pelo produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica;

de conformidade com o art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição e as tarifas correspondentes deverão:

I - assegurar tratamento não discriminatório aos usuários;
II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;
III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos;
IV - induzir a utilização racional dos sistemas elétricos;
V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos;

o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição possibilitará a comercialização direta entre produtores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado, contribuindo para a redução de custos e modicidade das tarifas ao consumidor final, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as condições gerais para contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

DA ABRANGÊNCIA, ATRIBUIÇÕES E RESPONSABILIDADES

Art. 2º As disposições desta aplicam-se à contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e aqueles definidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Parágrafo único. O acesso aos sistemas de transmissão, associados aos montantes de demanda de potência a serem contratados durante o período de transição, referido no art. 10 da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, será regido pela Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999.

Art. 3º O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, além das atribuições que lhe foram atribuídas pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e pela Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, deverá:

I – elaborar as instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento dos acessos aos sistemas de transmissão;

II – propiciar o relacionamento comercial com os usuários, no que tange ao uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, prestando as informações necessárias;

III – efetuar as avaliações de viabilidade técnica dos requerimentos de acesso aos sistemas de transmissão, fornecendo aos interessados todas as informações a eles pertinentes;

IV – elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e dos sistemas de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos reforços da Rede Básica, decorrentes das solicitações de acesso, e propor a ANEEL as expansões necessárias, e indicando os orçamentos e os prazos para implantação;

V – estabelecer, em conjunto com as partes interessadas, as responsabilidades concernentes aos acessos aos sistemas de transmissão;

VI – celebrar, em nome das empresas de transmissão, os contratos de uso dos sistemas de transmissão e firmar, como interveniente, os contratos de conexão, encaminhando os de uso para homologação da ANEEL;

VII - efetuar, com base em informações mensais encaminhadas pelas concessionárias de transmissão, concessionárias e permissionárias de distribuição, o controle dos montantes de uso dos sistemas de transmissão e os faturamentos de sua competência.

Art. 4º As concessionárias do serviço público de transmissão deverão:

I - propiciar o relacionamento comercial com o usuário, relativo ao uso dos sistemas de transmissão e à conexão nas suas instalações, recebendo e encaminhando as solicitações ao ONS, e prestando as informações necessárias ao interessado;

II - negociar e celebrar, com interveniência do ONS, os Contratos de Conexão com os usuários que venham conectar-se em suas instalações, encaminhando-os à ANEEL para homologação;

III - implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;

IV - efetuar o faturamento relativo ao acesso às suas instalações de transmissão;

V - informar mensalmente ao ONS os montantes medidos referentes aos usuários conectados diretamente em suas instalações de transmissão.

Art. 5º As concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição deverão:

I - propiciar o relacionamento comercial com o usuário, relativo ao uso dos sistemas de distribuição e à conexão nas suas instalações, e prestar as informações necessárias ao interessado;

II - implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação do acesso requerido;

III - negociar e celebrar os Contratos de Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição, com os usuários que venham conectar-se às suas instalações de distribuição;

IV - efetuar a medição nos pontos de conexão do usuário e faturar os encargos decorrentes da conexão e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição, discriminando as parcelas referentes aos sistemas de transmissão e de distribuição;

V - contratar o acesso à Rede Básica de forma a assegurar o atendimento da demanda do seu próprio mercado, dos consumidores livres e das unidades geradoras conectadas em suas instalações.

Art. 6º Os usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição deverão:

I - solicitar o acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição, de acordo com o estabelecido no art. 7o desta Resolução.

II - celebrar, conforme o caso, os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição;

III - efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso;

IV - observar o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição.

DOS PROCEDIMENTOS DE ACESSO

Art. 7º Os requisitantes do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição deverão encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado:

I - ao ONS ou à concessionária de transmissão proprietária das instalações, no ponto de acesso pretendido;

II - à concessionária ou permissionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição.

(*) Incluído o Parágrafo único no art. 7º, pela REN ANEEL 312 de 06.05.2008, D.O. de 13.05.2008, seção 1, p. 69, v. 145, n. 90.

Art. 8º As concessionárias, permissionárias e o ONS deverão, no prazo de até trinta dias, contados da data do recebimento da solicitação de acesso, informar ao solicitante as condições contratuais, os prazos para conexão e os respectivos encargos, disponibilizando ao requisitante as informações técnicas e os parâmetros adotados nas avaliações.

Parágrafo único. Havendo necessidade de reforços nos sistemas de transmissão ou de distribuição para atendimento ao acesso solicitado, o prazo de que trata este artigo será de até cento e vinte dias.

Art. 9º As providências para implantação das obras e o próprio acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição só poderão ser efetivadas após a assinatura dos respectivos contratos, em conformidade com o estabelecido nos arts. 10 a 12 desta Resolução.

DAS RELAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 10 O acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição será regido pelos Procedimentos de Rede, Procedimentos de Distribuição, pelos contratos celebrados entre as partes e pelas normas e padrões específicos de cada concessionária ou permissionária.

§ 1º Para o acesso a instalações de transmissão componentes da Rede Básica, os usuários deverão firmar o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão com o ONS, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações de transmissão, e o Contrato de Conexão com a concessionária de transmissão no ponto de acesso, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos.

§ 2º Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários deverão firmar os contratos de Uso dos sistemas de Distribuição e de Conexão com a concessionária ou permissionária local.

§ 3º As unidades geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS, mesmo que estejam diretamente conectadas ao sistema de distribuição, ou por meio de instalações de uso exclusivo, deverão firmar o Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão com o ONS.

§ 4º A concessionária ou permissionária de distribuição conectada a outra concessionária ou permissionária de distribuição celebrará, com esta, o Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição e o Contrato de Conexão.

Art. 11 Os Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e os de Distribuição deverão estabelecer as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas, dispondo, no mínimo, sobre:

I - a obrigatoriedade da observância aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição;

II - a obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;

III - os montantes de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição contratados nos horários de ponta e fora de ponta, bem como as condições e antecedência mínima para a solicitação de alteração dos valores de uso contratados;

IV - a definição dos locais e dos procedimentos para medição e informação de dados;

V - os índices de qualidade relativos aos serviços de transmissão e distribuição a serem prestados;

VI - as penalidades pelo não atendimento dos índices de qualidade relativos aos serviços de transmissão e distribuição a serem prestados.

Art. 12 Os Contratos de Conexão às Instalações de Transmissão ou de Distribuição deverão estabelecer as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições comerciais a serem observadas, dispondo, no mínimo, sobre:

I - a obrigatoriedade da observância aos Procedimentos de Rede e aos Procedimentos de Distribuição;

II - a obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;

III - a descrição detalhada dos pontos de conexão e das instalações de conexão, incluindo o conjunto de equipamentos necessários para a interligação elétrica das instalações do usuário ao sistema de transmissão ou de distribuição, com seus respectivos valores de encargos;

IV - a capacidade de demanda da conexão;

V - a definição dos locais e dos procedimentos para medição e informação de dados;

VI - os índices de qualidade relativos às instalações de conexão;

VII - as penalidades pelo não atendimento dos índices de qualidade relativos às instalações de conexão.

Parágrafo único. As condições técnicas da conexão, aplicadas pelas concessionárias ou permissionárias, não deverão conter exigências discriminatórias em relação àquelas aplicadas aos demais usuários.

DOS ENCARGOS DE USO

Art. 13 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição deverão ser suficientes para a prestação destes serviços e serão devidos aos respectivos concessionários, permissionários e ao ONS.

§ 1º Os encargos associados ao uso dos serviços de transmissão serão estabelecidos observando:

I – as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;

II – a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL;

III – a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovada pela ANEEL.

§ 2º Os encargos associados ao uso dos serviços de distribuição deverão ser propostos pelas concessionárias e permissionárias, com base nas suas atividades de distribuição, e aprovados pela ANEEL.

§ 3º As perdas elétricas nos sistemas de transmissão serão tratadas no processo de contabilização e liquidação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, de acordo com as regras específicas.

Art. 14 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição serão devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, de conformidade com as fórmulas:

I – Unidades geradoras:

$Eg = Tg \times Ug$
onde:

Eg - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R$;

Tg - tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição atribuída ao usuário, em R$/kW;

Ug – montante do uso contratado pelo usuário, em kW;

II – Unidades consumidoras:

$Ec = Tp \times Up + Tfp \times Ufp$

onde:

Ec - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em R$;

Tp - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição no horário de ponta, em R$/kW;

Tfp - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição fora do horário de ponta, em R$/kW;

Up – montante do uso no horário de ponta, em kW;

Ufp – montante do uso fora do horário de ponta, em kW.

§ 1º O horário de ponta a ser considerado em cada caso será o mesmo estabelecido para a área de concessão pela empresa distribuidora local.

§ 2º Os montantes de uso associados a unidades consumidoras e concessionárias ou permissionárias de distribuição, deverão ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário.

§ 3º Os montantes de uso contratados pelas concessionárias e permissionárias de distribuição deverão ser informados por ponto de conexão e deverão ser os montantes máximos de potência demandados no ponto de conexão, incluindo as cargas dos consumidores livres, autoprodutores e outras concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas em seus sistemas de distribuição.

§ 4º Os montantes de uso associados a unidades geradoras deverão ser determinados pelas máximas potências injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

§ 5º Para o cálculo dos encargos mensais devidos a unidade geradora conectada a barramento com tarifa negativa, o montante de uso deverá ser a potência média injetada na rede, verificada por medição.

§ 6º Os pontos de conexão a serem utilizados para a contratação dos montantes de uso de transmissão, pelas concessionárias de distribuição, são as fronteiras com a Rede Básica ou com as demais instalações de transmissão compartilhadas entre concessionárias de distribuição, a partir dos quais as mesmas demandem potência elétrica.

(*) Incluído o parág. 7º no art. 14, pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O de 23.04.2010, seção 1, p. 81, v. 147, n. 76.

Art. 15 Será aplicada a parcela do uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição superior ao montante contratado por ponto de conexão, a título de penalidade, uma tarifa de ultrapassagem de valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada período, quando se verificar ultrapassagem superior a cinco por cento do montante contratado.

Parágrafo único. No caso de concessionária ou permissionária de distribuição, a parcela de ultrapassagem deverá ser computada pelo ONS, que para tanto deverá considerar as ocorrências de remanejamento de cargas, em montantes previamente acordados, bem como redespacho de geração ou abertura de linhas, de forma a identificar o real valor ultrapassado.

Art. 16 As tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em base mensal, serão determinadas para todos os barramentos com tensão igual ou superior a 69 kV, de conformidade com a metodologia estabelecida no Anexo desta Resolução.

§ 1º Os valores das tarifas de uso dos sistemas de transmissão componentes da Rede Básica serão revistos anualmente pela ANEEL, de acordo com o disposto no § 1º do art. 13 desta Resolução e com os montantes de uso contratados pelos usuários, para o mesmo período.

§ 2º Os valores das tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão propostos pelas concessionárias ou permissionárias e aprovados pela ANEEL, de acordo com os encargos associados ao serviço referido no § 2º do art. 13 desta Resolução, incorporando o uso dos sistemas de transmissão, nos casos aplicáveis a unidades consumidoras.

Art. 17 As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, para os níveis de tensão inferiores a 69 kV, em base mensal, serão propostas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição e aprovadas pela ANEEL, por nível de tensão e tipo de consumidor, com base nos custos marginais de expansão, até cada nível de tensão, incorporando o uso dos sistemas de transmissão, nos casos aplicáveis a unidades consumidoras.

