

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA

POLITÉCNICA DA USP

LOHAN LUCAS FERREIRA SOUSA ARAÚJO

**“COGERAÇÃO E AQUECIMENTO SOLAR” ESTUDO DE VIABILIDADE EM
AMBIENTES HOSPITALARES**

São Paulo

2020

LOHAN LUCAS FERREIRA SOUSA ARAÚJO

**“COGERAÇÃO E AQUECIMENTO SOLAR” ESTUDO DE VIABILIDADE EM
AMBIENTES HOSPITALARES**

Trabalho de conclusão de curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Setrak Sowry

São Paulo

2020

Através deste, autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial desta monografia, por qualquer meio físico ou digital, para fins estudantis ou pesquisas desde referenciada a fonte original.



À minha esposa Débora Lucas e a família,
com amor, dedicação e gratidão pelo
companheirismo, carinho e imensurável
apoio ao longo da realização do curso.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela força e resiliência concedida ao decorrer da jornada.

Ao Prof. Dr. Daniel Setrak, pela atenção, dedicação e orientação durante a execução deste documento e ensinamentos durante o período acadêmico.

A todos os Professores(as) do curso de Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência energética que, com máximo empenho, transmitiram conhecimento suprimindo as expectativas do curso.

Aos amigos e colegas durante o curso, que possibilitaram o crescimento pessoal e intelectual durante os debates e trabalhos em conjunto.

RESUMO

ARAÚJO L.L.F.S. “COGERAÇÃO E AQUECIMENTO SOLAR” ESTUDO DE VIABILIDADE EM AMBIENTES HOSPITALARES. Monografia - Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia – PECE.

As altas demandas de energia elétrica tornaram-se um desafio para o setor tecnológico e aos demais relacionados a gestão de energia. Os altos níveis da aceleração comercial, globalização e desenvolvimento tecnológico tornaram-se barreiras presentes no cenário mundial. O estudo em questão estuda a viabilidade da aplicação de um sistema de cogeração em junção ao Aquecimento Solar Térmico – S.A.S, sendo baseado em um caso real de uma rede hospitalar. Os resultados apresentados incluirão análises técnicas, financeiras e tecnologias aplicadas durante a execução do sistema. Os resultados apresentados demonstram as dificuldades do mercado em implementar a tecnologia devido as tarifas atuais do mercado brasileiro e alternativas como a inclusão de fontes de energias renováveis.

Palavras-chave: Cogeração, Aquecimento Solar, Climatização, Eficiência Energética, Geração distribuída Solar; Energias Renováveis.

ABSTRACT

The high demands for electric energy have become a challenge for the technological sector and others related to energy management. The high levels of commercial acceleration, globalization and technological development have become barriers present on the world stage. The study in question studies the feasibility of applying a cogeneration system in conjunction with Solar Thermal Heating - S.A.S, being based on a real case of a hospital network. The results presented demonstrate the market's difficulties in implementing the technology due to the current rates in the Brazilian market and alternatives such as the inclusion of renewable energy sources.

Keywords: Cogeneration, Solar Heating, Climatization, Energy Efficiency, Solar distributed generation; Renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Balanço energético cogeração	19
Figura 2.2 - Balanço energético sistema convencional	19
Figura 2.3 - Ciclo Topping e Ciclo Bottomin	22
Figura 2.4 - Ciclo Bottoming.....	22
Figura 2.5 - Ciclo Topping	23
Figura 2.6 - Cogeração chiller por absorção	24
Figura 2.7 - Turbina a Vapor	25
Figura 2.8 - Ciclo Rankine.....	25
Figura 2.9 - Turbina de contrapressão	26
Figura 2.10 - Ciclo geração energia elétrica a vapor simples e combinada em cogeração	27
Figura 2.11 - Balanço Energético	27
Figura 2.12 - Turbina a gás General Electric	28
Figura 2.13 - Ciclo Brayton turbinas a gás	29
Figura 2.14 - Ciclo geração de eletricidade x Ciclo de geração combinada eletricidade / calor	29
Figura 2.15 - MCI Caterpillar.....	30
Figura 2.16 - MCI Ciclo Diesel e Ciclo Otto.....	31
Figura 2.17 – Sistemas de geração convencional x cogeração com MCI	31
Figura 2.18 - Balanço térmico convencional e cogeração.....	32
Figura 2.19 - Chiller por absorção água quente	33
Figura 2.20 - Etapas processo chiller absorção	35
Figura 2.21 - Fluxograma Ciclo Combinado.....	36
Figura 2.22 – Diagrama microturbina	37
Figura 2.23 - Célula de combustível.....	38
Figura 2.24 - Exemplo de processo de trieração.....	40
Figura 2.25 - Componentes coletor solar fechado	46
Figura 2.26 - Partes Coletor fechado	46
Figura 2.27 - Boiler Inox 304 A.P	47
Figura 2.28 - Inmetro classificação	50
Figura 2.29 - Curva de rendimento por material.....	59
Figura 3.1 - Matriz energética Brasileira 2020.....	64
Figura 3.2 - Previsão de matriz energética Brasileira – 2024.....	65
Figura 3.3 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo (2016).....	66
Figura 3.4 - Bandeiras tarifárias	69
Figura 3.5 – Geração Distribuída nos Estados Unidos.....	72
Figura 3.6 - Potencial Identificado GD no Brasil.....	73
Figura 3.7 - Potencial cogeração no Brasil 2019.....	74
Figura 3.8 - Potencial de cogeração em MW por segmento de atividade - Setor Terciário	75
Figura 4.1 - Esquema Vertical Hospital	79

Figura 4.2 - Perfil de Carga Térmica médio mês de agosto	80
Figura 4.3 - Média anual carga elétrica	81
Figura 4.4 - Chiller Parafuso RTWD.....	82
Figura 4.5 - Gráfico comparativo sobre custos operacionais	89
Figura 4.6 - Sistema de água quente atual	91
Figura 4.7 - Dados Solar	93
Figura 4.8 - Irradiação solar anual para a inclinação de 33° e apontamento ao norte geográfico	95
Figura 4.9 - Gráfico de consumo energético	96
Figura 4.10 - Fluxograma base	Erro! Indicador não definido.
Figura 4.11 - Central térmica e componentes	100
Figura 4.12 - Válvulas desviadoras a saída da acumulação de água quente	101
Figura 4.13 - Válvula desviadora eletrônica	101
Figura 4.14 - Esquemático gestão energética SAS e caldeira de recuperação	102
Figura 4.15 - Platibanda "A" instalações coletores.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados médios MCI Diesel x GN.....	32
Tabela 2.2 - Principais fabricantes presentes no Brasil.....	35
Tabela 2.3 - Resumo das principais tecnologias disponíveis	39
Tabela 2.4 - Fatores cogeração	44
Tabela 2.5 - Unidades e referências “F-Chart”	54
Tabela 2.6 - Parâmetro de carga térmica por tipologia de instalação	60
Tabela 2.7 - Perspectiva de consumo energético	61
Tabela 2.8 - Premissas de custo dispositivos água gelada.....	62
Tabela 2.9 – Tabela de custo gás para cogeração (SEM ICMS)	63
Tabela 2.10 - Tabela de custo GN para setor comercial (com e sem ICMS)	63
Tabela 3.1 - Tabela de custo de energia elétrica por perfil de usuário baixa tensão	67
Tabela 3.2 - Tarifas alta e média tensão	68
Tabela 3.3 - Tarifas aplicadas a clientes em Alta e Média Tensão de fornecimento - Grupo A.....	69
Tabela 3.4 - Perfil de carregamento	77
Tabela 4.1 Custo operacional do sistema	86
Tabela 4.2 - Perspectiva de consumo sistema convencional e cogeração	87
Tabela 4.3 - Tabela de investimento sistema convencional e cogeração	88
Tabela 4.4 - Fluxo de caixa em 15 anos	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABS	Resfriador de líquido por Absorção
AC	Ar Condicionado
AG	Água Gelada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AQS	Água Quente Sanitária
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BOT	<i>Built Operate and Transfer</i>
CAG	Central de Água Gelada
CCHP	<i>Combined Cooling, Heat and Power</i>
CHILLER	Resfriador de líquido para sistema de AC
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
COP	<i>Coefficient of Performance</i>
CT	Carga Térmica
EE	Energia Elétrica
F _c %	Fator de cogeração
FC	Fator de Carga
FLC	Fluxo de Caixa
FLCA	Fluxo de Caixa Acumulado
FLCD	Fluxo de Caixa Descontado
FP	Fora de Ponta
FUE	Fator de Utilização de Energia
GN	Gás Natural
Ilo	Investimento Inicial
LiBr	Brometo de Lítio
MCI	Motor a Combustão Interna
MME	Ministério de Minas e Energia
NH ₃	Amônia
NO _x	Óxido de Nitrogênio
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PIB	Produto Interno Bruto
TG	Turbina a gás

TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TV	Turbina a vapor
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1.	Objetivo.....	15
1.2.	Motivação	16
1.3.	Metodologia.....	16
2	O ESTADO DA ARTE	17
2.1.	Histórico	17
2.2.	Fundamentos e Princípios.....	18
2.3.	Tipos de sistemas	21
2.3.1.	Ciclo Bottoming.....	22
2.3.2.	Ciclo Topping.....	23
2.4.	Tecnologia aplicada na cogeração	24
2.4.1.	Turbina a vapor	24
2.4.2.	Turbina a gás	28
2.4.3.	Motor a combustão interna – MCI	30
2.4.4.	Chiller por absorção	33
2.4.5.	Outras tecnologias	36
2.4.6.	Resumo das principais tecnologias	39
2.4.7.	Configurações padrões de cogeração	40
2.4.8.	Trigeração	40
2.4.9.	Vantagens e benefícios da trigeração.....	41
2.5.	Legislação brasileira cogeração.....	41
2.6.	Cogeração Qualificada	43
2.7.	Aquecimento Solar – História	45
2.8.	Aquecimento Solar – Tecnologia	46
2.9.	Aquecimento Solar – Programa de Etiquetagem Brasileiro	48
2.10.	Aquecimento Solar – Metodologia de dimensionamento.....	49
2.10.1.	Cálculo simplificado área coletores	50
2.10.2.	Diretrizes normativas.....	50
2.10.3.	Carta F ou <i>F- chart</i>	53
2.11.	Aquecimento Solar – Potencial Solar Térmico.....	55
2.12.	Parâmetro de carga térmica	59
2.13.	Custo disponibilidade água gelada	62
2.14.	Tarifas do gás	63

3	GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL.....	64
3.1.	Matriz elétrica Brasileira	64
3.2.	Mercado energia elétrica no Brasil.....	66
3.3.	Tarifas de energia elétrica.....	67
3.4.	Gás Natural no Brasil.....	70
3.5.	Geração distribuída.....	71
3.6.	Cogeração no Brasil.....	73
3.7.	Potencial Cogeração do Setor terciário	75
3.8.	Análise de um processo	76
4	ESTUDO DE CASO	78
4.1.	Carga Térmica Anual (TRh/ano):.....	80
4.2.	Perfil energia elétrica (kWh):	81
4.3.	Sistema de ar condicionado elétrico – Projeto básico	82
4.4.	Proposta de substituição – Cogeração e Chiller Absorção e utilização do S.A.S	82
4.5.	Balanço energético da planta	83
4.6.	Fator de utilização de energia – FUE.....	84
4.7.	Análise custo operacional:	86
4.8.	Análise financeira detalhada.....	89
4.9.	Estudo alternativo – Inclusão do S.A.S.....	91
4.10.	Proposta alternativa para Central de água quente.....	93
4.11.	Resumo dos retornos financeiros dos sistemas propostos:	98
4.12.	Sistema previsto para o pré-aquecimento da água de climatização	100
4.13.	Novo custo operacional geração de água gelada	103
5	CONCLUSÃO	105
	Referencial Bibliográfica	108

1 INTRODUÇÃO

Segundo a (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020), a matriz energética brasileira, bastante diversificada e mundialmente reconhecida pelos recursos hídricos ainda consome, em maior parte, fontes de energias não renováveis e em grande proporção os combustíveis fósseis. Os impactos ambientais, climáticos e econômicos fazem parte de estudos das principais entidades por trás da gestão energética brasileira. Quanto ao potencial das fontes hídricas, é percentualmente a maior participante da matriz elétrica brasileira. A exploração desse recurso é fato de grande polêmica por conta dos impactos ao meio ambiente, alterações nos ciclos hidrológicos e biológicos, assim como as mudanças ocasionadas nas comunidades ao redor das regiões habitadas.

Observando os dados da (Abrasca, 2020)– Associação Brasileira de Shopping Centers, O crescimento econômico proporcionou a ampliação de diversos centros comerciais, como: Shopping centers, mercados, redes hoteleiras, datacenters, clínicas médicas, etc. Destacam-se os fins de consumo para evidenciar alguns dos temas que serão abordados: A climatização e grande perfil de consumo de energia elétrica das estruturas relacionadas ao tema.

Para tal, torna-se necessário explorar diversos pontos da tecnologia e formas de sua aplicação. Diante dos fatos apresentados, ressalta-se que as alternativas apresentadas buscam minimizar o impacto: Estrutural, financeiro, tecnológico e explorar fontes alternativas como uma das soluções propostas.

1.1. Objetivo

O objeto de estudo tem interesse em ampliar as possibilidades de interação dos processos de cogeração e a utilização de fontes renováveis para a redução consumo de energia elétrica e outras fontes como os combustíveis fósseis no segmento terciário. Apresentar dados sobre os fatores de utilização de energia, dados tecnológicos atuais e por fim, apresentar a análise de viabilidade técnico-econômica para a planta em questão.

1.2. Motivação

Alguns fatores foram destaques para a escolha do tema, como:

- Necessidade da diversificação da matriz energética brasileira;
- Aumento das tarifas de energia elétrica;
- Saturação das hidroelétricas nacionais;
- Utilização de energias renováveis e a redução dos impactos ambientais da planta;
- Desenvolver ferramentas para o crescimento e viabilidade dos processos de cogeração no mercado nacional.

1.3. Metodologia

Como metodologia, busca-se simular a aplicação de cogeração em um hospital de grande porte, localizado em São Paulo – SP. Os dados aplicados são reais, coletados em conjunto ao departamento de engenharia da rede, sendo os parâmetros tecnológicos recolhidos dos fabricantes do segmento no Brasil.

Quanto as tarifas, foram aplicados os valores em vigência durante o período de execução do documento em coleta as agências dos setores elétricos, distribuidoras de gás e água da região, assim como as respectivas organizações reguladoras dos mercados abordados.

As simulações apresentadas, foram realizadas a partir da utilização de softwares e planilhas confeccionadas por profissionais do setor. Fixando os olhares ao estudo de viabilidade, serão explorados o perfil de consumo elétrico e térmico da planta, receita anual prevista com a implementação da solução, investimentos necessários e estudo de retorno financeiro ao decorrer do intervalo de tempo proposto ao sistema (Payback, economia operacional, taxa interna de retorno e valor presente líquido).

Para o âmbito técnico, objetiva-se aprimoramento na segurança, minimização das perdas do sistema, otimização dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica e o desenvolvimento de alternativas para a diversificação da matriz energética brasileira.

2 O ESTADO DA ARTE

2.1. Histórico

Em referência a (Barbeli, 2015, p. 246), os confrontos e debates sobre racionalização de energia, assim como o desenvolvimento de tecnologia suporte para o avanço tecnológico no segmento de energia fazem parte de uma ampla discussão, que transcende os anos de 1870 (Crise do petróleo). A busca para otimização do aproveitamento máximo dos combustíveis e consequente redução de perdas (produção de calor útil e trabalho, geralmente convertido em energia elétrica) abriram caminho para os estudos em cogeração.

De acordo com (Clementino, 2001), os primeiros anos do Século XX, a história norte americana relata que umas das principais fontes de energia mecânica era o vapor, entretanto, com o crescimento do perfil de consumo elétrico e o avanço tecnológico, os pequenos e médios produtores passaram a produzir e utilizar a eletricidade surgindo então os primeiros sistemas que interligavam o uso de vapor e geração de energia elétrica em um processo de cogeração. Nas décadas de 1940 a 1970 a geração centralizada tomou grande proporção do mercado, desenvolvendo tecnologia e minimizando os custos de distribuição de energia elétrica acarretando na gradativa diminuição de sistemas de cogeração e geração distribuída.

Segundo (Miller, 1991), durante o final da década de 1960 e o início da década de 1970, o interesse pela cogeração começou a reviver e, no final da década de 1970, ficou clara a necessidade de conservar os recursos energéticos. Foram aprovados meios para incentivar o desenvolvimento de instalações de cogeração.

Especificamente, a Lei de Políticas Regulatórias de Utilidades Públicas (PURPA - Lei de Políticas Regulatórias de Utilidades Públicas, 1978) marca o incentivo as plantas de cogeração permitindo que se conectassem à rede de concessionárias. Permitiu, também, que os cogeradores comprassem eletricidade de empresas de serviços públicos a preços regulados, em tempos de déficit, enquanto também permitia a venda de sua eletricidade com base no custo que a empresa teria pago para produzir essa energia, o chamado custo evitado. (AMERICAN PUBLIC POWER ASSOCIATION, 2020).

A progressão do cenário da cogeração no mundo passou por um hiato devido ao desenvolvimento de tecnologias e processos na geração de energia, pode-se destacar o trecho abaixo de um artigo sobre os conceitos e tecnologia aplicada pela Associação da Indústria de Cogeração de Energia (Cogen, 2015).

“Com o avanço da tecnologia surgiram novos conceitos de geração e de interligação de sistemas elétricos, otimizados de forma centralizada que, com o apoio das grandes centrais (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, carvão, gás natural e óleo combustível), conseguiam fornecer energia abundante e de baixo custo. Os sistemas de cogeração foram então, gradualmente, perdendo participação no mercado. No entanto, nas últimas décadas os setores energéticos passaram a conviver com “crises sistêmicas”, relacionadas com as dificuldades dos governos criarem condições políticas e econômicas para manter a estabilidade regulatória necessária para atrair fluxos regulares de recursos para investimentos e assegurar mecanismos que facilitem as exigências dos longos processos de licenciamento ambiental dos projetos, para assegurar o abastecimento de energia elétrica, em quantidade e qualidade compatível com o ritmo de crescimento econômico.”

2.2. Fundamentos e Princípios

Quanto a definição do conceito de cogeração, pode-se referenciar o (Conselho Mundial de Energia, 2001) Dicionário de Terminologia Energética, resume-se na produção simultânea e sequencial de duas ou mais utilidades – calor de processo e potência mecânica e (ou) elétrica, oriundos da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.

Explorando um pouco mais o conceito, pode-se adicionar a definição “A cogeração é a produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível” (Cogen, 2015).

A figura 2.1 – simplifica o processo através de um esquema genérico de geração de energia elétrica, perdas e reaproveitamento da energia térmica residual.

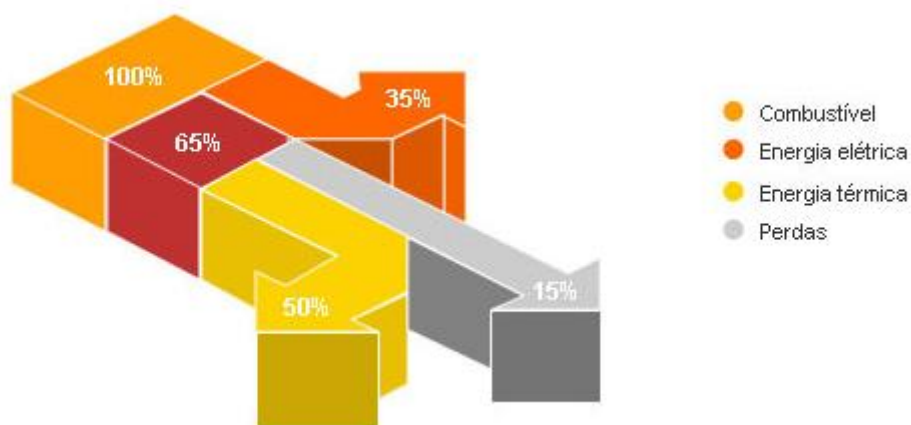


Figura 2.1 – Balanço energético cogeração

Fonte: (Copen - Companhia de Petróleo, Gás e Energia, s.d.)

O embasamento fundamental da análise do processo são diferenças obtidas resultantes da introdução do processo de cogeração se comparada a geração térmica de eletricidade, a partir da figura 2.2, observa-se o aproveitamento de cerca de 35% da energia disponível do combustível, sendo o restante “desperdiçados” através das perdas térmicas em calor não aproveitado.

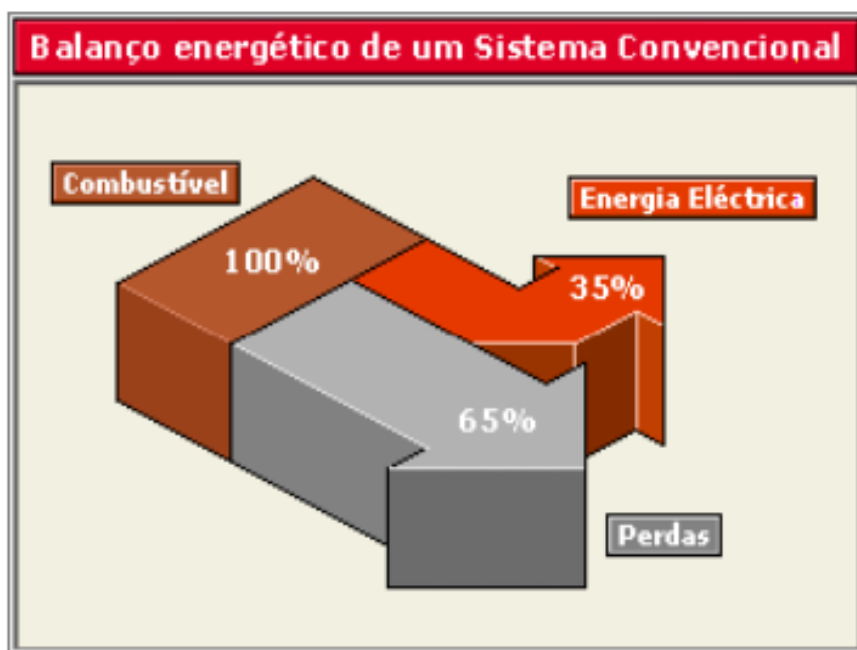


Figura 2.2 - Balanço energético sistema convencional

Fonte: (Copen - Companhia de Petróleo, Gás e Energia, s.d.)

Aprofundando-se o conceito, pode-se afirmar que a cogeração tem como característica para a produção de energia térmica e elétrica através das expressões de rendimento abaixo:

Cálculo rendimento elétrico

$$\eta_e = \frac{E}{C} \quad (2.1)$$

Cálculo rendimento térmico

$$\eta_t = \frac{Q}{C} \quad (2.2)$$

Rendimento Global

$$\eta_g = \frac{E+Q}{C} \quad (2.3)$$

Onde: η = rendimento (%)

E = energia elétrica produzida

C = Poder Calorífico do combustível

Q = Poder Calorífico do combustível

Também podemos quantificar o aproveitamento energético através da equação do Fator de Utilização de Energia, ou (FUE):

$$\text{FUE} = \frac{W + Q_u}{C(m \times \text{PCI})} \quad (2.3)$$

FUE - Fator de utilização de energia (%);

Q_u - Potência térmica gerada pelo sistema de cogeração (kW);

W - Potência elétrica gerada pelo sistema de cogeração (kW);

Mcomb - Massa do combustível fornecida ao sistema de cogeração (kg/s);

PCI - Poder Calorífico Inferior (kJ/kg);

C = massa x PCI (Poder calorífico)

De acordo com (Martens, 1988, p. 935) O Fator de Utilização de Energia (FUE) define o percentual de energia do combustível utilizado na forma de produção de energia elétrica ou mecânica mais a energia térmica útil. Em termos de aproveitamento térmico, o objetivo principal é desenvolver uma configuração de cogeração em que o FUE se aproxime do ideal (100%). Em geral esse fator pode chegar a 85%.

Sendo quanto maior a proximidade do fator de utilização de energia (FUE) aos 100% melhor serão os resultados obtidos, obviamente com as tecnologias criadas até o momento da confecção do documento, os perfis atingidos ainda resultam de 15 % a 20 % de perdas.

Ainda em relação as diretivas nacionais, a (ANEEL - Agencia Nacional de Energia elétrica, 2006) estabelece através da resolução normativa. No 235, 14 de novembro de 2006, artigo 3º, inciso I:

“Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária. ”

Para total compreensão e junção entre os temas futuramente abordados, ampliaremos a exploração dos conceitos essenciais, como: Ciclo Topping, Ciclo Bottomin, Ciclo de Rankine, Cogeração através de Turbinas a Gás e outros processos intrínsecos no tema.

2.3. Tipos de sistemas

O dimensionamento dos sistemas de cogeração tem como principal objetivo atingir o equilíbrio no balanço energético de maneira a proporcionar atendimento a demanda térmica e elétrica de uma instalação com os maiores índices de rendimento possíveis, dentre as possibilidades costuma-se destacar duas metodologias de dimensionamento: Ciclo Bottoming e Ciclo Topping.

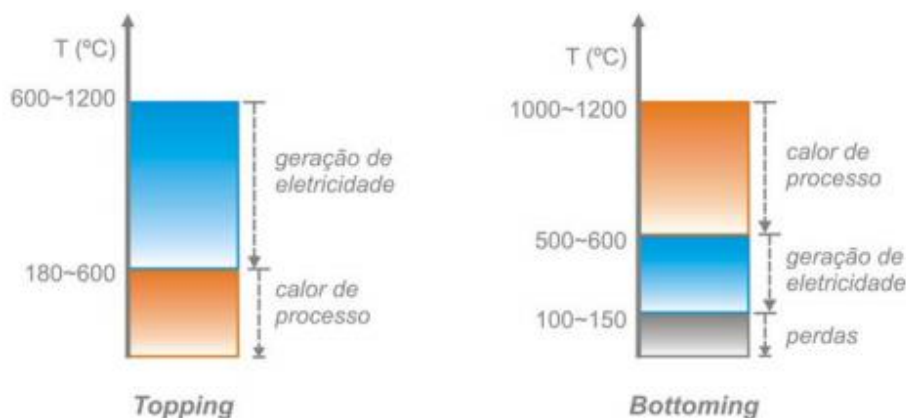


Figura 2.3 - Ciclo Topping e Ciclo Bottoming

Fonte: (Cogen, 2015)

2.3.1. Ciclo Bottoming

Os gases de combustão são utilizados para produção primária em processos de alta temperatura (energia térmica) sendo os gases de baixa temperatura (calor recuperado) utilizados para produzir energia elétrica. O ciclo costuma a se viabilizar em processos cujo o custo do combustível é “baixo”, como em indústrias de celulose (através do licor negro), cana-de-açúcar e em processos onde há a necessidade de alto fluxo de calor – entre 1000 a 1200 °C, como: fornos cerâmicos, cimenteiras, refinarias de petróleo, indústria do vidro e outros. Ao final da linha produtiva os gases ainda possuem temperaturas elevadas sendo reaproveitados e não descartados de forma direta a atmosfera, pode-se aplicar trocadores de calor ou serpentinas para produção de vapor ou pré-aquecimento do processo (Por exemplo turbinas a vapor).

