

JOSÉ ROBERTO SALAZAR BAY

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM APLICAÇÃO DE COGERAÇÃO EM ACADEMIAS
DE NATAÇÃO E SIMILARES QUE JÁ POSSUEM AQUECIMENTO DE ÁGUA
COM ENERGIA SOLAR**

**São Paulo
2017**

JOSÉ ROBERTO SALAZAR BAY

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM APLICAÇÃO DE COGERAÇÃO EM ACADEMIAS
DE NATAÇÃO E SIMILARES QUE JÁ POSSUEM AQUECIMENTO DE ÁGUA
COM ENERGIA SOLAR**

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista
em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. MSc. Ronaldo Andreos.

**São Paulo
2017**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas que possibilitaram que este trabalho pudesse ser concluído, em especial, ao meu técnico de natação que, durante todos estes anos, sempre esteve presente, me apoiou e me incentivou a desenvolver esta monografia. Também, gostaria de agradecer ao gerente da academia que sempre foi muito solícito e foi fundamental para a realiza o deste estudo.

RESUMO

O Brasil possui grandes centros de cargas localizados distantes dos grandes centros de geração, muitas vezes separados por milhares de quilômetros. Isto, aliado com o aumento da demanda por energia elétrica, levou ao país a investir em infraestrutura de transmissão de energia elétrica, porém, aconteceram problemas na construção e entrega destas linhas de transmissão, deixando claro a necessidade de independência desta geração centralizada e dos grandes despachos de energia por distancias continentais.

Por este motivo, o presente trabalho mostra as barreiras e vantagens da geração distribuída, foca na cogeração como alternativa de geração de energia elétrica e térmica perto da carga e de melhoria no aproveitamento energético vindo de uma única fonte.

O setor proposto para estudo é o de academias de natação e similares que já possuem aquecimento de água com energia solar. É feito um estudo de caso de uma academia de natação, cujas gerações térmica e elétrica são realizadas de maneira separadas. No estudo são propostas soluções de cogeração com microturbinas de gás natural e é analisado do ponto de vista técnico e econômico.

Conclui-se que a cogeração com gás natural melhora o aproveitamento energético e, do ponto de vista técnico, é mais eficiente a cogeração do que gerar separadamente eletricidade e calor, porém, isto não é refletido na atratividade econômica. As propostas dadas de cogeração não são economicamente atrativas devido ao alto custo do gás natural, à impossibilidade de venda da energia elétrica excedente na distribuição e porque o custo da microturbina é muito alto, ou seja, há um descasamento entre o que é interessante, tecnicamente, para o país e o que é interessante, financeiramente, para o investidor.

Palavras chave: Geração distribuída, cogeração, gás natural, energia solar, piscinas.

ABSTRACT

Brazil has great power load centers far from great power generation centers, often separated by thousands of kilometers. This, coupled with increasing demand for electricity, led the country to invest in electricity transmission infrastructure; however, there were problems in the construction and the delivery of these transmission lines, making clear the need for independence of centralized generation and large energy orders by continental distances.

For this reason, this study shows the barriers and advantages of distributed generation, focuses on cogeneration as an alternative electric and thermal power generation near the loading and improved energy use coming from a single source.

The proposed sector to study is swimming academies and similar that already have water heating with solar energy. It has been done a case study of a swimming academy whose thermal and electrical generation are performed in separate way.

The study proposed cogeneration solutions with natural gas micro turbines and it is been analyzed from a technical and economic point of view.

It has been concluded that the cogeneration with natural gas improves energy use and, from a technical point of view, it is more efficient doing a cogeneration than generating electricity and heat separately, but this is not reflected in economic viability. The given cogeneration proposals are not attractive, economically speaking, due to the high cost of natural gas, the impossibility of selling electricity on the distribution level and because the cost of the micro turbines is too high, there is a mismatch between what is interesting, technically, to the country and what is interesting, financially, for the investor.

Keywords: Distributed generation, cogeneration, natural gas, solar power, swimming pools.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema Simplificado de um Sistema Elétrico Interligado com Geração Distribuída.	18
Figura 2 – Demonstração da existência da propriedade termodinâmica de energia (E).	23
Figura 3 - Esquema dos ciclos termodinâmicos	25
Figura 4 – Comparação do balanço energético entre um ciclo convencional e um sistema de cogeração.	27
Figura 5 – Princípio da Cogeração.....	28
Figura 6 – Diagrama esquemático do ciclo <i>topping</i>	33
Figura 7 – Cogeração chamada <i>Topping cycle</i>	33
Figura 8 – Diagrama Esquemático do ciclo <i>bottoming</i>	34
Figura 9 – Cogeração chamada <i>Bottoming Cycle</i>	34
Figura 10 – Diagrama esquemático ciclo combinado (<i>topping bottoming</i>).	35
Figura 11 – MCI em Cogeração <i>Topping cycle</i>)	36
Figura 12 – Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água quente.	37
Figura 13 – Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica, água quente e água gelada (trigeração).	38
Figura 14 – Turbogeneradores.....	40
Figura 15 – Turbina a vapor.	41
Figura 16 – Microturbina a gás.....	42
Figura 17 – Motores de combustão interna a gás natural.	43
Figura 18 – Motor Stirling tipo gama.	44
Figura 19 – Célula a Combustível.	45
Figura 20 - Emissões de GEE por tipo de fonte energética.	50
Figura 21 - Irradiação anual média brasileira em kWh/m ² /dia.	51
Figura 22 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.	52
Figura 23 - Usina de Ivanpah, Califórnia. 392 MW instalados.....	53
Figura 24 - Coletores solares.	54
Figura 25 - Área coletora em função da orientação geográfica. Hemisfério sul.	55
Figura 26 - Localização de Curitiba.	59
Figura 27 - Localização bairro Campina do Siqueira.....	60

Figura 28 - Irradiação anual em Campo Largo, Paraná no plano horizontal.....	60
Figura 29 - Irradiação anual em Campo Largo para o ângulo de maior mínimo mensal.....	61
Figura 30 - Comparação da irradiação anual no plano horizontal e o ângulo de maior mínimo mensal em Campo Largo, Paraná.....	62
Figura 31 - Temperaturas médias mensais de Curitiba, Paraná e Região Metropolitana.....	63
Figura 32 - Tubulação existente de Gás Natural.....	64
Figura 33 - Piscina semiolímpica em estudo.....	65
Figura 34 - Piscina semiolímpica em estudo.....	66
Figura 35 - Piscina infantil em estudo.....	67
Figura 36 - Chuveiros vestiário masculino.....	68
Figura 37 - Chuveiro infantil.....	69
Figura 38 - Sala de MMA.....	70
Figura 39 - Área de musculação.....	71
Figura 40 - Sala de exercícios.....	71
Figura 41 - Salão zen.....	72
Figura 42 - Coletores solares para piscina.....	73
Figura 43 - Sistema coletor apontado para sudoeste.....	74
Figura 44 - Bombas de calor elétricas.....	76
Figura 45 - Bomba de calor elétrica.....	77
Figura 46 - Diagrama de funcionamento da bomba de calor elétrica.....	78
Figura 47 - Aquecedores a GLP.....	79
Figura 48 - Tanques de armazenamento de GLP.....	80
Figura 49 - Tanques de armazenamento de água quente para chuveiros.....	81
Figura 50 - Perfil elétrico mensal.....	83
Figura 51 - Perfil elétrico semanal.....	84
Figura 52 - Perfil elétrico dia útil.....	85
Figura 53 - Consumo de GLP em kg.....	89
Figura 54 - Energia gerada com GLP.....	89
Figura 55 - Potência térmica fornecida com GLP.....	90
Figura 56 - Perfil anual da demanda térmica.....	93
Figura 57 - Perfil anual da demanda elétrica.....	96
Figura 58 - Perfil anual da demanda térmica.....	97

Figura 59 - Microturbina Capstone C30.	98
Figura 60 - Diagrama de cogeração.....	101
Figura 61 - Balanço energético.	102
Figura 62 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.....	107
Figura 63 - Perfil anual da demanda elétrica.....	110
Figura 64 - Perfil anual da demanda térmica.....	111
Figura 65 - Microturbina Capstone C30.	112
Figura 66 - Diagrama de cogeração.....	115
Figura 67 - Balanço energético.	116
Figura 68 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.....	122
Figura 69 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.....	130

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Rendimento elétrico e FUE por gerador.....	29
Tabela 2 - Valores de “X” e “Fc” para qualificar a cogeração.....	31
Tabela 3 - Tabela comparativa das tecnologias de geração de força motriz com aplicação de cogeração.	46
Tabela 4 - Faixas de temperaturas recomendadas pela ASHRAE para piscinas aquecidas conforme utilização.	56
Tabela 5 - Dados mais relevantes para a irradiação média mensal no plano horizontal em Campo Largo, Paraná, Brasil.....	61
Tabela 6 - Dados mais relevantes para a irradiação média mensal parra o ângulo de maior mínimo mensal em Campo Largo, Paraná, Brasil.	62
Tabela 7 - Consumo elétrico, demanda elétrica e valor da fatura mês a mês.....	86
Tabela 8 - Consumo elétrico, demanda elétrica e valor da fatura mês de junho de 2016 – Tarifa Verde.....	87
Tabela 9 - Consumo em kg mensal, valor mensal com GLP e a energia gerada mês a mês a partir do GLP.	88
Tabela 10 - Estimativa da potência térmica requerida pelas piscinas em estudo.	91
Tabela 11 - Potência térmica requerida em função do tempo do primeiro aquecimento.....	92
Tabela 12 - Valores “X” e “Fc” para a academia em estudo.....	102
Tabela 13 - Custo diário de gás natural sem incentivos.....	105
Tabela 14 - Custo diário de gás natural com incentivos.....	105
Tabela 15 - Dados econômicos para análise de viabilidade.	106
Tabela 16 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.	106
Tabela 17 - Valores “X” e “Fc” para a academia em estudo.....	117
Tabela 18 - Custo diário de gás natural sem incentivos.....	119
Tabela 19 - Custo diário de gás natural com incentivos.....	119
Tabela 20 - Dados econômicos para análise de viabilidade.	121
Tabela 21 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.	121
Tabela 22 – Características microturbina a gás natural Capsonte C30.	125
Tabela 23 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.	130