Parágrafo único. Caberá a cada concessionária ou permissionária de distribuição desenvolver anualmente os estudos para determinação dos custos marginais de expansão, até cada nível de tensão, em sua área de concessão, que servirão de base para a definição da estrutura tarifária a ser praticada.

DOS ENCARGOS DE CONEXÃO

Art. 18 Os encargos de conexão aos sistemas de transmissão ou de distribuição serão de responsabilidade dos usuários.

§ 1º Os encargos de conexão serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão.

§ 2º As instalações de conexão poderão ter seu projeto e execução contratado com empresa de livre escolha do usuário, inclusive a própria concessionária ou permissionária, observadas as normas técnicas e padrões da concessionária ou permissionária e os requisitos do usuário.

(*) Incluídos os incisos I e II no parág. 3º e o parág. 4º no art. 18º, pela REN ANEEL 067 de 08.06.2004, D.O de 11.06.2004, seção 1, p. 82, v. 141, n. 111.

§ 3º Para unidade consumidora os equipamentos de medição, necessários à conexão, serão de responsabilidade técnica e financeira da concessionária ou permissionária onde a mesma se conecta.

(*) Incluídos os parágs. 5º, 6º, 7º e 8º no art. 18 pela REN ANEEL 248 de 23.01.2007, D.O. de 30.01.2007, seção 1, p. 86, v. 144, n. 21.

(*) Incluídos os parágs. 4º-A, 4º-B, 4º-C e 4º-D no art. 18, pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009, D.O. de 10.09.2009, seção 1, p. 63, v. 146, n. 173.

DO FATURAMENTO DOS ENCARGOS

Art. 19 Os encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição serão faturados:

I - pelas concessionárias de transmissão e pelo ONS contra todos os usuários caracterizados como unidades consumidoras, inclusive as concessionárias ou permissionárias de distribuição, conectados nas instalações da Rede Básica, na proporção das suas receitas permitidas pela ANEEL;

II - pelas concessionárias de transmissão e pelo ONS contra as unidades geradoras, na proporção das suas receitas permitidas pela ANEEL;

III - pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição contra todos os usuários caracterizados como unidades consumidoras, inclusive as concessionárias ou permissionárias de distribuição, conectadas nas suas instalações de distribuição, incorporando os valores correspondentes ao uso dos sistemas de transmissão;

IV - pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição contra as concessionárias e autorizadas de geração, conectadas nas suas instalações de distribuição, no que concerne exclusivamente aos encargos de uso dos sistemas de distribuição.

§ 1º O ONS deverá informar à ANEEL, mensalmente, a contabilização dos valores efetivamente arrecadados.

§ 2º Os valores resultantes das ultrapassagens tratadas no art. 15, serão faturados no mês subsequente à apuração, juntamente com os encargos de uso e, no próximo exercício, serão deduzidos dos encargos a arrecadar conforme dispõe o art. 13 desta Resolução.

Art. 20 Os encargos de conexão serão faturados diretamente pelas concessionárias ou permissionárias detentoras das instalações acessadas, contra os respectivos usuários.

DA MEDIÇÃO E INFORMAÇÃO DOS DADOS

Art. 21 A medição dos montantes de uso dos serviços de distribuição e de transmissão será de responsabilidade da concessionária ou permissionária onde se conectarem os usuários, e deverá ocorrer com intervalo de integralização de quinze minutos.

Parágrafo único. Os montantes do uso dos serviços de transmissão, verificados por medição, deverão ser informados ao ONS conforme disposto nos Procedimentos de Rede.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 22. Para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, e para os empreendimentos a partir de fontes eólicas e empreendimentos termoelétricos a partir de fonte biomassa e de cogeração qualificada, cuja capacidade instalada esteja dentro dos referidos limites de potências, a ANEEL estipulará, no ato autorizativo, o percentual de redução de 50% (cinqüenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

§ 1º Para os empreendimentos de geração tratados neste artigo, com outorga de concessão ou de autorização já publicada, a definição do percentual de redução deverá ser solicitada à ANEEL pelo interessado.

§ 2º Para os empreendimentos que iniciarem a operação até 31 de dezembro de 2003, será estabelecido, excepcionalmente, o percentual de redução de 100% (cem por cento).

Art. 23 A unidade geradora que atenda, diretamente ou através de instalações de uso exclusivo, a unidade consumidora, deverá celebrar Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão ou de Distribuição para o atendimento eventual da carga quando de indisponibilidade da geração.

Parágrafo único. A ANEEL editará resolução específica disciplinando a forma de faturamento para os casos que trata este artigo.

Art. 24 O acesso a instalações da Rede Básica, em tensão inferior a 230 kV, será autorizado desde que garantidas pelo ONS, a racionalidade e a otimização do uso dos sistemas de transmissão.

Parágrafo único. O acesso a instalações da Rede Básica de que trata este artigo deverá ser precedido da celebração do Contrato de Conexão com a proprietária das instalações e do Contrato de Uso de Transmissão com o ONS.

Art. 25 As contratações de acesso aos sistemas de transmissão ou de distribuição, ressalvados os casos de que trata a Resolução nº 247, de 13 de agosto de 1999, celebradas em data anterior à publicação desta Resolução, deverão adequar-se às disposições ora estabelecidas, num prazo máximo de dois anos, a contar da publicação desta Resolução.

Parágrafo único. Até a completa adequação às condições ora estabelecidas, os valores de receitas advindos das contratações de que trata este artigo, serão considerados no exercício subsequente para a valoração da receita permitida para as concessionárias de transmissão e concessionárias ou permissionárias de distribuição envolvidas.

Art. 26 Novas regulamentações, de caráter geral, que vierem a ser estabelecidas pela ANEEL, aplicar-se-ão imediatamente à contratação de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de que trata esta Resolução.

Art. 27 Os casos omissos e as dúvidas decorrentes da aplicação desta Resolução serão tratados e resolvidos pela ANEEL.

Art. 28 Fica revogada a Portaria DNAEE nº 459, de 10 de novembro de 1997.

Art. 29 Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) Resolução original publicada no Diário Oficial de 04/10/1999, republicada com alterações conforme determinação do art. 2º da Resolução nº 219, de 23 de abril de 2003.

Este texto não substitui o republicado no D.O. de 02.12.2003, seção 1, p. 83, v. 140, n. 234.

(*) Alterado o parág. 3º do art. 18 e o art. 21 e seu Parágrafo único, pela REN ANEEL 067 de 08.06.2004, D.O. de 11.06.2004, seção 1, p. 82, v. 141, n. 111.

(*) Revogado o art. 22, pela REN ANEEL 077 de 18.08.2004, D.O. de 19.08.2004, seção 1, p. 101, v. 141, n. 160.

(*) Incluídos os incisos I e II no parág. 3º e o parág. 4º no art. 18º, pela REN ANEEL 067 de 08.06.2004, D.O. de 11.06.2004, p. 82, v. 141, n. 111.

"Art. 18. .....

§ 3°

> "I – pela concessionária de transmissão, para os casos de acesso a instalações integrantes da Rede Básica; ou"
>
> "II – pela concessionária ou permissionária de distribuição local, nos casos de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de distribuição."
>
> "§ 4° O sistema de medição a que se refere o parágrafo anterior será de responsabilidade financeira dos consumidores que exercerem a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pelas Leis n° 9.648, de 27 de maio de 1998, e n° 10.848, de 15 de março de 2004, bem como daqueles a que se refere o § 5° do art. 26 da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003."

(*) Incluídos os parágs. 5º, 6º, 7º e 8º no art. 18 pela REN ANEEL 248 de 23.01.2007, D.O. de 30.01.2007, seção 1, p. 86, v. 144, n. 21.

"Art. 18 .....

"§ 5º É facultado ao consumidor referido no § 4°, implantar os transformadores de instrumentos e medidores relacionados ao seu sistema de medição, atendidos os requisitos constantes do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e o padrão da concessionária acessada."

"§ 6° Os consumidores existentes a que se refere o § 4º que assinaram os Contratos de Uso e de Conexão em data anterior à publicação da Resolução nº 208, de 7 de junho de 2001 ou em data posterior à publicação da Resolução n° 067, de 8 de junho de 2004, deverão observar o prazo de 30 de outubro de 2007, para adequação do sistema de medição para faturamento, conforme disposto no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede."

"§ 7º. Os consumidores a que se refere o § 4º e que assinaram os Contratos de Uso e de Conexão em data posterior à publicação da Resolução nº 208, de 7 de junho de 2001, e anterior à publicação da Resolução n° 067, de 2004, deverão ter as adequações dos seus sistemas de medição para faturamento realizadas e custeadas pela concessionária ou permissionária a qual se conecta, observando-se o prazo de 30 de outubro de 2007."

"§ 8º. Os consumidores que exercerem a opção prevista no § 4º a partir da publicação desta Resolução, deverão observar a data limite 30 de outubro de 2007, para adequarem seu sistema de medição para faturamento e, após essa data, a adequação deverá ser prévia à entrada em operação comercial."

(*) Revogado o art. 23, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

(*) Incluído o Parágrafo único no art. 7º, pela REN ANEEL 312 de 06.05.2008, D.O. de 13.05.2008, seção 1, p. 69, v. 145, n. 90.

"Art. 7º .....

"Parágrafo único. A avaliação técnica do acesso deverá observar o critério de mínimo custo global, segundo o qual é escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos, considerando as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços, as ampliações e os custos decorrentes das perdas elétricas do sistema."

(*) Alterado o parág. 2º do art. 10, pela REN ANEEL 312 de 06.05.2008, D.O. de 13.05.2008, seção 1, p. 69, v. 145, n. 90.

(*) Alterado o caput do art. 16; o art. 17, os incisos II e IV do art. 19, pela REN ANEEL 349 de 13.01.2009, D.O. de 15.01.2009, seção 1, p. 57, v. 146, n. 10.

(*) Revogado o parág. 5º do art. 14, o parág. 2º do art. 16 e o Parágrafo único do art. 17, pela REN ANEEL 349 de 13.01.2009, D.O. de 15.01.2009, seção 1, p. 57, v. 146, n. 10.

(*) Incluídos os parágs. 4º-A, 4º-B, 4º-C e 4º-D no art. 18, pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009, D.O. de 10.09.2009, seção 1, p. 63, v. 146, n. 173.

"Art. 18 .....

"§ 4º-A Nos casos de acesso, pelas unidades consumidoras referidas no § 4º, às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora, esta se responsabilizará:

I – financeiramente apenas pela implantação do medidor principal e dos transformadores de instrumentos;

II – tecnicamente por todo o sistema de medição, inclusive perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; e

III – pela operação e manutenção de todo o sistema de medição, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

§ 4º-B A distribuidora deverá contabilizar os valores associados ao ressarcimento de que trata o inciso II do § 4º, como gastos reembolsáveis, na conta contábil 112.92 - Ordem de Dispêndios a Reembolsar – ODR.

§ 4º-C Os equipamentos referenciados no inciso II do § 4º deverão permanecer vinculados à respectiva concessão ou permissão e ser registrados pela distribuidora no ativo imobilizado, em contrapartida às Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais)."

§ 4º-D Nos casos de acesso às demais instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, ou às instalações de propriedade da distribuidora, os custos incorridos com operação e manutenção do sistema de comunicação de dados, devidamente comprovados, serão repassados aos consumidores de que trata o § 4º, sem qualquer acréscimo, conforme estabelecido em cláusula específica do Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD."

(*) Alterado o parág. 4º do art. 18, pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009, D.O. de 10.09.2009, seção 1, p. 63, v. 146, n. 173.

(*) Revogado o parág. 5º do art. 18, pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009, D.O. de 10.09.2009, seção 1, p. 63, v. 146, n. 173.