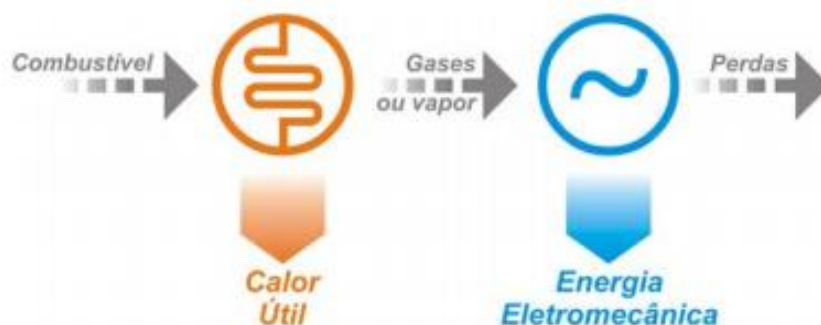


Figura 2.4 - Ciclo Bottoming

Fonte: (Nogueira, 2004)

2.3.2. Ciclo Topping

A principal função do ciclo é a produção de potência elétrica (altas temperaturas), na sequência o rejeito da geração elétrica pode ser utilizado em diversos processos industriais com temperaturas entre 180 a 600 °C, indicado na figura 2.4 tornou-se o processo de maior aplicabilidade pois grande parte das industriais possuem demanda para a faixa de temperatura dos rejeitos gerados (baixas temperaturas).

Conforme o fluxograma 2.5, o objetivo principal do ciclo Topping é a geração de energia elétrica, partindo do calor de processo há a transformação em energia mecânica e por consequência a geração de energia elétrica sendo seus rejeitos aproveitados em forma de calor útil pelos processos industriais.



Figura 2.5 - Ciclo Topping

Fonte: (Nogueira, 2004)

Para conceituar cogeração, costuma-se considerar que o processo produza dois ou mais produtos finais (energia térmica e mecânica). Contudo serão abordados e em destaque temas como foco de estudo na produção de energia térmica em baixas temperaturas em máquinas de refrigeração (absorção de calor) indicados na figura 2.6. As junções do processo tradicionalmente conhecido pela indústria da cogeração, aos princípios dos sistemas de aquecimento solar podem alavancar a viabilidade da cogeração em diversos setores.



Figura 2.6 - Cogeração chiller por absorção

Fonte: (Comgás, 2020)– Soluções para Cogeração de Energia

2.4. Tecnologia aplicada na cogeração

Baseados nas condições tecnológicas contemporâneas a essa dissertação somadas as informações fornecidas por fabricantes (LG Business Solutions, YORK – Johnson Controls e Kawasaki Thermal Engineering), empresas do seguimento, que exploram a literatura dos tópicos em um processo de cogeração, listadas a seguir.

2.4.1. Turbina a vapor

Geralmente são aparelhos que trabalham sob elevadas pressões e temperaturas. O vapor que escoar pela turbina, movimentando suas pás e, como consequência, o seu eixo responsável pela transmissão de energia mecânica para o gerador elétrico.

Tradicionalmente, o fluido de trabalho utilizado é a água. O ciclo se inicia pelo processo de pressurização do fluido de trabalho a pressões acima de 60 bar (alguns casos superam 100 bar), seguindo para a caldeira onde há a queima do combustível (energia térmica) transferida ao fluido até atingir temperaturas superiores a 500 °C, além da padrão queima de combustíveis no processo, pode-se integrar componentes de energia renovável (concentradores solares, biomassa e outras fontes de geração) ou até mesmo ser alimentada com o calor residual de outros processos industriais

“ciclo combinado”, os componentes internos principais da turbina podem ser vistos na imagem 2.7 em corte abaixo.

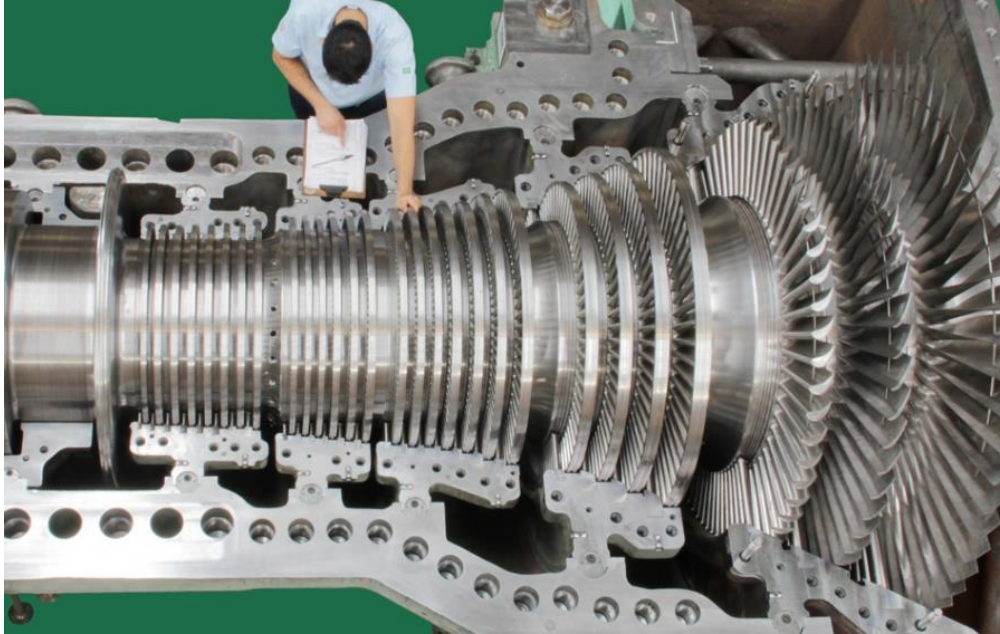


Figura 2.7 - Turbina a Vapor

Fonte: (TGM - Grupo WEG, 2017) Características turbina a vapor

Como fator característico de diferenciação dos demais, a combustão é externa e não se torna um limitador do tipo de combustível a ser aplicado (Sólido, Gasosos ou Líquidos), como compostos de biomassa, matéria orgânica, combustíveis fósseis e outros). Podemos observar parte do ciclo através da figura 2.8, abaixo:

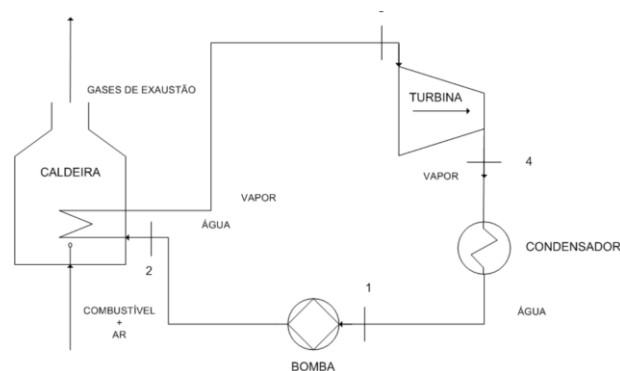


Figura 2.8 - Ciclo Rankine

Fonte: G. ANTONIO – CICLO RANKINE

As turbinas a vapor são classificadas em dois tipos: Turbina de contrapressão (figura 2.9) e Turbinas a condensação.

As turbinas de contrapressão foram projetadas para que o vapor no escape tenha pressão igual ou superior à pressão atmosférica e que necessariamente contenha energia para ser aplicada na produção de calor de outros processos. Um tipo de turbina amplamente utilizada em processos de cogeração.



Figura 2.9 - Turbina de contrapressão

Fonte: (TGM - Grupo WEG, 2017) – Características turbina a vapor

Já as turbinas a condensação trabalham em circuito fechado, projetadas para o vapor de saída da turbina esteja em valores inferiores as pressões atmosféricas de forma que o vapor possa ser condensado a temperaturas similares às temperaturas ambientes. Pode-se aplicar diversos tipos de fonte de combustível como o gás natural, diesel, carvão, compostos da biomassa, etanol e outros. O vapor gerado passa pela turbina (energia cinética) aciona as pás girando seu eixo resultando na produção de trabalho. O fluido de saída da turbina (vapor) libera calor no processo de condensação passando a fase líquida onde pode ser pressurizado a montante da caldeira para o reinício do ciclo – maiores detalhes (figura 2.10).

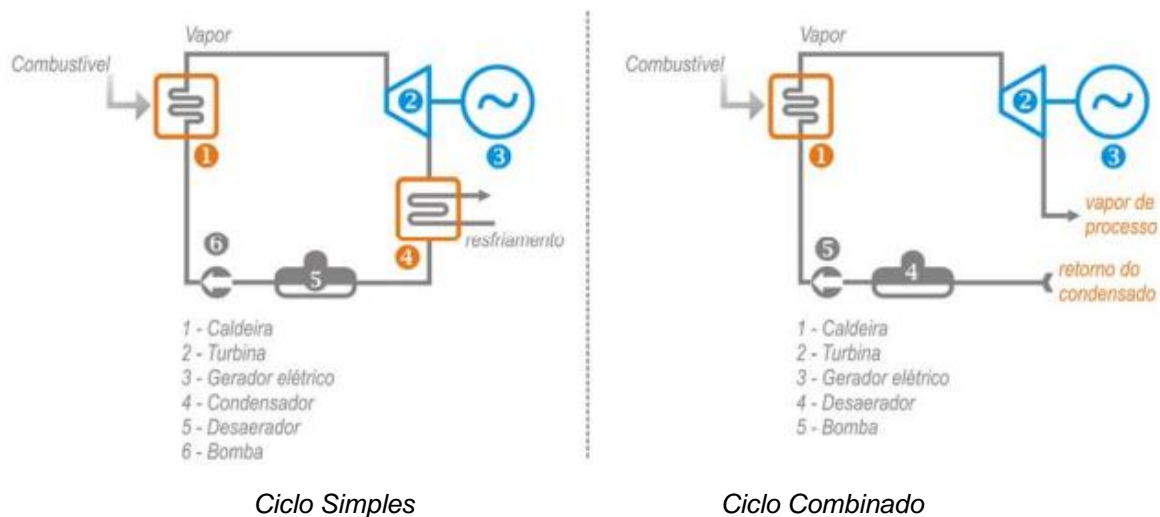


Figura 2.10 - Ciclo geração energia elétrica a vapor simples e combinada em cogeração

Fonte: (Nogueira, 2004)

Abaixo (Figura 2.11) as características do balanço térmico de uma planta de geração (ciclo a vapor) comparado ao balanço térmico de uma planta com sistema de cogeração.



Figura 2.11 - Balanço Energético

Fonte: (Nogueira, 2004)

2.4.2. Turbina a gás

As turbinas a gás são máquinas utilizadas com bastante frequência em processos de cogeração industriais. Equipamentos de combustão interna, compactas e que podem trabalhar com mais de um tipo de combustível e em mais de um estado físico (líquido ou gasoso). A figura 2

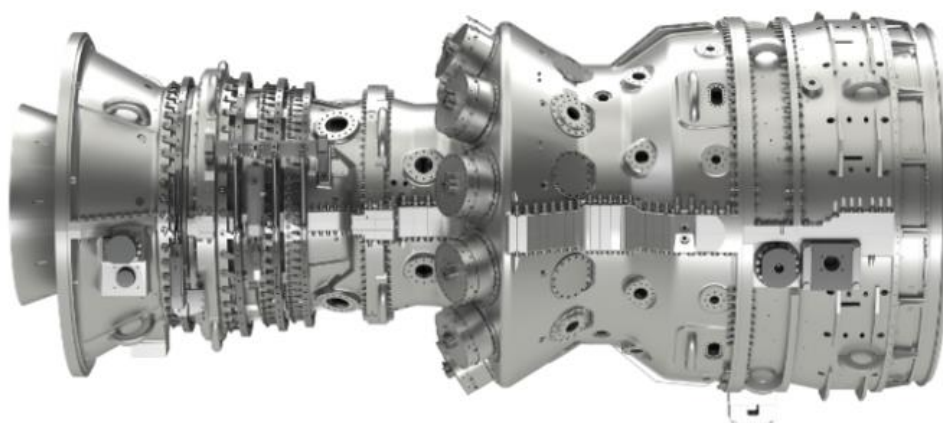


Figura 2.12 - Turbina a gás General Eletric

Fonte: (GE Brasil, 2015) –Turbina 7HA.03 da GE

As turbinas a gás trabalham no Ciclo Brayton (Figura 2.13) aberto, onde o ar passa pelo processo de compressão e é levado a câmara de combustão, após a injeção de combustível e formação de chama continua a temperatura e pressão da mistura tornam-se elevadas (expansão), encaminhado a turbina gira o eixo convertendo energia cinética em trabalho mecânico. Por si, o trabalho produzido pelo eixo gera energia mecânica cinética ou elétrica (gerador) assim como o trabalho exigido pelo processo de compressão do ar na admissão da câmara de combustão. (GE Brasil, 2015).

A série de turbinas a gás são inicialmente subdivididas em duas classes principais: aeroderivadas e heavy duty. As aeroderivadas são compactas e de rendimento superior, entre 35% a 42%. As do tipo heavy duty possuem rendimentos inferiores, com o propósito de extrair dos gases de exaustão temperaturas elevadas (cerca de 600°C) para a utilização em ciclo combinado. (SIEMENS, s.d.).

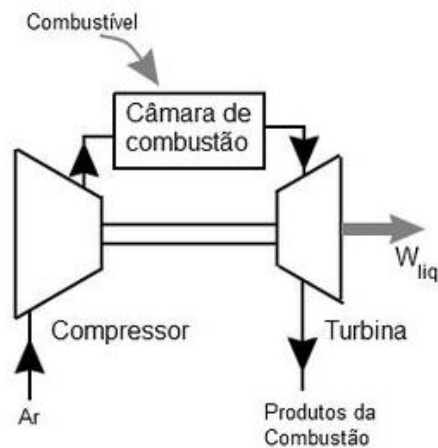


Figura 2.13 - Ciclo Brayton turbinas a gás

Fonte: (Werneck, 2001) - Teoria completa o ciclo de Brayton

Os gases de exaustão atingem temperaturas médias de 400 a 650 °C, são de baixo teor de impurezas e podem ser aplicados diretamente em diversos processos industriais. Devido a sua característica e temperatura, geralmente são aplicados para produção de água quente ou vapor em um processo de cogeração. (Nogueira, 2004).

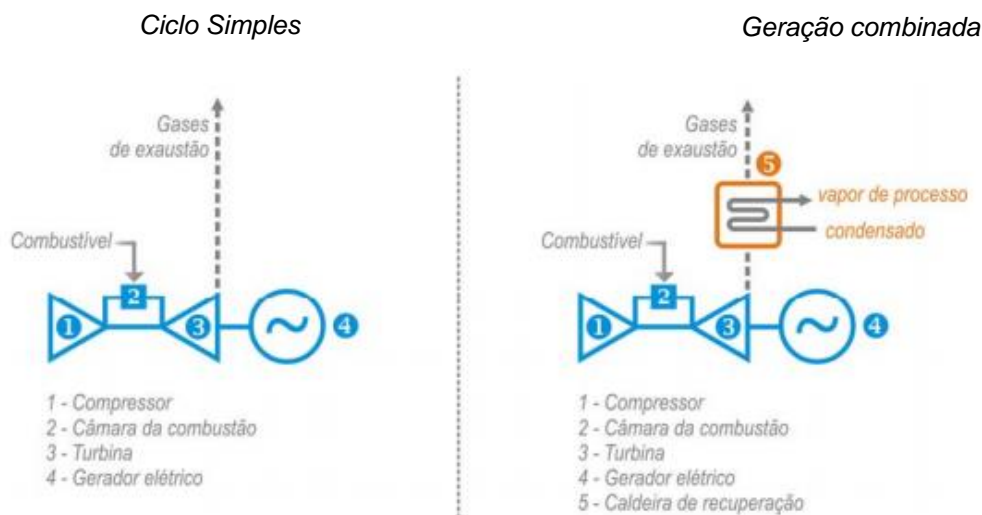


Figura 2.14 - Ciclo geração de eletricidade x Ciclo de geração combinada eletricidade / calor

Fonte: (Nogueira, 2004)

De acordo com (Nogueira, 2004) o ciclo Brayton tem eficiência elétrica entre 35 a 45 % e na cogeração o FUE pode chegar a 75%.

2.4.3. Motor a combustão interna – MCI

Os motores de combustão interna (MCI) têm como princípio de funcionamento a queima de combustível (biodiesel, diesel ou óleo pesado - líquidos ou gasosos) em sua câmara de combustão, a ignição é realizada através da tradicional compressão de um MCI, (Figura 2.15). São endotérmicos com deslocamento de pistões para o acionamento do eixo principal.

Como no processo de arrefecimento dos motores automotivos, também devem ser resfriados através da circulação de um líquido podendo ser utilizado como fonte térmica de um determinado processo. As máquinas comercializadas em sistemas de cogeração são classificadas em duas classes principais: Ciclo Otto e Ciclo Diesel. Entre as suas diferenças, pode-se citar o processo de queima.



Figura 2.15 - MCI Catterpillar

Fonte: (Catterpillar, s.d.) G3516H – Gerador MCI

Os motores de Ciclo Diesel a combustão é feita por difusão (autoignição) utilizando bicos injetores, assim o motor aspira o ar e ajusta a quantidade de combustível de acordo com a potência requerida. Já os motores no Ciclo Otto aspiram uma mistura pré-realizada com ignição a partir de velas. (Figura 2.16)

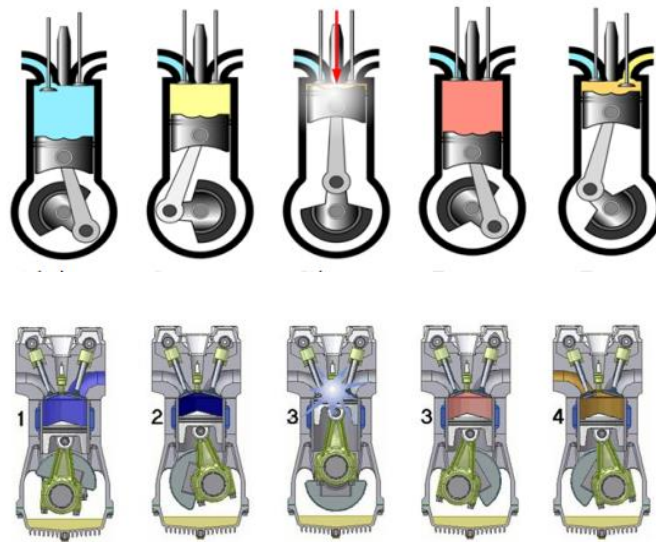


Figura 2.16 - MCI Ciclo Diesel e Ciclo Otto

Fonte: (ANDREOS, R, 2013) adaptado

De acordo com os dados técnicos apresentados pelos fabricantes anteriormente citados, o rendimento elétrico dos MCI operando a Ciclo Otto (GN) pode atingir os 45% e o FUE – Cogeração até 85 %.

Abaixo os esquemas de sistemas de geração de energia elétrica convencional x cogeração energia elétrica e térmica (Figura 2.17).

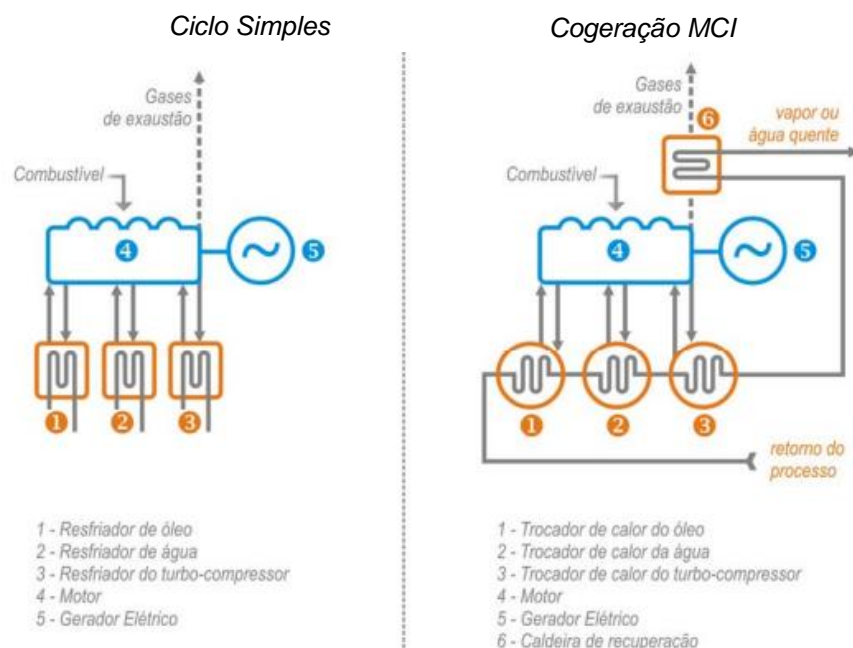


Figura 2.17 – Sistemas de geração convencional x cogeração com MCI

Fonte: (Nogueira, 2004)

Quanto ao balanço energético, podemos avaliar resumidamente a partir da figura representada (Figura 2.16).

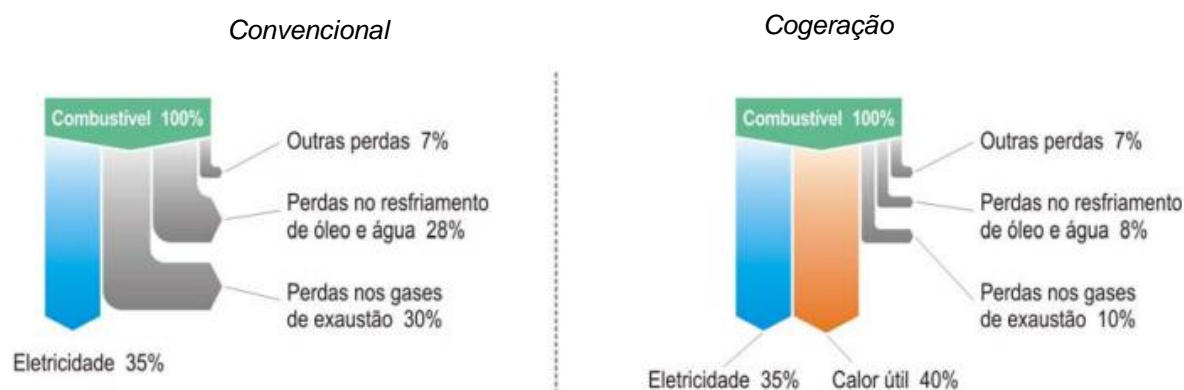


Figura 2.18 - Balanço térmico convencional e cogeração

Fonte: (Nogueira, 2004) adaptado

O calor excedente no processo inicialmente pode ser recuperado de quatro formas: Gases de exaustão, da água de arrefecimento do motor, do óleo lubrificante e do arrefecimento do compressor.

Para o efeito do estudo energético que será realizado neste documento, aplicaremos os valores médios especificados pelos fabricantes de MCI no território brasileiro.

Tabela 2.1 - Dados médios MCI Diesel x GN

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

MCI	CICLO DIESEL	CICLO OTTO
COMBUSTÍVEL	Líquido Pesado (Diesel)	Líquido Leve (GN)
RENDIMENTO ELÉTRICO	35%	35%
CONSUMO MÉDIO DIESEL - GN	0,30 L / kWh	0,30 m3 / kWh
PREÇO MÉDIO COMPRA	R\$ 850 / kWh	R\$ 1100 / kWh
CUSTO MÉDIO MANUTENÇÃO	R\$ 50 / kWh	R\$ 35 / kWh

2.4.4. Chiller por absorção

Quanto a cogeração, as gerações de água gelada por aparelhos de absorção de calor ganham destaque ao decorrer do tempo como parte essencial na viabilidade dos projetos de pequeno e médio porte.

Esta variação de resfriador por absorção produz água gelada para processos de climatização de ambientes e, ao contrário de equipamentos que convencionalmente utilizam energia elétrica para acionamento de um compressor, o equipamento ABS (absorção) opera em recepção ao calor (energia térmica primária), facilitando sua introdução onde exista demanda por geração de energia elétrica e água gelada. O rejeito do processo de geração de energia elétrica (geradores MCI ou turbinas como mencionadas em subseções anteriores) é utilizado para aumentar o FUE. Exemplo de equipamento figura 2.19.



Figura 2.19 - Chiller por absorção água quente

Fonte: (LG, 2020) - Documento técnico chiller ABS.

Quanto ao princípio básico de funcionamento, de acordo com (EA - Engenharia e Arquitetura, 2018), podemos definir simplificadamente o funcionamento do chiller de absorção:

“Trabalha internamente a baixa pressão (vácuo). No seu interior circulam dois líquidos: um líquido refrigerante (água deionizada) e um líquido absorvedor (brometo de lítio – LiBr), nesse caso, um sal diluído em água que tem capacidade de absorver os vapores do refrigerante quando alcança uma determinada concentração. ”

Quanto aos componentes que fazem parte de um Chiller de absorção, podemos destacar: Evaporador, condensador e gerador. Para o fluido de circulação pode ser água desmineralizada – deionizada com solução de Brometo de lítio (LiBr) ou amônia (NH_3) quando em solução absorvedora de água (H_2O), sendo os equipamentos de Brometo de Lítio capazes de produzir água em temperaturas aproximadas aos 6°C (conforto) e o processo a base de amônia (NH_3) produzir água gelada em temperaturas mínimas de aproximadamente -20°C (processos industriais).

De acordo com (ANDREOS, R, 2013). O princípio de funcionamento e suas etapas podem ser entendidas em maior detalhamento a seguir:

“O refrigerante (H_2O) em estado líquido é aspergido sobre os tubos do evaporador, no lado casco do evaporador que está em vácuo (6 mmHg), provocando a sua evaporação e consequentemente a retirada de calor sensível da água gelada que passa dentro dos tubos do evaporador, baixando a sua temperatura de $12,5^\circ\text{C}$ para 7°C (em média). A Solução concentrada de LiBr é aspergida no lado casco do absorvedor. Por diferença de pressão e pela afinidade química, a solução concentrada de LiBr absorve o vapor d'água (refrigerante, H_2O), atingindo o seu limite de absorção. O resfriamento provocado pela passagem da água de torre condensa a solução que se acumula no fundo do trocador. A solução fraca ou diluída de LiBr acumulada é bombeada para o Gerador. O Gerador aquece a solução diluída, através de uma fonte de calor externa (Gás Natural, Óleo diesel, água quente, vapor superaquecido ou gases quentes), promovendo a separação entre a H_2O e o LiBr através da evaporação do refrigerante (H_2O). A solução concentrada de LiBr retorna para o absorvedor, reiniciando o ciclo de absorção. E o refrigerante (H_2O) vaporizado flui para o condensador onde é condensado, retornando ao estado líquido através da retirada de calor latente pelo resfriamento provocado pela circulação da água de torre. O refrigerante (H_2O) em estado líquido é aspergido novamente sobre os tubos do evaporador reiniciando o ciclo básico de refrigeração de um chiller por absorção.”