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAVA	Associação Brasileira de Refrigeração, Ar condicionado, Ventilação e Aquecimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigeration and Air conditioning Engineers</i>
CC	Célula Combustível
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
COMPAGAS	Companhia Paranaense de Gás Natural
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
EEC	Energia a Economizar
EPA	<i>United States' Environmental Protection Agency</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FUE	Fator de Utilização de Energia
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICFI	<i>Inner City Fund International</i>
MCI	Motor de Combustão Interna
MMA	<i>Mixed Martial Arts</i>
MS	Motor Stirling
NE	Nordeste brasileiro
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SAS	Sistema de Aquecimento Solar
SIMEPAR	Sistema Meteorológico do Paraná
SIN	Sistema Interligado Nacional
TG	Turbina a Gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TV	Turbina a Vapor
μTG	Microturbina a gás
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

CV	Cavalo vapor
E	Energia
EE	Energia Elétrica
E_e	Energia da utilidade eletromecânica [kWh/h]
E_f	Energia da fonte [kWh/h]
E_t	Energia da utilidade térmica [kWh/h]
GW	Giga watt
h	Hora
kg	Quilograma
kJ	Quilo joule
kV	Quilo volt
kW	Quilowatt
kWh/m ² /dia	Irradiação solar anual média
\dot{m}_{comb}	Vazão mássica do combustível [kg/s]
m ²	Metro quadrado
PCI	Poder Calorífico Inferior do combustível [kJ/kg]
\dot{Q}_u	Taxa de calor útil reproduzido ou recuperado [kW]
\dot{Q}_u	Fluxo de calor útil para o processo [kW]
S	Segundo
MVA	Mega volt ampère
VA	Volt ampère
W	Potência produzida [kW]
η_e	Rendimento elétrico [%]
η_{cald}	Eficiência na geração somente de energia térmica [%]
η_{term}	Eficiência na geração somente de energia elétrica [%]
$\oint \delta Q$	Integral cíclica do calor transferido
$\oint \delta Q$	Integral cíclica do trabalho

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	ESTRUTURA DA MONOGRAFIA	14
1.2	OBJETIVOS	14
1.3	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVAS	15
1.4	RESULTADOS ESPERADOS.....	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.1.1	Conceito	17
2.1.2	Vantagens e desvantagens da GD	18
2.1.3	<i>Net Metering</i>	21
2.2	TERMODINÂMICA.....	21
2.2.1	Leis da termodinâmica.....	21
2.2.2	Ciclos de Potência	24
2.3	COGERAÇÃO	26
2.3.1	Conceito	26
2.3.2	Fator de Utilização de Energia (FUE)	28
2.3.3	Energia a Economizar (EEC).....	29
2.3.4	Cogeração qualificada	30
2.3.5	Tipos de dimensionamento.....	32
2.3.6	Configurações básicas para empreendimentos do setor terciário (serviços).....	35
2.3.7	Principais tecnologias: geradores de força motriz	38
2.3.8	Comparação dos principais geradores de força motriz.....	45
2.3.9	Vantagens e barreiras da cogeração	46
2.3.10	Aspectos ambientais	49
2.4	ENERGIA SOLAR.....	49
2.4.1	Introdução.....	49

2.4.2	Tecnologia fotovoltaica	51
2.4.3	Tecnologias fototérmicas	53
2.4.4	Aquecimento de piscinas com energia solar	55
3	METODOLOGIA	57
4	ESTUDO DE CASO	59
4.1	CARACTERÍSTICAS DA LOCALIDADE	59
4.1.1	Características geográficas	59
4.1.2	Temperatura ambiente	62
4.1.3	Fornecimento de gás natural	63
4.2	CARACTERIZAÇÃO DA EDIFICAÇÃO	64
4.2.1	Função social.....	64
4.2.2	Instalações com demanda térmica	64
4.2.3	Outras instalações	70
4.2.4	Sistemas de aquecimento das piscinas.....	72
4.2.5	Sistema de aquecimento dos chuveiros	80
4.3	DEMANDAS ENERGÉTICAS	82
4.3.1	Energia elétrica.....	82
4.3.2	Energia térmica.....	87
4.4	RESUMO CENÁRIO BASE.....	93
5	PROPOSTA DE COGERAÇÃO <i>BOTTOMING</i>	95
5.1	PREMISSAS ADOTADAS.....	95
5.1.1	Elétrica.....	95
5.1.2	Térmica (Quente).....	96
5.1.3	Demais premissas	97
5.2	PROPOSTA DE COGERAÇÃO <i>BOTTOMING</i>	97
5.3	DIAGRAMA DE COGERAÇÃO	101
5.4	BALANÇO ENERGÉTICO	101

5.5	QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO	102
5.6	FUE E EEC	103
5.7	ANÁLISE ECONÔMICA	104
5.7.1	Custos atuais com energia	104
5.7.2	Custos da proposta de cogeração <i>bottoming</i>	104
5.7.3	Hipóteses que melhorariam a viabilidade econômica desta proposta de cogeração	107
6	PROPOSTA DE COGERAÇÃO <i>TOPPING</i>	110
6.1	PREMISSAS ADOTADAS	110
6.1.1	Elétrica	110
6.1.2	Térmica (Quente)	111
6.1.3	Demais premissas	111
6.2	PROPOSTA ALTERNATIVA DE COGERAÇÃO	112
6.3	DIAGRAMA DE COGERAÇÃO	115
6.4	BALANÇO ENERGÉTICO	116
6.5	QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO	116
6.6	FUE E EEC	117
6.1	ANÁLISE ECONÔMICA	118
6.1.1	Custos atuais com energia	118
6.1.2	Custos da proposta de cogeração <i>topping</i>	118
6.2	ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA DOS TRÊS CENÁRIOS	122
7	PROPOSTA DE COGERAÇÃO INTERMEDIÁRIA	125
7.1	ANÁLISE TÉCNICA	125
7.2	ANÁLISE ECONÔMICA	126
8	PROPOSTA DE COGERAÇÃO - DESLOCAMENTO DE GLP	128
8.1	ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA	128
8.1.1	Definição da proposta	128

8.1.2	Análise.....	129
9	CONCLUSÃO	131
9.1	CONCLUSÃO	131
9.2	TRABALHOS FUTUROS	133
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	135

1 INTRODUÇÃO

1.1 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

No presente capítulo são explicitados os objetivos desta monografia, logo é mostrado o contexto da geração de energia elétrica no Brasil e alguns dos seus problemas que dão a motivação e justificativas da elaboração deste trabalho.

No capítulo seguinte é mostrada a revisão básica de literatura para um entendimento proveitoso e completo do estudo de caso e para que se possa ter uma visão crítica às propostas técnicas neste documento levantadas.

A metodologia de análise é mostrada no terceiro capítulo.

O quarto capítulo é sobre o estudo de caso em si, com uma caracterização da edificação, um levantamento das necessidades energéticas e o entendimento de algumas falhas ou pontos a melhorar para poder elaborar uma proposta técnica na área de cogeração.

Os capítulos cinco, seis, sete e oito discorrem sobre as propostas de cogeração e avaliam técnica e economicamente a solução de cogeração dada em cada um deles.

O último capítulo faz a conclusão do trabalho, mostrando pontos fortes, barreiras e sugerindo trabalhos futuros.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é realizar um estudo de caso para analisar a viabilidade técnico-econômica da implantação de uma usina de cogeração em uma academia de natação que já possui aquecimento de água com energia solar.

Como objetivos secundários, a monografia tem a intenção de identificar possíveis barreiras para a implantação e disseminação de usinas de cogeração no Brasil no

setor de academias de natação e similares e propor algumas mudanças ou estudos para que essas barreiras possam ser superadas.

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVAS

Os grandes centros de cargas do Brasil se encontram perto do litoral, sendo a principal concentração a região sudeste. Porém, as grandes fontes energéticas brasileiras se concentram não só nos grandes volumes de água em bacias afastadas dos centros de cargas como, a do Iguaçu no oeste do Paraná ou a do Rio Madeira ao norte do país, mas também nos grandes parques eólicos encontrados no litoral norte do Nordeste ou no litoral sul do Rio Grande do Sul, fazendo com que grandes potências tenham que ser despachadas por longas distâncias, e, com o efeito joule, com o de indução e, inclusive, com efeitos capacitivos, uma parcela significativa de energia seja perdida nos quase 100 mil km de linha de transmissão (EPE, 2016).

Além de desperdiçar-se energia nesses longos despachos, também há uma necessidade de um aumento da infraestrutura de transmissão de energia elétrica que não vem podendo acompanhar o crescimento da demanda (centros de cargas) e da oferta (unidades geradoras), fazendo com que, curiosamente, haja uma demanda e uma oferta reprimidas. Por esse motivo, notícias como “Falta de linhas de transmissão atrasa operação de 34% dos parques eólicos” (UOL NOTÍCIAS, 20/12/2013), “Por falta de linhas de transmissão, 13 usinas eólicas estão paradas no NE” (BOM DIA BRASIL, 18/01/2016) ou “Energia eólica é desperdiçada por falta de linhas de transmissão no NE” (G1 GLOBO, 04/05/2013) sejam comuns no Brasil.