(*) Alterado o parág. 4º do art. 18, pela REN ANEEL 376 de 25.08.2009, retificada no D.O. de 14.12.2009, seção 1, p. 78, v. 146, n. 238.

(*) Alterados os arts. 3º, 4º, 14, 15 e 18 pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O. de 23.04.2010, p. 81, v. 147, n. 76.

(*) Revogado o parág. 1º do art. 15, pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O. de 23.04.2010, p. 81, v. 147, n. 76.

(*) Incluído o parág. 7º no art. 14, pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O de 23.04.2010, seção 1, p. 81, v. 147, n. 76.

"Art. 14 .....

§7º Os MUSTs contratados até 30 de abril de 2010 poderão continuar contemplando os fornecimentos feitos por unidades geradoras, realizados diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores. "

ANEXO

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TARIFAS E ENCARGOS NODAIS

Introdução

A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos.

Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, através de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários.

Custos unitários e capacidades de transporte

Para a determinação das tarifas e encargos nodais utilizam-se custos unitários para cada elemento do sistema. Estes custos se determinam a partir dos custos de reposição, operação e manutenção típicos dos sistemas de transmissão ou de distribuição.

Para a obtenção dos custos unitários utiliza-se valores de capacidade de transporte das linhas de transmissão ou distribuição padronizados por nível de tensão. Para os transformadores são consideradas suas potência nominais.

Encargos e tarifas nodais

Denomina-se encargo de uso ao valor obtido do produto da tarifa pelo montante contratado ou verificado.

Para a obtenção dos encargos dos usuários dos sistemas de transmissão ou de distribuição, determinam-se, inicialmente, as tarifas nodais, mediante a solução do modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atende ao mercado representado.

A solução analítica do modelo é obtida através da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema.

Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de carga linear. Cada sensibilidade tem a forma:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

Fórmula 1

Onde:

ßLb é o fluxo incremental resultante na linha L devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b.

FL é o fluxo de potência na linha L.

Ib é a potência injetada ou retirada na barra b.

Através destes coeficientes determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{LINHAS} \beta_{Lb} \cdot Cust_L \cdot Carr_L$$

Fórmula 2

Onde:

πb é a tarifa nodal da barra b

ßLb é a sensibilidade da linha L em relação à barra b

CustL é o custo unitário da linha L

CarrL é o fator de carregamento da linha L

A formulação matemática completa é descrita no documento Metodologia para cálculo de tarifas nodais integrante do processo que estabelece a Resolução de condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

O documento de metodologia e o programa para cálculo de tarifas nodais, estão disponíveis, mediante solicitação, na ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 371, DE 29 DE DEZEMBRO DE 1999

Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

Texto Atualizado

O DIRETOR – GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 9º da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e considerando:

a diretriz do Governo Federal de promover a racionalidade energética onde a instalação de unidades de cogeração, em unidades industriais e no setor de serviços, eleva a confiabilidade dos sistemas de distribuição e reduz os investimentos e custo dos mesmos;

que as transações de compra e venda de energia elétrica do sistema interligado serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE; e,

a necessidade de aplicação de regras que assegurem o equilíbrio entre os agentes envolvidos na negociação para a contratação de reserva de capacidade de energia elétrica, resolve:

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para contratação e comercialização de reserva de capacidade, por autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que atenda, total ou parcialmente, unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração por meio de rede elétrica de uso exclusivo.

Parágrafo único. Reserva de capacidade é o montante de potência, em MW, requerido dos sistemas de transmissão e distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas de autoprodutor ou produtor independente.

(*) Renumerado o Parágrafo único para parag. 1º e incluídos os parágs. 2º e 3º no art. 1º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 2º O autoprodutor ou produtor independente de energia é responsável pela instalação de medição específica nas unidades geradoras, de acordo com os padrões definidos pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de contabilização e faturamento do uso da reserva de capacidade.

Art. 3º A energia elétrica necessária durante o período de indisponibilidade ou redução de geração das unidades do autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica, em MWh, poderá ser adquirida diretamente do MAE ou por meio de contratos bilaterais de compra de energia elétrica livremente negociados.

§ 1º O autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que faça a opção pela compra direta no MAE deve aderir ao Acordo de Mercado.

§ 2º Até a publicação, pelo MAE, dos preços de energia elétrica, devem ser consideradas as tarifas de energia de curto prazo, no período de ponta e fora de ponta, publicadas mensalmente pela ANEEL.

(*) Incluídos os incisos I II e III e o Parágrafo único no art. 3º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 4º A reserva de capacidade deverá ser contratada, com duração mínima de um ano, entre autoprodutor ou produtor independente e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que atue na área onde se localiza a unidade consumidora, devendo o contrato respectivo dispor, entre outros aspectos, sobre o montante de reserva de capacidade requerido e o número de horas, previsto em base anual, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Parágrafo único. A contratação de reserva de capacidade fica limitada ao montante de 30 MW.

(*) Incluídos os parágs. 1º, 2º, 3º, incisos I e II alíneas "a" e "b" e inciso III no art. 4º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 5º O valor mensal a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade, pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, será calculado pela multiplicação do fator de uso (D) pelo encargo de uso do sistema de transmissão e de distribuição conforme estabelecido no art. 14 da Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999.

§ 1º O fator de uso aplicável ao encargo será calculado conforme a seguinte fórmula:

$$D = \frac{Hp}{1.314}.$$

onde:

D – fator de uso.
Hp –número de horas previsto, em base anual, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 2º Se, em determinado mês do período anual contratado, o número de horas acumulado de uso dos sistemas de transmissão e distribuição for maior que o número de horas contratadas (Hp) ou a freqüência de uso do sistema for maior que 12, o fator de uso (D) será igual a 1,20.

§ 3º Caso ocorra a ultrapassagem do valor, em MW, de reserva de capacidade, será imputável, à parcela excedente, uma tarifa de ultrapassagem descrita no art. 15 da Resolução ANEEL nº 281, de 1999 .

(*) Incluído o art. 5-A, parágs. 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 6º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 7º Revoga-se a Portaria DNAEE nº 283, de 31 de dezembro de 1985.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Este texto não substitui o publicado no D.O de 30.12.1999, seção 1, p. 31, v. 137, n. 250-E.

(*) Renumerado o Parágrafo único para parag. 1º e incluídos os parágs. 2º e 3º no art. 1º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 1º

"§ 1º Reserva de capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou de produtor independente de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras."

"§ 2º A contratação de reserva de capacidade é opcional e tem caráter emergencial, podendo ser realizada para manutenções programadas que exijam interrupção ou redução na geração de energia elétrica, sendo vedada sua contratação para qualquer outro propósito."

"§ 3º O atendimento à solicitação de reserva de capacidade deve ser feito com base na utilização de capacidade remanescente do sistema elétrico de transmissão ou de distribuição, devendo a existência desta capacidade ser avaliada no início de cada ciclo contratual em parecer emitido pelo ONS ou pela concessionária ou permissionária de distribuição, a depender das instalações acessadas pelo autoprodutor ou produtor independente de energia."

"§ 4º É permitida a realização de obras no sistema elétrico de distribuição, de acordo com os procedimentos estabelecidos no art. 5º-A desta Resolução, quando o respectivo sistema elétrico de distribuição acessado pelo autoprodutor ou produtor independente de energia não possuir capacidade remanescente suficiente para o atendimento à solicitação de reserva de capacidade."

(*) Incluídos os incisos I II e III e o Parágrafo único no art. 3º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 3º

"I – no Ambiente de Contratação Livre – ACL, por meio de contratos bilaterais livremente negociados;"

"II – no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quando o agente de que trata o "caput" tiver garantia física definida; ou"

"III – junto à concessionária ou permissionária de distribuição acessada, a critério desta, devendo ser aplicadas as condições reguladas."

"Parágrafo único. Para os casos de aquisição de energia elétrica de que tratam os incisos I e II, o autoprodutor ou produtor independente de energia deverá aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ou ser representado por agente integrante desta Câmara."

(*) Incluídos os parágs. 1º, 2º, 3º, incisos I e II alíneas "a" e "b" e inciso III no art. 4º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

Art. 4º

"§ 1º A contratação de que trata o "caput" deve ser anual, devendo o respectivo contrato dispor, entre outros aspectos, sobre o período em que será possível a utilização da reserva de capacidade, o qual deve coincidir com o período de geração de energia elétrica da usina do agente contratante, seja este pleno ou sazonal."

"§ 2º O contrato de reserva de capacidade deve ser único por ponto de conexão ao sistema elétrico acessado e o valor do montante de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição a ser contratado deve ser limitado ao valor, em MW, da potência nominal instalada de geração da usina do contratante."

"§ 3º Na contratação de reserva de capacidade devem ser observados os seguintes prazos:"

"I – a solicitação para atendimento à reserva de capacidade deve ser feita com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias e não superior a 180 (cento e oitenta) dias;"

"II – a resposta à solicitação, por meio do parecer de que trata o § 3º do art. 1º desta Resolução, deve ser emitida em até:"

"a) 30 (trinta) dias, contados da data de recebimento da solicitação; ou"

"b) 120 (cento e vinte) dias, contados da data de recebimento da solicitação, quando houver necessidade de obras para o atendimento à solicitação, conforme referenciado no § 4º do art. 1º desta Resolução."

"III – a contratação, por meio da celebração do CUST ou do CUSD específico, deve ser realizada em até 90 (noventa) dias após a emissão do parecer referido no inciso anterior, sem que haja perda da prioridade de atendimento."

(*) Incluído o art. 5-A, parágs. 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 6º, pela REN ANEEL 304 de 04.03.2008, D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.

"Art. 5º-A As obras no sistema elétrico de distribuição necessárias à contratação de reserva de capacidade são de responsabilidade do autoprodutor ou produtor independente de energia interessado, devendo o início de sua implementação ser precedido da celebração do CUSD a que se refere o art. 4º desta Resolução."

"§ 1º As obras a que se refere o "caput" devem ser especificadas e sua necessidade justificada por meio do parecer de que trata o § 3º do art. 1º desta Resolução, o qual deve conter memória de cálculo dos custos orçados e cronograma físico-financeiro para execução das obras."

"§ 2º Após a emissão do parecer referido no § 1º, o autoprodutor ou produtor independente de energia tem o prazo de até 90 (noventa) dias para comunicar formalmente à concessionária ou permissionária de distribuição acessada a sua opção pela execução da obra por meio de terceiro legalmente habilitado ou por meio da própria acessada, de acordo com orçamento e cronograma apresentados no parecer."

"§ 3° Na hipótese de execução direta da obra, o acessante é responsável por elaborar os projetos básico e executivo, além de especificar os equipamentos que serão integrados ao sistema elétrico da concessionária ou permissionária de distribuição acessada, em observância às normas e padrões técnicos da acessada e aos Procedimentos de Distribuição."

"§ 4° As instalações implementadas devem ser transferidas à concessionária ou permissionária de distribuição acessada e registradas em seu ativo imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais), devendo as referidas transferências ocorrer pelo custo de construção efetivamente realizado informado pelo cedente, não gerando direito de indenização ao autoprodutor ou produtor independente de energia."

"§ 5° A concessionária ou permissionária de distribuição acessada é responsável pela verificação da conformidade das especificações e dos projetos referidos no § 3º deste artigo, bem como pelo comissionamento das instalações a ser transferidas, sendo os custos de referência para operação e manutenção destas instalações considerados no cálculo da sua Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD."

"§ 6° Quando as obras referidas no "caput" forem executadas para o atendimento à solicitação de reserva de capacidade em um determinado ciclo contratual, o autoprodutor ou produtor independente de energia terá assegurado o valor do montante de uso contratado no referido ciclo, em MW, nas contratações posteriores de reserva de capacidade por um período mínimo de 10 (dez) anos."