Os chillers de absorção necessitam de uma pequena fração de energia elétrica (aproximadamente $0,03 \text{ kWe} / \text{TRh}$) para acionamento dos componentes eletrônicos de sua interface, bombas de vácuo, válvulas de balanceamento eletrônicas, válvulas de zona ou válvulas solenoide.

As etapas podem ser compreendidas também em observação aos diagramas apresentados pela Figura 2.20 – etapas processo de absorção

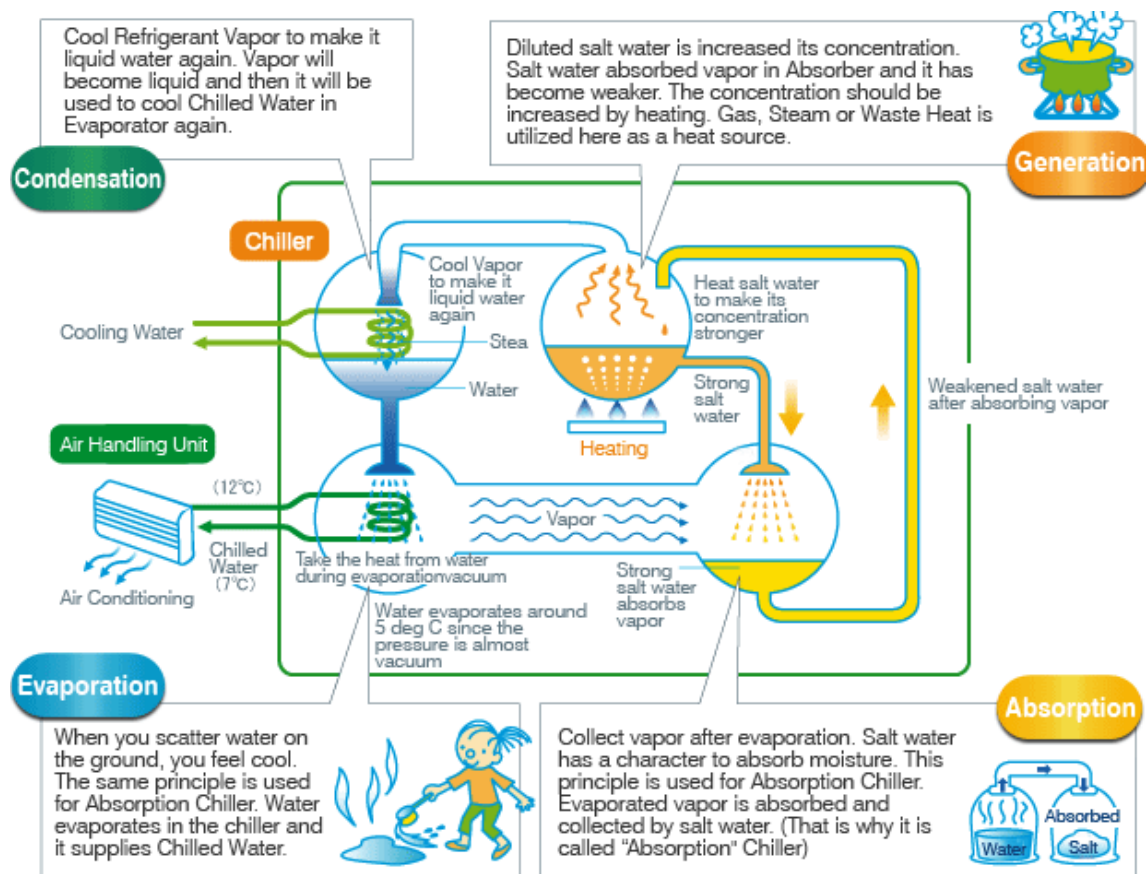


Figura 2.20 - Etapas processo chiller absorção

Fonte: (Kawasaki Thermal Engineering, 2014) – O que é um chiller de absorção

A tabela 2.2 representa os principais fabricantes da solução no território nacional:

Tabela 2.2 - Principais fabricantes presentes no Brasil

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

Fabricante	País de origem
Carrier	EUA
Ls cable	Coréia
Thermax	Índia
York	EUA
Broad	China
Kawasaki	Japão
Robur	Itália

2.4.5. Outras tecnologias

Para o segmento, destacam-se outras possibilidades e arranjos dos sistemas como combinações de ciclos, aplicações de microturbinas e outros meios de geração destacados abaixo:

- **Ciclo combinado**

O ciclo combinado é o conjunto de dois ou mais ciclos, com objetivo de incrementar o rendimento global do sistema. Similar ao processo de cogeração, aproveita-se o rejeito térmico da geração de energia elétrica em uma outra máquina térmica. A combinação frequentemente utilizada é a junção entre o ciclo Brayton e o ciclo Rankine, onde os gases de exaustão da turbina a gás, são encaminhados à caldeira a vapor, alavancando o rendimento elétrico acima dos 60%, incremento considerável se comparado aos 35% usual. É geralmente aplicada quando há a necessidade da maximização da produção de energia elétrica em relação ao calor de processo, na maioria dos casos, a energia disponibilizada pelo combustível é utilizada em ciclos consecutivos.

A figura 2.21 demonstra o fluxograma e componentes básicos de uma geração de ciclo combinado.

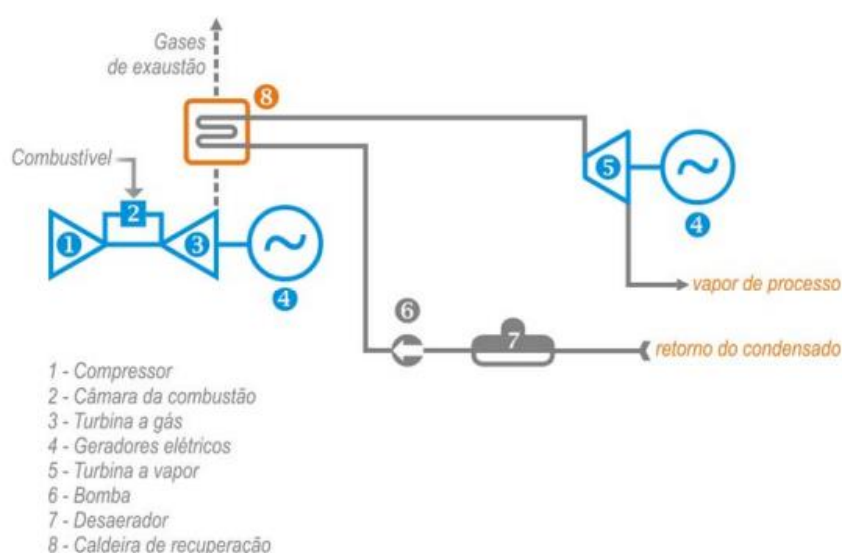


Figura 2.21 - Fluxograma Ciclo Combinado

Fonte: (Nogueira, 2004)

- **Microturbinas**

A microturbina a gás tem como principal característica o conjunto consolidado em um único eixo de um compressor radial simples. Aplicadas fundamentalmente para geração de energia elétrica podendo ser associada a outros equipamentos para aproveitamento do rejeito térmico em um sistema denominado CHP (*Combined Heat and Power*). De acordo com a (EPA, s.d.) - *United States Environmental Protection Agency* (Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos), define-se CHP por:

“É uma tecnologia de eficiência energética que gera eletricidade e captura o calor que de outra forma seria desperdiçado para fornecer energia térmica útil - como vapor ou água quente - que pode ser usada para aquecimento ambiente, resfriamento, água quente doméstica e processos industriais”.

Ainda citando o artigo da EPA, quase dois terços da energia usada pela geração de eletricidade convencional são desperdiçados na forma de calor liberado para a atmosfera. Energia adicional é desperdiçada durante a distribuição de eletricidade aos usuários finais. Ao capturar e usar o calor que de outra forma seria desperdiçado e ao evitar perdas na distribuição, o CHP pode atingir eficiências de mais de 80 por cento, em comparação com 50 por cento para tecnologias típicas. Caracterizadas também pelos baixos níveis de emissões de poluentes, com a possibilidade de utilização dos gases de exaustão sem sistema de filtragem ou tratamento padrão. Geralmente operadas por combustíveis gasosos ou combustíveis líquidos leves. Diagrama simplificado pode ser observado pela Figura 2.22.

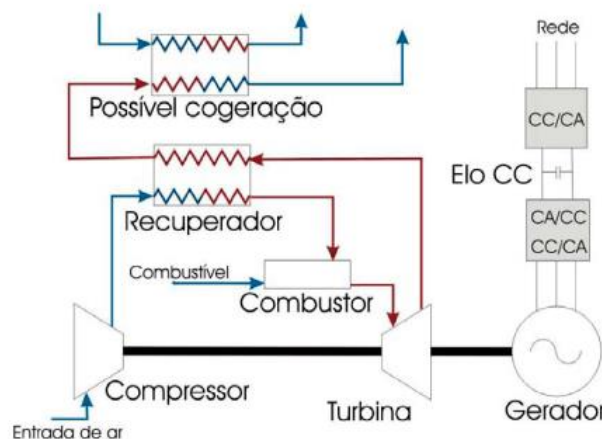


Figura 2.22 – Diagrama microturbina

Fonte: (Ernesto & Filho, 2004)

- **Células a combustível**

Define-se célula combustível um dispositivo eletroquímico que realiza conversão de energia de um combustível a eletricidade sem meios de combustão ou trabalho. A figura 2.23 demonstra os componentes principais de uma célula. De acordo com (Alves, 2012) – As suas principais características são:

“Célula de combustível é uma célula eletroquímica capaz de gerar energia elétrica através de reações de oxirredução. Seu funcionamento baseia-se no mesmo princípio das pilhas e baterias, entretanto, na célula combustível, o fornecimento e consumo dos agentes redutores e oxidantes é contínuo, garantindo seu funcionamento por muito mais tempo, uma vez que não haverá esgotamento de seus reagentes e sua operação ininterrupta”.

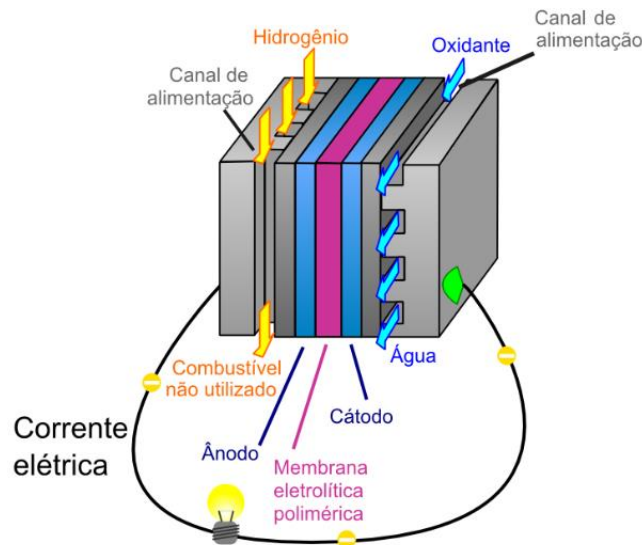


Figura 2.23 - Célula de combustível

Fonte: (Alves, 2012)

A eficiência elétrica na maioria das células a combustível encontra-se entre 37 e 45%, a eficiência total com cogeração na ordem de 85-90. Quanto a cogeração ainda é restrita a sistemas demonstrativos. (Alves, 2012)

2.4.6. Resumo das principais tecnologias

Tendo como base a investigação das principais tecnologias envolvidas em um processo de cogeração, pode-se definir pontos chave através da tabela 2.2.3 abaixo:

Tabela 2.3 - Resumo das principais tecnologias disponíveis

Fonte: (ANDREOS, R, 2013) – Tecnologias disponíveis adaptada

Sistema	Vantagens	Desvantagens	Pot. Máx Geração Energia Elétrica
Motor combustão interna (MCI)	Partida rápida	custo de manutenção	Ciclo Otto (8 MW)
	custo de aquisição	Processos limitados a temperaturas menores	
	Utiliza Gás como combustível em baixa pressão	Ciclo Diesel com taxa de emissão relativamente alta	
	Eficiência superior as tecnologias similares	necessário controle de arrefecimento	Ciclo Diesel (80 MW)
		ruído elevado	
Turbina a Vapor	Eficiência	partida lenta	50 a 250 MW
	Diversos tipos de combustíveis	alto custo de aquisição	
	flexibilidade para altas demandas de calor	Start Up e operação com mão de obra especializada	
	Vida útil e confiabilidade		
Turbina a Gás	Vida útil e confiabilidade	requer disponibilidade gás a alta pressão	500 a 2500 MW
	Baixa emissão de poluentes	carga parcial gera baixa eficiência	
	energia térmica disponível	Rendimento variável em função das condições ambientais	
	Não necessita de sistemas de arrefecimento		
	Microturbinas	Baixo desgaste	
relação peso / tamanho		baixo rendimento mecânico	
Não necessita de sistemas de arrefecimento		limitada a sistemas de cogeração de baixas temperaturas	
Baixa emissão de poluentes			
Células a combustível	Baixa emissão de poluentes	alto custo de aquisição	5kW a 2 MW
	alta eficiência em toda faixa de trabalho	durabilidade - condições atuais	
	flexibilidade para altas demandas de	baixa relação de potência	

2.4.7. Configurações padrões de cogeração

As configurações elementares para o estudo em questão são apresentadas abaixo:

- Energia elétrica e água quente;
- Energia elétrica e água gelada
- Energia elétrica, água gelada e água quente

2.4.8. Trigeração

Pode-se explorar o conceito de trigeração (energia elétrica, água gelada e água quente), a partir da análise da Figura 2.24, o uso de Motores de Combustão Interna (MCI), Ciclo Topping no qual o rejeito de calor é recuperado para produção de água quente e água gelada respectivamente.

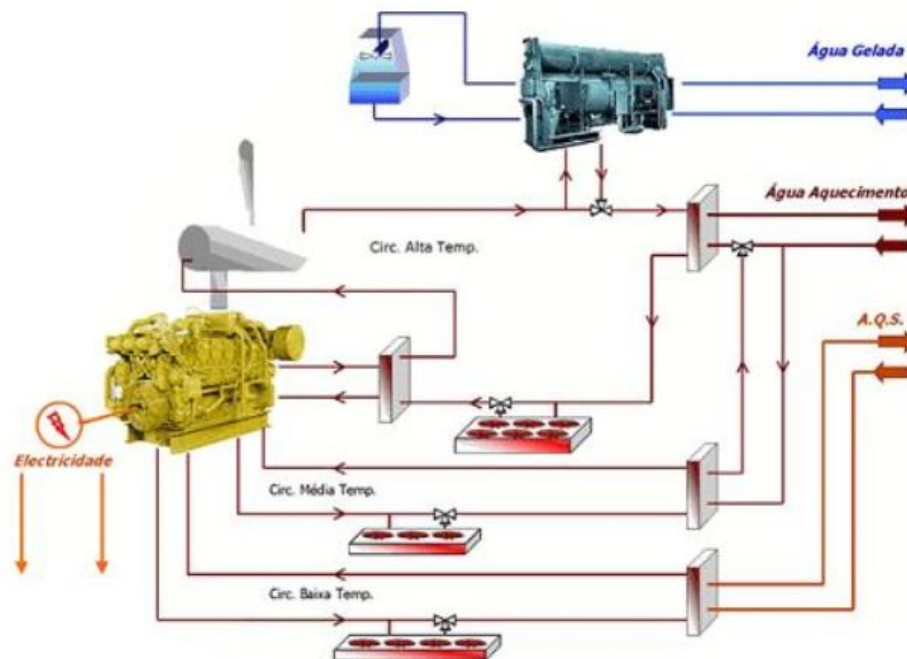


Figura 2.24 - Exemplo de processo de trigeração

Fonte: (Sá, 2011)

2.4.9. Vantagens e benefícios da trigeração

A trigeração já provou ser uma solução apropriada para uma vasta gama de tipos de edifícios, nomeadamente: hotéis, hospitais, escolas, aeroportos, e grandes centros comerciais. De acordo com (Sá, 2011) sua aplicação apresenta as principais vantagens abaixo:

- “A. Economias de energia primária: Cerca 25% comparativamente à produção convencional de energia elétrica.
- b. Redução de emissões poluentes: Com a utilização de gás natural em vez de combustíveis derivados do petróleo ou carvão, as emissões de CO₂ e partículas são praticamente nulas.
- c. Benefícios econômicos: Os custos energéticos das instalações de trigeração são menores do que os das instalações convencionais. Pode dizer-se que a redução de preços é da ordem dos 20-30%.
- d. Aumento da fiabilidade do aprovisionamento energético: Pequenas centrais de cogeração e trigeração de energia elétrica, calor e frias ligadas à rede elétrica, garantem uma operação ininterrupta da instalação, no caso de falha do funcionamento da central ou do abastecimento da rede. Ao nível nacional favorecem a produção descentralizada, reduzindo a necessidade de grandes centrais termoelétricas. Contribuindo também para o aumento do emprego a nível local. ”

2.5. Legislação brasileira cogeração

Em análise ao atual cenário brasileiro, há uma série de leis e procedimentos que regem os processos de certificação de cogeração qualificada em uma planta, breve destaque a algumas a seguir:

Marco regulatório do setor a (Lei nº. 9.074, 1995), de 7 de julho regulamentada pelo Decreto nº.2.003, de 10 de setembro de 1996, quando foram definidas as figuras do Autoprodutor e dos Produtores Independente de Energia (PIE) e a garantia do acesso ao sistema de transmissão e distribuição 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. ”

O (Decreto nº 2.003, 1996), regulamenta e define a produção independente e a autoprodução de energia elétrica com fontes alternativas e renováveis. Complementa a Lei Nº 9.074 ampliando os acessos de produtores de energia industriais e comerciais.

A (Lei nº 9.478, 1997), dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

O Decreto (nº 5.163 , 2004), regulamentação da comercialização de energia elétrica, outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica. Definição da geração distribuída como plantas com capacidade instalada inferior a 30 MW.

Em função das atuais leis a ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, define os mecanismos regulatórios visando proporcionar maior participação das fontes alternativas na matriz energética brasileira, sendo relatadas abaixo.

A (Resolução Normativa nº 77, 2004) ANEEL, Definição dos procedimentos de redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição em empreendimentos hidroelétricos e energia solar , biomassa, eólica ou cogeração com potências injetadas nos sistemas de transmissão e distribuição menor ou igual a 30 MW.

A (Resolução Normativa nº 167, 2005) ANEEL, esclarecimento e definições dos processos de contratação de energia de geração distribuída.

A (Resolução Normativa nº 235, 2006) ANEEL, estabelece os requisitos de qualificação das centrais termelétricas de cogeração de energia. Substitui a resolução Nº 021 de 20 de janeiro de 2000.

(Resolução Normativa ANEEL nº 247, 2006), estabelece condições de comercialização de energia elétrica em empreendimentos de geração que utilizem fontes incentivadas com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Previsão de redução de 50% nas tarifas de uso dos

sistemas de transmissão e distribuição para as gerações incentivadas, no caso da cogeração a gás natural, objeto de estudo, a capacidade é limitada a 1 MW.

(Resolução Normativa ANEEL nº 390, 2009) Requisitos para outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia. Esta normativa estabelece a obrigatoriedade de registro para centrais com capacidade de geração de até 5 MW e de autorização para centrais com capacidade superior a 5 MW.

(Resolução Normativa ANEEL nº 482, 2012), delimita as condições gerais para o acesso de microgeração (75 Kw) / minigeração (5 MW). Considerada preponderante para o avanço na cadeia de regulamentação no Brasil voltada a cogeração. Definição para previsão do sistema de medição bidirecional, sistema de compensação de energia na exportação à rede, sem que haja possibilidade de ser comercializada, mas creditada no volume consumido.

2.6. Cogeração Qualificada

Conforme definido pela resolução normativa (Reesolução Normativa nº 235, 2006) da ANEEL, as centrais de cogeração devem atender a requisitos mínimos e qualitativos para serem enquadradas na modalidade de cogeração qualificada, sendo necessário atender aos seguintes pontos:

1- Estar regularizada na ANEEL conforme explícito na resolução nº 112 de 18 de maio de 1999, substituída pela resolução normativa nº 390 de 15 de dezembro de 2009.

2. Atender os requisitos mínimos energéticos, mediante o atendimento das inequações abaixo:

$$a) \frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad (2.4)$$

$$b) \frac{Et}{Ef} \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\% \quad (2.5)$$

Sendo:

Ef – Energia da fonte: energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo em kWh/h.

Ee – Energia da utilidade eletromecânica: energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, em kWh/h, subtrai-se a energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Et – Energia da utilidade calor: energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

Fc % - Fator de cogeração

X – Fator de ponderação: parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora.

Tabela 2.4 - Fatores cogeração

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

Fonte e potência elétrica instalada	X	Fc
Derivados do petroleo		
até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2	50
Outros combustíveis		
até 5 MW	2,5	32
Acima de 5 MW até 20 MW	1,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado		
até 5 MW	2,6	25
Acima de 5 MW até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

2.7. Aquecimento Solar – História

De acordo com (Portal Energia Solar, 2015) a história do aquecimento solar define-se brevemente abaixo:

“As primeiras experiências para entender melhor a capacidade do sol de aquecer a água foram documentadas em 1767 pelo suíço Horace de Saussure, que fez várias experiências com uma caixa revestida com isolamento térmico. Depois, o norte-americano Clarence Kemp patenteou um Aquecedor composto de tanques de cobre que ficavam dentro de uma caixa de madeira, com isolamento térmico e vidro na cobertura. Mas esse sistema perdia muito calor à noite. E foi então outro norte-americano, William Bailey, quem avançou nesse sentido, patenteando um Aquecedor Solar muito parecido com os modelos que ainda são usados nos 4 cantos do mundo. Embora o princípio de funcionamento e os equipamentos básicos do coletor de Bailey sejam parecidos com os produtos modernos, o fato é que, através dos anos, os Aquecedores Solares ficaram bem mais baratos, muito mais leves e duráveis, além de muitas vezes mais eficientes. E é por isso que o uso do Aquecedor Solar não para de crescer no Brasil e no mundo. Até mesmo países frios, como a Alemanha, têm usado cada vez mais essa tecnologia.”

Segundo relatório publicado anualmente pela IEA – Agência Internacional de Energia, são 41 países que se destacam no cenário mundial, sendo responsáveis por representar aproximadamente 57 % da população global e cerca de 90 % do mercado de aquecimento mundial.

Os indicadores de mercado são:

- a) Área Coletora instalada em metros quadrados;
- b) Área Coletora per capita dada em metros quadrados por mil habitantes;
- c) Potência instalada acumulada de coletores solares em MWh;
- d) Potência instalada acumulada de coletores solares em MWh por cem mil habitantes.

2.8. Aquecimento Solar – Tecnologia

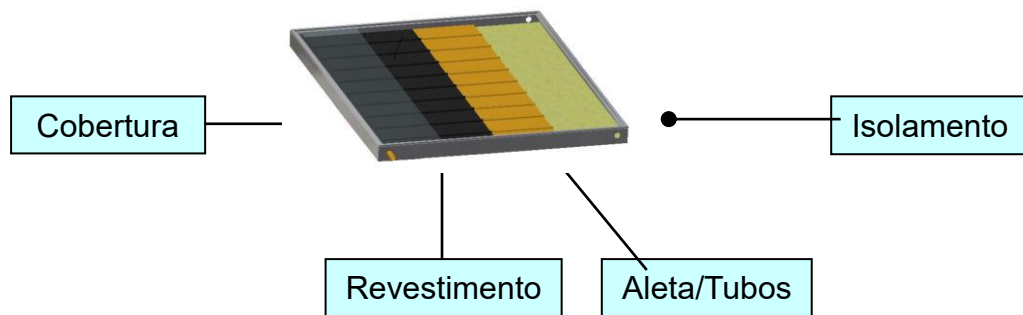


Figura 2.25 - Componentes coletor solar fechado

Fonte: O autor

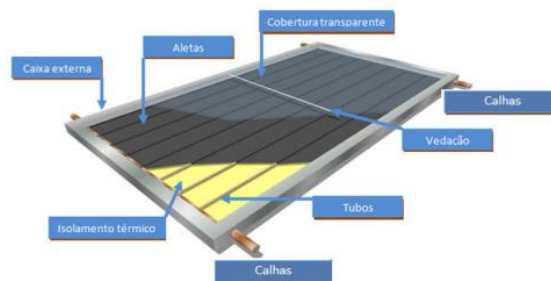


Figura 2.26 - Partes Coletor fechado

Fonte: O autor

- Armazenamento - Reservatórios Térmicos (Verticais ou Horizontais), envoltos com materiais isolantes (Isopor, Poliuretano Expandido, lã de vidro ou rocha....). Sistema responsável pela acumulação do volume de água quente. Podem ser confeccionados em metais: Aço Inox, Aço carbono revestido e etc. Ou podem ser feitos por componentes termoplásticos.
- Inox – Comercializado nas ligas 304 e 304L, Reservatório largamente produzido pela indústria de aquecimento, soldas de fácil execução e material com densidade baixa, detalhes da solda e configuração na figura 2.27:

- p.H = 7,0 a 8,5;
- Dureza (CaCO): 60 a 150 ppm;
- Teor de Cloreto menor que 120 ppm;
- Teor de Ferro menor que 3 ppm

- Teor de Alumínio menor que 0,2 ppm

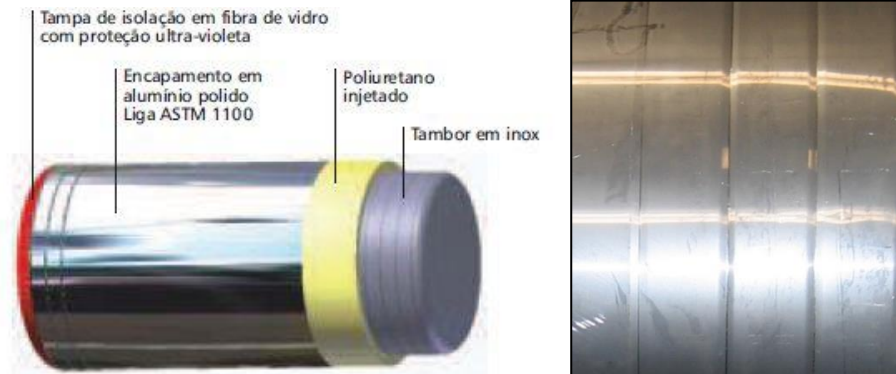


Figura 2.27 - Boiler Inox 304 A.P

Fonte: O Autor

- Cobre – Material utilizado desde a década de 50 aos anos 90. Como característica alta resistência mecânica e peso total acima dos materiais em inox (resistência adicional camada de argamassa entre o cobre e a chapa de aço carbono). Suas camadas podem ser visualizadas a partir da imagem 2.27:

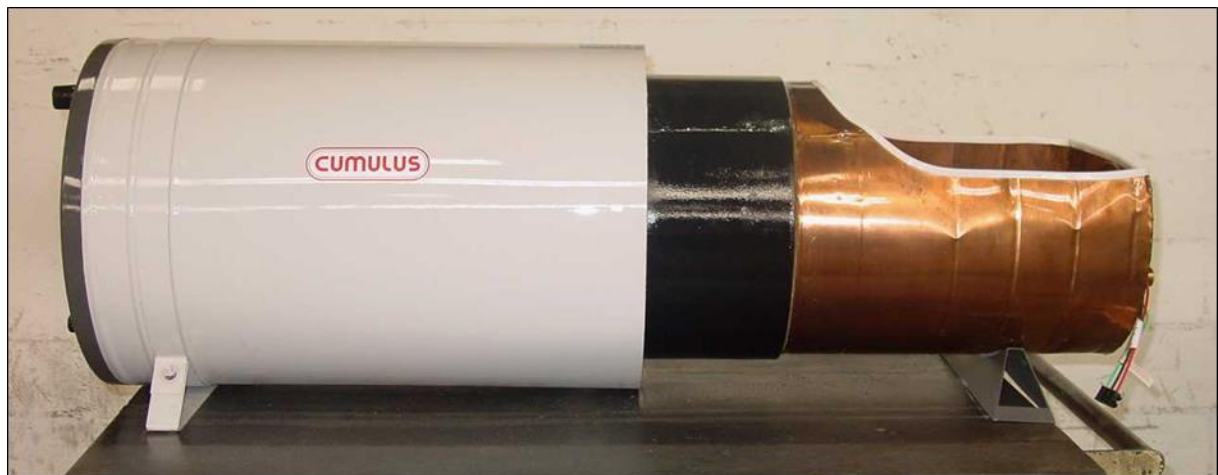


Figura 2.27 - Boiler cobre A.P

Fonte: O Autor

- Dispositivos de segurança - Abrange os periféricos voltados a segurança, como: Válvulas de segurança por pressão, válvulas de segurança por pressão e temperatura, vasos de expansão (Membrana ou diafragma), eliminadoras de ar, manômetros, termômetros, pressostatos e fluxostatos... etc.
- Circuito hidráulico primário: “Circulação Natural ou Termossifão”, são sistemas predominantes no Brasil, utilizados em empreendimentos residências de pequeno a médio porte. A circulação ocorre pela diminuição da densidade da água devido ao acréscimo de temperatura do sistema. (Dasol – ABRAVA)
- Circuito hidráulico primário: “Circulação Forçada” – são sistemas no qual a circulação do fluido é realizada através de bomba(s) circuladora(s), este sistema depende de um quadro de comando para acionamento através de diferenciais de temperatura. (Dasol – ABRAVA)

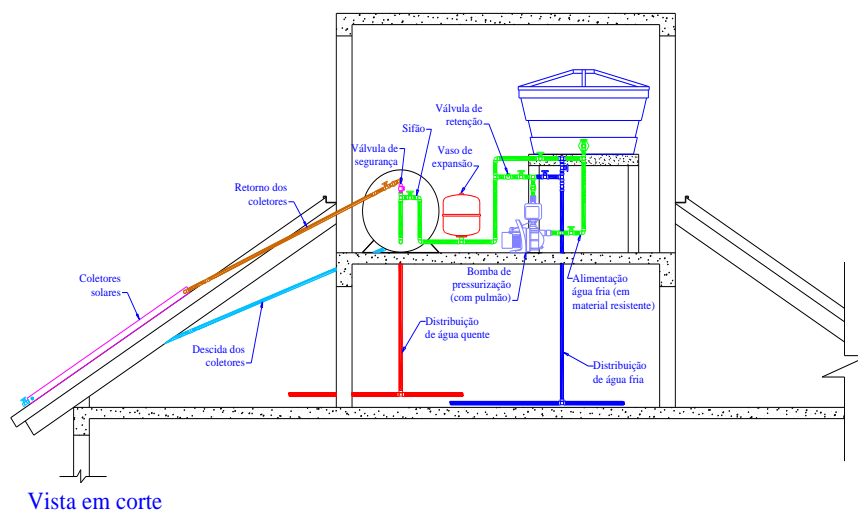


Figura 2.28 - Diagrama simplificado sistema forçado

Fonte: O autor

2.9. Aquecimento Solar – Programa de Etiquetagem Brasileiro

Iniciado na década de 90, este permite a personalização de critérios para a comparação dos diversos tipos de produtos oferecidos no mercado nacional. Os parâmetros estabelecidos para estudo dos componentes garantem a credibilidade e qualidade destes itens. Esta certificação serve de proteção tanto ao consumidor quanto ao produtor, mantendo a análise minuciosa de cada lote comercializado,

emitindo selos de garantia de qualidade ao fornecedor (PROCEL) e classificando o produto de acordo com a eficiência obtida por ensaios (Inmetro).



Figura 2.29 - Coletor Solar Fechado

Fonte: O Autor

2.10. Aquecimento Solar – Metodologia de dimensionamento

O dimensionamento da superfície coletora e o volume total de acumulação de água quente são definidos por diferentes metodologias de cálculo que incluem: radiação solar global, temperatura média, o coeficiente de ganho do coletor solar (adimensional), o F_{rUL} coeficiente de perdas do coletor solar (adimensional);, inclinação do coletor, ângulo de orientação dos coletores solares e outros (Portal Energia Solar, 2015).

A Figura 2.30 mostra essas etapas que compõem no dimensionamento simplificado da instalação solar e sua viabilidade econômica:

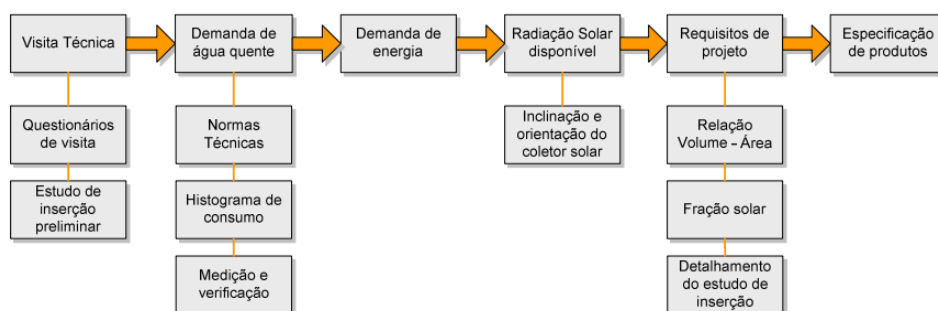


Figura 2.30 - Etapas dimensionamento

Fonte: (Portal Energia Solar, 2015)

2.10.1. Cálculo simplificado área coletores

A área total de coletores necessária para atender à demanda de energia é definida pelas condições climáticas do ponto de instalação e também pelas características operacionais do coletor selecionado

Considerando um dimensionamento rápido, o número de coletores pode ser determinado a partir dos dados da Tabela do (INMETRO, 2020) cujos critérios atuais de classificação dos coletores solares no Brasil são mostrados na Figura 2.28

Rendimento-Banho (PMEe - kWh/mês.m²)	
80,3 < PMEe	A
73,3 < PMEe < 80,3	B
66,3 < PMEe < 73,3	C
59,3 < PMEe < 66,3	D
52,3 < PMEe < 59,3	E

Figura 2.28 - Inmetro classificação

Fonte: (INMETRO, 2020) - coletor solar fechado

O valor da produção de energia mensal do coletor solar, expresso na etiqueta do INMETRO, é utilizado principalmente para critérios comparação entre produtos. Para a realização de estudos aprimorados, usualmente são utilizadas algumas das ferramentas a seguir.

2.10.2. Diretrizes normativas

A (ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2008) 15569:2008 - Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Projeto e instalação apresenta em seu escopo as diretrizes para o dimensionamento da área coletora a instalar, assim como os conceitos e definições dos componentes que dispõem os S.A.S – Sistemas de Aquecimento Solar.

As metodologias básicas de dimensionamento são baseadas nas equações a seguir:

$$V_{consumo} = \sum (Q_{pu} \times T_u \times \text{frequência de uso}) \quad (2.6)$$

Onde:

$V_{consumo}$ = é volume total de água quente consumido diariamente em m³;

Q_{pu} = é a vazão da peça de utilização em m³/s;

T_u = é o tempo médio de uso diário da peça de utilização em segundos;

Frequência de uso = é o número total de utilizações da peça.

$$V_{armaz} = \frac{V_{consumo} \times (T_{consumo} - T_{ambiente})}{(T_{armaz} - T_{ambiente})} \quad (2.7)$$

$V_{consumo}$ = é volume de consumo diário em m³;

V_{armaz} = é o volume do sistema de armazenamento do SAS em m³ (sugere-se que $V_{armaz} > 75\% V_{consumo}$);

$T_{consumo}$ = é a temperatura de consumo de utilização em °C (sugere-se que seja adotado 40°C);

T_{armaz} = é a temperatura de armazenamento da água em °C (sugere-se que $T_{armaz} > T_{consumo}$);

$T_{ambiente}$ = é a temperatura ambiente média anual do local de instalação

$$E_{\text{útil}} = V_{armaz} \times \gamma \times Cp \times (T_{armaz} - T_{ambiente}) \quad (2.8)$$

$E_{\text{útil}}$ é a energia útil em kWh/dia;

V_{armaz} é o volume do sistema de armazenamento do SAS em m³ (sugere-se que $V_{armaz} \geq 75\% V_{consumo}$);

γ é o peso específico da água igual a 1000 kg/m³;

C_p é o calor específico da água igual a $11,63 \times 10^{-4} \text{ kWh}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$;

T_{armaz} é a temperatura de armazenamento da água em $^\circ\text{C}$ (sugere-se que $T_{\text{armaz}} \geq T_{\text{consumo}}$); T_{ambiente} é a temperatura ambiente média anual do local de instalação

$$A_{\text{coletora}} = \frac{(E_{\text{útil}} + E_{\text{perdas}}) \times FC_{\text{instal}} \times 4,901}{PMDEE \times I_G} \quad (2.9)$$

A_{coletora} é a área em m^2 ;

I_G É o valor da irradiação Global média anual para o local de instalação ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$);

$E_{\text{útil}}$ É a energia útil em kWh/dia ;

E_{perdas} É a somatória das perdas térmicas dos circuitos primário e secundário em kWd/dia , calculada através da equação:

$$E_{\text{perdas}} = 0,15 \times E_{\text{útil}}$$

$$PMDEE = 4,901 \times (Fr \tau \alpha - 0,0249 \times Fr_{UL}) \quad (2.10)$$

Onde:

$Fr \tau \alpha$ é o coeficiente de ganho do coletor solar (adimensional);

Fr_{UL} é o coeficiente de perdas do coletor solar (adimensional);

Obtida a partir das tabelas do Inmetro.

FC_{instal} é o fator de correção para inclinação e orientação do coletor solar dado pela equação:

$$\begin{aligned} \text{(para } 15^\circ < \beta < 90^\circ) \quad FC_{\text{instal}} &= \frac{1}{1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ótimo}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2]} \\ \text{(para } \beta \leq 15^\circ) \quad FC_{\text{instal}} &= \frac{1}{1 - [1,2 \times 10^{-4} \times (\beta - \beta_{\text{ótimo}})^2]} \end{aligned} \quad (2.11)$$

β é a inclinação do coletor em relação ao plano horizontal em graus;

$\beta_{\text{ótimo}}$ é a inclinação ótima do coletor para o local de instalação em graus; (sugere-se que seja adotado o valor de módulo da latitude local + 10°)

α é o ângulo de orientação dos coletores solares em relação ao norte geográfico em graus;

2.10.3. Carta F ou *F- chart*

A ferramenta de dimensionamento busca avaliar a contribuição da energia solar em relação a demanda total de energia do processo. Sendo o termo conhecido como fração solar. O método foi desenvolvido por (Duffie, Beckmann et al. Klein, 1977) com base no estudo dos resultados de simulações matemáticas e avaliações operacionais de instalações de aquecimento solar.

A fração solar F_i para um mês do ano é definida entre a razão da energia suprida pelo sistema de aquecimento solar (Q_{solar}) e a demanda de energia mensal (L_i):

- Constantes a e b da eficiência térmica do coletor solar;
- Coeficiente K;
- Volume do reservatório térmico;
- Área de coletores(m^2);

$$f_i = \frac{Q_{solar}}{L_i} \quad (2.12)$$

$$X = \frac{A_C F_R U_L (T_{REF} - T_{amb}) \Delta t_i}{L_i} \quad (2.13)$$

$$Y = \frac{A_C F_R (\tau_c \alpha_p)_{\theta} H_T N}{L_i} \quad (2.14)$$

Onde:

Tabela 2.5 - Unidades e referências “F-Chart”

Fonte: (Duffie, Beckmann et al. Klein, 1977)

Grandeza	Definição	Unidade (SI)
A_C	área total de coletores solares	m^2
F_{RUL}	produto fator de remoção e coeficiente global de perdas térmicas do coletor solar, correspondente à inclinação da curva de eficiência térmica instantânea	$W / m^2 \text{ } ^\circ C$
T_{REF}	temperatura de referência, considerada constante e igual a $100^\circ C$	$^\circ C$
T_{amb}	temperatura ambiente média para o mês em questão	$^\circ C$
Δt	duração do mês	segundos
L_i	demanda total de energia para aquecimento do volume de água (V), calculada pela equação	Joule
$F_r \tau \alpha$	produto do fator de remoção, transmissividade do vidro e absortividade da tinta dos coletores, para ângulo médio de incidência da radiação direta **	$W / m^2 \text{ } ^\circ C$
H_T	radiação solar diária em média mensal incidente no plano do coletor por unidade de área	J/m^2
N_i	número de dias do mês	

2.11. Aquecimento Solar – Potencial Solar Térmico

De 2010 a 2015, o mercado de equipamentos de aquecimento solar no país cresceu 8% - (DASOL - Energia Solar Térmica, 2020). Os números são de um levantamento realizado pela agência alemã Sol Rico, que apurou dados de 18 países. Em 2018, foram instalados sistemas com capacidade de 33,5 GWth, correspondendo a 47,9 milhões de m² de coletores de novos sistemas em todo o mundo.

De acordo com a edição (Solar Heating Worldwide, 2020) ,Energia solar pelo mundo”, o Brasil faz parte da lista dos 10 maiores mercados no ano de 2019: “Os 10 principais mercados em 2018 em termos de classificação foram China, Estados Unidos, Turquia, Alemanha, Brasil, Índia, Austrália, Austrália, Austrália e Itália. ” Com o crescimento aproximado de 6%.

Seguindo a análise da edição, há também o destaque para coletores de tubo a vácuo, que atingiram a participação de cerca de 71,3% do mercado total de longe os mais impactantes para a tecnologia mundial. Em um contexto global, essa repartição é impulsionada principalmente pela dominância do mercado chinês, onde cerca de 83% de todos os coletores recentemente instalados em 2018 eram da tecnologia mencionada. No entanto, é possível que a tecnologia tenha regredido de tubos na escala mundial diminua de cerca de 82% em 2011 para 71,3% em 2018 e, ao mesmo tempo, os coletores planos aumentaram sua participação de 14,7% para 24,2%.

Quanto ao continente europeu, o relatório aponta para uma situação é oposta à da China, com 71,9% de todos os sistemas instalados em 2018 a partir de coletores planos. No prazo médio, a parcela de coletores planos, no entanto, diminuiu de 81,5% em 2011 para 71,9% em 2018 devido ao crescimento dos mercados de tubo a vácuo na Turquia, Suíça e Alemanha.

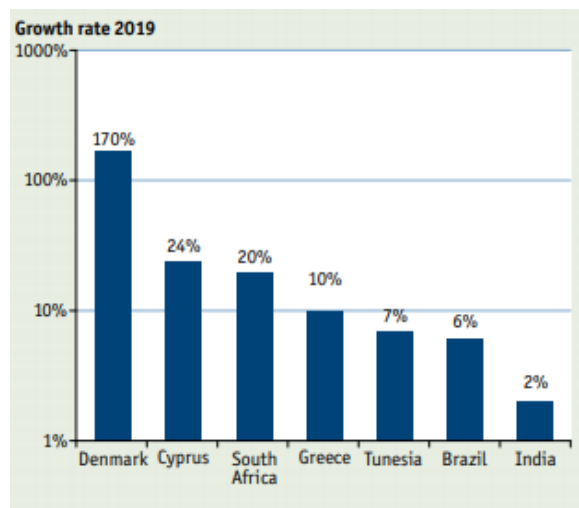


Figura 2.31 - Crescimento global em 2019

Fonte: (Solar Heating Worldwide, 2020)

Ainda de acordo com a edição (Solar Heating Worldwide, 2020), tal como nos anos anteriores, há o interesse cada vez maior em sistemas de aquecimento distrital e(ou) industrial em uma escala de mega watts (MW) e em aplicações para climatização e demais aplicações, porém ainda tem pouco representatividade e correspondem a apenas cerca de 2% do mercado global.

Quanto ao cenário Brasileiro, a participação e número da potência total instalada em 2018, conforme figura 2.32, 2.33 e 2.34 abaixo:

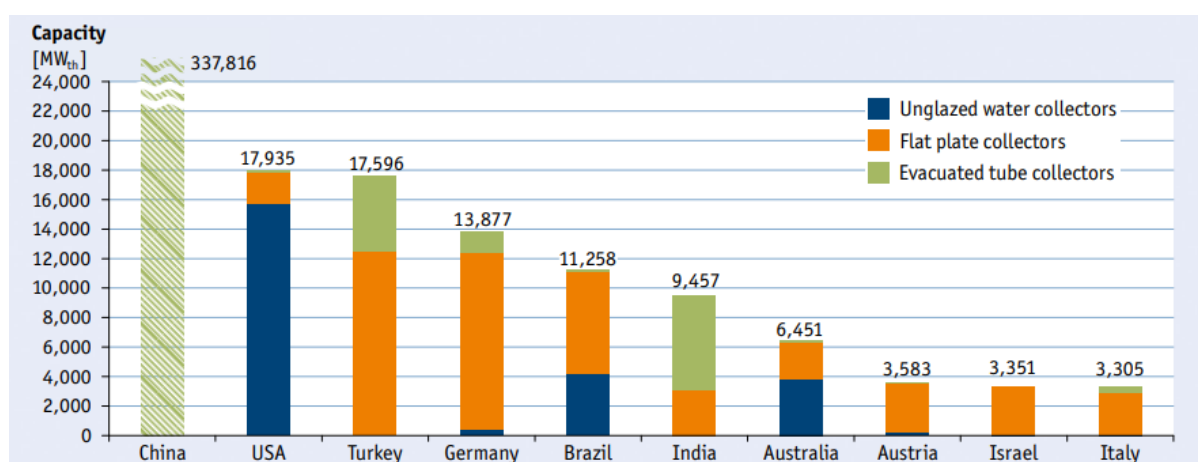


Figura 2.32 - Instalações totais em 2018

Fonte: (Solar Heating Worldwide, 2020)

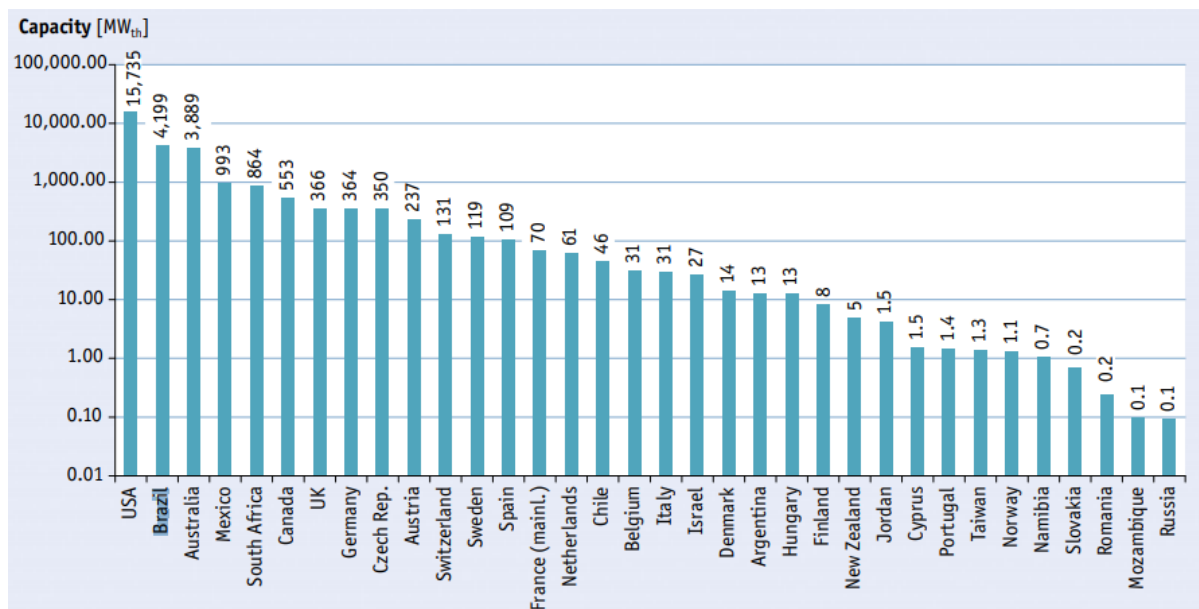


Figura 2.33 - Capacidade total coletores abertos no Mundo

Fonte: (Solar Heating Worldwide, 2020)

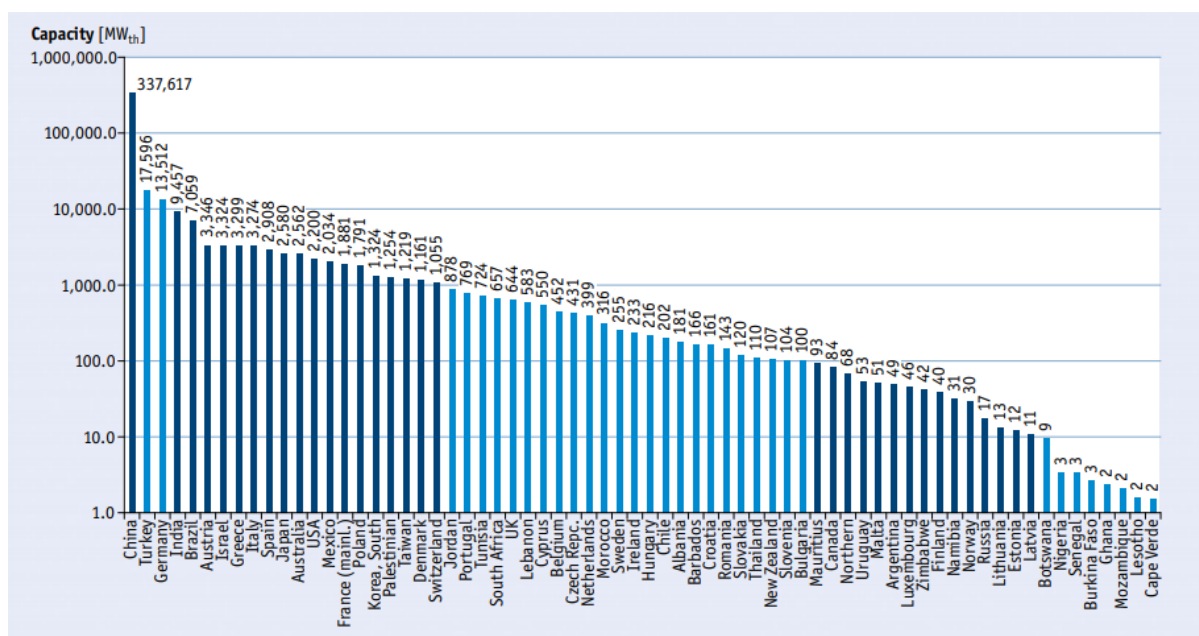


Figura 2.34 - Capacidade total coletores fechados no Mundo

Fonte: (Solar Heating Worldwide, 2020)

Pode-se também consultar o (Pereira, E.B , 2017, p. 36) Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição para definição e subsídio técnico para a irradiação solar por região, a figura 2.35 demonstra a irradiação por trecho do mapa. Os

mapas estão no sistema de coordenadas geográficas SIRGAS 2000, comumente adotado para o Brasil, e utilizam a Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) disponibilizada pelo IBGE (2014).

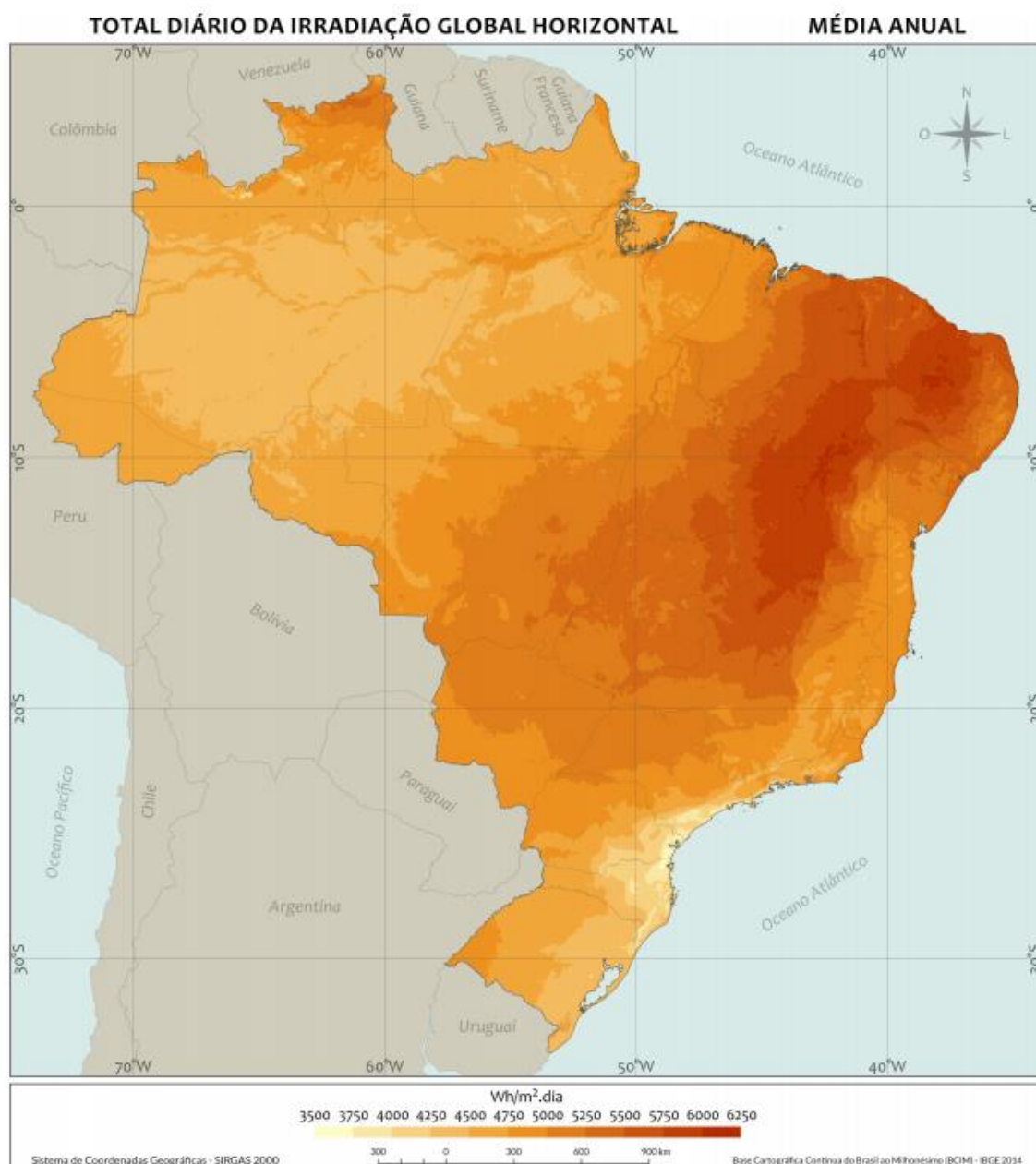


Figura 2.35 – Irradiação Global Horizontal

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª EDIÇÃO (2017)

Como proposto por Pereira et al. (2017): “À medida que temperaturas mais altas são necessárias surgem possibilidades de aplicação como processos industriais que demandam vapor, refrigeração, fornos, entre outros”.