O cenário anteriormente descrito, que é conhecido com geração centralizada de energia elétrica, e os problemas que ele vem acarretando foram a motivação para o presente trabalho.

Uma alternativa é gerar de maneira distribuída, ou seja, perto dos centros de cargas, ou até, inclusive, que as próprias cargas possam, ora serem cargas e ora serem geradoras, o que é conhecido como geração distribuída, que é a principal justificativa para a realização do estudo neste documento apresentado.

Para gerar de maneira distribuída é necessário que haja uma ou mais fontes energéticas disponíveis nos centros de cargas, sejam renováveis como a luz do sol, ventos ou biomassa, ou não renováveis como o gás natural. Mas uma gestão mais eficiente da energia não para na descentralização da geração, ela pode continuar visando ao aumento na eficiência da geração de energia, e, um conceito que propicia isso é o de gerar duas ou mais energias de maneira sequencial e simultânea, que é conhecido como cogeração (NARVÁEZ-ROMO, 2015. p. 18).

Um gerador elétrico possui uma eficiência em torno dos 40%, mas quando é feita uma cogeração a eficiência pode ser dobrada (SILVA, 2015. p. 36). Lugares com uma grande demanda térmica além da elétrica, como academias de natação, são promissores para que a implantação da cogeração seja viável técnica e economicamente. Logo, o estudo de uma aplicação de cogeração em uma academia de natação é justificado.

1.4 RESULTADOS ESPERADOS

Espera-se que, através desta monografia, o conhecimento relativo à cogeração no setor de serviços como geração distribuída seja desenvolvido e esteja disponível à comunidade. Facilitando, assim, a formação de mão de obra qualificada, escassa no Brasil. Também, almeja-se aumentar o entendimento de potenciais investidores sobre a cogeração e, de tal modo, contribuir ao aumento da participação de plantas de cogeração na matriz energética brasileira. Finalmente, anseia-se, mostrar à sociedade os benefícios e barreiras da cogeração para que haja discussões francas sobre o assunto, debates técnicos, econômicos, sociais e ambientais com argumentações sólidas para que, desta maneira, a comunidade possa usufruir do seu direito de decisão de maneira consciente, podendo desta maneira elaborar planejamentos, executar obras, operar plantas de cogeração e fazer a devida manutenção de forma responsável, sabendo dos benefícios e dos malefícios da decisão por ela tomada.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1.1 Conceito

A geração distribuída (GD) é instalada de maneira dispersa e próxima às cargas, ou seja, pode ser considerada como o oposto da geração centralizada, onde grandes usinas fornecem grandes quantidades de energia elétrica despachada a grandes centros de cargas através de linhas de transmissão de alta tensão e que percorrem grandes distâncias. Por tanto, segundo Shayani e Oliveira (2010), a GD pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que ocorre em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional (entende-se por convencional as usinas geradoras presentes na GC), contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica.

Adicionalmente, uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela:

- Está conectada diretamente à rede de distribuição. Segundo a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) a rede de distribuição é aquela que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificada de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão (igual ou superior a 230 kV), sistema de subtransmissão (de 69 a 138 kV), ou mesmo unidades geradoras de pequeno porte, aos consumidores finais de energia elétrica;
- Está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico;
- Supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada;
- Está conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada pertencente à GC (SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. 2010. p. 80).

A figura a seguir mostra um esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração distribuída.

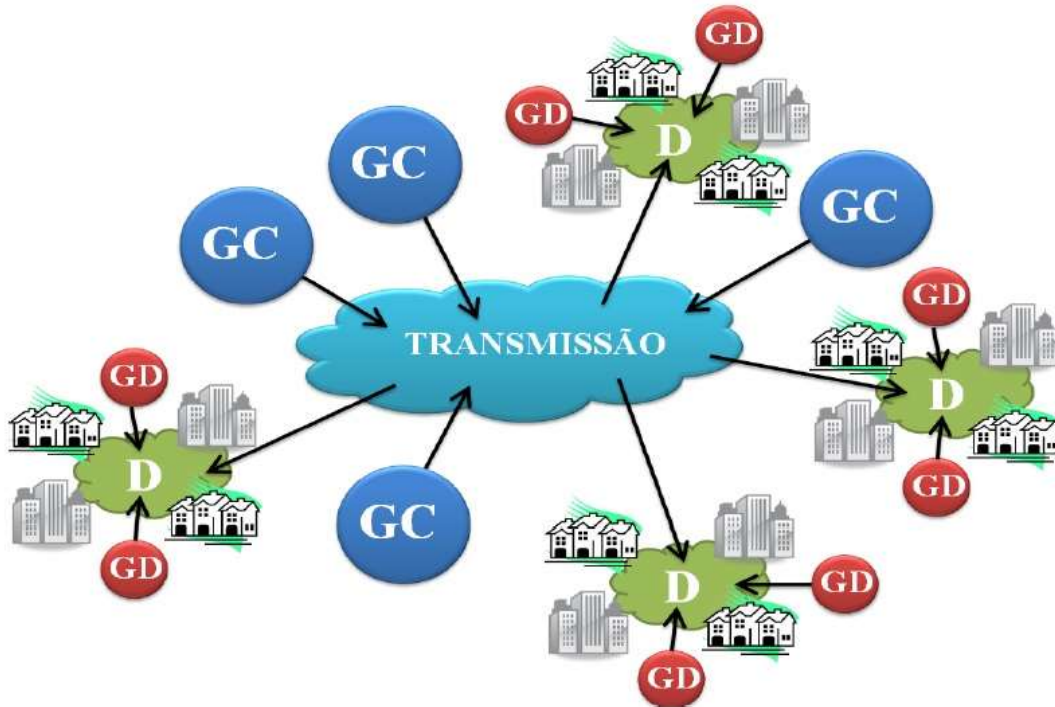


Figura 1: Esquema Simplificado de um Sistema Elétrico Interligado com Geração Distribuída.

Fonte: SHAYANI, A. R.; OLIVEIRA, M. A. G., 2010. p. 82.

2.1.2 Vantagens e desvantagens da GD

Segundo Shayani e Oliveira (2010), as fontes renováveis de energias não se encontram em determinados locais, como ocorre em jazidas de carvão, petróleo e gás natural ou quedas d'água, por exemplo; a energia solar encontra-se em todo o globo terrestre, seja em menor ou maior potencial. O aproveitamento desse potencial renovável pode ser visto como uma “democratização” das fontes energéticas, o que seria uma vantagem, pois determinado país não dependeria de possuir riquezas naturais específicas, como campos de petróleo, para a geração de energia elétrica porque poderia aproveitar a energia solar que irradia no seu próprio território. Isso faz com que o paradigma de geração centralizada seja alterado, pois a geração com fontes renováveis de energia é bem mais aproveitada se ocorrer de forma distribuída, inclusive dentro das próprias cidades que necessitam energia.

Além de vantagens ambientais da utilização de GD com fontes renováveis de energia, ela ainda reduz custos por não fazer uso do sistema de transmissão de energia (SHAYANI, A. R.; OLIVEIRA, M. A. G., 2010. p. 81).

Na dissertação de Barja (2006 *apud* GIBIN Jr., I. S. 2013. p. 12) é exposto que a GD pode ajudar a mitigar alguns problemas da matriz elétrica, tais como:

- Redução de perdas técnicas na linha de transmissão e de subtransmissão por efeito *joule*;
- Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão, subtransmissão e distribuição;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão, subtransmissão e distribuição;
- Melhoria na estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas, conseqüentemente, exigindo menores reservas centrais;
- Redução dos custos, e adiamento e/ou prorrogação no investimento para reforçar o sistema de transmissão e subtransmissão;
- Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.

Na dissertação de Andreos (2013. p. 60) são apontadas mais algumas vantagens da GD que complementam as já citadas por Barja (2016) como:

- Diminuição do carregamento das redes de transmissão, subtransmissão e distribuição existentes;
- Diminuição do impacto ambiental das grandes hidrelétricas e termelétricas;
- Menor tempo de implantação;
- Diversificação da matriz energética brasileira.

Segundo Andreos (2013. p. 60) as desvantagens da GD são:

- Complexidade de operação da rede de distribuição com fluxo bidirecional de energia;
- Alteração nos procedimentos de distribuição na operação, controle e proteção da rede;
- Possibilidade de oscilação do nível de tensão na rede;
- Possibilidade de distorção harmônica na rede;
- Alto custo de implantação;
- Longo tempo de retorno dos investimentos;
- Complexidade na medição bidirecional do consumo/produção de energia elétrica, *net metering*.

A GD utilizando energias intermitentes como a eólica e a solar possui algumas desvantagens adicionais quando comparada com a GD que utiliza fontes estocáveis de energia, como gás natural ou pellets de madeira.

Para aproveitar a energia intermitente proveniente dos ventos e do sol são utilizados inversores de frequência que retificam e invertem a corrente para os parâmetros de frequência, que no Brasil é de 60 hertz, tensão e fase da rede a ser alimentada. Na utilização de conversão eletrônica de energia, devido à existência da eletrônica de potência, existe um desacoplamento entre frequência da máquina e da rede, o que significa ausência de inércia útil para o sistema elétrico em caso de defeito (NETO, 2013. p. 1).