(*) Alterado o art 5º pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O. de 23.04.2010, p. 81, v. 147, n. 76

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO No 21 , DE 21 DE JANEIRO DE 2000.

Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeradoras de energia e dá outras providências.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos incisos I, IV, IX e XXXI do art. 4o do Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos incisos II, IV e VIII do art. 1o e no inciso I do art. 2o da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, e considerando:

a necessidade de implementar políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos do País;

que a atividade de cogeração de energia elétrica contribui com a racionalidade energética, uma vez que possibilita um melhor aproveitamento dos combustíveis, apresentando menor consumo total, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica e gerando conseqüentes benefícios para a sociedade, resolve:

Art. 1o Estabelecer os requisitos necessários à obtenção de qualificação, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, de centrais cogeradoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivo a cogeração.

Art. 2o O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à serviço público ou à produção independente;

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;

Art. 3o A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.

Art. 4o As centrais de cogeração, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada” deverão satisfazer aos seguintes requisitos:

I – estar regularizadas perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL no 112, de 18 de maio de 1999 e legislação específica.

II–atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações, abaixo:

$$Et \geq 0{,}15\ Ec$$

$$\frac{Ee + Et/X}{Ec} \geq Fc$$

Onde:

Ec Energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

Ee Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

Et Energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses, em MWh;

Fc Fator de cogeração;

X Fator de ponderação;

§ 1o Os valores de X e Fc referidos na fórmula contida no inciso II serão aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e do combustível principal , conforme tabela abaixo:

Potência Instalada	Combustível Principal			
	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
Inferior ou igual a 5 MW	2,00	0,47	2,50	0,32
Superior a 5 MW e inferior ou igual a 20 MW	1,86	0,51	2,14	0,37
Superior a 20 MW	1,74	0,54	1,88	0,42

§ 2o Para fins de determinação dos valores de X e Fc, contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, nos casos de queima alternada ou mesclada de diferentes combustíveis, entende-se por combustível principal oriundo de “Demais Fontes”, quando a energia disponibilizada por derivados de petróleo, gás natural ou carvão mineral não exceder a vinte e cinco por cento da energia disponibilizada por todos os combustíveis consumidos, calculada com base no poder calorífico inferior desses combustíveis.

§ 3o A qualificação de central de cogeração deverá ser solicitada à ANEEL, mediante requerimento, conforme modelo anexo, acompanhado de relatório contendo os seguintes requisitos:

a) declaração e demonstrativo dos requisitos solicitados no inciso II do “caput” deste artigo;

b) finalidade (s) a que se destina a energia térmica gerada;

c) balanço energético da planta para as principais condições de operação da central, explicitando a potência elétrica total gerada, potência mecânica, potência térmica utilizada e a potência disponibilizada pelo combustível, apresentado em forma de diagrama que indique os respectivos fluxos de massa e energia.

Art. 5o A não apresentação das informações e documentos referidos no art. 4o desta Resolução, acarretará a interrupção do prazo para análise do respectivo requerimento até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 6o Por um período transitório de 24 meses, contados a partir da data de publicação desta Resolução, os requisitos de racionalidade energética definidos no inciso II do art. 4o poderão limitar-se à exigência de que a energia térmica utilizada, acumulada para os últimos doze meses, seja igual ou superior a quinze por cento da energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis no mesmo período, e nesses casos a qualificação será necessariamente temporária, limitada à data de término deste período transitório.

Art. 7o As instalações de cogeração que não possuírem condições de fornecer as informações energéticas dos últimos doze meses, mencionados no art. 4o ou no art. 6o desta Resolução, poderão efetuar o requerimento de qualificação, baseando-se nos dados nominais de seus equipamentos e no planejamento anual de operação da central.

Parágrafo único. Estas centrais cogeradoras poderão ser qualificadas em regime precário por um período máximo de até 18 meses, não renovável.

Art. 8 o . Deverão ser informadas à ANEEL as alterações superiores a cinco por cento dos dados apresentados nos termos dos art. 4o ou 6º desta Resolução, para qualificação da central cogeradora.

Parágrafo único. A área de fiscalização da ANEEL efetuará, a seu critério, inspeções nas centrais cogeradoras, a fim de avaliar a conformidade das informações prestadas para a qualificação, sujeitando o agente ao cancelamento da qualificação da central, assim como as penalidades previstas na Resolução ANEEL nº 318, de 06 de outubro de 1998 e legislação específica.

Art. 9 o. A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de qualificação da central cogeradora.

Art. 10. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 24.01.2000, seção 1, p. 36, v. 138, n. 16.

(*) Revogada pela REN ANEEL 235 de 14.11.2006, D.O. de 22.11.2006, seção 1, p. 78, v. 143, n. 223.

REQUERIMENTO DE QUALIFICAÇÃO DE CENTRAL COGERADORA

Endereco: SGAN 603 Módulo H/J. Asa Norte. CEP 70.830-030. Brasília/DF Tel.: (61) 312-5750 Fax.: (61) 312-5777

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ( )	FAX.: ( )	E–mail:
PRODUTOS INDUSTRIAIS	PRINCIPAL	SECUNDÁRIO.....	TERCIÁRIO...
PRODUÇÃO ANUAL (t, m3, etc...)	.....	.....	.....

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ( )	FAX.: ( )	Correio Eletrônico:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (OC):	Umidade Relativa Média Anual (%):

3. CENTRAL COGERADORA

Potência Elétrica Instalada (kW):	Consumo interno anual de energia elétrica (MWh):
No de Unidades Geradoras:	Fator de Disponibilidade:

COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

COMBUSTÍVEL	CONSUMO NOMINAL (kg / dia)	PODER CALORÍFICO INFERIOR (kJ/kg)
Principal		
Secundário 1.....		
Secundário 2.....		

GERADORES ELÉTRICOS

GERADORES	Potência Nominal (kVA)	Tensão Nominal (kV)	Fator de Potência Nominal (%)
01			
02			
(1)			

EQUIPAMENTOS FORNECENDO DIRETAMENTE TRABALHO MECÂNICO (SOPRADORES, MOENDAS, ETC)

EQUIPAMENTO MOTRIZ	Tipo (a vapor, gás, ...)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Destino (soprador, moenda, ...)	Consumo Específico ❑ (------/kWh)
01					
02					
(1)					

MISTURADORES DE VAPOR (DESTINADO AO PROCESSO INDUSTRIAL)

MISTURADORES	Tipo	Destino	Consumo de vapor (t/h)	Pressão do vapor (bar)	Temperatura do vapor (ºC)
01					
02					
(1)					

FORNOS (GASES QUENTES)

FORNOS	Gás (Ar, produtos da combustão, ...)	Destino	Vazão de gás quente (t/h)	Temperatura de entrada do gás (ºC)	Temperatura de saída do gás (ºC)
01					
02					
(1)					

TROCADORES DE CALOR (DESTINADO AO PROCESSO INDUSTRIAL)

TROCADORES	Tipo	Destino	Fluido primário	Pressão do vapor (bar)	Temperatura do vapor (ºC)
01					
02					
(1)					

RESPONSÁVEL TÉCNICO PELAS INFORMAÇÕES:
NOME: CARGO / CREA:

LOCAL: DATA: ASSINATURA:

(1) NÃO SENDO OS ESPAÇOS SUFICIENTES PARA ENTRADA DE TODOS OS DADOS (OU DADOS ESPECÍFICOS DE UM DETERMINADO EQUIPAMENTO), FAVOR AMPLIÁ-LOS ADEQUADAMENTE. (Incluir linhas onde necessário)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 77, DE 18 DE AGOSTO DE 2004.

"Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW".

(Redação dada pela Resolução Normativa nº 271, de 03.07.2007).

Acesso ao Texto Original

Relatório e Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso III, art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, no art. 9º da Lei nº 9.648, de 28 de maio de 1998, no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, no § 8º, art. 26, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nos §§ 1º e 5º, art. 26, da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 8º da Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, o que consta no Processo nº 48500.004606/03-53, e considerando que:

o art. 7º do Decreto nº 2.655, de 1998, dispõe que a ANEEL estabelecerá as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, visando estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos;

as novas regras estabelecidas pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 2002, e art. 8º da Lei nº 10.762, de 2003, relativas ao uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, impõem a atualização da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999;

a Lei nº 10.762, de 2003, modificou os §§ 1º e 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, estendendo para os empreendimentos de geração, destinados à produção independente ou autoprodução, com fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30.000 kW, bem como para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, a incidência de percentual de redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição;

foi atribuída competência à ANEEL para definir o percentual de redução, não inferior a 50% (cinqüenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, para fins de comercialização da energia gerada pelos referidos empreendimentos,

conforme os §§ 1º e 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, alterado pelo art. 8º da Lei nº 10.762, de 2003;

o art. 22 da Resolução nº 281, de 1999, foi alterado pela Resolução nº 219, de 23 de abril de 2003, estendendo o benefício da redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos de geração com fonte eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e

em função da Audiência Pública nº 011/2004, realizada no dia 14 de abril de 2004, foram recebidas sugestões de consumidores, de associações representativas do setor de energia elétrica, de concessionárias e de agentes do setor, assim como da sociedade em geral, as quais contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

"Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos".

(Redação dada pela Retificação publicada no D.O. de 25.06.2007)

Art. 2º Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinqüenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.

§ 1º Para os empreendimentos de geração detentores de concessão ou autorização, ou aqueles sujeitos apenas a registro, cujo ato não contempla a referida redução, o percentual estabelecido no **caput** deverá ser solicitado à ANEEL, exclusivamente pelo empreendedor, caso em que a vigência será a partir da publicação do ato resultante da solicitação.

§ 2º Para os empreendimentos de geração com o percentual de redução de 50% (cinqüenta por cento) já estabelecido em ato autorizativo, fica mantida a incidência desse percentual com aplicação inclusive no consumo, neste caso com vigência a partir da data de publicação desta Resolução.

"Art. 3º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:"

(Redação dada pela Resolução Normativa nº 271, de 03.07.2007)

(Redação anterior dada pela Resolução Normativa nº 157, de 09.05.2005)

I – aqueles com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999;

II – os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999; e

III – aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003.

§ 1º Nos casos previstos no inciso I a redução no consumo terá vigência a partir da publicação desta Resolução.

§ 2º Os responsáveis pelos empreendimentos enquadrados nos incisos II e III deverão solicitar à ANEEL, até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução, a emissão do ato autorizativo correspondente.

"IV – aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinqüenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto."

(Inciso acrescentado pela Resolução Normativa nº 271, de 03.07.2007)

"§ 3º Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo."

(Parágrafo acrescentado pela Resolução Normativa nº 271, de 03.07.2007)

Art. 4º A contratação de energia oriunda dos empreendimentos de que trata esta Resolução obriga a celebração de contrato de uso e conexão, específico para a transação, com a respectiva transmissora ou distribuidora, respeitando as condições do contrato vigente.

§ 1º Serão de responsabilidade do consumidor todos os custos referentes à aquisição e instalação dos equipamentos de medição necessários para a nova conexão ou adequação da medição existente, conforme o padrão estabelecido pela concessionária ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 2º A verificação da potência demandada do sistema será no ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária de transmissão ou distribuição local, com as instalações de utilização de energia do consumidor.

Art. 5º A contratação de acesso e o respectivo faturamento, para as unidades consumidoras já conectadas, assim como para os novos interessados no acesso ao sistema, deverão cumprir as disposições da Resolução nº 281, de 1999, além de observar os seguintes critérios:

I - o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na Rede Básica será aplicado somente sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST vigentes;

"II - o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição será aplicado somente sobre as componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição e TUSD – Perdas Técnicas; e"

(Redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 166, 10.10.2005).