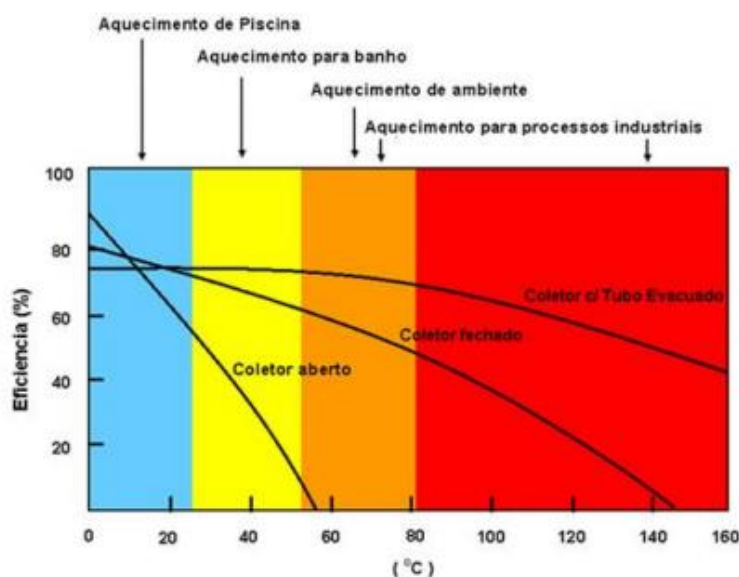


Figura 2.29 - Curva de rendimento por material
Fonte: (Equipe REDE Eletrobras Solar, 2014)

2.12. Parâmetro de carga térmica

Quanto a carga térmica, pode-se definir por carga máxima em simultaneidade a ser atendida pelo sistema de ar condicionado, o Fator de carga na ponta representa o valor médio de carga de operação do sistema durante o período de ponta, já o fator de carga fora da ponta representa o valor médio de carga de operação do sistema durante o período fora de ponta e finalmente, o fator de carga global que estatisticamente define uma carga média durante todos os horários de funcionamento do sistema, obviamente, os valores representados são estimativos e serão utilizados como referência para efeito de cálculo. Para a análise a caráter de projeto, outras informações são essenciais como: Ocupação de pessoas e máquinas, tipologia da construção, materiais aplicados, cargas internas e externas e etc (ANDREOS, R, 2013).

A tabela 2.6 – Parâmetro de carga térmica demonstra o fator de carga térmica global da aplicação a ser analisada:

Tabela 2.6 - Parâmetro de carga térmica por tipologia de instalação

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

Tipo de Empreendimento	Carga Térmica (m ² /TR)	Fator de carga na ponta	Fator de carga fora da ponta	Fator de Carga Global
Academia	20	0,7	0,5	
Banco	22	0,5	0,6	
Call Center	20	0,7	0,7	
Ensino	22	0,7	0,6	
Escritório Comercial	24	0,4	0,5	
Hotel e Flat	25	0,5	0,6	
Hospital	25	0,7	0,7	0,7
Igreja	22	0,7	0,6	
Museu	25	0,5	0,5	
Residência	25	0,6	0,5	
Shopping Center	25	0,6	0,6	
Supermercado e Varejistas	25	0,7	6	

De acordo com o tipo de sistema, os equipamentos assim como seu respectivo estado de conservação são apresentados de acordo com os parâmetros da tabela abaixo 2.7, sendo:

- COP (Coeficiente de operação); relação entre energia térmica produzida e elétrica consumida;
- Consumo de energia elétrica (kW/TR);
- Consumo de gás natural (GN / M3) – para equipamentos alimentados a gás; Tipo de condensação: Ar / água

Tabela 2.7 - Perspectiva de consumo energético

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

Consumo Energético								
Sistema	Tipo	Equipamento	Condensação	Estado	COP kW/ikW	Consumo Energia Elétrica (kW/TR)		Consumo Gas Natural (m³/TR) PCI = 8560 kcal/m³
						Equipamento	Sistema	
Gás Natural	D X S	GHP	Ar	Novo	1,41	0,10	0,10	0,24 (0,21 a 0,27)
	C W S	GHP Chiller	Ar	Novo	1,41	0,10	0,15	0,24 (0,21 a 0,27)
		Chiller Absorção Amônia	Ar	Novo	0,69	0,10	0,30	0,5
		Chiller Absorção < 300TR	Água	Novo	1,36	0,03	0,18	0,22 (0,22 a 0,26)
		Chiller Absorção > 300TR	Água	Novo	1,36	0,03	0,18	0,22 (0,22 a 0,26)
Elétrico	D X S	Aparelho de Janela	Ar	Novo	1,76	2,00	2,00	-
		Split	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
		Self	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
			Água	Novo	2,93	1,20	1,40	-
		Splitão	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
			Ar	Novo	4,14	0,85	0,85	-
	C W S	VRF	Água	Novo	5,23	0,67	0,75	-
			Ar	Velho	2,33	1,51	1,61	-
		Chiller Alternativo	Água	Velho	3,20	1,10	1,35	-
			Ar	Novo	3,66	0,96	1,05	-
		Chiller Scroll	Ar	Velho	2,61	1,35	1,41	-
				Novo	3,82	0,92	1,16	-
			Água	Velho	3,55	0,99	1,23	-
				Novo	3,29	1,07	1,16	-
		Chiller Parafuso	Ar	Velho	2,91	1,21	1,31	-
				Novo	4,51	0,78	1,02	-
			Água	Velho	4,00	0,88	1,12	-
				Novo	7,03	0,50	0,72	-
		Chiller Centrífugo	Água	Velho	5,50	0,64	0,87	-

2.13. Custo disponibilidade água gelada

Para os procedimentos de análise de viabilidade de custo, algumas informações são preponderantes para o desenvolvimento do estudo, dentre eles o custo médio das tecnologias envolvidas em função das informações colhidas no mercado, assim como as eventuais manutenções, tratamentos químicos, controles de automação e etc. para a tabela 2.8, apresenta-se resumidamente os principais de investimento iniciais que impactarão a análise.

Dentre esses valores, estão inclusas as tecnologias necessárias para o controle, balanceamento e segurança do sistema.

Tabela 2.8 - Premissas de custo dispositivos água gelada

Fonte: (ANDREOS, R, 2013)

Premissas de custo / atividade	Valor (R\$ / USD) / Pot.
Água e Esgoto	R\$ 20,00 / m3
Grupo motogerador a Gás:	USD 500 / kW
Instalação do Gerador (motor ou turbina):	R\$ 1.500 / kW
Chiller Absorção (queima direta):	USD 490 / TR
Chiller Absorção (água quente):	USD 420 / TR
Chiller Absorção (gases exaustos):	USD 470 / TR
Instalação Chiller	R\$ 500 / TR
Recuperador de Calor (Trocador de calor)	-
Custos com manutenção da planta:	R\$ 75 / MWh

2.14. Tarifas do gás

Como base, serão utilizadas as tarifas vigentes pela tabela 2.9 – Tarifa para cogeração e tabela 2.10 – Tarifa comercial:

Tabela 2.9 – Tabela de custo gás para cogeração (SEM ICMS)

Fonte: (Comgás, 2020) – Tarifa GN Cogeração

Classes	Volume m³/mês	Cogeração de Energia Elétrica consumo próprio	Cogeração de Energia Elétrica
1	Até 5.000,00 m³	0,6348744	0,6239289
2	5.000,01 a 50.000,00 m³	0,4976461	0,4890665
3	50.000,01 a 100.000,00 m³	0,4278068	0,4204313
4	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,3239306	0,318346
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,3350002	0,3292247
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,3028114	0,2975908
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,2644232	0,2598645
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,2260289	0,2221321
9	> 10.000.000,00 m³	0,1867431	0,1835235

Tabela 2.10 - Tabela de custo GN para setor comercial (com e sem ICMS)

Fonte: (Comgás, 2020) – Tarifa GN Comercial

Classes	Volume m³/mês	Fixo – R\$/mês	Variável – R\$/m³	Fixo – R\$/mês	Variável – R\$/m³
1	0 – 0	41,38	1,245748	48,68	1,465586
2	0,01 a 50,00 m³	41,38	5,305849	48,68	6,242175
3	50,01 a 150,00 m³	67,24	4,788639	79,11	5,633693
4	150,01 a 500,00 m³	118,94	4,445994	139,93	5,230581
5	500,01 a 2.000,00 m³	271,53	4,140758	319,45	4,871480
6	2.000,01 a 3.500,00 m³	1.251,62	3,650777	1.472,49	4,295032
7	3.500,01 a 50.000,00 m³	4.693,71	2,668071	5.522,01	3,138907
8	> 50.000,00 m³	12.451,85	2,51291	14.649,24	2,956365

3 GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

3.1. Matriz elétrica Brasileira

A matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica, conforme gráfico SIN – Matriz elétrica Brasileira (2020), os aspectos citados, alinhados a fatores econômicos fazem com que outras fontes renováveis, além da hidroelétrica, sejam menos exploradas perante ao potencial natural do país, figura 3.1.

De acordo com o SIN - Sistema Integrado Nacional, pode-se definir como Matriz elétrica o conjunto de fontes disponibilizadas e exploradas para a geração de energia elétrica. Sob a ótica estatística a capacidade elétrica instalada em julho de 2020 totalizou 164.620 MW com perspectiva de alcançar a 176.635 MW ainda no ano de 2024, figura 3.2.

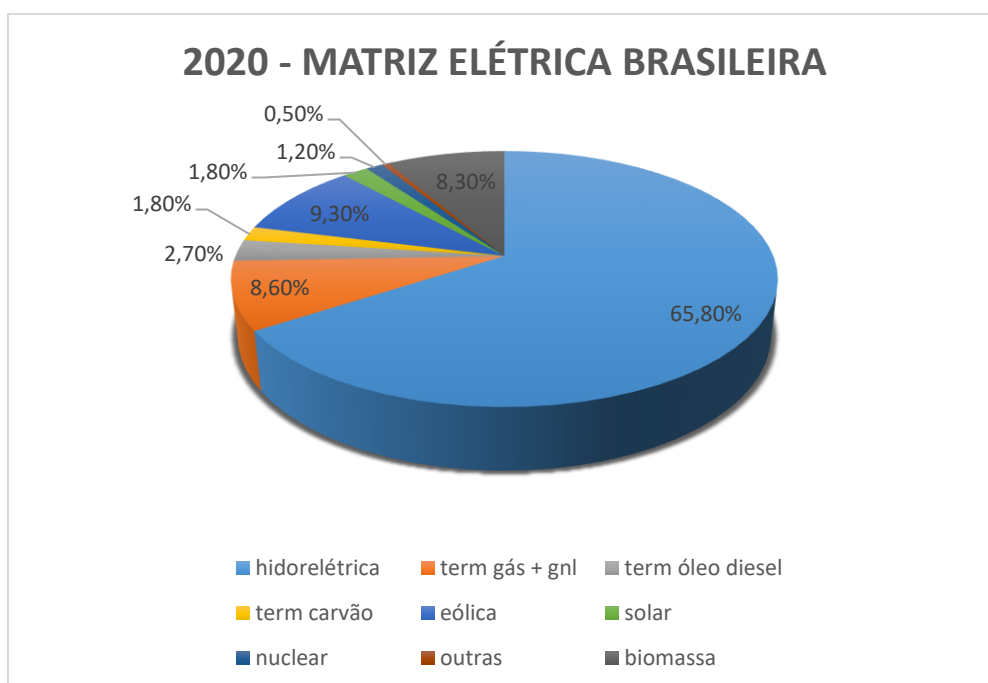


Figura 3.1 - Matriz energética Brasileira 2020

Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020)

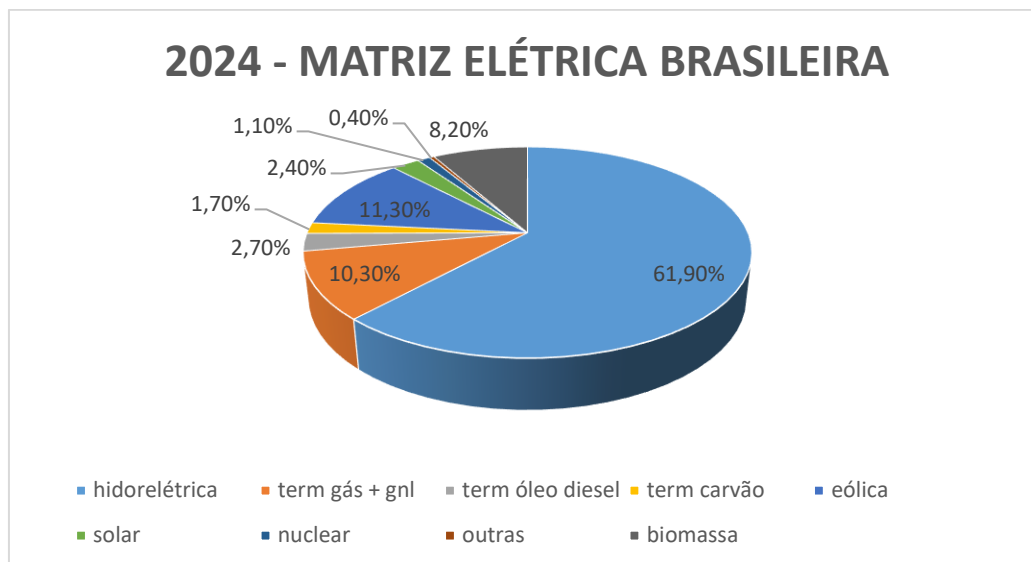


Figura 3.2 - Previsão de matriz energética Brasileira – 2024

Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020)

Quanto à possibilidade de expansão das linhas e centrais hidroelétricas há alguns fatores a destacar quanto as limitações - (Andrare, L.A, 2017)

- Gerações centralizadas ocasionando perdas ao decorrer da distribuição;
- Impacto ambiental por interferência ao ecossistema local: Fauna, flora, populações ribeirinhas e desflorestamento são aspectos contrários à sua expansão;
- Custo de manutenção e operação;
- Alteração ao fator de carga no perfil brasileiro;
- Períodos de estiagem em territórios de geração hidroelétrica;
- Alterações no microclima do entorno das barragens;
- Assoreamento do leito dos rios;
- Poluição das águas, contaminações e introdução de substâncias tóxicas nos reservatórios pela lixiviação de pesticidas, herbicidas e fungicidas;
- Diminuição do sequestro de carbono pela vegetação inundada, contribuindo para aumentar o efeito estufa.

Tais fatores tem sido objeto de estudo, o aumento gradual da demanda por energia elétrica deve ser acompanhado de um planejamento energético eficaz, com

propostas para exploração de energias renováveis e incentivos a geração distribuída. Os números nacionais comparados ao cenário internacional podem ser verificados a partir da Figura 3.3.

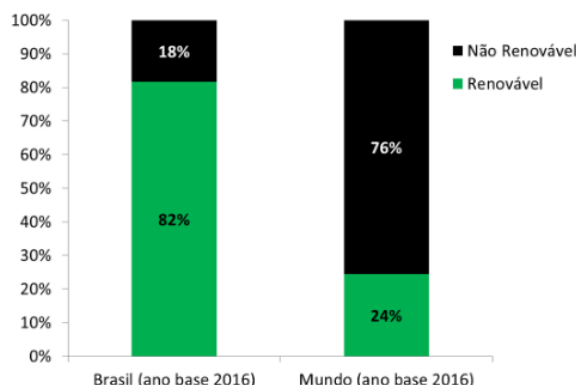


Figura 3.3 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo (2016)

Fonte: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020)

3.2. Mercado energia elétrica no Brasil

De acordo com as definições da ANEEL - As tarifas de energia elétrica ao setor terciário podem ser classificadas em dois mercados: Livre e Cativo.

Consumidores livres: podem adquirir energia elétrica comprada diretamente de produtores distintos ou independentes. Os valores são ajustados via contrato entre os compradores e vendedores. Há tributações tradicionais e os chamados TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - é o valor financeiro único determinado pela ANEEL, em R\$/MWh) e TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - estabelecida pela ANEEL pela (RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 479, 2012), na forma Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão da Rede Básica).

Consumidores cativos: energia elétrica é comprada de forma direta aos distribuidores (concessionárias de energia), além da TE (Tarifa de energia) tradicional os consumidores devem pagar pela TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), sendo que o preço é regulamentado e tabelado conforme os critérios vigentes.

De acordo com a (Resolução Normativa ANEEL nº 482, 2012) pode-se definir consumidor cativo como: “Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas”.

3.3. Tarifas de energia elétrica

A composição de custo do sistema de tarifa da concessionária (Enel - Tarifas elétricas, 2020) pode ser observada abaixo tabela 3.1 – usuário de baixa tensão e 3.2 – usuários de alta e média tensão tabela 3.3:

Tabela 3.1 - Tabela de custo de energia elétrica por perfil de usuário baixa tensão

Fonte: (Enel - Tarifas elétricas, 2020)

MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL

SUBGRUPO / CLASSE / SUBCLASSE	Tarifa do Uso do	Tarifa de Energia
	Sistema de Distribuição	TE
	(TUSD) (R\$/kWh)	(R\$/kWh)
B1 - RESIDENCIAL	0,28551	0,24868
B1 - RESIDENCIAL - BAIXA RENDA		
Consumo mensal até 30kWh	0,07379	0,08704
Consumo mensal entre 31 e 100kWh	0,1265	0,14921
Consumo mensal entre 101 e 220kWh	0,18975	0,22381
Consumo mensal superior a 220kWh	0,21083	0,24868
B2 - RURAL	0,23411	0,20392
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	0,23411	0,20392
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	0,21698	0,189
B3 - DEMAIS CLASSES	0,28551	0,24868
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA		
Iluminação Pública (B4a)	0,15703	0,13677
Iluminação Pública (B4b)	0,1713	0,14921

Tabela 3.2 - Tarifas alta e média tensão

Fonte: Enel – (Enel - Tarifas elétricas, 2020)

MODALIDADE TARIFÁRIA	SUBGRUPOS					
	A2 (88 a 138kV)			A3a (30 a 44kV)		
	Tarifa de uso do Sistema		Tarifa de Energia (TE)			Tarifa de Energia (TE)
	de Distribuição (TUSD)			Tarifa de uso do Sistema		
				de Distribuição (TUSD)		
	Demanda		Energia (R\$/kWh)	Demanda		
	(R\$/kW)	Energia		(R\$/kW)	Energia	Energia
		(R\$/kWh)			(R\$/kWh)	(R\$/kWh)
TARIFA HORÁRIA AZUL						
PONTA	12,98	0,06302	0,38217	23,13	0,07997	0,38217
FORA PONTA	9,48	0,06302	0,23655	15,48	0,07997	0,23655
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA PONTA	25,96	-	-	46,26	-	-
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA FORA PONTA	18,96	-	-	30,96	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	9,48	-	0,24868	15,48	-	0,24868
TARIFA HORÁRIA VERDE						
PONTA	-	-	-	15,48	0,64212	0,38217
FORA PONTA		-	-		0,07997	0,23655
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	-	-	-	30,96	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	-	-	-	0,24868

O Sistema de Bandeiras Tarifárias (Figura 3.4), que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade. (Enel - Tarifas elétricas, 2020).

Tabela 3.3 - Tarifas aplicadas a clientes em Alta e Média Tensão de fornecimento - Grupo A

Fonte: (Enel - Tarifas elétricas, 2020)

MODALIDADE TARIFÁRIA	SUBGRUPOS					
	A4 (2,3 a 25kV)			AS (Subterrâneo)		
	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)
	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)
TARIFA HORÁRIA AZUL						
PONTA	23,13	0,07997	0,38217	53,64	0,10913	0,38217
FORA PONTA	15,48	0,07997	0,23655	12,19	0,10913	0,23655
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA PONTA	46,26	-	-	107,28	-	-
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA FORA PONTA	30,96	-	-	24,38	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	15,48	-	0,24868	12,19	-	0,24868
TARIFA HORÁRIA VERDE						
PONTA	15,48	0,64212	0,38217	12,19	1,41315	0,38217
FORA PONTA		0,07997	0,23655		0,10913	0,23655
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	30,96	-	-	24,38	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	0,24868	-	-	0,24868

Bandeira verde: não há alteração no valor.

Bandeira amarela: a fatura terá acréscimo de R\$ 1,35 para cada 100kWh (quilowatt-hora) consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 1: terá acréscimo de R\$ 4,17 para cada 100kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,25 para cada 100kWh consumido.

Figura 3.4 - Bandeiras tarifárias

Fonte: (Enel - Tarifas elétricas, 2020)

3.4. Gás Natural no Brasil

De acordo com a (ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), a disponibilidade de gás natural e a crescente evolução da tecnologia em processos de cogeração trouxeram um grande incremento à sua cadeia. Os sistemas compactos, são disponibilizados numa faixa de potência elétrica entre 10~2000 kW, com as características de baixo custo e alta densidade elétrica.

Ainda em relação ao documento da (ANP) – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis no estudo do “aproveitamento do gás natural do Pré-sal, março de 2020”, a disponibilidade do combustível, as descobertas no Pré-sal trouxeram grandes expectativas quanto ao volume e possibilidade de sua comercialização. Os percentuais assertivos quanto às perfurações também aumentam a perspectiva de sucesso em relação ao volume previsto pelos estudos.

“Estima-se que as produções de petróleo e gás natural dos próximos anos serão fortemente influenciadas pela produção de reservatórios do Pré-Sal, principalmente da Bacia de Santos. O óleo destes reservatórios possui uma razão gás/óleo (RGO) mais elevada do que a tradicionalmente encontrada em reservatórios de petróleo de outros plays exploratórios brasileiros. Com isso, considerando uma rica reserva de gás associado, aliada à alta produtividade dos reservatórios, o gás do Pré-Sal tornou-se a principal opção, em termos de produção doméstica, para suprimento do mercado de gás nos próximos anos.”

Abaixo pontos segundo (Naturgy Energy Group, 2020) em “Razões para optar pelo gás natural”. Vantagens ambientais como fonte energética, se comparado com outros combustíveis fósseis:

- Possui menos contaminantes que outras fontes de energia, como o óleo diesel que produz emissões de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados;
- Produz uma combustão mais limpa, com menor quantidade de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada (cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que o carvão);
- Maior facilidade de transporte quando comparado com o GLP (gás liquefeito de petróleo).
- Não há necessidade de estoque, minimizando os riscos do armazenamento de combustíveis;

3.5. Geração distribuída

A definição de geração distribuída é feita pelo Artigo 14º do (Decreto nº 5.163, 2004):

“Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”

Quanto as tecnologias atualmente aplicadas, destacam-se as seguintes fontes:

- Biomassa;
- Energia Eólica;
- Solar fotovoltaica;
- Cogeração Qualificada;
- PHC – Pequenas centrais hidroelétricas;

De acordo com o relatório (Ministério de Minas e Energia, 2018) pode-se citar alguns aspectos positivos e negativos da geração distribuída:

- Redução das perdas por efeito Joule por conta das distâncias tradicionais das linhas de transmissão;
- Diminuição do carregamento da atual rede de distribuição / transmissão;
- Impactos ambientais;
- Diversificação da matriz energética;
- Devido a diminuição do carregamento a geração próximo ao ponto de carga os investimentos em infraestrutura são reduzidos, porém necessários.
- Geração de empregos no setor;
- Aumento da eficiência energética global;
- Melhor aproveitamento e integração dos diversos recursos existentes;



Figura 3.5 – Geração Distribuída nos Estados Unidos

Fonte: (Portal Solar - Geração Distribuída, s.d.)

Aspectos negativos da geração distribuída:

- Controle bidirecional
- Oscilação da tensão na rede;
- Elevado custo de implantação;
- *Payback* atrativo, porém relativamente longo;
- Adição de mecanismos de proteção na rede;

Conforme relata (Duarte, N.L, 2015, p. 8), como planejamento para desenvolvimento do segmento de geração distribuída, algumas ações podem ser adotadas como referência do mercado estrangeiro, como:

- Tarifas diferenciadas para incentivo ao desenvolvimento e melhoria do retorno de investimento;
- Compulsoriedade de compra de blocos de energia oriundos de processos de geração distribuída as concessionárias de energia;
- Financiamentos com taxa de juros atrativas a tecnologias do setor;
- Formação de profissionais do segmento

Potencial Identificado da GD

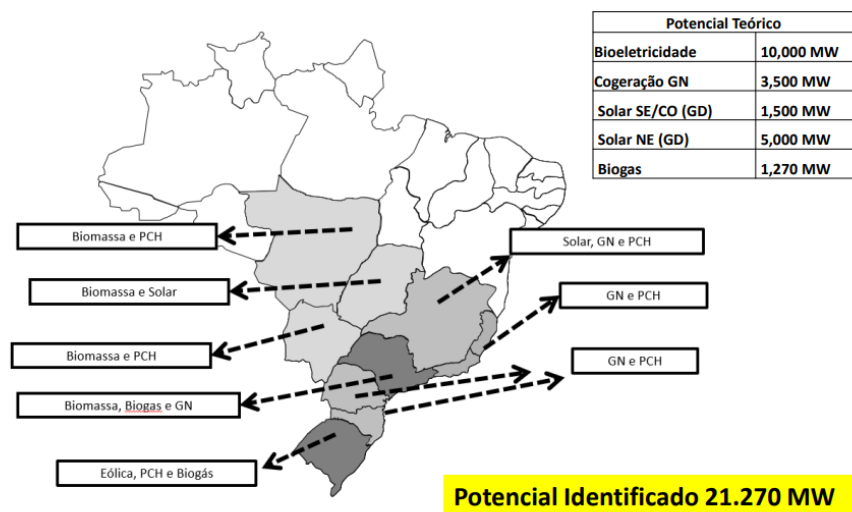


Figura 3.6 - Potencial Identificado GD no Brasil

Fonte: (Duarte, N.L., 2015, p. 8)

3.6. Cogeração no Brasil

Apesar dos esforços e investimentos para o desenvolvimento da cogeração no Brasil, o setor ainda não proporciona grandes interesses econômicos por diversos pontos, ainda se restringem a aplicações pontuais no qual podemos destacar alguns adiante:

- Complexidade da operação: Necessária tecnologia de monitoramento e controladores para automação devido à complexidade e precisão dos processos.
- Barreiras socioeconômicas – Impacto inicial elevado, necessidade de monitoramento 24 h, *Payback* atrativo.
- Barreiras culturais: Projetistas, instaladores e distribuidores da tecnologia no Brasil ainda reticentes quanto a veracidade dos dados.
- Incentivo – Financeiros (acesso à linha de créditos específicas), taxas, legislativos ... aspectos que apresentaram evolução nos últimos anos, porém ainda não atingiram os níveis se comparados a outros países com índices superiores.