Com a ausência de inércia útil a estabilidade dinâmica do sistema é comprometida, ou seja, a geração não consegue acompanhar à carga e manter a frequência estável. Por isso sistemas de GD com uma fonte energética estocável que possa ser consumida conforme necessidade da rede e não conforme sua própria disponibilidade são fundamentais para manter um sistema elétrico de potência que forneça energia elétrica com qualidade.

Devido às características anteriormente citadas, usinas de cogeração que utilizam como energia primária combustíveis (óleo diesel, gás natural, pellets de madeira, bagaço de cana, etc.) propiciam eletricidade de melhor qualidade e com mais confiabilidade, porém possuem um impacto ambiental maior que a utilização do vento ou do sol.

2.1.3 Net Metering

A ANEEL na sua resolução número 482 (2012), revisada na resolução número 687 (2015) entende que o *net metering* (medição líquida) é o sistema de compensação de energia elétrica. Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa, ou seja, são gerados créditos de energia elétrica ativa a serem consumidos por um prazo de 60 meses.

Para isto ser possível são necessários medidores bidirecionais que possam calcular a diferença da energia elétrica ativa injetada com a consumida.

2.2 TERMODINÂMICA

2.2.1 Leis da termodinâmica

2.2.1.1 Lei zero da termodinâmica

A lei zero da termodinâmica diz que, quando dois corpos têm igualdade de temperatura com um terceiro corpo, eles terão igualdade de temperatura entre si. Esta lei constitui a base para a medição de temperatura, porque se podem colocar números no termômetro de mercúrio e sempre que um corpo estiver em igualdade de temperatura com o termômetro se pode dizer que o corpo apresenta a temperatura lida no termômetro (VAN WYLEN, G. J.; SONTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. 1995. p. 25).

2.2.1.2 Primeira lei da termodinâmica – sobre a conservação da energia

Para um sistema percorrendo um ciclo: a primeira lei da termodinâmica estabelece que, durante qualquer ciclo percorrido por um sistema, a integral cíclica do calor é proporcional a integral cíclica do trabalho (VAN WYLEN, G. J.; SONTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. 1995. p. 71). A equação 1 mostra a relação entre calor (Q) e trabalho (W) quando é utilizado o Sistema Internacional de Unidades (SI).

$$\oint \delta Q = \oint \delta W \quad (1)$$

Ou seja, o calor líquido, representado pela integral cíclica do calor transferido, é igual ao trabalho líquido, representado pela integral cíclica do trabalho.

Para mudança de estado de um sistema: Segundo Van Wylen *et al.* (1995. p. 74), observando a figura 2 se percebe que, dado o estado de pressão e volume número 1 que percorre um ciclo através do processo A , mudando para a situação 2 e voltando ao estado 1 pelo processo B e de novo ao estado 2 percorrendo o processo C , a energia é conservada. Desde que os caminhos são percorridos através de mudanças de energias (variações entre as diferenças de calor e trabalho) e como os caminhos são aleatórios, conclui-se que para qualquer caminho entre 1 e 2 a energia empregada é a mesma, que é uma propriedade do sistema, por isto ela é conservada, não pode ser criada nem destruída.

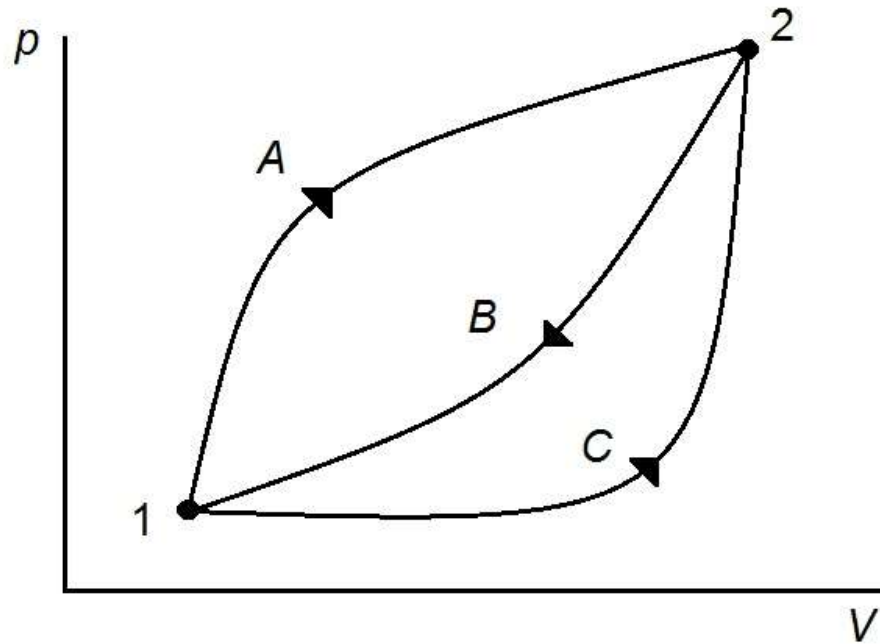


Figura 2 – Demonstração da existência da propriedade termodinâmica de energia (E).

Fonte: Elaboração própria a partir de Van Wylen, Sonntag e Borgnakke (1995. Figura 5.2 p. 74).

2.2.1.3 Segunda lei da termodinâmica – sobre o fluxo de calor e as perdas

Em Van Wylen, Sonntag e Borgnakke (1995. p. 141) são expostos, analisados e explicados dois enunciados da segunda lei da termodinâmica, conhecidos como enunciado de Kelvin – Planck e enunciado de Clausius.

Enunciado de Kelvin – Planck: é impossível construir um dispositivo que opere em um ciclo termodinâmico e que não produza outros efeitos além do levantamento de um peso e troca de calor com um único reservatório térmico.

Esse enunciado está vinculado aos motores térmicos. Ele estabelece que é impossível construir um motor térmico que opere segundo um ciclo que receba uma determinada quantidade de calor de um corpo a alta temperatura e produza uma igual quantidade de trabalho. Alguma quantidade de calor deve ser transferida do fluido de trabalho a baixa temperatura para um corpo a baixa temperatura. Dessa maneira, um ciclo só pode produzir trabalho se estiverem envolvidos dois níveis de

temperatura e o calor for transferido do corpo a alta temperatura para o motor térmico e também do motor térmico para o corpo de baixa temperatura. Isto implica na impossibilidade de construir um motor térmico com 100% de eficiência térmica.

Enunciado de Clausius: é impossível construir um dispositivo que opere, segundo um ciclo, e que não produza outros efeitos, além da transferência de calor de um corpo frio para um corpo quente.

Este enunciado está relacionado com o refrigerador ou a bomba de calor e, com efeito, estabelece a impossibilidade de construir um refrigerador que opere sem receber trabalho.

2.2.2 Ciclos de Potência

Os ciclos de potências são constituídos por uma série de processos que formam um caminho fechado que é regido pela primeira lei da termodinâmica, ou seja, a energia térmica do ciclo é igual ao trabalho exercido.

Segundo Narváez-Romo (2015. p. 14) o ciclo de uma máquina de calor acontece através do escoamento que passa ao longo de um circuito fechado, através de um ciclo termodinâmico, no qual calor é recebido de uma fonte de alta temperatura (aquecimento indireto), calor é rejeitado a um meio de baixa temperatura e o trabalho produzido é entregue, por exemplo, a um gerador elétrico. A figura 3 mostra esquematicamente as quatro etapas, os quatro processos, de um ciclo termodinâmico.

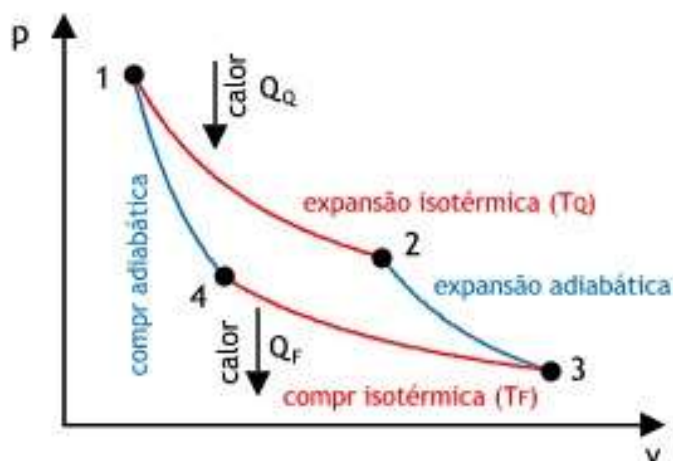


Figura 3 - Esquema dos ciclos termodinâmicos

Fonte: <<http://www.mspc.eng.br/termo/termod0510.shtml>>. Acesso em 08/09/2016

Ainda em Narváez-Romo, 2015, a usina de energia (*Power Plant*) faz referência a um circuito aberto, que requer fonte térmica (normalmente provem do combustível), porém não há circulação dos gases de combustão no circuito. Entretanto, seu desempenho pode ser avaliado como um sistema fechado de uma planta cíclica.

Um ciclo ideal seria representado por dois processos isoentrópicos e dois processos isotérmicos, em que é atingida a máxima eficiência possível de uma máquina térmica, que é conhecido como ciclo de Carnot (NARVAÉZ-ROMO, 2015. p. 15). Utiliza-se com referência de comparação e pode ser expresso em função das temperaturas de alto (T_H) e baixo nível (T_L), sendo:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (2)$$

Considerando as limitações físicas e a partir de variações nas etapas dos ciclos termodinâmicos como o aumento de temperatura da fonte quente, reaquecimento, trabalhar na seção de vapor superaquecido, etc., foram desenvolvidos diferentes ciclos termodinâmicos nos quais as máquinas de cogeração operam, algum deles são o Rankine e o Brayton. Também há os ciclos abertos, de combustão, Otto e Diesel, com o fim de operar com a melhor eficiência nas condições de pressão e temperaturas adequadas a cada processo.