III - o percentual de redução não incidirá sobre o valor do uso do sistema de transmissão e distribuição cobrado nos contratos de reserva de capacidade de que trata a Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999.

Art. 6º A ANEEL definirá em ato específico os aspectos comerciais e procedimentos de controle referentes à contratação de energia de que trata esta Resolução.

Art. 7º O valor correspondente à redução percentual, nos termos dos arts. 2º e 3º desta Resolução, configura direito da concessionária de distribuição, a ser compensado no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração, devendo ser registrado pela concessionária em conta específica que será estabelecida pela ANEEL.

Art. 8º Revoga-se o art. 22 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, e a Resolução nº 219, de 23 de abril de 2003.

Art. 9º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 19.08.2004, seção 1, p. 101, v. 141, n. 160.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 166, DE 10 DE OUTUBRO DE 2005

Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto.

Acesso ao Texto Atualizado

Nota Técnica

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 7º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no inciso XVII, art 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluído pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art 4º, inciso VIII, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 3º, inciso I, e 7º, do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, no art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nos §§ 1º e 2º, art. 1º, do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, com a redação dada pelo Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, no art. 74 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta do Processo nº 48500.002720/04-39, e considerando que:

é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido;

cabe à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica;

na definição do valor das tarifas, para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, serão consideradas as parcelas apropriadas do custo de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo, conforme dispõe o § 1º, art. 1º, do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002;

existe a necessidade de adequação da regulamentação referente às tarifas de uso dos sistemas de distribuição, no que concerne ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de forma a contemplar o disposto no art. 74 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e

em função da Audiência Pública nº 047, realizada na forma presencial em 10 de março de 2005, com entrega de contribuições no período de 23 de dezembro de 2004 a 2 de março de 2005, foram recebidas sugestões de agentes do setor de energia elétrica, que contribuíram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotados os seguintes termos e respectivos conceitos:

I – TE: tarifa de energia elétrica calculada pela ANEEL, aplicável no faturamento mensal referente a:

a) contrato de compra de energia celebrado entre consumidor do Grupo "A" e concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição;

b) parcela correspondente a energia elétrica da tarifa de fornecimento dos consumidores do Grupo "B"; e

c) suprimento a concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano; e

II – TUSD: tarifa de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, formada por componentes específicos;

III – TUSDg: TUSD aplicada a unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição;

IV – TUST: tarifa de uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, na forma $TUST_{RB,}$ relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e $TUST_{FR}$, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica;

V – Componentes da TUSD: valores que formam a tarifa de uso dos sistemas de distribuição, relativos a:

a) serviço de transmissão de energia elétrica, na forma da TUSD – Fio A;

b) serviço de distribuição de energia elétrica, na forma da TUSD – Fio B;

c) encargos do próprio sistema de distribuição, na forma da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição;

d) perdas elétricas técnicas e não técnicas, respectivamente, na forma TUSD – Perdas Técnicas e TUSD – Perdas Não Técnicas;

e) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, na forma TUSD – $CCC_{S/\ SE\ /CO}$, TUSD – $CCC_{N/\ NE}$ e TUSD – $CCC_{\ isolados}$, conforme o caso;

f) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, nas formas TUSD – $CDE_{S/\ SE\ /CO}$ e TUSD – $CDE_{N/\ NE}$, conforme o caso; e

g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e

VI – DRA: “Data de Referência Anterior” correspondente à data de vigência do último reajuste ou revisão tarifária, conforme estabelecido no contrato de concessão de distribuição;

VII – DRP: “Data do Reajuste em Processamento” referente ao cálculo atual, realizado 01 (um) ano após DRA, relativo ao reajuste das tarifas aplicadas por concessionária de distribuição;

VIII – Mercado Cativo: montante de energia faturada para atendimento a consumidores cativos e para o suprimento de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, não incluído o montante relativo às perdas elétricas dos sistemas de distribuição;

IX – Mercado de Referência de Demanda: composto pela quantidade de demanda de potência faturada para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, geradores, outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, nos 12 (doze) meses que antecedem a data do reajuste em processamento, não considerando a quantidade de demanda faturada por ultrapassagem do valor contratado;

X – Mercado de Referência de Energia: composto pela quantidade de energia elétrica faturada para o atendimento a consumidores cativos, autoprodutores, outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, bem como pela quantidade de energia relativa aos consumidores livres no que tange ao uso dos sistemas de distribuição, nos 12 (doze) meses que antecedem a data do reajuste em processamento;

XI – Parcela "A" da TUSD: parcela correspondente ao custo não gerenciável, composta pelo valor dos seguintes itens:

a) quota da Reserva Global de Reversão - RGR;

b) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;

c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

d) contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;

e) quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

f) quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

h) Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição;

i) tarifas de uso das instalações de transmissão da Rede Básica – $TUST_{RB}$ e tarifas de uso das instalações de fronteira – $TUST_{FR}$;

j) uso da rede de distribuição de outras concessionárias; e

k) custo de conexão aos sistemas de transmissão; e

XII – Parcela "B" da TUSD: corresponde à componente da TUSD que agrupa os valores relativos à remuneração dos ativos, a quota de reintegração decorrente da depreciação e ao custo de operação e manutenção;

XIII – Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: perdas elétricas reconhecidas pela ANEEL quando da revisão tarifária periódica, compostas por:

a) perdas na Rede Básica, correspondentes às perdas nos sistemas de transmissão, apuradas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;

b) perdas técnicas, correspondentes às perdas no transporte da energia na rede de distribuição; e

c) perdas não técnicas, correspondentes à parcela de energia consumida e não faturada por concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo; e

XIV – Receita Requerida de Distribuição: receita a ser recuperada pela aplicação das componentes da TUSD ao mercado de referência de energia e demanda;

XV – Tarifa de Fornecimento: tarifa aplicável no faturamento mensal de energia elétrica dos consumidores cativos de concessionária ou permissionária de distribuição, homologada pela ANEEL, correspondente aos valores relativos à tarifa de uso dos sistemas de distribuição e à tarifa de energia elétrica.

DA COMPOSIÇÃO DA TE

Art. 3º A tarifa de energia elétrica (TE) será formada pelo valor dos seguintes itens:

I – custo de aquisição de energia elétrica para revenda;

II – custo da geração própria da concessionária de distribuição;

III – repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional;

IV – transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional

V – uso dos sistemas de transmissão da Itaipu Binacional;

VI – uso da Rede Básica vinculado aos Contratos Iniciais;

VII – Encargos de Serviços do Sistema – ESS;

VIII – Perdas na Rede Básica;

IX – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

X - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

§ 1º A TE referente a contrato de suprimento a outras concessionárias ou permissionárias de distribuição será formada pelo valor dos itens de I a VIII, observadas as condições estabelecidas nos §§ 2º e 3º seguintes.

§ 2º Caso a concessionária ou permissionária suprida seja agente da CCEE, a TE aplicada ao respectivo consumo não deverá incluir os valores a que se referem os itens VII e VIII.

§ 3º Caso a concessionária ou permissionária suprida seja detentora de quota-parte de Itaipu, a TE aplicada ao respectivo consumo não deverá incluir os valores a que se referem os incisos III, IV e V.

Art. 4º Para definição do custo da geração própria da concessionária de distribuição, de que trata o inciso II do art. 3º, serão considerados os seguintes itens:

I – remuneração dos ativos de geração de energia elétrica, estabelecidos no âmbito da revisão tarifária periódica;

II – quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação;

III – custos operacionais estabelecidos no âmbito da revisão tarifária periódica;

IV – quota da Reserva Global de Reversão – RGR;

V – uso dos sistemas próprios de distribuição;

VI – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

VII – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

VIII – Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH.

§ 1º Será estabelecida tarifa, em R$/MWh, mediante totalização dos valores correspondentes aos incisos I a VIII, em base anual, de forma a contemplar todos os empreendimentos de geração própria da concessionária de distribuição, e o resultado obtido deverá ser divido pela energia assegurada total dos empreendimentos considerados.

§ 2º Caso inexista energia assegurada homologada para o empreendimento de geração própria, será considerada, para fins de aplicação do disposto no § 1º, a geração anual verificada.

DO CÁLCULO DA TE

Art. 5º Nos reajustes tarifários anuais ou nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias ou permissionárias de distribuição, até março de 2008, a tarifa de energia elétrica (TE) será calculada a partir da composição das seguintes parcelas:

I - Parcela I, com peso de 50%, 25% e 0%, respectivamente, em 2005, 2006 e 2007, definida pela tarifa de fornecimento em DRP, descontada a tarifa de uso dos sistemas de distribuição, conforme componentes estabelecidos no art. 12; e

II – Parcela II, com peso de 50%, 75% e 100%, respectivamente, em 2005, 2006 e 2007, definida com base no somatório dos itens formadores da TE, em DRP, conforme os incisos do art. 3º.

§ 1º Na definição da Parcela II, referida no inciso anterior, a tarifa será isonômica em todos os níveis de tensão e corresponderá à tarifa obtida pela divisão entre o custo associado a cada item formador da TE e o mercado de referência de energia, descontado o consumo relativo a consumidores livres e o suprimento a outras concessionárias de distribuição, quando observadas as condições referidas nos §§ 2º e 3º do art. 3º.

§ 2º Ao final do período estabelecido no *caput*, a TE corresponderá a um único valor para cada posto tarifário, independente do nível de tensão, resultante do cálculo de que trata o parágrafo anterior.

§ 3º O disposto neste artigo não se aplica às concessionárias ou permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano.

Art. 6º A TE relativa ao suprimento à concessionária ou permissionária de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano será revisada na data do terceiro reajuste ou da revisão das tarifas da concessionária suprida, o que ocorrer primeiro após a publicação desta Resolução, de acordo com os seguintes procedimentos:

I – o valor, em reais (R$), relativo a cada um dos incisos de I a VIII do art. 3º, deverá ser dividido pelo mercado de referência de energia da concessionária supridora, em MWh, descontado o mercado relativo a consumidores livres e o montante de atendimento à concessionária ou permissionária de distribuição, quando observadas as condições referidas nos §§ 2º e 3º do art. 3º; e

II – os valores, em R$/MWh, obtidos de acordo com o inciso anterior, deverão ser totalizados obtendo-se o valor final da TE, observadas as condições estabelecidas nos §§ 2º e 3º do art. 3º.

Art. 7º O custo das perdas na Rede Básica, considerado na composição da TE, será calculado conforme os procedimentos a seguir:

I – aplica-se ao mercado cativo o percentual de perdas na Rede Básica, calculado no âmbito da CCEE; e

II – o valor resultante da operação referida no inciso I, obtido em MWh, será multiplicado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição, definido em R$/MWh.

Art. 8º A TE relativa a consumidores do Grupo "A" será estabelecida com estrutura horo-sazonal, sem prejuízo do disposto no art. 53 da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, preservando as seguintes relações percentuais:

I – a tarifa para aplicação no período seco deverá ser 12% (doze por cento) maior em relação à tarifa do período úmido; e

II - a tarifa aplicada ao consumo verificado no horário da ponta deverá ser 72% (setenta e dois por cento) maior em relação à tarifa do horário fora da ponta.

Parágrafo único. As relações de que tratam os incisos deste artigo deverão ser consideradas no cálculo a que se refere o § 1º do art. 5º.