- Dependência das tarifas de energia – Tarifa do gás, tarifa elétrica as chamadas *commodity's* em um empreendimento podem viabilizar ou não um processo de cogeração.

Apesar do grande potencial apresentado, os recursos naturais no Brasil, ainda abundantes, mas não como antes, influenciam no desenvolvimento da diversificação da matriz energética brasileira. Como apresentado em tópicos anteriores (Figura 3.2 - Previsão de matriz energética Brasileira EM 2014), o perfil de carga na rede nacional tende a um movimento crescente, tornando-se necessário a exploração de fontes de energia distintas.

Segundo levantamento da (Coontrol tecnologia em combustão, 2019), ligado à Cogen o Brasil chegou a 18,5 GW de capacidade instalada de cogeração em operação comercial em 2019, Figura 3.7:

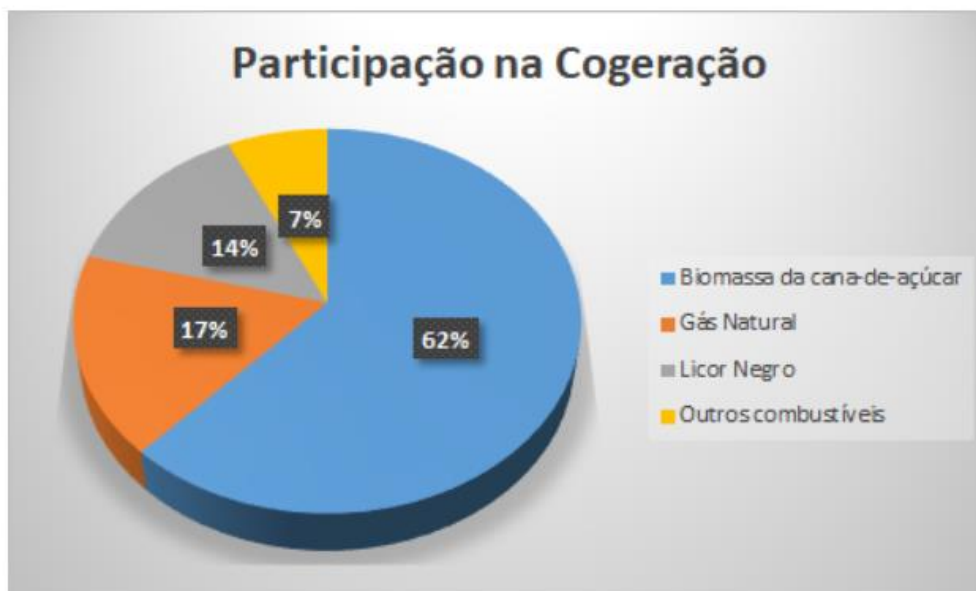


Figura 3.7 - Potencial cogeração no Brasil 2019

Fonte: (Coontrol tecnologia em combustão, 2019)

Dentro dessa capacidade instalada, a biomassa da cana-de-açúcar representa 62% do segmento, na sequência o gás natural, aparece com 17% do total o licor negro totaliza 14%. Outros quatro combustíveis completam essa capacidade de produção, como representado na figura 2.35 – potencial de cogeração no Brasil

Os mais recentes dados da (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2020), mostram que o sistema de cogeração a biomassa, é responsável por 8,2% da energia elétrica produzida no Brasil. Se comparadora a média mundial de 2,3%, torna-se claro o cenário atual brasileiro.

3.7. Potencial Cogeração do Setor terciário

Os potenciais observados junto ao segmento terciário, reforçados pela Figura 4.1 – Potencial de cogeração em MW por segmento de atividade, demonstram a amplitude possível do alcance da tecnologia de cogeração para o setor (Cogen, 2019):

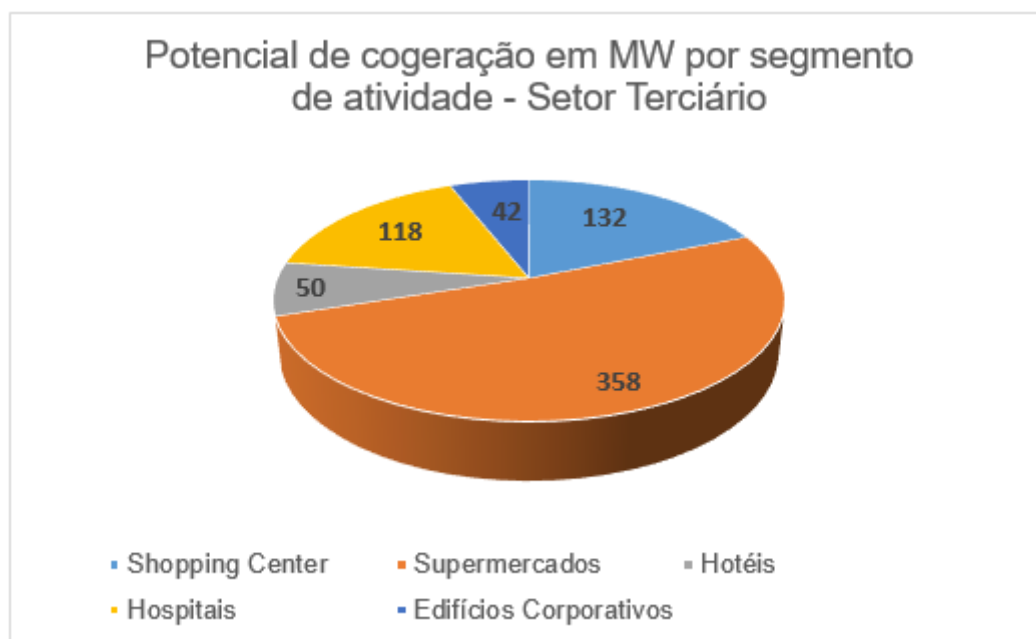


Figura 3.8 - Potencial de cogeração em MW por segmento de atividade - Setor Terciário

Fonte: (Cogen, 2019)

Sendo a cadeia de supermercados a faixa representativa do gráfico com aproximadamente 358 MW, seguida pelos *shoppings centers* (132 MW) e os hospitais (118 MW).

3.8. Análise de um processo

A seguir alguns dos parâmetros utilizados durante a fase de levantamento de dados de um processo com as respectivas condições para a análise de viabilidade financeira como base a documentação (Abrepo, 2008):

- Período de operação: um dos parâmetros de importância para viabilização dos processos de cogeração, a prevenção da cobertura aos períodos de ponta. Busca-se o equilíbrio perante o perfil de consumo da planta para buscar a maior faixa de eficiência possível.
- Economia atingida: muitos perfis terciários apresentam condições financeiras, técnicas e viáveis que justifiquem a implementação de uma planta de cogeração, porém, quando a economia objetivada não se torna atrativa ao principal beneficiário, torna-se um fator decisivo na escolha do projeto.
- Investimento: devido a necessidade de um investimento inicial relativamente alto se comparada as tecnologias convencionais, torna-se necessária a compreensão das vantagens e a disponibilidade de capital com a perspectiva a longo prazo.
- Segurança: algumas tipologias de sistemas exigem que o fornecimento de insumos seja ininterrupto, ou seja, precisam de dispositivos e sistemas de redundância para que se minimize a possibilidade de interrupção no fornecimento de energia elétrica.
- Manutenção: a mão de obra e as manutenções preventivas são de importância vital em um processo de cogeração para que a planta trabalhe de forma eficiente. Deve-se respeitar as condições preventivas e preditivas programadas pelos projetistas e/ou fabricantes envolvidos no processo. Empresas (BOT), “Built, Operate and Transfer” conhecidas pela bagagem no segmento de energia, geralmente são as responsáveis pelos processos de monitoramento e manutenção dessas plantas.

Tabela 3.4 - Perfil de carregamento

Fonte: . (ANDREOS, R, 2013) adaptado

Perfil de aplicação													
Segmento	Programação		Demanda Energética			Fatores decisórios			Operação		Cogeração aplicável		
	Ponta (h)	Operação diária (h)	Energia Elétrica	Frio	Calor	Capacidade Investimento	Economia Operacional	Segurança Operacional	Ciclo de Negócio	Qualidade Manutenção	Energia Elétrica	Água Gelada	Água Quente
Supermercado	3	15	M	M	-	M	A	B	M	B	X	X	-
Shopping Center	3	15	M	A	-	A	B	B	A	M	X	X	-
Hospital	3	24	A	A	A	A	M	A	A	M	X	X	X
Hotel	3	24	M	A	M	A	A	A	A	M	X	X	X
Ed. Comercial e Corporativo	2	12	M	A	-	A	M	M	A	M	X	X	-
Data Center	3	24	A	A	-	A	A	A	A	A	X	X	-
Call Center	3	24	M	A	-	M	M	M	M	M	X	X	-

A = alta

M = médio

B = baixo

“--” = Não aplicável

X = aplicável

4 ESTUDO DE CASO

Entendendo o potencial da cogeração ao mercado terciário, figura 4.1, fora selecionado um hospital situado na região metropolitana de São Paulo.

Serão utilizadas premissas de cálculos do empreendimento fornecidas pelo departamento técnico da rede durante estudo de viabilidade técnico-financeira do sistema ao hospital.

Os valores e tabelas aplicadas foram apresentados ao decorrer das seções 2.13, 2.14 e 2.15 dessa dissertação.

Ao decorrer da análise, serão realizados os estudos de viabilidade utilizando ferramentas financeiras como: VPL, Payback Simples e Payback descontado, conforme destacado nas equações abaixo (Ribeiro. W, 2017):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FLC_t}{(1+r)^t} - Ilo$$

$$Payback\ simples = \frac{Ilo}{FLC}$$

$$Payback\ descontado = n_{(último\ FLCA\ neg.)} - \left(\frac{FLCA_{(último\ negativo)}}{FLCD_{(do\ "n"\ seguinte)}} \right) \quad (3.1)$$

Onde:

Ilo - Investimento inicial (adicional)

FLC - Fluxo de caixa (economia operacional anual)

FLCA - Fluxo de caixa acumulado (economia operacional anual descontada e acumulada)

FLCD - Fluxo de caixa descontado (economia operacional anual descontada)

r - Taxa de desconto (juros anual), adotado 12%

n - Período (anos), adotado 10 anos

VPL - Valor presente líquido

TIR - Taxa interna de retorno (é a taxa de desconto “r” que produz o VPL = 0)

Payback simples (retorno de investimento sem juros)

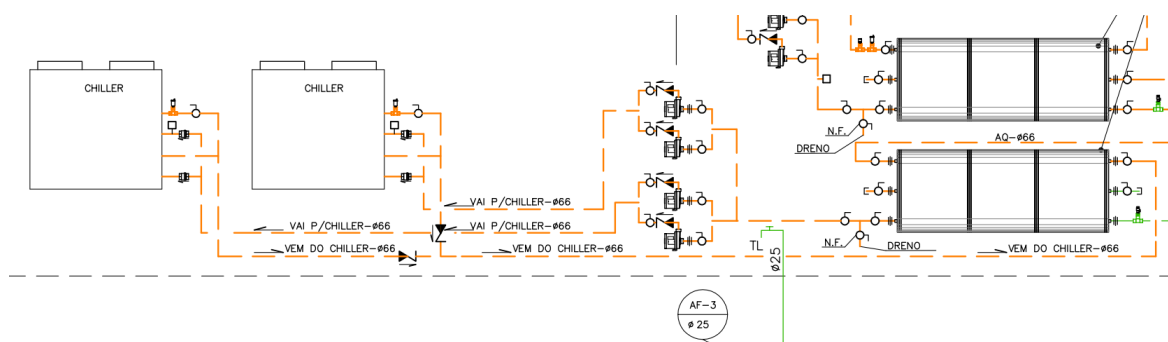
Payback descontado (retorno de investimento com juros)

- **Dados:** Nova planta localizada na região metropolitana de São Paulo, aproximadamente 24.000 m², 8 pavimentos, cerca de 80 consultórios, 14 salas de cirurgias, 200 leitos e instalações como auditório, salas de exames, cozinhas e cantinas. O projeto básico tem como previsão o fornecimento elétrico convencional (Enel) e a climatização através de Chillers elétricos Parafuso condensação a água. Os dados de consumo energético podem ser vistos na tabela 2.7 na seção 2.12 (Parâmetro carga térmica).

A Figura 4.2 detalha a interligação simplificada entre o Chiller e os boilers de água quente. Como alternativa propõe-se utilizar o sistema chamado trigerção, utilizando geradores (MCI) para a produção de energia elétrica e seus rejeitos térmicos, atendendo tanto as demandas para a água quente sanitária (AQS) quanto as demandas térmicas para a geração de água gelada (ar condicionado).

Figura 4.1 - Esquema Vertical Hospital

Fonte: O autor



A opção por trigerção vai ao encontro do aumento do FUE, Suprindo as demandas de água quente sanitária prioritariamente quando o S.A.S (Sistema de Aquecimento Solar) não atingir produção energética diária necessária, geralmente durante os dias chuvosos ou com baixo índice de irradiação solar. O fluxo de água quente oriunda dos rejeitos térmicos poderá ser comutado ao sistema de geração de água gelada durante a maior demanda dos chillers, propositalmente esse período de

comutação acontecerá nos meses de inverno e/ou verão, onde a produção energética dos coletores é maior durante os períodos de médias de temperaturas elevadas e menor durante os períodos de baixa temperatura ambiente e menor índice de irradiação solar.

4.1. Carga Térmica Anual (TRh/ano):

Por conta dos perfis de ocupação e as alterações dos perfis de demanda de climatização ao decorrer do dia, há impacto direto aos fatores de utilização considerados, as alterações quanto as cargas térmicas médias podem ser observadas na Figura 4.3 abaixo, já a referência de carga térmica considerada pode ser vista na Tabela 2.6 da seção 2.12 deste documento:

Período de funcionamento = 24 horas por dia, 7 dias por semana e 12 meses por ano.

Capacidade Térmica: 1100,5 TR

Carga Térmica na Ponta = 1100 TR x 03 horas x 21 dias (mês) x 12 mês (ano) x 0,7 Fator de carga

CT na Ponta = 1.100 TR x (3h) x 22 x 12 x 0,7 FC = 609.840 TRh/ano

CT Total = 1.100 TR x 24h x 365 dias/ano x 0,7 FC = 6.745.200 TRh/ano

CT Fora de Ponta = CT Total – CT na Ponta = 6.745.200 – 609.840 = 6.135.160 TRh/ano

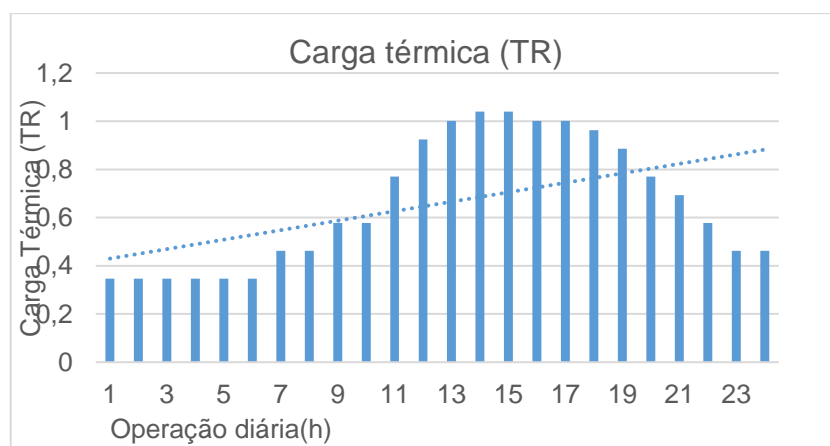


Figura 4.2 - Perfil de Carga Térmica médio mês de agosto

Fonte: O Autor

4.2. Perfil energia elétrica (kWh):

Enel A4Azul, bandeira vermelha patamar 2

Demanda elétrica contratada = 3,5 MW

Consumo anual ponta = $3500 \text{ kW} \times (3\text{h}) \times 22 \times 12 \times 0,7 \text{ FC} = 1.940.400 \text{ kWh}$

Consumo Anual Fora Ponta = 12.418.560 kWh

Consumo Anual Total = 14.270.760 kWh

O perfil de demanda elétrica média anual pode ser acompanhado pelo gráfico da Figura 4.4, as demandas superiores ao período das 17h às 22h possuem vínculo direto com os perfis de carga térmica e a demanda elétrica do sistema de iluminação do empreendimento.

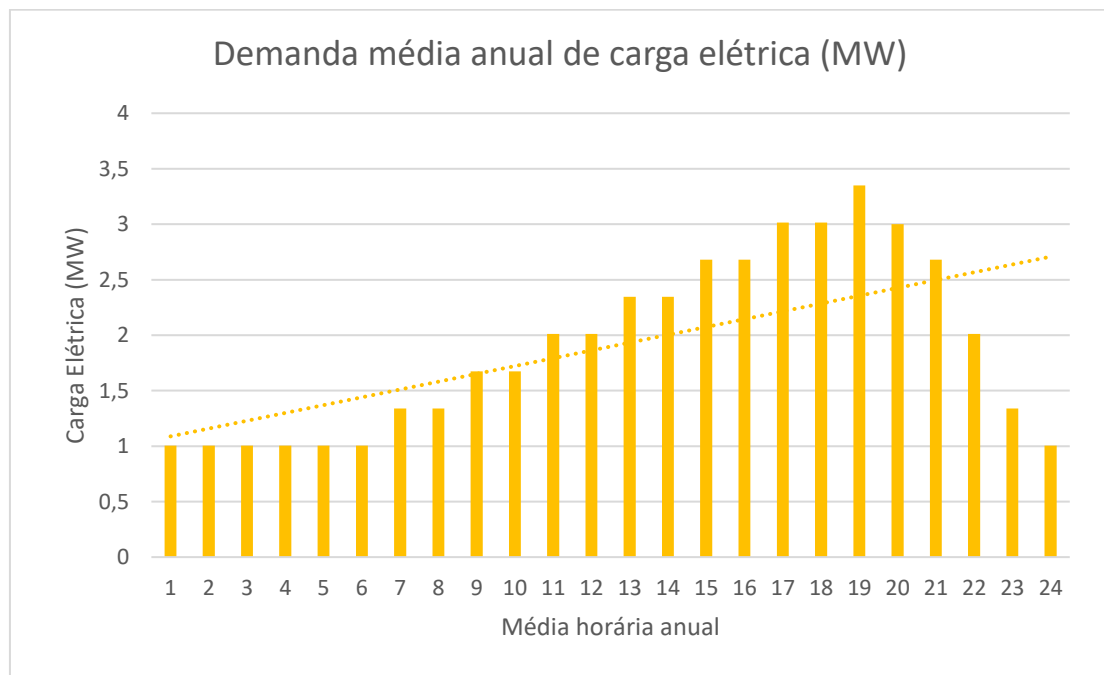


Figura 4.3 - Média anual carga elétrica

Fonte: O Autor

4.3. Sistema de ar condicionado elétrico – Projeto básico

Pretende-se adotar uma CAG (Central de Água Gelada), contendo dois chillers Parafuso Condensação a Água de potência total 1200 TR – 600 TR / un. O exemplo dos chillers propostos pelo projeto básico podem ser vistos na Figura 3.4:



Figura 4.4 - Chiller Parafuso RTWD

Fonte: (TRANE - Resfriadores Líquidos, s.d.)

4.4. Proposta de substituição – Cogeração e Chiller Absorção e utilização do S.A.S

Faz-se a proposta para a inclusão de Chiller a absorção e produção de energia elétrica em autossuficiência, para tal, deve-se analisar algumas informações adicionais, consideradas abaixo:

- Produção de energia elétrica em autossuficiência a partir de um motor a combustão interna (MCI) a partir de gás natural (GN);
- Reaproveito do rejeito térmico do bloco do motor para produção de água quente alimentação do chiller de absorção;

- Reaproveitamento dos rejeitos térmicos do escapamento para produção de água quente;
- Como a produção da água gelada oriunda dos rejeitos térmicos não são suficientes para atender as cargas térmicas em determinados períodos, fora adicionado um chiller de absorção de queima direta como suplementar.
- Como alternativa, sugeriu-se a adequação da utilização do S.A.S (Sistema de aquecimento solar) existe para produção de Água quente sanitária prioritária e o excedente de energia térmica redirecionada a um trocador de calor que permite troca térmica com as caldeiras de recuperação. Os tópicos seguinte dissertam sobre as características da central de água quente existente.

Durante as paradas programadas do MCI a gás, a demanda elétrica da planta será atendida pela concessionária e a energia térmica para o funcionamento dos chillers de absorção será fornecida pelo sistema de aquecimento central (*backup* aquecedores de passagem) através de trocadores de calor de placa.

4.5. Balanço energético da planta

Com a inclusão dos chiller de absorção, chiller de absorção de queima direta passa-se a uma demanda elétrica energética de 2.876 kW, seguindo as premissas de cálculo, fora indicado geradores que atendam a capacidade de 3000 kW:

Consumo	PCI	Rend.	Consumo
Consumo Gás Natural (m3/kWh)	8560 kcal/m3	0,34	0,2955 m3/kWh

Balanço Energético		
Consumo Gerador:	0,2955	m3/kWh
Capacidade:	3000	kW
Vazão horária GN:	886,476	m3/h
PCI GN	8560	kcal/m3
Energia Entra Gerador	7.588.235	kcal/h
Energia Térmica Bloco	22%	
Eficiência do Trocador	0,95	
Energia Térmica Bloco Útil	1.585.941	kcal/h
Energia Térmica Exaustão	23%	
Eficiência do Trocador	0,85	
Energia Térmica Exaustão Útil	1.483.500	kcal/h
Energia Térmica Útil total	3.069.441	kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,80	
Cap. Geração Térmica AG	2.455.553	kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	812,02	TRh
Demanda Térmica Total	1200	TRh
Cap. Gerador acoplado QD	387,98	TRh
Cap. Gerador acoplado QD	1.173.247	kcal/h

4.6. Fator de utilização de energia – FUE

Fator de Utilização de Energia - FUE			
<i>W</i>	3.000 kW		
<i>Qu</i>	2.855 kW	FUE	= 66,36%
<i>Qcomb</i>	8.824 kW		

Requisito de qualificação da Cogeração - ANEEL Resol. nº 235 14/11/06

<i>Ef</i>	6.662 kWh/h	32% $= \frac{Et}{Ef} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)
<i>Ee</i>	2.265 kWh/h			
<i>Et</i>	2.156 kWh/h			
<i>X</i>	2,14	49% =	Cumpre	requisito (b)
<i>Fc</i>	44%			

Para os cálculos da tarifa de energia elétrica, foram considerados os valores vigentes da Enel A4 – Verde, conforme tabela 3.3 da seção 3 deste documento. As informações aqui apresentadas foram repassadas pela engenharia da rede hospitalar do estudo. Os parâmetros de implantação na nova Central de Água Gelada.

Para a cogeração, considerou-se:

- Fator de disponibilidade da cogeração de 0,95;
- Possibilidade de paralelismo para que se garanta o fornecimento durante falha ou interrupção do processo de cogeração.

Cálculo custo de Energia Elétrica - CONVENCIONAL				Verm. Patamar 2	R\$ 0,050 / kWh
enel - A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda Ponta	R\$ 0,00 /kW	R\$ 0,00000 /kW	3.500	-	0
Demanda Fora Ponta	R\$ 11,17 /kW	R\$ 15,35395 /kW	3.500	-	644.866
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88657 /kWh	R\$ 1,28738 /kWh	-	1.852.200	2.384.488
Consumo Anual Fora de Ponta	R\$ 0,31536 /kWh	R\$ 0,50221 /kWh	-	12.418.560	6.236.763
Total Anual				14.270.760	9.266.117
Custo Específico EE (R\$/MWh)					649,31

Cálculo custo de Energia Elétrica - SOLUÇÃO A GÁS				Verm. Patamar 2	R\$ 0,050 / kWh
enel - A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda Ponta	R\$ 0,00 /kW	R\$ 0,00000 /kW	2.876	-	0
Demanda Fora Ponta	R\$ 11,17 /kW	R\$ 15,35395 /kW	2.876	-	529.896
Consumo Anual na Ponta	R\$ 0,88657 /kWh	R\$ 1,28738 /kWh	-	49.617	63.875
Consumo Anual Fora de Ponta	R\$ 0,31536 /kWh	R\$ 0,50221 /kWh	-	332.667	167.070
Total Anual				382.284	760.841
Custo Específico EE (R\$/MWh)					1.990,25

Cálculos de consumo de Gás Natural para o processo de cogeração:

Termo Variável (Cogeração)					Tarifas	Valores
1	0,00	a	5.000	5.000,00 m3	0,539643 R\$/m3	R\$ 2.698,22
2	5.000,01	a	50.000	45.000,00 m3	0,422999 R\$/m3	R\$ 19.034,96
3	50.000,01	a	100.000	50.000,00 m3	0,363636 R\$/m3	R\$ 18.181,79
4	100.000,01	a	500.000	211.641,59 m3	0,275341 R\$/m3	R\$ 58.273,61
5	500.000,01	a	2.000.000	0,00 m3	0,284750 R\$/m3	R\$ 0,00
6	2.000.000,01	a	4.000.000	0,00 m3	0,245849 R\$/m3	R\$ 0,00
7	4.000.000,01	a	7.000.000	0,00 m3	0,257390 R\$/m3	R\$ 0,00
8	7.000.000,01	a	10.000.000	0,00 m3	0,224760 R\$/m3	R\$ 0,00
9		>	10.000.000	0,00 m3	0,192125 R\$/m3	R\$ 0,00
				Termo Variável	0,315069 R\$/m3	R\$ 98.188,58

		Termo Fixo =	1,249434 R\$/m3	R\$ 389.375,60
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS	R\$ 487.564,18
			Valor fatura c/ ICMS	R\$ 573.604,92
			Tarifa média s/ ICMS	1,564503 R\$/m3
			Tarifa média c/ ICMS	1,840592 R\$/m3

Para os cálculos de gás, foram considerados os seguintes fatores:

- Valores retirados da portaria ARSESP nº 995, de 27 de maio de 2020.
- Cogeração consumo próprio
- Consumo médio do motogerador de 311.000 m³/mês.

4.7. Análise custo operacional:

Tabela 4.1 Custo operacional do sistema

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$9.266.117	R\$760.841
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$7.191.682
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$563.113
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$150.000	R\$150.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$509.295	R\$672.269
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$9.925.412	R\$9.337.905
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$587.507
		6%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

- Os cálculos para o sistema proposto apresentaram economia operacional de aproximadamente 6% ao ano perante ao sistema proposto no projeto básico.
- FUE de 0,6636 e requisitos para qualificação da cogeração acima dos limites propostos pela resolução da ANEEL nº 235 14/11/06 .