2.3 COGERAÇÃO

2.3.1 Conceito

Segundo José María Pedro Sala Lizarraga (1999. p. 3), a cogeração, depois de muitos anos de história, foi finalmente definida em junho de 1980 pela *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC em seus *Rulemaking on Cogeneration and Small Power Production* como a produção sequencial de energia elétrica ou mecânica e de energia térmica útil, a partir da mesma fonte primária, ou seja, a cogeração é a geração simultânea e sequencial de duas ou mais formas de energias, tais como energia elétrica, calor ou produção de frio (NARVÁEZ-ROMO, 2015. p. 18) a partir de uma mesma fonte energética.

Uma máquina térmica é limitada fisicamente pela segunda lei da termodinâmica que já prevê a impossibilidade da construção de uma máquina, que operando em um ciclo termodinâmico, converta toda a quantidade de calor recebido em trabalho. Por mais eficiente que seja uma máquina térmica, a maior parte da energia contida no combustível usado para o seu acionamento será transformada em calor. O certo é que, em um ciclo convencional, no máximo 40% da energia do combustível podem ser transformados em energia elétrica (SILVA, 2015. p. 36).

A cogeração produz combinadamente calor e eletricidade, proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente dos combustíveis utilizados nesse processo (SILVA, 2015. p. 36).

A figura 4 mostra a comparação entre os balanços energéticos de um sistema convencional e de um sistema de cogeração. Observa-se que fazendo a cogeração aproveita-se parte das perdas, que são utilizadas para gerar energia térmica. Enquanto um sistema convencional aproveita em torno de 35 a 40% da energia do combustível, um sistema de cogeração pode chegar a aproveitar até 85%. Segundo a *Cogen Europe* (2016), uma planta industrial na Europa que utilize o calor através da cogeração pode atingir mais de 90% de eficiência.

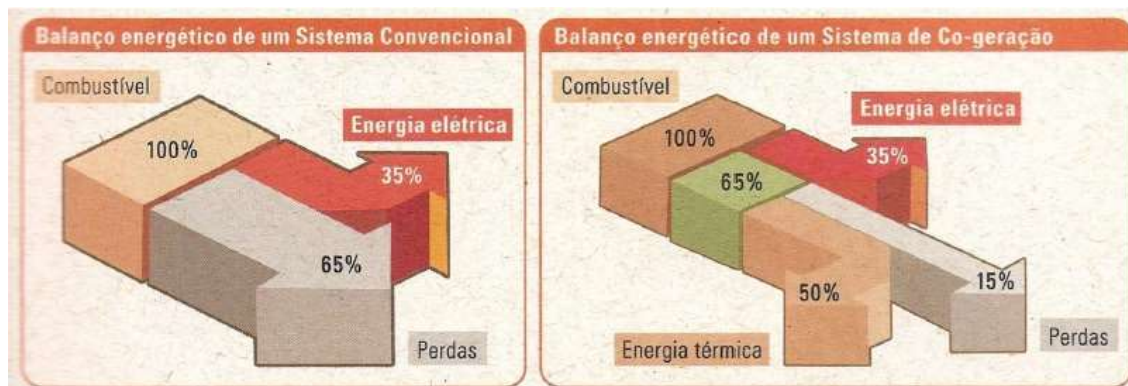


Figura 4 – Comparação do balanço energético entre um ciclo convencional e um sistema de cogeração.

Fonte: ANDREOS, 2016. **Slides de aula – Cogeração.** Aula 1, slide 30.

O princípio da cogeração pode ser observado na figura 5 (COGEN EUROPE, 2016). A figura 5 mostra os diferentes combustíveis ou fontes energéticas que podem ser utilizados em uma planta de cogeração e quatro das principais tecnologias utilizadas nesse tipo plantas: conjunto motor/gerador, turbina a gás acoplada a um gerador elétrico, células combustíveis e turbina a vapor, também acoplada a um gerador elétrico. Produzindo assim eletricidade e calor e/ou frio de maneira sequencial e simultânea.

É importante frisar que para ser considerado cogeração deve haver dois ou mais tipos diferentes de energias sendo produzidas. Quando é aproveitado o calor emanado por um gerador elétrico para alimentar outro circuito térmico cuja finalidade também é a geração de eletricidade, não se configura uma cogeração. Esse processo é conhecido como ciclo combinado, no qual também há um aumento na eficiência de produção de energia final, ou seja, há um aproveitamento melhor da energia primária, porém o processo tem como finalidade gerar exclusivamente energia elétrica e por isso não é uma cogeração.

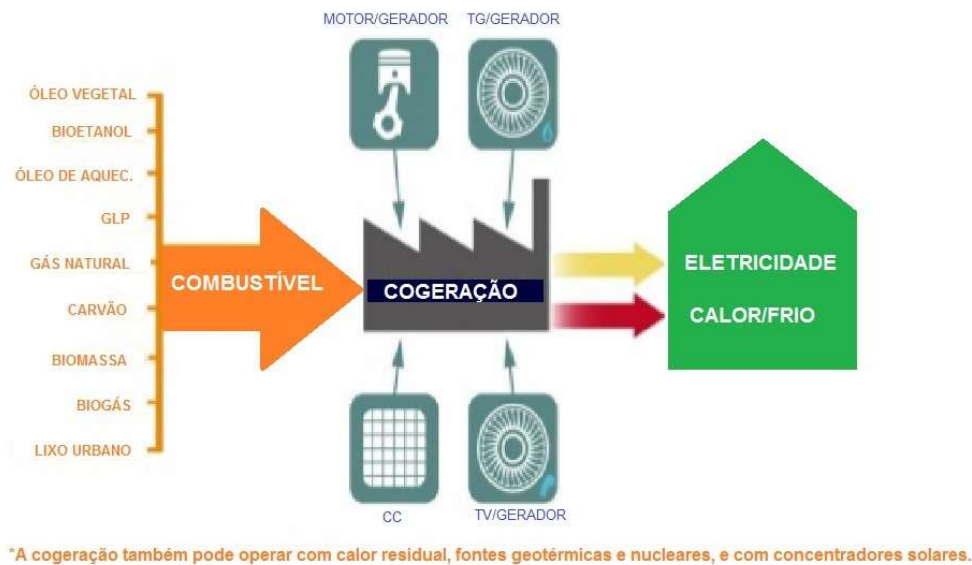


Figura 5 – Princípio da Cogeração.

Fonte: Adaptação própria a partir de COGEN, 2016.

2.3.2 Fator de Utilização de Energia (FUE)

O FUE tem como objetivo demonstrar a porcentagem de utilização da energia da fonte primária de energia para produção de trabalho e calor útil. A equação 3 abaixo mostra como o FUE é calculado:

$$FUE = \frac{W + \dot{Q}_u}{\dot{m} \times PCI} \quad (3)$$

Sendo:

W = Potência no eixo produzido pela máquina [kW];

\dot{Q}_u = Taxa de calor útil produzido ou recuperado [kW];

PCI = Poder calorífico inferior do combustível [kJ/kg];

\dot{m} = Vazão mássica de combustível [kg/s].

A tabela 1 mostra as principais tecnologias com seus respectivos rendimentos elétricos (η_e) e FUE's.

Tabela 1 - Rendimento elétrico e FUE por gerador

Gerador	He	Cogeração (FUE)
MCI	25ª 45%	~85%
TV	30 a 45%	~50%
TG	35 a 45%	~75%
µTG	24 a 33%	~85%
Ciclo Combinado	Até 57%	~75%

Fonte: ANDREOS, 2013. p. 20.

2.3.3 Energia a Economizar (EEC)

Segundo Machado (2015. p. 32), deve-se considerar que um valor elevado de FUE não é suficiente para se concluir que a configuração do sistema de cogeração está atendendo de maneira satisfatória às demandas de energia elétrica e térmica do empreendimento. Um valor alto para o FUE pode estar relacionado a um pequeno valor de potência elétrica produzida frente à geração de um alto fluxo de calor. Deste modo, torna-se prudente a avaliação conjunta do FUE com outros índices, a fim de se avaliar de maneira satisfatória a eficiência do sistema de cogeração.

A EPA (DARROW et al. Março 2015. C. 1, p. 8) considera a economia de combustível como o termo apropriado para comparar uma usina de cogeração com uma convencional. A economia de combustível (EEC) compara o combustível usado pela usina cogeneradora com uma usina convencional onde a produção de calor e eletricidade é feita de maneira separada. Um valor positivo de EEC representa que há uma economia no consumo de combustível no sistema de cogeração, já se o valor for negativo quer dizer que a cogeração está consumindo mais combustível cogerando do que se produzisse calor e eletricidade de maneira separada.

De acordo com Machado (2015. p. 32 – 33) o EEC pode ser obtido através da equação 4:

$$EEC = \frac{\dot{m}_{comb} \times PCI}{\frac{W}{\eta_{term}} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{cald}}} \quad (4)$$

Sendo:

η_{term} = eficiência na geração de energia elétrica;

η_{cald} = eficiência na geração de energia térmica

O valor $\dot{m}_{\text{comb}} \times \text{PCI}$ está relacionado à quantidade de combustível necessária em um sistema de cogeração, com o aproveitamento da energia elétrica e calor. Já os valores $\frac{W}{\eta_{\text{term}}}$ e $\frac{Q_u}{\eta_{\text{cald}}}$ estão relacionados à energia necessária para produção de eletricidade e calor separadamente, em um sistema convencional, considerando as respectivas eficiências de geração.