DO REAJUSTE DA TE

Art. 9º O reajuste da TE será calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário específico do respectivo item (IRT_{ITEM}), sobre cada item que a compõe em DRA, conforme disposto no art. 3º, de acordo com a seguinte fórmula:

$$IRT_{ITEM} = \frac{Valor_1}{Valor_0}$$

Onde:

$Valor_1$ = valor associado a cada item que compõe a TE, considerando as condições vigentes em DRP e o mercado de referência; e

$Valor_0$ = valor associado a cada item que compõe a TE, considerando as condições vigentes em DRA e o mercado de referência.

§ 1º Durante o período a que se refere o art. 5º, será aplicado o índice de reajuste tarifário médio à tarifa de fornecimento considerada no cálculo da Parcela I e o método do IRT_{ITEM} à TE considerada no cálculo da Parcela II.

§ 2º O reajuste da tarifa de energia elétrica aplicada à concessionária ou permissionária de distribuição, cujo mercado próprio seja inferior a 500 GWh/ano, será calculado nos termos deste artigo, observado o disposto no art. 6º.

Art. 10. A partir do ano 2008, a tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos, praticada pelas concessionárias de distribuição, será reajustada conforme disposto no art. 9º ou calculada no âmbito da revisão tarifária periódica.

Art. 11. Para fins de reajuste ou revisão da TE serão considerados os efeitos do mecanismo referente à Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela "A" - CVA, criado pela Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, observando os itens formadores da respectiva tarifa.

DAS COMPONENTES DA TUSD

Art. 12. A receita requerida de distribuição será segregada em função das componentes da TUSD definidas neste artigo.

§ 1º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora, denominada TUSD – Fio B, será formada pelo valor dos seguintes itens:

I – remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, calculado no âmbito da revisão tarifária periódica;

II – quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação; e

III – custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica.

§ 2º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros, denominada TUSD – Fio A, será formada pelo valor dos seguintes itens:

I – custo relativo ao pagamento da $TUST_{RB}$;

II – custo relativo ao pagamento da $TUST_{FR}$;

III – custo com a conexão às instalações da Rede Básica;

IV – custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias; e

V – perdas elétricas na Rede Básica, referentes ao montante de perdas técnicas e não técnicas.

§ 3º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica, denominada TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, será formada pelo valor dos seguintes itens:

I – quota da Reserva Global de Reversão - RGR;

II – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

III – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

IV – contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

§ 4º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo das perdas técnicas, é denominada TUSD – Perdas Técnicas.

§ 5º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo das perdas não técnicas, é denominada TUSD – Perdas Não Técnicas.

§ 6º As componentes relativas ao custo da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC do Sistema Interligado serão atribuídas às concessionárias de distribuição, conforme a respectiva localização, sendo denominadas TUSD – $CCC_{S/SE/CO}$ e TUSD – $CCC_{N/NE}$.

§ 7º A componente relativa ao custo da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados será atribuída a todas as concessionárias de distribuição do Sistema Interligado e dos Sistemas Isolados, sendo denominada TUSD – $CCC_{isolado}$.

§ 8º As componentes relativas ao custo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE serão definidas para as concessionárias de distribuição, conforme a respectiva localização, sendo denominadas TUSD – $CDE_{S/SE/CO}$ e TUSD – $CDE_{N/NE}$.

§ 9º A componente relativa ao custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA é denominada TUSD – PROINFA.

§ 10. O valor da TFSEE, de que trata o inciso II do § 3º, deverá ser proporcional à receita requerida de distribuição relativa às componentes da TUSD definidas nos §§ 1º, 3º, 4º e 5º, deduzida a receita pelo atendimento a outras concessionárias.

§ 11. O valor de P&D e Eficiência Energética, de que trata inciso III do § 3º, deverá ser proporcional aos valores referidos nos §§ 1º ao 5º, deduzida a receita pelo suprimento a outras concessionárias.

DO CÁLCULO DAS COMPONENTES DA TUSD

Art. 13. A tarifa de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere às componentes Fio B, Encargos do Serviço de Distribuição e Perdas Técnicas, será determinada por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta.

§ 1º O valor da tarifa aplicável às demandas máximas de potência ativa, associado a cada item formador das componentes referidas no *caput*, será calculado, na revisão tarifária periódica, de acordo com os seguintes procedimentos:

I – definição do custo padrão por faixa de tensão a partir do custo incremental médio de longo prazo de cada concessionária;

II – estabelecimento do custo marginal de capacidade por faixa de tensão, considerando o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário; e

III – definição da tarifa para cada faixa de tensão, conforme a proporção observada no custo marginal de capacidade por faixa de tensão e o mercado de referência de demanda.

§ 2º Os procedimentos definidos neste artigo não se aplicam ao item contribuição para o ONS, que será calculado pela razão entre o respectivo custo anual e o mercado de referência de demanda da concessionária de distribuição.

§ 3º Para fins de aplicação do disposto neste artigo, o montante de perdas técnicas, em MWh, deverá ser valorado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição, em R$/MWh.

Art. 14. A tarifa de uso dos sistemas de distribuição, no que se refere aos itens formadores da TUSD – Fio A, terá valores idênticos para todas as faixas de tensão e deverá ser calculada de acordo com os seguintes procedimentos:

I – o valor referente aos incisos I e II do § 2º do art. 12 será dividido pelo mercado de referência de demanda do horário da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R$/kW;

II – o valor referente aos incisos III e IV do § 2º do art. 12 será dividido pelo mercado de referência de demanda dos horários da ponta e fora da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R$/kW; e

III – o valor referente ao inciso V do § 2º do art. 12 será obtido mediante aplicação do seguinte procedimento:

a) aplica-se o percentual de perdas na Rede Básica ao montante, em MWh, relativo às perdas técnicas e não técnicas, cujo resultado será multiplicado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição; e

b) o valor resultante da operação será dividido pelo mercado de referência de demanda dos horários da ponta e fora da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R$/kW.

§ 1º As tarifas calculadas conforme inciso I são aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, exclusivamente no horário da ponta.

§ 2º As tarifas calculadas conforme incisos II e III são aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, para os postos tarifários ponta e fora da ponta.

(*) Incluído o parágrafo 3º no art. 14, pela REN ANEEL 243 de 1912.2006, D.O. de 21.12.2006, seção 1, p. 100, v. 143, n. 244.

Art. 15. As componentes relativas à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC serão definidas pela razão entre o custo total de cada uma das subcontas da CCC e o mercado total, sujeito ao pagamento do respectivo encargo, de forma a definir as seguintes tarifas em R$/MWh:

I - TUSD – $CCC_{S/\ SE\ /CO}$: corresponde à razão entre o custo total, em R$, definido no Plano Anual de Combustíveis para o Sistema Interligado Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste e o mercado total, em MWh, relativo à mesma região do sistema interligado, incluindo aquele referente aos consumidores livres;

II - TUSD – $CCC_{N/\ NE}$: corresponde à razão entre o custo total, em R$, definido no Plano Anual de Combustíveis para o Sistema Interligado Norte/ Nordeste e o mercado total, em MWh, relativo à mesma região do sistema interligado, incluindo aquele referente aos consumidores livres; e

III - TUSD – $CCC_{isolado}$: corresponde à razão entre o custo total, em R$, definido no Plano Anual de Combustíveis para os Sistemas Isolados e o mercado total, em MWh, do Sistema Interligado Nacional e dos Sistemas Isolados, incluindo aquele referente aos consumidores livres.

Art. 16. As componentes relativas à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE serão definidas para cada uma das subcontas da CDE, expressas em R$/MWh, e calculadas conforme a seguir:

I – TUSD – $CDE_{S/\ SE\ /CO}$: valor da CCC referente ao Sistema Interligado Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste, relativa ao ano 2001, expresso em R$/MWh, atualizado pelo IPCA desde janeiro de 2003 até dezembro do ano anterior ao de referência, deduzido deste o resultado obtido em função do inciso I do art. 15; e

II – TUSD – CDE $_{N/\ NE}$: valor da CCC referente ao Sistema Interligado Norte/ Nordeste, relativa ao ano 2001, expresso em R$/MWh, atualizado pelo IPCA desde janeiro de 2003 até dezembro do ano anterior ao de referência, deduzido deste o resultado obtido em função do inciso II do art. 15.

Art. 17. A TUSD – PROINFA será definida em R$/MWh e obtida pela razão entre o custo total do Programa, estabelecido no respectivo Plano Anual do PROINFA - PAP, e o mercado total de energia, em MWh, excluído o consumo nos Sistemas Isolados e da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

Art. 18. A TUSD – Perdas Não Técnicas será estabelecida em duas sub-componentes, sendo uma em R$/MWh e outra em R$/kW, obtidas conforme o seguinte procedimento:

I – o montante de perdas não técnicas, em MWh, será valorado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição, obtendo-se o valor das perdas não técnicas em R$;

II – calcula-se, em termos percentuais, a proporção do valor definido no inciso I com relação à receita da concessionária de distribuição referente à aplicação das componentes da TUSD definidas nos §§ 1º ao 4º e 6º ao 9º do art. 12;

III – o percentual calculado conforme inciso II deverá ser aplicado às componentes da TUSD definidas nos §§ 1º ao 4º e §§ 6º ao 9º do art. 12, identificando a parcela de perdas não técnicas associada a cada componente; e

IV – os valores definidos no inciso III deverão ser totalizados, considerando a unidade relativa a cada uma das componentes associadas, obtendo-se uma sub-componente em R$/MWh e outra em R$/kW.

Parágrafo único. Para consumidor do subgrupo A1, cuja conexão aos sistemas se dê por meio de ativos de propriedade da concessionária de distribuição, a TUSD – Perdas Não Técnicas será calculada pela aplicação do percentual definido no inciso II às componentes de que tratam os §§ 6º ao 9º do art 12 e, adicionalmente, deverá considerar a receita relativa ao encargo de conexão.

DA APLICAÇÃO DAS COMPONENTES DA TUSD

Art. 19. As tarifas definidas conforme os arts. 15 a 17 deverão ser aplicadas ao consumo mensal de energia elétrica de cada unidade consumidora, observando os seguintes critérios:

I – TUSD – CCC $_{S/\ SE/\ CO}$ e TUSD – CCC $_{N/\ NE}$ aplicadas ao consumo mensal de energia elétrica da unidade consumidora localizada nas respectivas regiões geoelétricas;

II – TUSD – CCC $_{isolado}$ aplicada à parcela do consumo mensal, que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, considerando todas as unidades consumidoras dos sistemas interligado e isolados;

III – TUSD – CDE $_{S/\ SE/\ CO}$ e TUSD – CDE $_{N/\ NE}$ aplicadas sobre a parcela do consumo mensal que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução da unidade consumidora localizada nas respectivas regiões geoelétricas; e

IV – TUSD – PROINFA aplicada à parcela do consumo mensal, que exceda o atendimento feito por empreendimento próprio de autoprodução e/ou de produção independente, exceto aquela pertencente à Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

Art. 20. Para fins de aplicação do disposto no art. 19, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE divulgará mensalmente o montante referente à alocação da geração verificada nos empreendimentos de autoprodução e produção independente entre as unidades de consumo correlatas.

§ 1º Os agentes de autoprodução e produção independente deverão informar à CCEE, até 30 dias após a publicação desta Resolução, as unidade de consumo correlatas e o percentual de alocação da energia gerada em cada uma delas.

§ 2º Caso a informação de que trata o parágrafo anterior não seja enviada no prazo determinado, as concessionárias de distribuição ficam autorizadas a aplicar as tarifas relativas à CCC, CDE e PROINFA ao consumo integral verificado mensalmente.

§ 3º A CCEE deverá apresentar à ANEEL, até 30 dias após a publicação desta Resolução, proposta de Procedimento de Comercialização objetivando disciplinar os prazos, as condições e a forma do fluxo de informações de que trata este artigo.