A seguir, Tabela 4.2 o memorial de cálculo para os sistemas convencionais e o sistema proposto para o processo de cogeração estudado.

Tabela 4.2 - Perspectiva de consumo sistema convencional e cogeração

SISTEMA	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
ENERGIA ELÉTRICA	enel - A4 VERDE	enel - A4 VERDE
Demanda Energia Elétrica (kW)	3.500	2.876
Consumo Anual Ponta (kWh)	1.852.200	49.617
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	12.418.560	332.667
Consumo Anual Total (kWh)	14.270.760	382.284
(Fator de Carga Resultante)	0,76	
Custo Específico (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$0,64931	R\$1,99025
Custo anual total de energia elétrica	R\$9.266.117	R\$760.841
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		3.000
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		11.620.476
Consumo Anual de Gás Natural (m3)		3.433.758
Custo do GN (R\$/m3) - C/ Impostos		R\$1,840592
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$871.536
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$7.191.682
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos		R\$0,61888
ENERGIA TÉRMICA - AR CONDICIONADO		
CARGA TÉRMICA ANUAL (TRh)	4.536.000	4.536.000
TR cogen (TR)		812
ENERGIA TÉRMICA PRODUZIDA PELA COGERAÇÃO (TRh)		3.145.359
AR CONDICIONADO ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	1.200	1.200
Rendimento kW/TR (IPLV) da Central de Água Gelada	0,68	
Demanda kW/TR (COP) da Central de Água Gelada	0,75	
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond (kW)	900	
Consumo EE Anual Total (kWh)	3.084.480	
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$150.000	
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$509.295	

Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$2.002.777
Custo Total da CAG	R\$2.662.072
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,5869
AR CONDICIONADO A GÁS NATURAL (ABSORÇÃO ÁGUA QUENTE + QUEIMA SUPLEMENTAR)	
TR Queima Suplementar (TR)	388
ENERGIA TÉRMICA PRODUZIDA PELA QUEIMA DIRETA (TRh)	1.390.641
Consumo Anual de Gás Natural Queima Suplementar (m3)	305.941
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	R\$563.113
Rendimento kW/TR (IPLV) da Central de Água Gelada	0,18
Demanda kW/TR (COP) da Central de Água Gelada	0,23
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond GN (kW)	276
Consumo EE Anual Total (kWh)	816.480
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$505.303
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$150.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$672.269
Custo Total da CAG	R\$1.890.685
Custo Relativo por TR (R\$/TR)	R\$0,4168
CUSTO OPERACIONAL	
	CONVENCIONAL
Custo anual total de energia elétrica	R\$9.266.117
Custo anual de geração de energia elétrica	-
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$150.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$509.295
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$9.925.412
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA
	R\$587.507
	6%

Tabela 4.3 - Tabela de investimento sistema convencional e cogeração

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição dos Resfriadores de líquido	R\$2.160.000	R\$4.800.000
Instalação dos Resfriadores de líquido	R\$1.200.000	R\$1.200.000
Bombas de condensação e torre	R\$840.000	R\$1.008.000
Investimento em Substação de EE da CAG	R\$1.925.000	R\$1.725.600
Aquisição de Geradores	R\$7.000.000	R\$7.800.000
Instalação de Geradores	R\$2.450.000	R\$4.200.000
Trocador de calor	R\$0	R\$243.606
Rede de gás	R\$0	R\$400.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$15.575.000	R\$21.377.206
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$5.802.206
PAYBACK SIMPLES (anos)		9,9

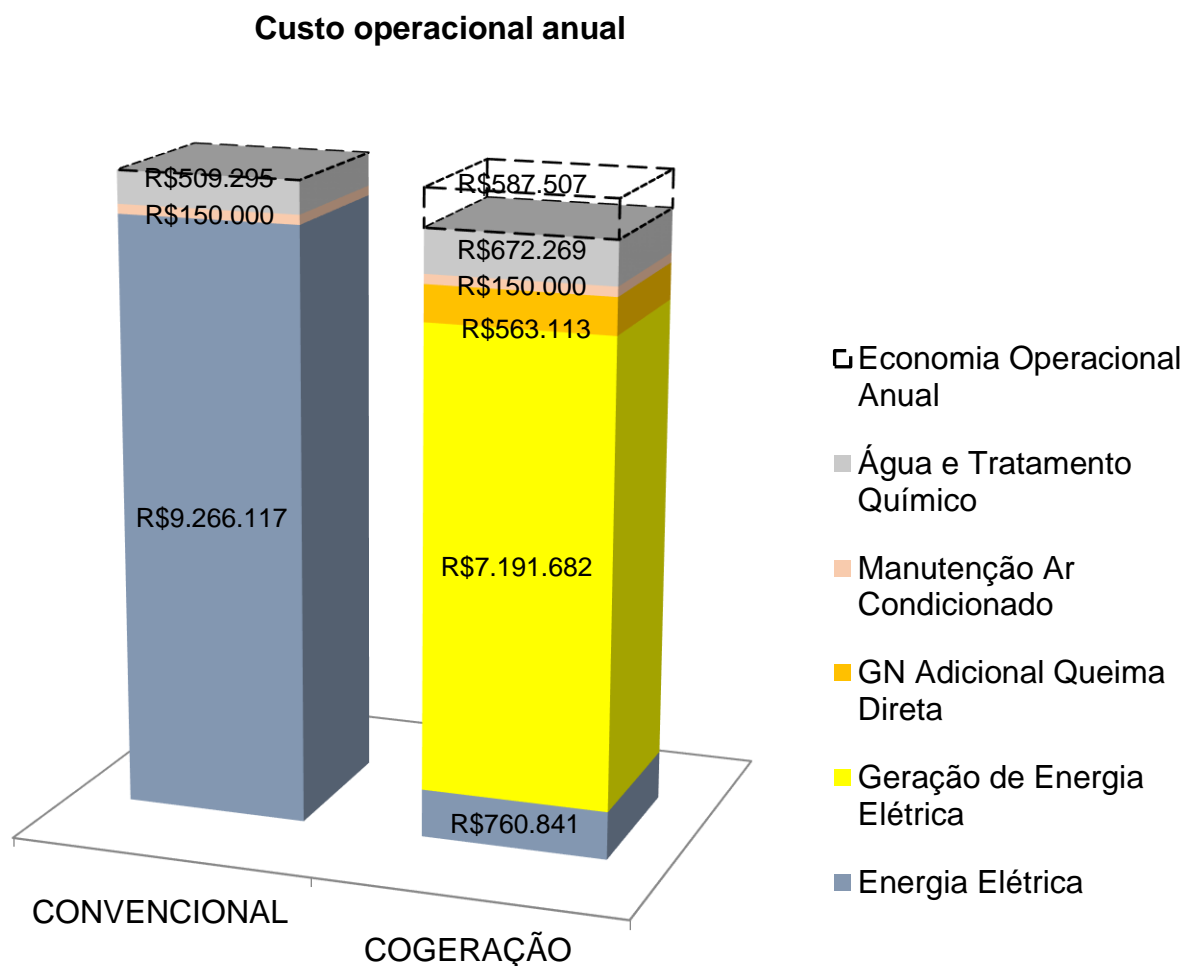


Figura 4.5 - Gráfico comparativo sobre custos operacionais

4.8. Análise financeira detalhada

Abaixo, os detalhes utilizados para o estudo da análise financeira:

Parâmetros Financeiros			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adic.	-R\$ 5.802.206	Ilo	Payback simples	9,9 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 587.507	FLC	Payback Descontado	11,0 anos
Taxa de desconto	5,0%	r	VPL	-R\$ 1.265.635
Período (anos)	10	n	TIR	0,2%

Abaixo os pontos financeiros mencionados ao início do estudo de caso, com referenciais aos fluxos de caixa descontado e acumulado.

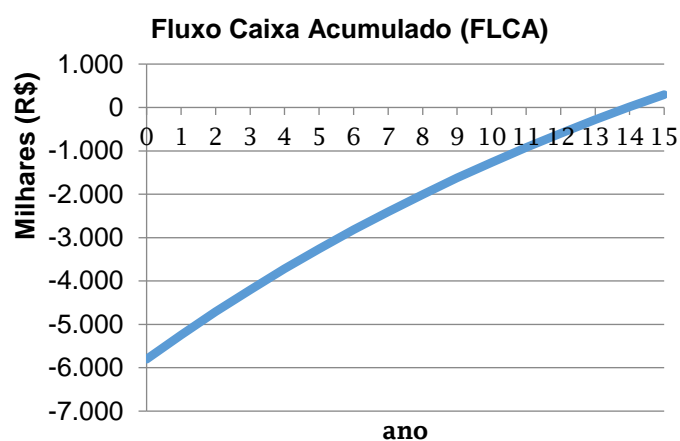
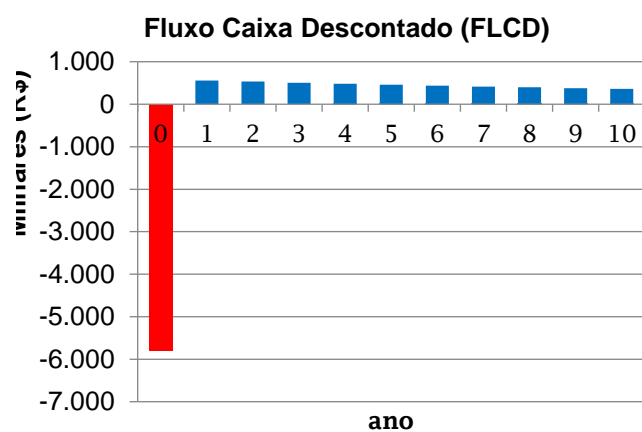


Tabela 4.4 - Fluxo de caixa em 15 anos

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-5.802.206	-5.802.206	-5.802.206
1	587.507	559.530	-5.242.676
2	587.507	532.886	-4.709.790
3	587.507	507.510	-4.202.280
4	587.507	483.343	-3.718.936
5	587.507	460.327	-3.258.610
6	587.507	438.407	-2.820.203
7	587.507	417.530	-2.402.673
8	587.507	397.648	-2.005.025
9	587.507	378.712	-1.626.313
10	587.507	360.678	-1.265.635
11	587.507	343.503	-922.132
12	587.507	327.146	-594.986
13	587.507	311.567	-283.419
14	587.507	296.731	13.312
15	587.507	282.601	295.913

4.9. Estudo alternativo – Inclusão do S.A.S

O sistema atual de fornecimento de água quente sanitária atende a 200 leitos, sendo o volume de acumulação total de água quente de cerca de 15000 L. Os queimadores são atmosféricos alimentados a partir do Gás Natural com perspectiva para inserção de aquecimento solar. Abaixo algumas características de dados coletados.

Sistema de aquecimento a gás (GN) que atende aos 8 pavimentos existentes. A geração feita por queimadores atmosféricos de rendimento = 35%, com sistema de pressurização (ON/OFF) e bombas de recirculação comandadas por termostato. O sistema atende as demandas da lavanderia, cozinha, leitos e autoclaves hospitalares. Distribuição em cobre classe A, trechos sem isolamento térmico ou danificados.

Volume total acumulado = 15.000 L

Temperatura de acumulação: 65 °C

Temperatura válvulas misturadoras eletrônicas = 45 °C

Potência térmica aq. instalados = 200.000 kcal/h (~232 kWh)

Rendimento médio do queimador - η_t = 35 %



Figura 4.6 - Sistema de água quente atual

Fonte: O autor – 2019

Perfil de consumo anual central térmica de água quente

Aquecimento de água para Banho

Nº leitos.	Vazão Duchas (l/min)	Tempo médio banho (min)	Banhos/dia	Dias/ano	Fator de ocupação	Total (l/ano)
200	12	10	2	365	0,8	14.016.000
						Total (l/ano) 14.016.000
Temperatura de banho aprox. 40° C					$\Delta t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	kcal/ano 280.320.000
						kW/ano 325.953

Energia térmica - Cozinha

						Total (l/ano) 1.825.000
Temperatura de alimentação – máq aprox. 50°C					$\Delta t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$	kcal/ano 54.750.000
Consumo diário de água quente = 5000 L						kW/ano 63.663

Aquecimento de água para Total

						kcal/ano 335.070.000
						kW/ano 389.616

Consumo Total diário 908500 kcal

Consumo Total anual 331.602.500 kcal

ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE

Consumo anual de Água Quente (kWh)	335.291
Eficiência do sistema atual de Água Quente a Gás Natural	35%
Consumo Anual de Gás Natural (m3)/ano	96.245
Custo do GN Comercial (R\$/m3) - C/ Impostos	R\$3,827401
Custo anual de geração de água quente	R\$368.368
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$1,09865

4.10. Proposta alternativa para Central de água quente

Considerando os padrões climáticos brasileiros, serão simuladas condições para introdução de coletores solar térmicos para atendimento prioritário ao sistema de água quente de consumo. Os padrões de dimensionamento adotados seguirão os parâmetros apresentados pelo tópico 2.10.3 através da metodologia Carta-F, os relatórios gerados pelos softwares disponíveis serão apresentados como anexo deste documento.

Utilizando as premissas básicas de um projeto de aquecimento solar, os cálculos buscam atingir a Fração solar de 70 %.

Premissas de cálculo de fração solar:

Cidade = São Paulo – SP, Altitude considerada = 798,29 m, Latitude = -23,5°, Longitude = -46,62°

Volume do reservatório (litros)	Temperatura de Set-up (°C)	Temperatura de banho (°C)	Número de coletores	Controle (MJ)	Volume calculado em dimensionamento (litros)	Número de coletores sugerido (n°)
15000	50	40	105	0	16000	80

Mês	Ni	Li (MJ)	Li (KWh)	Ht (MJ/m²)	f (%)	fL Total (MJ)	fL Total Sombra (MJ)
Janeiro	31	54229,23	15063,68	15,68	76,17	41304,67	41304,67
Fevereiro	28	48454,56	13459,6	16,59	80,25	38886,54	38886,54
Março	31	55006,71	15279,64	15,80	76,18	41904,59	41904,59
Abril	30	56994,3	15831,75	14,37	67,70	38584,66	38584,66
Maio	31	62975,88	17493,3	13,87	63,30	39861,01	39861,01
Junho	30	63013,5	17503,75	13,43	60,28	37984,06	37984,06
Julho	31	66474,54	18465,15	14,75	65,25	43373,89	43373,89
Agosto	31	63947,73	17763,26	15,35	69,05	44157,20	44157,20
Setembro	30	60568,2	16824,5	14,89	67,88	41114,51	41114,51
Outubro	31	60254,7	16737,42	15,39	71,29	42953,20	42953,20
Novembro	30	55865,7	15518,25	15,03	71,25	39804,97	39804,97
Dezembro	31	56172,93	15603,59	14,68	70,70	39711,66	39711,66
Total Anual		703957,98	195543,88				

Informações do coletor

Marca: bosch

Modelo: A

Área: 2m²

FrUt: 4,59

Fr(Tau-Alpha): 0,75

Tipo: Fechado

Li/Controle (%)

0

F Anual (%)

69,56

fL Total anual (MJ)

489640,95

Perda pelo sobreamento (%)

0

Calcular

Figura 4.7 - Dados Solar

Dados de entrada:

Temperatura de set-up: Temperatura abaixo da qual o sistema de aquecimento auxiliar é ativado. É geralmente maior do que a temperatura de banho;

Controle: Entrada auxiliar não obrigatória. Ela é um valor de demanda energética anual que orienta a simulação de novos volumes e a temperatura se set-up requerida;

Dados de saída principais:

F anual: Fração solar média anual;

fL total anual: Energia fornecida pelo sistema de aquecimento solar anualmente;

Perda pelo sombreamento: Energia que deixa de ser absorvida pelo sistema de aquecimento solar devido ao sombreamento;

Dados de saída:

L_i : Demanda energética mensal para aquecimento do volume de água da instalação medida em [MJ] (mega-Joules) e em [kWh] (quilowatt-hora);

H_i : Radiação global incidente no plano inclinado média mensal (calculada pelo modelo de radiação);

f: Fração solar mensal. É a razão entre a energia suprida pelo sistema de aquecimento solar (Q_{solar}) e a demanda mensal de energia da instalação (L_i).

fL_{total} : Energia total suprida anualmente pelo sistema de aquecimento solar;

$fL_{total\ sombra}$: Energia total suprida anualmente pelo sistema de aquecimento solar, considerando o efeito do sombreamento;

Dados Climáticos:

Temperatura Média (°C):

19,25

Umidade Relativa do Ar (%):

144,39

Horas de Insolação:

78,41

Abaixo – Figura 4.8, os índices de radiação total incidente mensal por plano inclinado (W/m²)

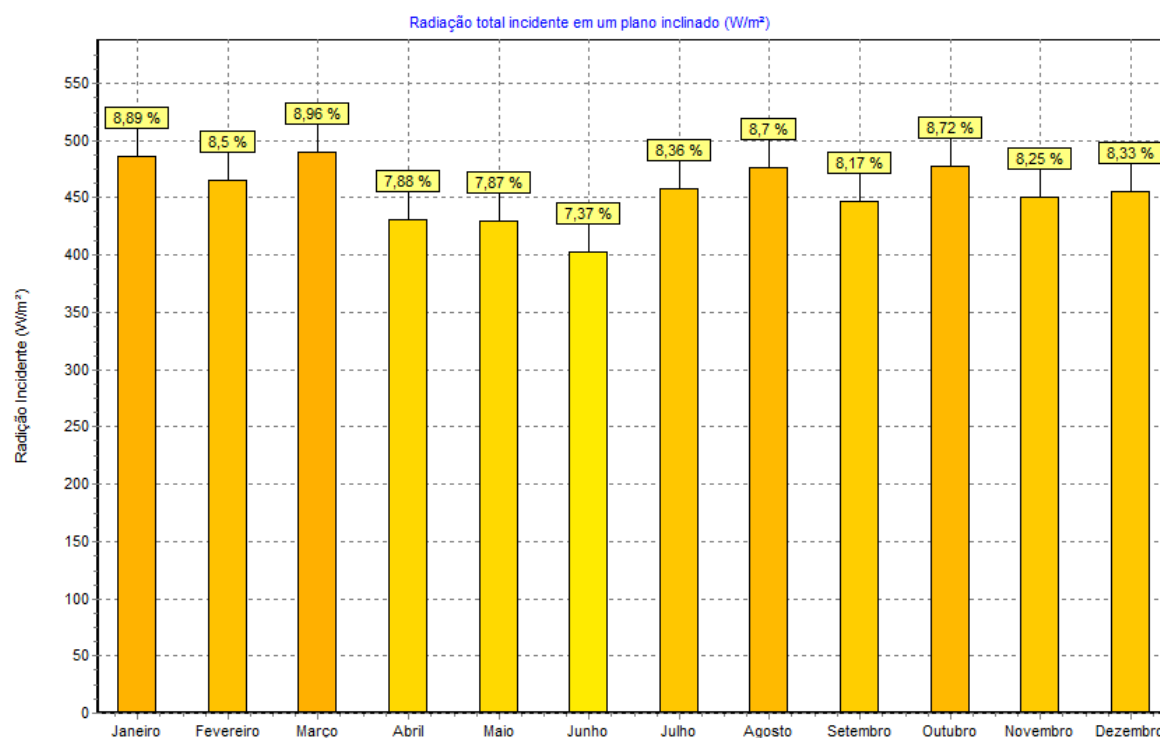


Figura 4.8 - Irradiação solar anual para a inclinação de 33° e apontamento ao norte geográfico

Fonte: Software Dimensol - 2020

A proposta técnica busca viabilidade para que 70% da energia térmica necessária para a produção de água quente anual = Fração anual (%). Os meses de abril, maio e junho apresentam os meses de menor irradiação incidente, as datas próximas ao solstício de inverno também marcam as menores produções de energia, vide figura 4.9.

Os números obtidos pela figura podem ser analisados de forma gráfica a partir da figura 4.9 que demonstra a energia consumida pelo backup (sistema a gás natural) em kWh/mês, os aquecedores adotados em substituição ao queimador atmosférico possuem homologação “A” com rendimento médio de 84 %.

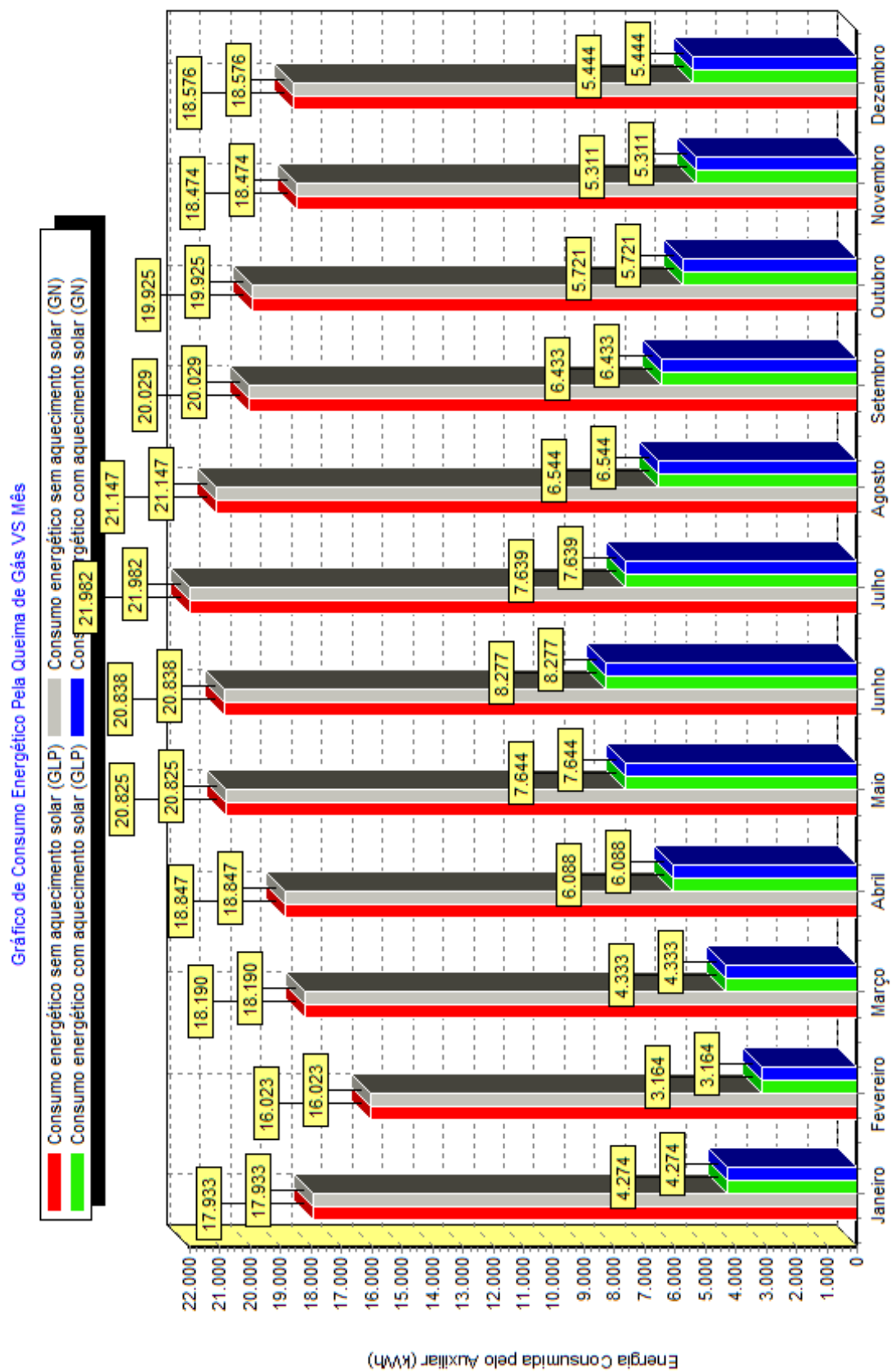


Figura 4.9 - Gráfico de consumo energético

PROJETOS	CONVENCIONAL	SAS - SOLAR
ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE		
Consumo anual de Água Quente (kWh)	335.291	70.872
Eficiência do Gerador de Água Quente a Gás Natural	35%	84%
Consumo Anual de Gás Natural (m3)	96.245	8.477
Custo do GN Comercial (R\$/m3) - C/ Impostos	R\$5,322675	R\$5,320000
Custo anual de geração de água quente	R\$512.281	R\$45.095
Custo do kWh Gerado (R\$/kWh) - C/ Impostos	R\$1,52787	R\$0,63629

ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$467.186
		17% ao ano

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	Sistema Aquecimento Solar
Aquisição e Instalação da Microturbina	-	R\$1.848.600
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$1.848.600
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$1.848.600
PAYBACK SIMPLES (anos)		4,0

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-1.848.600	-1.848.600	-1.848.600
1	467.186	424.714	-1.423.886
2	467.186	386.104	-1.037.782
3	467.186	351.003	-686.779
4	467.186	319.094	-367.685
5	467.186	290.085	-77.599
6	467.186	263.714	186.115
7	467.186	239.740	425.855
8	467.186	217.945	643.800
9	467.186	198.132	841.932
10	467.186	180.120	1.022.053

4.11. Resumo dos retornos financeiros dos sistemas propostos:

Abaixo os resumos relacionados aos aprimoramentos indicados para os sistemas de geração de água gelada e também para as instalações prediais de água quente.