Este índice permite avaliar de maneira mais direta se a implementação da cogeração em um determinado processo irá contribuir para a economia de combustível (MACHADO, 2015. p. 33).

2.3.4 Cogeração qualificada

Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), na sua resolução nº235 de 2006, a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica.

A cogeração qualificada é um atributo concedido pela ANEEL a cogedoras que atendam aos requisitos I e II do Art. 4º da resolução 235/2006 da ANEEL, mostrados na continuação.

Requisito I: O empreendimento deve estar regularizado pela ANEEL para poder cogerar.

Requisito II: Atender os dois critérios a seguir:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (5)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (6)$$

Sendo:

E_t = Energia da utilidade calor: energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, 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;

E_f = Energia da fonte: energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o PCI;

E_e = Energia da utilidade eletromecânica: energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontado da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Os valores de “X” e de “Fc” devem ser aplicados em função da potência elétrica instalada e obedecer a seguinte tabela:

Tabela 2 - Valores de “X” e “Fc” para qualificar a cogeração.

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

Fonte: Resolução ANEEL nº235 de 2006, artigo 4º, parágrafo 1º.

A qualificação da cogeração permite participar de políticas de incentivo à cogeração, como, por exemplo, tarifas de cogeração oferecida pelas concessionárias de gás natural, cujo valor é menor do que um empreendimento com perfil econômico e consumo mensal de gás natural equivalente, mas que não obteve a qualificação da cogeração.

2.3.5 Tipos de dimensionamento

Através do processo de cogeração, além da eficiência energética, deve-se buscar o melhor balanço entre produção de energia elétrica (ou mecânica) e energia térmica para cada tipo de aplicação (GIBIN Jr., 2013. p. 4).

Desta forma, existem dois tipos básicos de dimensionamento de uma usina cogeneradora e um terceiro tipo que é a conjugação dos outros dois tipos.

Ciclo Topping: é o tipo mais frequente de cogeração, a energia elétrica (mecânica) é gerada no primeiro estágio, a partir da energia química de um combustível, e a energia térmica resultante, o denominado calor residual, é fornecida aos processos, constituindo o segundo estágio (SALA LIZARRAGA, 1999. p. 15), como é mostrado na figura 6 através de um diagrama esquemático do ciclo topping. O ciclo topping tem como finalidade dimensionar a planta de cogeração para atender toda a demanda elétrica de um empreendimento ou processo (KEHLHOFER, R. H. et al., 1999. Apud GIBIN Jr. 2013. p. 4). Este raciocínio de dimensionamento está esquematizado na figura 7.

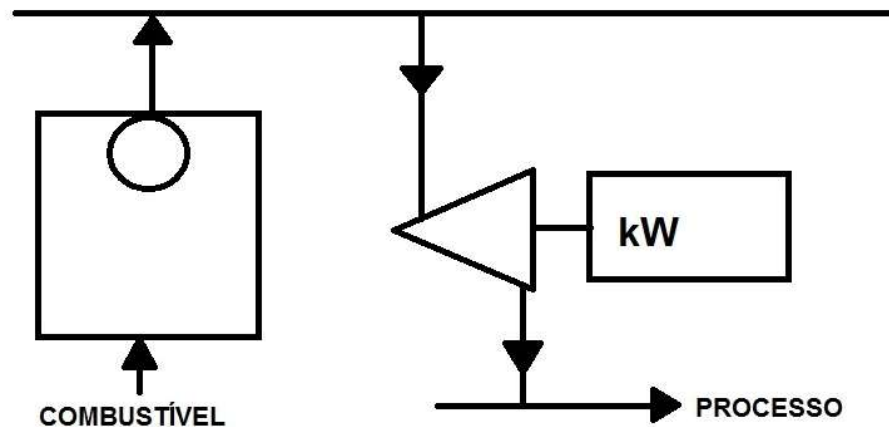


Figura 6 – Diagrama esquemático do ciclo *topping*.

Fonte: Elaboração própria a partir de SALA LIZARRAGA, 1999. Figura 1.3, p. 15.



Figura 7 – Cogeração chamada *Topping cycle*.

Fonte: ANDREOS, 2013. p. 7.

- Ciclo *bottoming* é aquele no qual a energia térmica residual de um processo é utilizada para produzir eletricidade, como é mostrado na figura 8 através de um diagrama esquemático do ciclo *bottoming*. Os ciclos *bottoming* estão normalmente associados com processos industriais nos quais se apresentam altas temperaturas. Por exemplo, indústrias químicas cujos processos possuem calores residuais a $\sim 900^{\circ}\text{C}$, que podem ser muito bem utilizados para a produção de vapor e eletricidade (SALA LIZARRAGA, 1999. p. 15).

Segundo Kehlhoefer *et al.* (1999 *apud* GIBIN JR. 2013. p. 4), neste tipo de cogeração o combustível primário gera inicialmente energia térmica, e parte do rejeito térmico recuperado é utilizado para produção simultânea de

energia elétrica. Para dimensionar uma planta através do fornecimento total da demanda térmica é utilizado o ciclo *bottoming*, como é mostrado na figura 9.

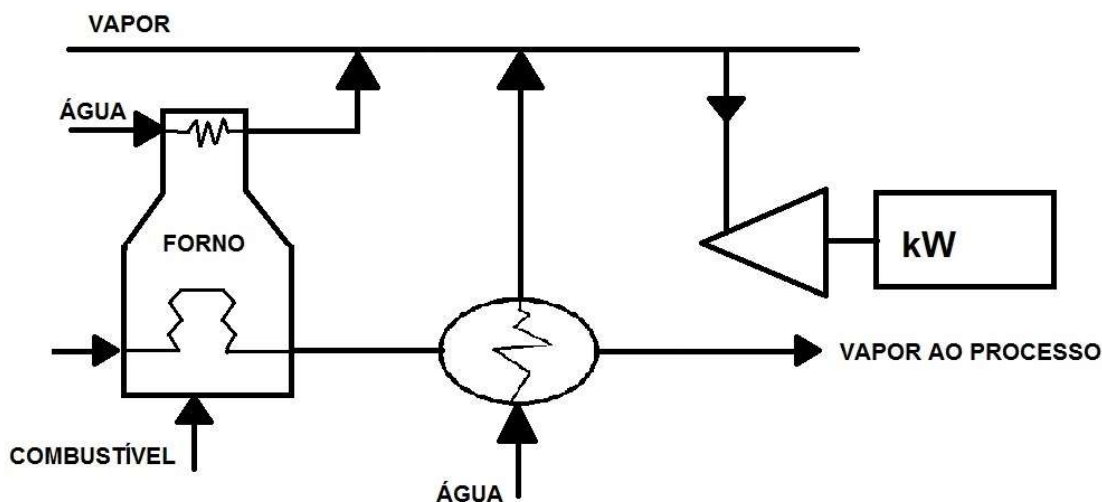


Figura 8 – Diagrama Esquemático do ciclo *bottoming*.

Fonte: Elaboração própria a partir de SALA LIZARRAGA, 1999. Figura 1.3, p. 15.



Figura 9 – Cogeração chamada *Bottoming Cycle*.

Fonte: ANDREOS, 2013. p. 7

Combinando o ciclo *Topping* e o ciclo *Bottoming* se obtém o ciclo combinado (*Topping Bottoming*). Este ciclo é considerado de cogeração caso se gere duas ou mais formas de energias no consumo final de maneira sequencial e simultânea; se for gerada somente energia elétrica é classificado de ciclo combinado, mas não de cogeração. A figura 10 mostra o diagrama de um ciclo combinado *Topping Bottoming*.

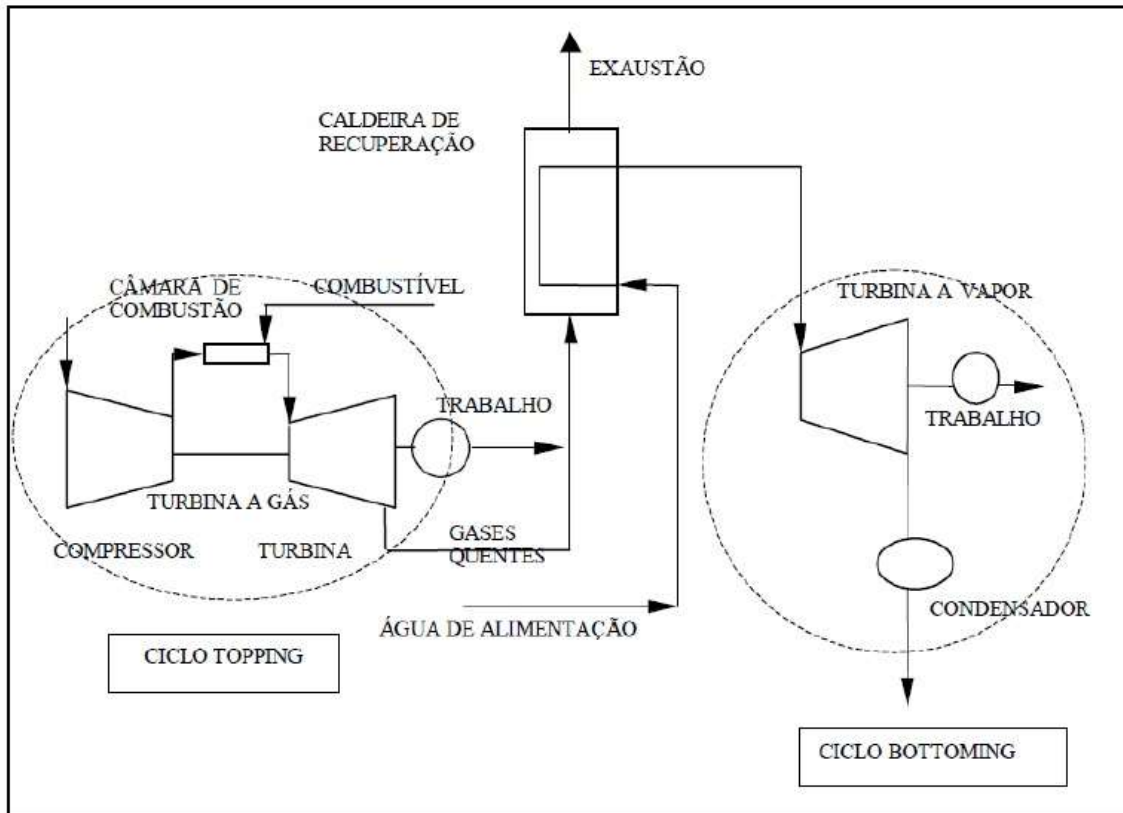


Figura 10 – Diagrama esquemático ciclo combinado (*topping bottoming*).