(*) Incluídos os parágs. 4º e 5º no art. 20, pela REN ANEEL 261 de 17.04.2007, D.O. de 19.04.2007, seção 1, p. 61, v. 144, n. 75.

(*) Incluído o Art.20-A, pela REN ANEEL 289 de 13.11.2007, D.O. de 26.11.2007, seção 1, p. 83, v. 144, n. 226.

Art. 21. As componentes da TUSD de que tratam os §§ 1º ao 5º do art 12 deverão ser aplicadas aos consumidores cativos, na composição das respectivas tarifas de fornecimento, e aos consumidores livres, no que diz respeito ao contrato de uso dos sistemas de distribuição, sem prejuízo do disposto no art.19 desta Resolução.

Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica aos consumidores do subgrupo A1, devendo ser observado o que disciplina art. 24 desta Resolução.

TUSD APLICADA A UNIDADES GERADORAS

Art. 22. Para a concessionária de distribuição que opera em níveis de tensão acima de 34,5 kV, a TUSDg corresponderá ao menor valor da tarifa resultante da aplicação dos procedimentos estabelecidos nos arts. 13 e 14.

Parágrafo único. Para concessionária de distribuição que só opera em níveis de tensão igual ou inferior a 34,5 kV, a TUSDg será estabelecida com base em valores médios regionais.

TUSD APLICADA A CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 23. A TUSD aplicada a concessionária de distribuição usuária da rede de outra distribuidora será formada pelas componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Perdas Técnicas e o item relativo à RGR que integra a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição.

TUSD APLICADA A CONSUMIDORES DO SUBGRUPO A1

Art. 24. A TUSD aplicada aos consumidores do subgrupo A1 será estabelecida de acordo com a metodologia nodal em função do ponto de conexão.

§ 1º Para consumidores cuja conexão seja por meio de ativos de propriedade da concessionária de distribuição, a tarifa associada ao contrato de uso dos sistemas de distribuição, a ser aplicada pela distribuidora, incluirá as seguintes componentes:

I – TUSD – $CCC_{S/SE/CO}$ ou TUSD – $CCC_{N/NE}$, conforme região geoelétrica onde o consumidor se localiza;

II – TUSD – $CCC_{isolado}$;

III – TUSD – $CDE_{S/SE/CO}$ ou TUSD – $CDE_{N/NE}$, conforme região geoelétrica onde o consumidor se localiza;

IV – TUSD – PROINFA;

V – TUSD – Perdas não técnicas; e

VI – $TUST_{RB}$ definida para o ponto de conexão.

§ 2º Para os consumidores de que trata o parágrafo anterior, a ANEEL definirá valor em R$ para o encargo de conexão aos sistemas, composto pelo custo associado aos seguintes itens:

I – remuneração dos ativos utilizados na conexão;

II – quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação;

III – operação e manutenção dos ativos de conexão;

IV – quota da Reserva Global de Reversão - RGR;

V – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

VI – Taxa de Fiscalização de Serviços de Eletricidade – TFSEE.

§ 3º No caso de conexão por meio de ativos de propriedade de empresa de transmissão, a relação comercial referente à prestação do serviço de transporte da energia dar-se-á nos termos do acesso aos sistemas de transmissão, não se aplicando, nesse caso, qualquer componente da TUSD.

DO REAJUSTE DA TUSD

Art. 25. O reajuste das componentes da TUSD definidas nos §§ 2º a 9º do art. 12 será calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT_{ITEM}) sobre cada item das referidas componentes, homologado na Data de Referência Anterior (DRA), conforme a seguinte fórmula:

$$IRT_{ITEM} = \frac{Valor_1}{Valor_0}$$

Onde:

$Valor_1$ = valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes em DRP e o mercado de referência; e

$Valor_0$ = valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes em DRA e o mercado de referência.

Art. 26. O Índice de Reajuste Tarifário (IRT_{FIO}) da Parcela "B" da TUSD, a ser aplicado no reajuste da componente TUSD – Fio B, deverá ser calculado conforme a seguinte fórmula:

$$IRT_{FIO} = IVI \pm X$$

Onde:

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior, ou de índice estabelecido pela ANEEL caso não haja um índice sucedâneo; e

X: valor definido pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 55, de 5 de abril de 2004.

Parágrafo único. Para o cálculo do IRT_{ITEM} , relativo às perdas técnicas e não técnicas e perdas na Rede Básica, será utilizada a variação da despesa com energia comprada para revenda entre DRA e DRP.

Art. 27. Para fins de reajuste ou revisão da TUSD, serão considerados os efeitos do mecanismo referente à Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela "A" - CVA, criado pela Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, observando os itens formadores da respectiva tarifa.

Art. 28. A nova tarifa de uso será obtida a partir da soma das componentes da TUSD, reajustadas conforme arts. 25 a 27 desta Resolução, observados os postos tarifários do horário da ponta e fora da ponta.

Art. 29. O reajuste da TUSD aplicada à concessionária de distribuição será estabelecido conforme os arts 25 a 27 desta Resolução e a alteração dos respectivos valores concatenada com a data da revisão ou reajuste tarifário da concessionária que acessa a rede.

SUBSÍDIOS NO CÁLCULO DA TUSD E DA TE

Art. 30. Para fins dos cálculos tarifários, o desconto concedido por concessionária de distribuição, em atendimento ao disposto na legislação pertinente, será considerado como receita requerida a ser recuperada no reajuste tarifário anual ou na revisão tarifária periódica.

Parágrafo único. A TUSD para os consumidores livres e a tarifa de fornecimento para os consumidores cativos subsidiarão os descontos de que trata o *caput*, na proporção da receita obtida pela aplicação das respectivas tarifas ao mercado de referência.

DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

Art. 31. As concessionárias ou permissionárias de distribuição deverão informar aos respectivos consumidores do Grupo “B”, na fatura de fornecimento, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, aos encargos setoriais e aos tributos, observando a estrutura de custo estabelecida neste artigo.

§ 1º O valor correspondente à energia deverá ser definido, em R$, a partir da soma dos valores faturados relativos aos seguintes itens:

I – Tarifa de Energia Elétrica – TE, exceto o item relativo a Encargos de Serviços do Sistema;

II – Perdas na Rede Básica relativa à TUSD – Fio A;

III – Perdas Técnicas; e

IV – Perdas Não Técnicas.

§ 2º O valor correspondente ao serviço de distribuição deverá ser definido, em R$, a partir do valor faturado relativo a componente TUSD – Fio B.

§ 3º O valor correspondente à transmissão deverá ser definido, em R$, a partir da soma dos valores dos itens que formam a componente TUSD – Fio A, exceto o valor relativo ao item Perdas na Rede Básica.

§ 4º O valor correspondente aos encargos setoriais deverá ser definido, em R$, a partir da soma dos valores relativos aos seguintes itens e componentes:

I – TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição;

II – TUSD – $CCC_{S/SE/CO}$ ou TUSD – $CCC_{N/NE}$;

III – TUSD – $CCC_{isolado}$;

IV – TUSD – $CDE_{S/SE/CO}$ ou TUSD – $CDE_{N/NE}$;

V – TUSD – PROINFA;

VI – Encargos de Serviços do Sistema; e

VII – TFSEE, P&D e Eficiência Energética, referente à aplicação da TE.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 32. Até 31 de dezembro de 2005, a despesa correspondente ao uso da Rede Básica, no que se refere à demanda em contratos iniciais, deverá integrar a TE.

Art. 33. As concessionárias de distribuição, no período até 90 (noventa) dias, a contar da data de publicação desta Resolução, estão autorizadas a considerar a estrutura de custo estabelecida no art. 31, em termos percentuais do valor total faturado.

Art. 34. Até 3 meses antes do mês previsto para a revisão tarifária, a concessionária de distribuição deverá disponibilizar, à ANEEL, tipologias que representem a totalidade das unidades consumidoras e das instalações de transformação de tensão, bem como a campanha de medição que originou as referidas tipologias, obedecendo o formato e procedimento definidos pela Agência.

Art. 35. Antes da realização da primeira revisão tarifária periódica de cada concessionária de distribuição, os valores de que tratam os incisos I a III do art. 4º, e o § 1º do art. 12 desta Resolução serão obtidos em função dos valores relativos à Parcela "B" vigente no último reajuste tarifário anual.

Art. 36. O disposto nesta Resolução será aplicado nos reajustes ou revisões das tarifas a partir de 1º novembro de 2005.

Art. 37. Os arts. 2º, 3º e 7º da Resolução Normativa nº 074, de 15 de julho de 2004, passam a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 2º.....

§ 1º No cálculo das quotas referidas no inciso II, caso a unidade consumidora considerada seja de agente de autoprodução ou de produção independente, deverá ser considerada apenas a energia consumida e não comercializada que exceder a geração própria."

"Art. 3º.....

§ 2º No caso de autoprodutor ou produtor independente, o valor referente à CCC do sistema interligado a que estiver conectada a unidade consumidora deverá ser obtido mediante a aplicação de parcela específica da TUST sobre toda a energia consumida e, quanto ao valor referente a CCC do sistema isolado e da CDE, mediante a aplicação de parcela específica da TUST sobre a energia elétrica consumida e não comercializada que exceder a geração própria."

"Art. 7º A partir do exercício de 2005, a ELETROBRÁS deverá considerar o montante da energia anual consumida e/ou excedente, relativa aos consumidores livres e/ou autoprodutores e produtores independentes de que trata esta Resolução, para a definição do percentual de rateio das quotas da CCC de cada concessionária ou permissionária de distribuição.".

Art. 38. O inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 077, de 18 de agosto de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 5º.....
.....

II – o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição será aplicado somente sobre as componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição e TUSD – Perdas Técnicas; e".

Art. 39. O inciso II, § 1º, do art. 3º da Resolução nº 127, de 6 de dezembro de 2004, passa a vigorar com a seguinte alteração:

"Art. 3º.....
.....

§ 1º.....

II – aplicação do valor obtido no inciso I ao mercado da concessionária de distribuição, em MWh, descontado o montante da Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês, realizados nos últimos 12 (doze) meses anteriores ao mês de elaboração do PAP, obtendo-se assim a respectiva quota anual de custeio; e".

Art. 40. Ficam revogadas as Resoluções nº 790, de 24 de dezembro de 2002, e nº 152, de 3 de abril de 2003.

"Art. 41. Ficam revogados os arts. 2º ao 10, 12 e 17 da Resolução nº 666, de 29 de novembro de 2002."

Art. 42. Fica revogada a Resolução Normativa nº 072, de 6 de julho de 2004.

Art. 43. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 11.10.2005, seção 1, p. 61, v. 142, n. 196.
(*) **Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 07.11.2005, seção 1, p. 69, v. 142, n. 213.**

(*) Alterados os arts. 3º, 6º, 14 e 23, pela REN ANEEL 243 de 19.12.2006, D.O. de 21.12.2006, seção 1, p. 100, v. 143, n. 244.

(*) Incluído o parágrafo 3º no art. 14, pela REN ANEEL 243 de 1912.2006, D.O. de 21.12.2006, seção 1, p. 100, v. 143, n. 244.

"§ 3º Para as concessionárias ou permissionárias de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, as tarifas referentes ao valor estipulado no inciso IV do § 2º do art. 12 serão estabelecidas considerando-se a mesma sistemática de cálculo dos itens formadores da respectiva tarifa na concessionária acessada."

(*) Incluídos os parágs. 4º e 5º no art. 20, pela REN ANEEL 261 de 17.04.2007, D.O. de 19.04.2007, seção 1, p. 61, v. 144, n. 75.

"Art. 20

§ 4º Para os agentes de geração não participantes do MRE, a geração destinada ao atendimento das unidades de consumo correlatas deverá ser definida com base na geração verificada.