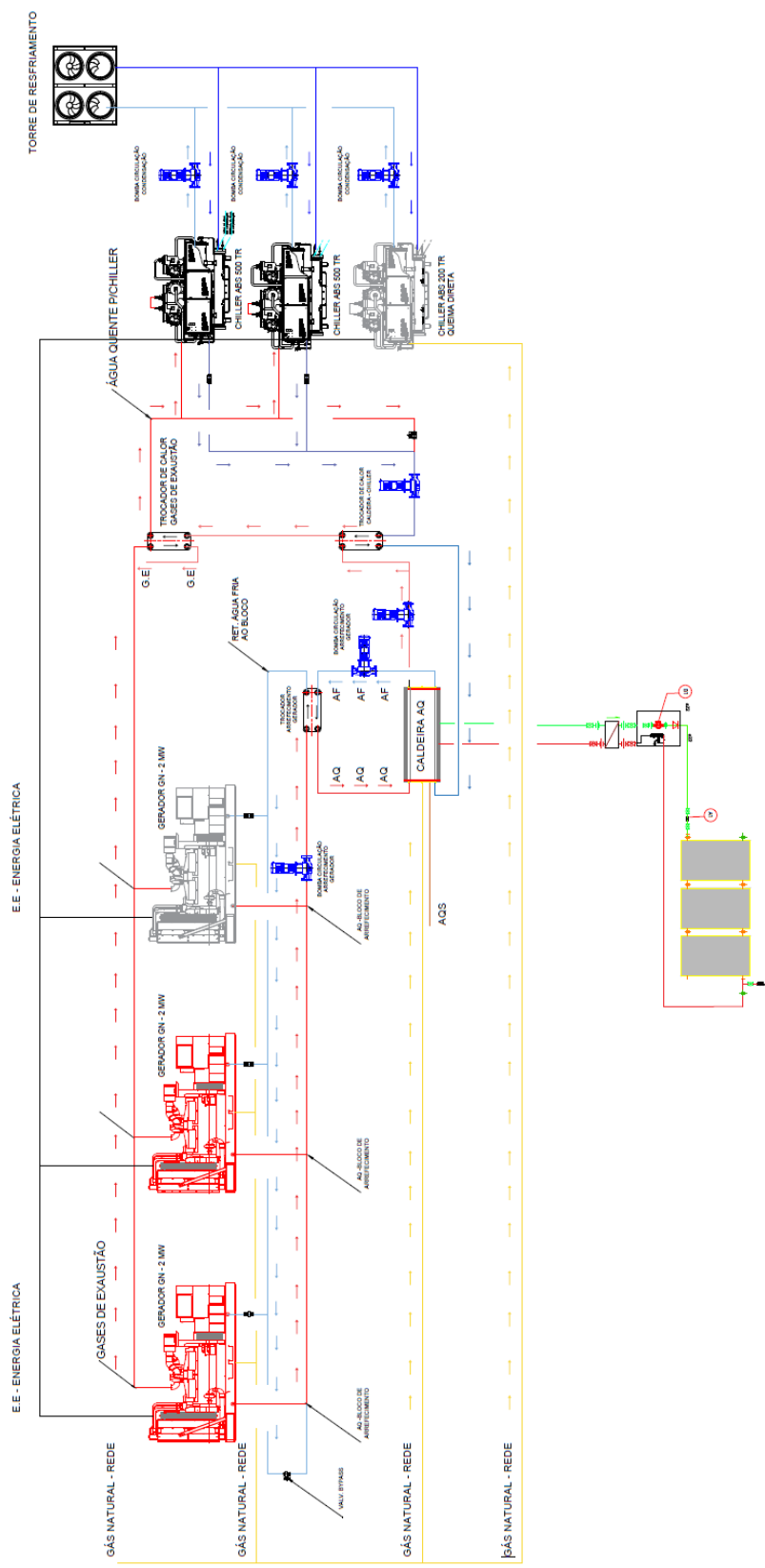
Parâmetros Financeiros (Água gelada)			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adic.	-R\$ 5.802.206	Ilo	Payback simples	9,9 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 587.507	FLC	Payback Descontado	11,0 anos
Taxa de desconto	5,0%	r	VPL	-R\$ 1.265.635
Período (anos)	10	n	TIR	0,2%

Parâmetros Financeiros (SAS)			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 1.848.600	Ilo	Payback simples	4,0 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 467.186	FLC	Payback Descontado	5,3 anos
Taxa de desconto	10%	r	VPL	R\$ 1.022.053
Período (anos)	10	n	TIR	21,7%

Os resultados financeiros apresentados pela implantação do sistema de água gelada por absorção demonstraram um retorno aquém do proposto como condição inicial da rede hospitalar, já o sistema de aquecimento solar executado e comissionado está em plena operação atendendo os requisitos apresentados previamente. Como possibilidade de redução do custo operacional do sistema de geração de água gelada, algumas soluções foram apresentadas:

Aprimorar o aproveitamento da produção energética do sistema de aquecimento solar, propõe-se uma alternativa ao fornecimento de água quente em um sistema chamado de 4 vias. A lógica operacional baseia-se em utilizar o excedente térmico produzido pelo sistema de aquecimento solar (redimensionamento do número de coletores) durante os períodos de maior fração solar mensal, fato que cronologicamente coincide com os meses de maior demanda da carga térmica da planta.

Opera também com a lógica oposta. Em períodos de excedente térmico por baixa demanda do sistema de geração de água gelada, parte do excedente gerado pelos MCI são redirecionados aos trocadores de calor interligados a cadeia de recuperação, ocasionando então, a redução do consumo de gás pelo sistema de backup tradicional de aquecedores de passagem, fluxograma básico Figura 4.10.



4.12. Sistema previsto para o pré-aquecimento da água de climatização

As modificações necessárias para a interface do sistema de produção de água quente sanitária e os trocadores de calor para água quente do chiller de absorção, são realizadas através da inserção de válvulas de 3 vias desviadoras e controladores de temperatura posicionados em ambos os circuitos Figura 4.11.



Figura 4.10 - Central térmica e componentes

As válvulas desviadoras motorizadas podem ser observadas nas Figuras 4.12 e 4.13 são responsáveis pelo direcionamento do fluxo de água quente do circuito dos coletores para o conjunto de trocadores de calor que atende o sistema de absorção quando as temperaturas de acumulação dos tanques são atendidas pelo *Set-point* dos termostatos.



Figura 4.11 - Válvulas desviadoras a saída da acumulação de água quente

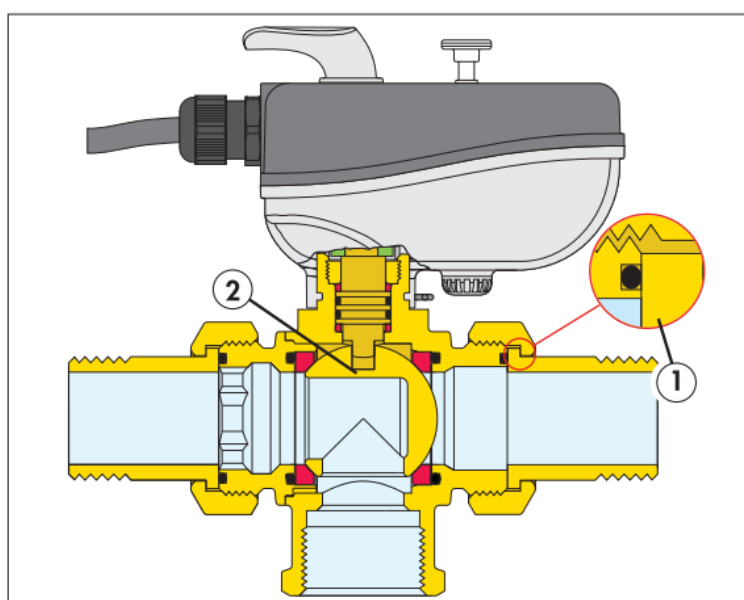


Figura 4.12 - Válvula desviadora eletrônica

A iniciativa busca minimizar os momentos no qual as demandas térmicas dos chillers superam a energia térmica fornecida pelo bloco do motor e escape dos geradores, momento no qual o chiller de absorção de queima direta tem como fonte o gás natural (GN). Estima-se a redução de cerca de 10 % do consumo de gás anual, redução de custo operacional que pode ser decisiva para a análise financeira da operação. Aspectos ambientes, financeiros e técnicos convergem a integração dos sistemas presentes em uma instalação do setor terciário.

A figura 4.13 demonstra o princípio de gestão energética e alguns componentes essenciais para o bom funcionamento em uma situação genérica, determinada como central híbrida, busca-se o aproveitamento da energia gerada pelos coletores tanto para o sistema de água quente sanitária quanto para a caldeira de recuperação.

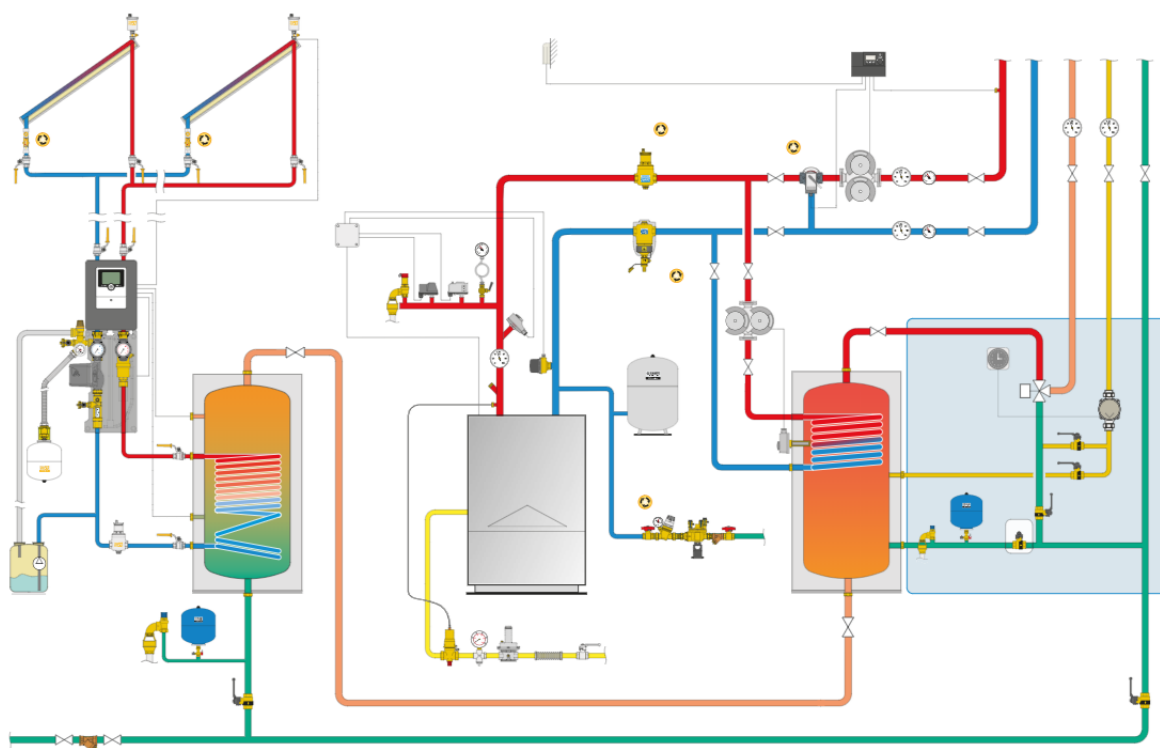


Figura 4.13 - Esquemático gestão energética SAS e caldeira de recuperação



Figura 4.14 - Platibanda "A" instalações coletores

Resultados financeiros previstos pela modificação do sistema:

O acréscimo de coletores necessários para suprir a demanda energética de água de consumo e reduzir em 10% a queima direta do chiller de absorção é apresentado pelos números abaixo:

INVESTIMENTOS	SAS PADRÃO	SAS INTEGRADO
INVESTIMENTO TOTAL	R\$1.848.600	R\$2.218.320
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$369.720

4.13. Novo custo operacional geração de água gelada

Com a redução de 10% do consumo de GN do abs de queima direta, obtém-se os seguintes números:

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$9.266.117	R\$760.841
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$7.193.676
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$478.797

Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$150.000	R\$150.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$509.295	R\$672.269
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$9.925.412	R\$9.255.583
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$669.829
		7%
INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição dos Resfriadores de líquido	R\$2.160.000	R\$4.800.000
Instalação dos Resfriadores de líquido	R\$1.200.000	R\$1.200.000
Bombas de condensação e torre	R\$840.000	R\$1.008.000
Investimento em Substação de EE da CAG	R\$1.925.000	R\$1.725.600
Aquisição de Geradores	R\$7.000.000	R\$7.800.000
Instalação de Geradores	R\$2.450.000	R\$4.200.000
Trocador de calor	R\$0	R\$243.606
Rede de gás	R\$0	R\$400.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$15.575.000	R\$21.377.206
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$5.802.206
PAYBACK SIMPLES (anos)		8,7

Os resultados mostram o incremento da economia operacional de R\$669.829 (ano) para o novo sistema contra os R\$587.507 (ano) anteriormente vistos. A inversão do circuito permite também a economia de recursos quando o excedente térmico do sistema de geração de energia elétrica é desviado ao S.A.S, minimizando o acionamento do mecanismo de queima tradicional (Aquecedores de passagem GN) durante os períodos que o backup se torna necessário.

5 CONCLUSÃO

Durante o decorrer do estudo, o objetivo centrado em comprovar os indícios de que os processos de cogeração e os processos térmicos de uma planta estão interligados e que há racionalidade em aprimorar a gestão dos dois sistemas. Ao decorrer da dissertação, alguns obstáculos ficaram evidentes para o real desenvolvimento do segmento no Brasil, dentre eles o estudo de viabilidade econômica que demonstra um longo período para o retorno de investimento, sendo que, dependendo dos fatores e incógnitas estudados, poderia resultar em um objetivo ainda mais distante do procurado.

Tendo em alvo a obtenção de ferramentas que possam minimizar os impactos citados, foram explorados alguns dos mecanismos disponíveis para a configuração da central térmica de água quente e também dos dispositivos de transição de fluxo de energia para a CAG, obviamente, ao decorrer de uma análise de balanço térmico e durante sua implantação uma série de materiais são necessários para a harmonia do sistema. Porém, ao decorrer dos tópicos apresentados, a demonstração das tecnologias disponíveis no mercado brasileiro, os segmentos de mercado para o setor terciário, os balanços necessários para o atendimento às demandas energéticas foram demonstradas de forma objetiva para a compreensão da tipologia apresentada. Os fatores de utilização apresentados, as atuais tarifas de gás e energia demonstram as principais dificuldades relacionadas ao mercado, fato explorado ao decorrer dos tópicos

A evolução da cogeração e a energia renovável em um processo de eficiência energética: Os números atingidos pelo FUE nos estudos realizados tiveram como média 66%, se comparado às tecnologias amplamente utilizadas para geração de energia elétrica, como as hidroelétricas também já citadas neste documento, são superiores em mais de 20 %. A geração distribuída engloba, também, os trajetos de distribuição reduzidos, minimizando os aspectos de perdas por efeito Joule (em alguns casos de até 18%) trazendo ainda mais atratividade ao mercado de energia.

Impacto na matriz energética brasileira: Conforme destacado durante o desenrolar da monografia, a geração de energia elétrica no Brasil é

predominantemente hidráulica, com o desenvolvimento socioeconômico do país e o desenrolar de novas tecnologias, ocasionando maior demanda por energia elétrica, as possibilidades de sobre carregamento no SIN tornam-se cada vez mais próximas. Como alternativa, a ampliação dos processos de geração distribuída é interessante também neste aspecto.

Impacto ambiental e emissões: Apesar de não abordar diretamente os pontos vinculados a emissão e impacto s ambientais dos processos de cogeração, ao analisar os números resultantes dos processos tornam-se evidentes as reduções de emissão de dióxido de carbono. A inclusão do sistema de aquecimento solar, tem como função o aprimoramento do sistema, reduzindo também as demandas por queima de gás natural (GN). O volume de controle é algo preponderante para uma análise global, vide que, localizadamente as emissões podem superar as expectativas, porém se comparadas ao processo de uma Usina Termoelétrica, globalmente torna-se fácil compreender a redução aqui apresentada.

Quanto ao impacto ambiental, são vários os estudos relacionados as usinas hidroelétricas e até mesmo as emissões durante a produção de um painel solar, a questão então aqui apresentada vincula o índice comparativo por conta das emissões geradas na queima de combustíveis fósseis, por se tratar de um assunto com profundidade acima da abordagem deste documento, o foco principal foi dado ao balanço energético do sistema.

Tecnologias disponíveis no mercado brasileiro: Foram apresentadas as soluções recentemente abordadas pelo mercado nacional, parte da integração do sistema de geração de água quente ao sistema de climatização foram obtidas em experiências de estudos realizados ao leste europeu, onde os chamados *district heating* tem sido tendências para os sistemas de calefação, geração de energia elétrica e geração de energia térmica para água de consumo. Evidentemente, a região citada passa pela condição de escassez de recursos naturais, o aprimoramento da gestão dos recursos energéticos tornou-se primordial devido a dependência da energia para manutenção das temperaturas ambientes e também para a geração de

energia elétrica. A adaptação ao cenário brasileiro passa pela adequação técnico-financeiro de todos os componentes mencionados.

Princípio de funcionamento: Durante toda a etapa dos estudos, o objetivo de compilar as possibilidades atuais para um sistema do segmento terciário passaram pelos mecanismos de dimensionamento, estado atual do gás natural no Brasil, análise financeira dos componentes mencionados e sugestões de alternativas afim de viabilizar a concretização técnica do sistema. Demonstrou-se também o potencial do mercado do setor terciário, deixando explícito as possibilidades para o desenvolvimento do setor, sendo o fator preponderante novas políticas do mercado de tarifa de gás natural para os processos de cogeração.

Novas iniciativas e incentivos políticos serão necessários para a diversificação da matriz energética brasileira, a cogeração pode tornar-se um dos pilares em meio a tão discutida geração distribuída. A ampliação da tecnologia, controle, segurança e eficiência pode facilitar toda a cadeia de geração e distribuição de energia, porém, os incentivos e políticas quando ao uso e geração de energia são essenciais para que o mercado não só evite o colapso, mas também desenvolva novas ferramentas ao alcance dos usuários finais.

Referencial Bibliográfica

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas, NRB 7198 – Projeto e execução de instalações prediais de água quente, 01/11/1993.

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas, NRB 15569 Sistema de aquecimento solar de água em circuito direto - Projeto e instalação, 18/03/2008.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. (2008). Acesso em 16 de Julho de 2020, disponível em ABNT Catálogo:
<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=10060>

Abrasce. (2020). Acesso em 27 de Abril de 2020, disponível em
<https://abrasce.com.br/numeros/setor/>

Abrepro. (2008). ANALISE DA VIABILIDADE DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL EM INSTALAÇÕES RESIDENCIAIS E COMERCIAIS. Acesso em 22 de Julho de 2020, disponível em
http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2008_tn_sto_071_504_10988.pdf

Alves, J. (28 de 10 de 2012). *Portal Biossistemas*. Acesso em 19 de Julho de 2020, disponível em <http://www.usp.br/portalbiossistemas/?p=4316>

AMERICAN PUBLIC POWER ASSOCIATION. (2020). Acesso em 21 de Julho de 2020, disponível em <https://www.publicpower.org/>

Andrare, L.A. (Maio de 2017). *A VIABILIDADE AMBIENTAL DE USINAS HIDRELÉTRICAS E A APLICAÇÃO DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA NO BRASIL*. Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em
http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Andr%C3%A9_de_Lima_Andrade.pdf

ANDREOS, R. (2013). ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONOMICA DE PEQUENAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NO SETOR TERCIÁRIO DO ESTADO DE SÃO PAULO. SÃO PAULO. Acesso em 14 de Julho de 2020, disponível em <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-30042013-154221/publico/RonaldoAndreos.pdf>

ANEEL - Agencia Nacional de Energia elétrica. (14 de Novembro de 2006). Acesso em 22 de Julho de 2020, disponível em https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-normativa-235-2006_103586.html#:~:text=Estabelece%20os%20requisitos%20para%20a,energia%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A1ncias.

ANP - Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (s.d.). Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em ANP.GOV: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>

Barbeli, M. (2015). *A cogeração de energia e sua importância do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. Empreendedorismo, Gestão e Negócios.*

Catterpillar. (s.d.). Acesso em 17 de Julho de 2020, disponível em https://www.cat.com/pt_BR/by-industry/electric-power/electric-power-industries/cogen-chp.html

Clementino, L. (2001). *A Conservação de Energia por Meio da Co-geração de Energia Elétrica.* Érica.

Cogen. (2015). Fonte: COGEN: <https://www.cogen.com.br/cogeracao/conceito-e-tecnologias>

Cogen. (2019). Acesso em 17 de Julho de 2020, disponível em <https://www.cogen.com.br/siscogen/potencial-de-gas/potencial-de-cogeracao-em-mw-por-segmento-de-atividade-setor-terciario>

Comgás. (12 de 05 de 2020). *Tarifas Cogeração.* Acesso em 02 de Agosto de 2020, disponível em Comgas: <https://www.comgas.com.br/tarifas/cogeracao/>

Conselho Mundial de Energia. (2001). *Dicionário de Terminologia Energética.*

Coontrol tecnologia em combustão. (2019). *Coontrol.* Acesso em 17 de Julho de 2020, disponível em Coontrol tecnologia em combustão: <https://coontrol.com.br/blog/evolucao-da-cogeracao-no-brasil-e-tendencias-para-futuro/>

Copen - Companhia de Petróleo, Gás e Energia. (s.d.). Fonte: <http://www.copen.com.br/projetos-de-cogeracao>

DASOL - Energia Solar Térmica. (2020). Acesso em 23 de Julho de 2020, disponível em <https://abrava.com.br/departamentos-nacionais/dn-energia-solar-termica/>

Decreto nº 2.003. (10 de Setembro de 1996). Acesso em 20 de Julho de 2020, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm

Decreto nº 5.163. (30 de Julho de 2004). Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em <https://www.jusbrasil.com.br/topicos/10956384/artigo-14-do-decreto-n-5163-de-30-de-julho-de-2004>

Duarte, N.L. (10 de 2015). *A Evolução da Cogeração no Brasil*. Acesso em 15 de Junho de 2020, disponível em Site Cogen: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2015/Apresentacao_COGEN_Abimaq.pdf

Duffie, Beckmann et al. Klein. (1977). *Solar heating design by the f-chart method*.

E. R., & Filho, E. R. (2004). Acesso em 19 de Julho de 2020, disponível em http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100018&lng=pt&nrm=isso

EA - Engenharia e Arquitetura. (18 de Abril de 2018). Acesso em 18 de Julho de 2020, disponível em Engenharia e arquitetura: <http://www.engenhariaearquitectura.com.br/2018/04/funcionamento-e-aplicacoes-dos-chillers-por-absorcao>

Empresa de Pesquisa Energética. (2020). *EPE*. Acesso em 2 de Agosto de 2020, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

Enel - Tarifas elétricas. (2020). Acesso em 04 de Agosto de 2020, disponível em <https://www.eneldistribuicao.com.br/para-sua-casa/tarifa-de-energia-eletrica>

EPA. (s.d.). Acesso em 18 de Julho de 2020, disponível em United States Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/chp/what-chp>

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2020). *A EPE*. Acesso em 15 de Julho de 2020, disponível em EPE: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-bicombustiveis/consumo-de-g%C3%A1s-natural>

Equipe REDE Eletrobras Solar. (2014). *SISTEMAS DE AQUECIMENTO SOLAR DE ÁGUA*.

GE Brasil. (26 de Maio de 2015). Acesso em 16 de Junho de 2020, disponível em <https://gereportsbrasil.com.br/como-a-tecnologia-das-turbinas-7ha-da-ge-ajuda-a-gerar-energia-para-o-brasil-f7fec9a697f6>

INMETRO. (28 de Fevereiro de 2020). Fonte: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Coletor-Solar-Banho-PBE-2018.pdf>

Kawasaki Thermal Engineering. (2014). Acesso em 18 de Julho de 2020 , disponível em <https://www.khi.co.jp/corp/kte/EN/product/index.html>

Lei nº 9.478. (6 de Agosto de 1997). Acesso em 22 de Julho de 2020, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm

Lei nº. 9.074. (7 de Julho de 1995). Acesso em 20 de Julho de 2020, disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm

LG. (2020). *Chiller por Absorção de água quente*. Acesso em 17 de Julho de 2020, disponível em <https://www.lg.com/br/business/chiller-agua-quente>

Martens, A. (1988). *The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power. Applied Thermal Engineering*.

Miller, J. (1991). *Environmental Science: Sustaining the Earth*. Acesso em 20 de Junho de 2020, disponível em cogen: <https://www.encyclopedia.com/history/modern-europe/scandinavian-history-biographies/cogeneration#:~:text=During%20the%20late%201960s%20and,the%20development%20of%20cogeneration%20facilities>.

Ministério de Minas e Energia. (06 de 2018). *Ministério de Minas e Energia*. MME, Departamento de Gestão do Setor Elétrico. Acesso em 16 de 06 de 2020,

disponível em Site do Ministério de Minas e Energia:
<http://www.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>

Naturgy Energy Group. (2020). *Razões para optar pelo gás natural*. Acesso em 04 de Agosto de 2020, disponível em Naturgy E.G:
<https://www.naturgy.com.br/br/rio+de+janeiro/para+a+sua+casa/o+gas+natural/1297092023688/vantagens.html>

nº 5.163 . (30 de Julho de 2004). Fonte:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm

Nogueira, H. (2004). Fonte:
http://www.inee.org.br/download/GD_2004/LuizHorta_15_15_00.pdf

Pereira, E.B . (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos.

Portal Energia Solar. (16 de Dezembro de 2015). Acesso em 23 de Julho de 2020, disponível em <https://pt.solar-energia.net/que-e-energia-solar/historia>

Portal Solar - Geração Distribuída. (s.d.). *Portal Solar*. Acesso em 04 de Agosto de 2020, disponível em Portal Solar: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>

PURPA - Lei de Políticas Regulatórias de Utilidades Públicas. (9 de novembro de 1978).

Resolução Normativa nº 235. (14 de Novembro de 2006). Acesso em 25 de Julho de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>

Resolução Normativa ANEEL nº 390. (15 de Dezembro de 2009). Acesso em 22 de Julho de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>

Resolução Normativa ANEEL nº 247. (21 de Dezembro de 2006). Acesso em 21 de Julho de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2006247.pdf>

Resolução Normativa ANEEL nº 482. (17 de Abril de 2012). Acesso em 22 de Abril de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

Resolução Normativa nº 167. (10 de Outubro de 2005). Acesso em 24 de Julho de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf>

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 479. (03 de Abril de 2012). Acesso em 03 de Agosto de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>

Resolução Normativa nº 77. (18 de Agosto de 2004). Acesso em 22 de Julho de 2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>

Ribeiro. W. (1 de Janeiro de 2017). *Engenharia econômica: payback, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR)*. Acesso em 28 de Julho de 2020, disponível em Engenharia econômica: payback, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR): <https://www.wrprates.com/engenharia-economica-payback-valor-presente-liquido-vpl-e-taxa-interna-de-retorno-tir/>

Sá, A. F. (07 de Junho de 2011). *Planetazul*. Fonte: <http://www.planetazul.pt/edicoes1/planetazul/desenvArtigo.aspx?c=2252&a=20247&r=37>

SIEMENS. (s.d.). Acesso em 20 de Junho de 2020, disponível em <https://www.google.com/search?q=siemens+trbinas+a+gas+2020&oq=siemens+trbinas+a+gas+2020&aqs=chrome..69i57.5327j0j4&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Solar Heating Worldwide. (2020). *Solar Heat Worldwide* (Vol. 2020 edition).

TGM - Grupo WEG. (2017). Acesso em 10 de Junho de 2020, disponível em WEG: <https://www.grupotgm.com.br/unidade-de-negocio-turbinas>

TRANE - Resfriadores líquidos. (s.d.). Acesso em 01 de 08 de 2020, disponível em [https://www.trane.com/content/dam/Trane/Commercial/lar/br/produtos-sistemas/equipamentos/Chillers/Chillers_Parafuso/Condensacao_Agua/RTWD_RTU D-Serie_R/Catalogo_Produto-RTWD\(RLC-PRC029-PT\).pdf](https://www.trane.com/content/dam/Trane/Commercial/lar/br/produtos-sistemas/equipamentos/Chillers/Chillers_Parafuso/Condensacao_Agua/RTWD_RTU D-Serie_R/Catalogo_Produto-RTWD(RLC-PRC029-PT).pdf)

Werneck, M. T. (2001). *Ciclo Brayton turbinas a gás*. São Paulo. Acesso em 15 de Julho de 2020, disponível em <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-19092011-161011/publico/CarlosOddone.pdf>