Fonte: CUNHA, 2000, *apud* OKAZAKI, 2015. p. 31.

2.3.6 Configurações básicas para empreendimentos do setor terciário (serviços)

Segundo Andreos (2013. p. 20) as configurações básicas de cogeração para o setor terciário, em função das demandas, são:

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

2.3.6.1 Energia elétrica e água gelada

A combinação da produção de energia elétrica e água gelada é a configuração básica mais aplicável no setor terciário (ANDREOS, 2013. p. 20). Isto, porque, a

demanda mais comum no setor terciário é a energia elétrica para iluminação, tomadas de 1.500 VA, motores de alguns CV para elevadores, etc. e a demanda de ar frio para climatização do ambiente. A figura 11 mostra a produção de energia elétrica na base de um MCI, *Topping cycle*, onde parte do calor residual é recuperada e encaminhada para um *chiller* de absorção que produz água gelada para a climatização dos ambientes.

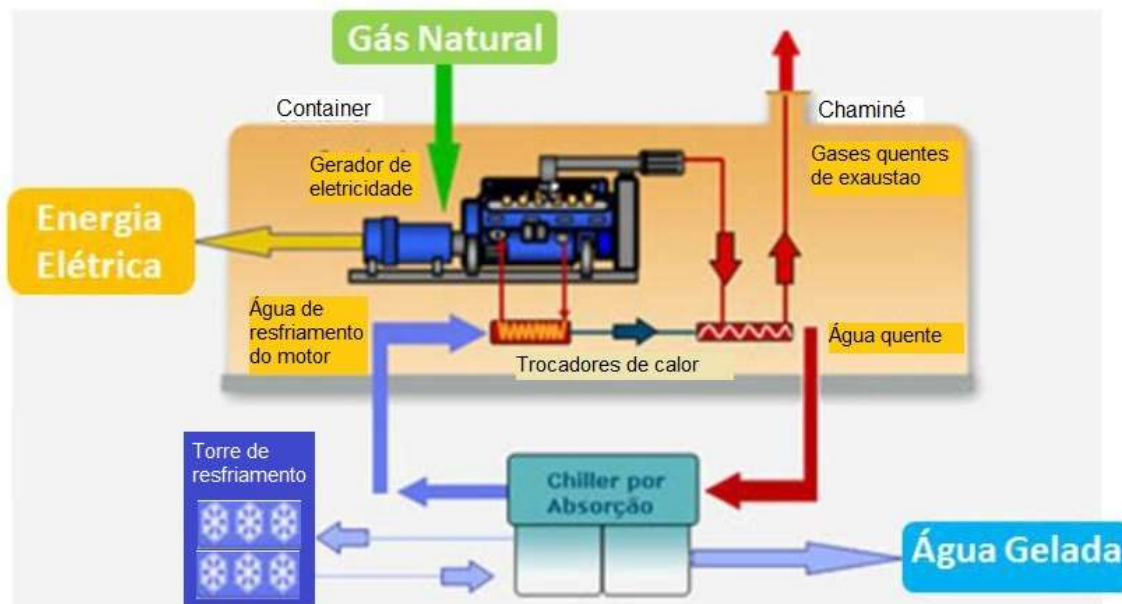


Figura 11 – MCI em Cogeração *Topping cycle*)

Fonte: ABEGÁS, 2011. *Apud* ANDREOS, 2013. p. 20.

2.3.6.2 Energia elétrica e água quente

Segundo Gibin Jr. (2013. P. 6) esta configuração é aplicável em empreendimentos onde há forte demanda por energia elétrica e água quente para conforto, como por exemplo, o estudo de caso desta monografia, academias de natação, mas há outros lugares cuja aplicação desta configuração é comum, como hotéis, hospitais e clubes. A figura 12 ilustra a representação esquemática de um MCI em ciclo *Topping* configurado para produzir energia elétrica e gerar água quente.

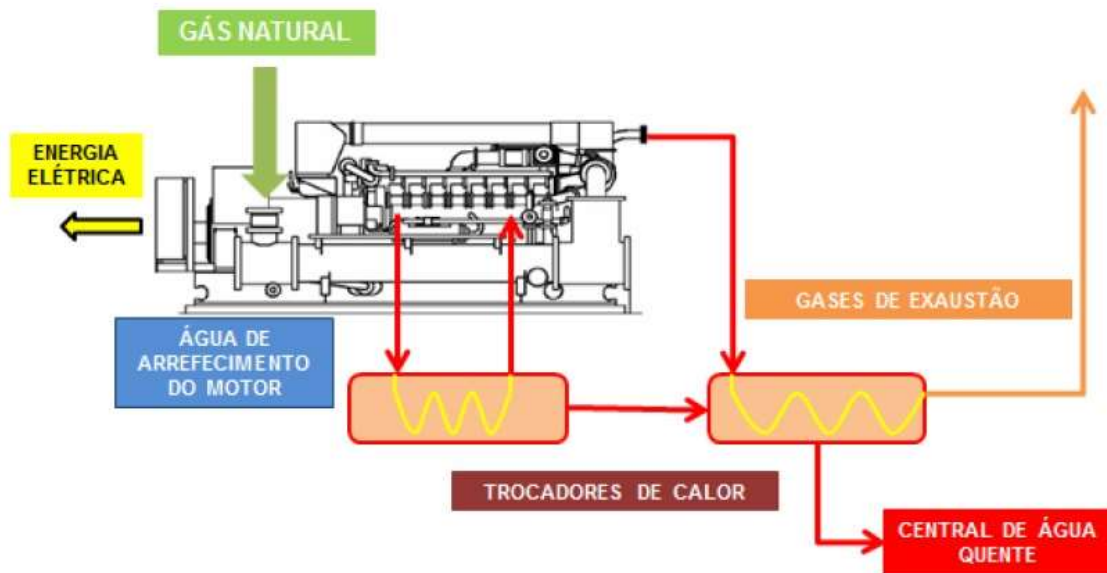


Figura 12 – Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água quente.

Fonte: GIBIN Jr. 2013. p. 6

2.3.6.3 Energia elétrica, água gelada e água quente

A produção sequenciada e simultânea de energia elétrica, água gelada e água quente, é conhecida como trigerção (ROCHA *et al.* 2012). Este tipo de configuração é utilizado por edificações que precisem destes três insumos, por exemplo, hospitais. Hospitais têm cargas elétricas como iluminação, elevadores, equipamentos médicos, etc. Eles também possuem demanda por frio para conforto, manutenção de vacinas e medicamentos, climatização da sala de cirurgia, entre outros. Além da necessidade dos insumos anteriormente citados, hospitais precisam gerar calor para esquentar água para banhos, esterilizar equipamentos médicos, etc. A figura 13 ilustra esquematicamente a trigerção utilizando um MCI em ciclo *topping*.

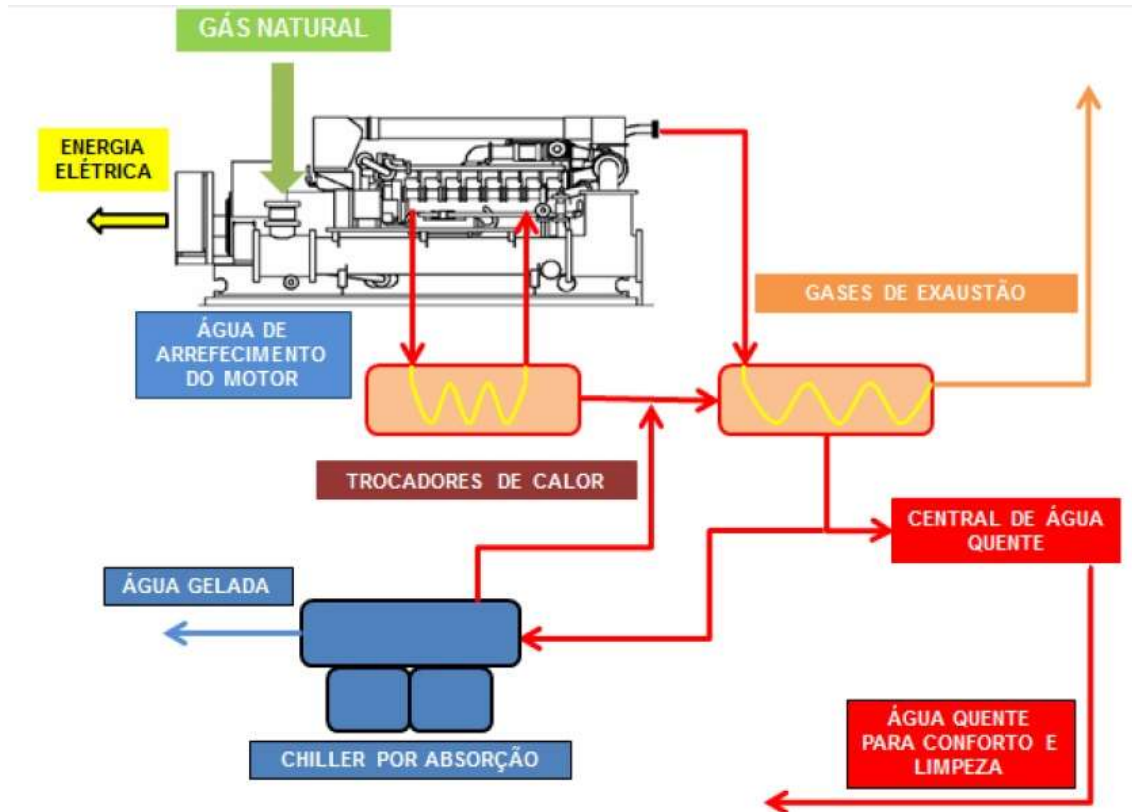


Figura 13 – Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica, água quente e água gelada (trigeração).