§ 5º A CCEE deverá apresentar à ANEEL, até 30 dias após a publicação desta Resolução, proposta de Procedimento de Comercialização objetivando disciplinar os prazos, as condições e a forma do fluxo de informações de que trata este artigo".

(*) Incluído o Art.20-A, pela REN ANEEL 289 de 13.11.2007, D.O. de 26.11.2007, seção 1, p. 83, v. 144, n. 226.

"Art. 20-A. Na definição da parcela do consumo mensal, para fins de aplicação do disposto nos arts. 19 e 20, a CCEE deverá considerar, nos termos do art. 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, o autoprodutor e o produtor independente com unidade de consumo correlata que venham a participar de Sociedade de Propósito Específico – SPE constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica."

"§ 1º Para os autoprodutores e produtores independentes com unidade de consumo correlata de que trata o "caput", cuja operação comercial é anterior a 15 de junho de 2007, deverá ser conferida a equiparação de que trata este artigo, nos termos do Despacho a ser expedido pela ANEEL, que estabelecerá o enquadramento desses agentes."

"§ 2º A energia elétrica produzida pelos empreendimentos de geração de que trata este artigo deverá ser alocada somente em unidades de consumo correlatas com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW."

(*) Revogado o art. 34, pela REN 345 de 16.12.2008, D.O. de 31.12.2008, seção 1, p. 182, v. 145, n. 254.

(*) Alterado os art. 22, pela REN ANEEL 349 de 13.01.2009, D.O. de 15.01.2009, seção 1, p. 57, v. 146, n. 10.

(*) Alterado o art. 14 pela REN ANEEL 399 de 13.04.2010, D.O. de 23.04.2010, p. 81, v. 147, n. 76

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 271, DE 3 DE JULHO DE 2007

Altera a redação dos arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 26, §§ 1º, 5º e 8º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 17 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e pelo art. 21 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, no art. 7º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com base no art. 4º, inciso III, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004606/03-53, e considerando que:

as contribuições recebidas entre 05 de fevereiro de 2007 a 05 de março de 2007, período de realização da Audiência Pública nº 002/2007, por intercâmbio documental, foram objeto de análise da ANEEL e permitiram o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 1º e 3º da Resolução Normativa nº 077, de 18 de agosto de 2004, que passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW, para aqueles caracterizados como pequena central hidrelétrica e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos".

.....

"Art. 3º Fica assegurado o direito a 100% (cem por cento) de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução, desde que atenda a uma das seguintes condições:

.....

IV – aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinqüenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

.....

§ 3º Os responsáveis pelos empreendimentos de que trata o inciso IV, de posse das Licenças Ambientais de Instalação, deverão solicitar à ANEEL a emissão do referido ato autorizativo."

Art. 2º A ementa da Resolução Normativa nº 077, de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW".

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 18.07.2007, seção 1, p. 94, v. 144, n. 137.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 25.07.2007, seção 1, p. 60, v. 144, n. 142.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 304, DE 4 DE MARÇO DE 2008.

Altera dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, que regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração, e dá outras providências.

Relatório

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, na Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, com base no art. 1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, o que consta do Processo nº 48500.005357/2006-39, e considerando:

a necessidade de promover a racionalidade energética, onde a implantação de geração distribuída, em complexos industriais, comerciais e de serviços, contribui para a melhoria da confiabilidade dos sistemas elétricos, reduzindo investimentos e custos; e

a Audiência Pública nº 001/2007, por intercâmbio documental, realizada no período de 26 de janeiro a 02 de março de 2007, que permitiu a coleta de subsídios para o aprimoramento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Alterar os arts. 1º, 2º, 3º, 4º e 5º da Resolução n° 371, de 29 de dezembro de 1999, que passam a vigorar com a seguinte redação:

> "Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições gerais para a contratação de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente de energia, cuja unidade produtora atenda, total ou parcialmente, consumidor diretamente conectado às suas instalações de geração.
>
> § 1º Reserva de capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou de distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou de produtor independente de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras.

§ 2º A contratação de reserva de capacidade é opcional e tem caráter emergencial, podendo ser realizada para manutenções programadas que exijam interrupção ou redução na geração de energia elétrica, sendo vedada sua contratação para qualquer outro propósito.

§ 3º O atendimento à solicitação de reserva de capacidade deve ser feito com base na utilização de capacidade remanescente do sistema elétrico de transmissão ou de distribuição, devendo a existência desta capacidade ser avaliada no início de cada ciclo contratual em parecer emitido pelo ONS ou pela concessionária ou permissionária de distribuição, a depender das instalações acessadas pelo autoprodutor ou produtor independente de energia.

§ 4º É permitida a realização de obras no sistema elétrico de distribuição, de acordo com os procedimentos estabelecidos no art. 5º-A desta Resolução, quando o respectivo sistema elétrico de distribuição acessado pelo autoprodutor ou produtor independente de energia não possuir capacidade remanescente suficiente para o atendimento à solicitação de reserva de capacidade."

"Art. 2º O autoprodutor ou produtor independente de energia é responsável pela instalação do sistema de medição necessário à contabilização e ao faturamento do uso da reserva de capacidade."

"Art. 3º A energia elétrica destinada ao uso da reserva de capacidade, em MWh, salvo os casos em que o autoprodutor ou produtor independente de energia for participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, deverá ser adquirida pelo referido agente por meio de uma das seguintes formas:

I – no Ambiente de Contratação Livre – ACL, por meio de contratos bilaterais livremente negociados;

II – no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quando o agente de que trata o "caput" tiver garantia física definida; ou

III – junto à concessionária ou permissionária de distribuição acessada, a critério desta, devendo ser aplicadas as condições reguladas.

Parágrafo único. Para os casos de aquisição de energia elétrica de que tratam os incisos I e II, o autoprodutor ou produtor independente de energia deverá aderir à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ou ser representado por agente integrante desta Câmara."

"Art. 4º O autoprodutor ou produtor independente de energia que atenda as condições estabelecidas no art. 1º desta Resolução deve realizar a contratação de reserva de capacidade por meio da celebração de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD específico, a depender das instalações acessadas pelo contratante, em observância ao que dispõem os Procedimentos de Rede ou os Procedimentos de Distribuição, conforme o caso.

§ 1º A contratação de que trata o "caput" deve ser anual, devendo o respectivo contrato dispor, entre outros aspectos, sobre o período em que será possível a utilização da reserva de

capacidade, o qual deve coincidir com o período de geração de energia elétrica da usina do agente contratante, seja este pleno ou sazonal.

§ 2º O contrato de reserva de capacidade deve ser único por ponto de conexão ao sistema elétrico acessado e o valor do montante de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição a ser contratado deve ser limitado ao valor, em MW, da potência nominal instalada de geração da usina do contratante.

§ 3º Na contratação de reserva de capacidade devem ser observados os seguintes prazos:

I – a solicitação para atendimento à reserva de capacidade deve ser feita com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias e não superior a 180 (cento e oitenta) dias;

II – a resposta à solicitação, por meio do parecer de que trata o § 3º do art. 1º desta Resolução, deve ser emitida em até:

a) 30 (trinta) dias, contados da data de recebimento da solicitação; ou

b) 120 (cento e vinte) dias, contados da data de recebimento da solicitação, quando houver necessidade de obras para o atendimento à solicitação, conforme referenciado no § 4º do art. 1º desta Resolução.

III – a contratação, por meio da celebração do CUST ou do CUSD específico, deve ser realizada em até 90 (noventa) dias após a emissão do parecer referido no inciso anterior, sem que haja perda da prioridade de atendimento."

"Art. 5º O valor a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade pelo uso dos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição será calculado por meio da seguinte equação:

$$E_{RC} = (M_p \times T_p + M_{fp} \times T_{fp}) \times \frac{n_u}{n_m},$$

onde
E_{RC}: encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R$;

n_u: número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência;

n_m: número de dias do mês em referência;

T_p: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R$/kW;

T_{fp}: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário fora de ponta para unidades consumidoras, em R$/kW;

M_p: montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;

M_{fp}: montante de uso de reserva de capacidade para o horário fora de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo o ciclo contratual.

§ 1° Na hipótese de, em um determinado ciclo contratual, o número acumulado de dias em que houve utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, as tarifas aplicáveis ao cálculo do encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade relativo aos dias excedentes serão de valor igual a quatro vezes as tarifas de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidas para os horários de ponta e fora de ponta.

§ 2º Será aplicada à parcela do montante de uso de reserva de capacidade verificada por medição superior ao valor contratado uma tarifa de ultrapassagem igual a três vezes o valor aplicável da tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecida para cada período, quando se verificar ultrapassagem superior a 5% (cinco por cento) do valor contratado, considerando-se $n_u = n_m$ na equação referenciada no "caput".

Art. 2º Incluir o art. 5º-A na Resolução n° 371, de 1999, com a seguinte redação:

"Art. 5º-A As obras no sistema elétrico de distribuição necessárias à contratação de reserva de capacidade são de responsabilidade do autoprodutor ou produtor independente de energia interessado, devendo o início de sua implementação ser precedido da celebração do CUSD a que se refere o art. 4º desta Resolução.

§ 1º As obras a que se refere o "caput" devem ser especificadas e sua necessidade justificada por meio do parecer de que trata o § 3º do art. 1º desta Resolução, o qual deve conter memória de cálculo dos custos orçados e cronograma físico-financeiro para execução das obras.

§ 2º Após a emissão do parecer referido no § 1º, o autoprodutor ou produtor independente de energia tem o prazo de até 90 (noventa) dias para comunicar formalmente à concessionária ou permissionária de distribuição acessada a sua opção pela execução da obra por meio de terceiro legalmente habilitado ou por meio da própria acessada, de acordo com orçamento e cronograma apresentados no parecer.

§ 3° Na hipótese de execução direta da obra, o acessante é responsável por elaborar os projetos básico e executivo, além de especificar os equipamentos que serão integrados ao sistema elétrico da concessionária ou permissionária de distribuição acessada, em observância às normas e padrões técnicos da acessada e aos Procedimentos de Distribuição.

§ 4° As instalações implementadas devem ser transferidas à concessionária ou permissionária de distribuição acessada e registradas em seu ativo imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais), devendo as referidas transferências ocorrer pelo custo de construção efetivamente realizado informado pelo cedente, não gerando direito de indenização ao autoprodutor ou produtor independente de energia.

§ 5° A concessionária ou permissionária de distribuição acessada é responsável pela verificação da conformidade das especificações e dos projetos referidos no § 3º deste artigo, bem como pelo comissionamento das instalações a ser transferidas, sendo os custos de

referência para operação e manutenção destas instalações considerados no cálculo da sua Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

§ 6° Quando as obras referidas no "caput" forem executadas para o atendimento à solicitação de reserva de capacidade em um determinado ciclo contratual, o autoprodutor ou produtor independente de energia terá assegurado o valor do montante de uso contratado no referido ciclo, em MW, nas contratações posteriores de reserva de capacidade por um período mínimo de 10 (dez) anos.

Art. 3º Alterar o inciso II do art. 4º da Resolução nº 715, de 28 de dezembro de 2001, que passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 4º .....

II – para os acessantes de que trata o inciso III do art. 2º, os encargos serão devidos tão-somente pelo período utilizado e calculados proporcionalmente ao número de dias;
.....".

Art. 4º Os contratos vigentes relativos a reserva de capacidade deverão ser adequados às disposições ora estabelecidas num prazo máximo de um ano, a contar da data de publicação desta Resolução.

Art. 5º Ficam revogados o art. 23 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, e o inciso V do art. 2º da Resolução nº 715, de 2001.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 13.03.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 50.