Fonte: GIBIN Jr. 2013. p. 7.

2.3.7 Principais tecnologias: geradores de força motriz

O motor de força motriz é o principal componente do sistema de cogeração (OKAZAKI, 2015. p. 31). Conforme: a demanda de eletricidade e de calor/frio do processo ou da edificação; o desempenho desejável; e as questões econômicas como investimento inicial, tempo de retorno, valor presente líquido e taxa interna de retorno, há uma tecnologia motor/gerador que se adéqua melhor a cada empreendimento.

As principais tecnologias de geradores de força motriz são:

- Turbina a gás (TG);
- Turbinas a vapor (TV);

- Microturbinas a gás (μ TG);
- Motores de combustão interna (MCI);
- Motores Stirling (MS); e
- Células a combustível (OKAZAKI, 2015. p. 31 – 32).

2.3.7.1 Turbina a gás (TG)

Em Sala Lizarraga (1999. p. 20 – 23) são definidos dois grandes grupos de turbinas a gás: de combustão interna e combustão externa.

Nas TG de combustão externa, um fluido de trabalho que costuma ser ar ou um gás inerte como hélio, argônio, etc., descreve um processo cíclico recebendo e cedendo calor através de enormes trocadores de calor. O foco quente da máquina são os gases quentes procedentes da combustão de um combustível em uma câmara de combustão, e o foco frio é a água de refrigeração, que cede o calor absorvido para o meio ambiente, mediante uma torre de refrigeração.

Por outro lado, em uma turbina a gás de combustão interna a combustão se produz no seio do fluido de trabalho, de maneira que não existe intercâmbio de calor com os focos através de trocadores de calor. Os gases de combustão, uma vez expandidos na turbina são cedidos ao ambiente e o compressor aspira ar novo atmosférico.

O valor relativamente baixo de rendimento térmico destas turbinas a gás, juntamente com a grande quantidade de excesso de ar requerido para garantir uma temperatura aceitável na entrada da turbina, origina um importante conteúdo energético nos gases de exaustão e a possibilidade de recuperar dito calor residual.

Ambos os tipos de TG podem ser utilizados para cogeração. A principal vantagem das TG de combustão externa é que os produtos da combustão não circulam através dos seus componentes, minimizando os problemas de corrosão e desgaste, por isso se pode utilizar uma grande variedade de combustíveis.

Apesar desta flexibilidade na utilização de combustíveis, a maior complexidade da máquina, junto com a necessidade do controle das emissões, como consequência da combustão de combustíveis de qualidade inferior, dá lugar a inversões muito maiores quando comparadas às da TG de combustão interna. Por isto, estas turbinas de combustão externa são utilizadas para instalações de grandes potências.

As TG de combustão interna utilizam como combustível o gás natural ou destilados de qualidade elevada. Também se estuda a utilização de carvão gaseificado para ser utilizado como combustível.

As TG de combustão interna são compactas e apresentam uma série de características que as fazem muito apropriadas para sua aplicação em cogeração. Os turbogeradores (conjunto turbina/gerador) produzem eletricidade e o calor residual pode ser aproveitado para produção de vapor, secagem, aquecimento de água, acionar *chillers* de absorção, etc.

A figura 14 mostra dois turbogeradores. O do lado esquerdo é um de 200 MVA e 13,8 kV e o do lado direito é um turbogerador aberto de 62,5 MVA e 13,8 kV.

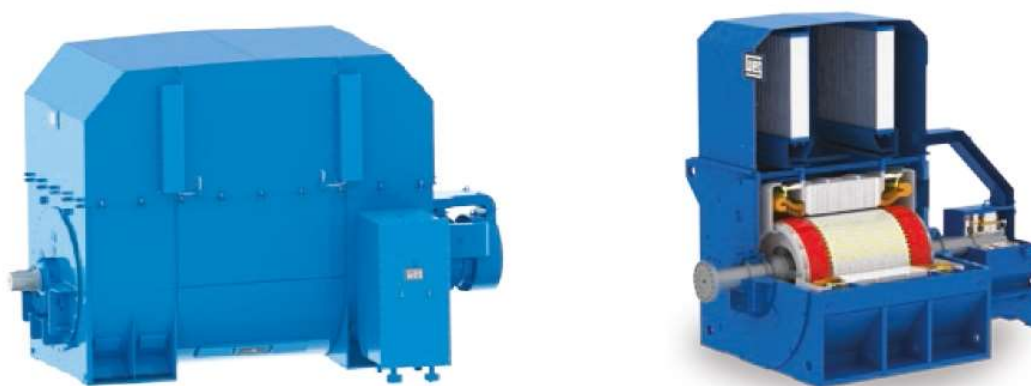


Figura 14 – Turbogeneradores.

Fonte: WEG

2.3.7.2 Turbina a vapor (TV)

Okazaki (2015. p. 32 – 33) define as turbinas a vapor como máquinas motoras rotativas que convertem a energia contida no fluxo contínuo de vapor d'água em trabalho no eixo, que acoplado ao gerador produz trabalho mecânico que depois pode ser transformado em energia elétrica. Este equipamento opera a alta rotação, possui grande confiabilidade operacional e pode ser utilizado em ciclos *topping* ou *bottoming*,

Estas turbinas operam através do ciclo termodinâmico de Rankine. A combustão externa em uma caldeira gera vapor a alta pressão. Este vapor é expandido a baixa pressão na turbina e posteriormente enviado ao condensador ou a um sistema de distribuição de vapor a temperatura intermediária para abastecimento industrial ou comercial. O condensado proveniente do condensador ou do sistema de distribuição é depois enviado novamente ao ciclo.

Como a combustão ocorre de maneira externa à turbina, podem ser utilizados diversos tipos de combustíveis, sendo assim possível a cogeração com biomassa. A figura 15 mostra uma turbina a vapor.



Figura 15 – Turbina a vapor.

Fonte: SIEMENS

2.3.7.3 Microturbinas a gás (μ TG)

São turbinas a gás de baixas potências que operam de maneira similar às turbinas a gás convencionais de combustão interna, através do ciclo termodinâmico de Brayton, porém existem algumas diferenças com as TG's além da potência, como:

- Turbinas inicialmente projetadas para aplicações comerciais;
- Elevada e variável velocidade de rotação, entre 33.000 e 120.000 rotações por minuto;
- O gerador de corrente contínua opera à velocidade da turbina com um inversor acoplado;
- Não usam caixa redutora, a turbina e o gerador estão acoplados no mesmo eixo;
- É utilizado um recuperador para aquecer o ar de entrada para manter a temperatura elevada internamente (CARVALHO, A. M. *et al.* 2008. p. 2).

Como principais vantagens das microturbinas se podem citar:

- Alta durabilidade;
- Projeto simples, permitindo redução de custos e grandes volumes de fabricação;
- Trabalham com baixas pressões;
- São compactas, fáceis de instalar e reparar;
- Eficiência razoável (30-33%);
- Baixas emissões;
- Permitem cogeração e modularidade (CARVALHO, A. M. *et al.* 2008. p. 2).



Figura 16 – Microturbina a gás.

Fonte: <energiaelectrica.weebly.com>. Acesso em 29/07/2016.

2.3.7.4 Motores a Combustão Interna (MCI)

Segundo Okazaki (2015. p. 33), os motores de combustão interna se caracterizam pela combustão ocorrer dentro de uma câmara em que são acoplados cilindros que são movimentados pelo deslocamento dos gases gerados na combustão e possibilita assim, a geração de energia. São movidos através do ciclo Otto ou Diesel e seus combustíveis principais são a gasolina e óleo diesel, porém, dependendo da configuração, pode-se utilizar etanol, gás natural ou biogás. A figura 17 mostra dois exemplos de motores que utilizam gás natural como combustível.



Figura 17 – Motores de combustão interna a gás natural.

Fonte: Brandão, 2004.

2.3.7.5 Motores Stirling e motores Ericsson

Um motor Stirling é uma máquina de combustão externa em que um fluido de trabalho descreve um processo cíclico, experimentando ciclicamente expansões e compressões a diferentes temperaturas. O fluxo é controlado através de variações de volume. Aquelas que funcionam segundo um ciclo aberto, nas que o fluxo é controlado por meio de válvulas, recebem o nome de motores Ericsson (Sala Lizarraga, 1999. p. 549-550). A figura 18 mostra duas ilustrações de um motor Stirling; à esquerda se tem uma vista frontal e à direita uma vista lateral do motor.

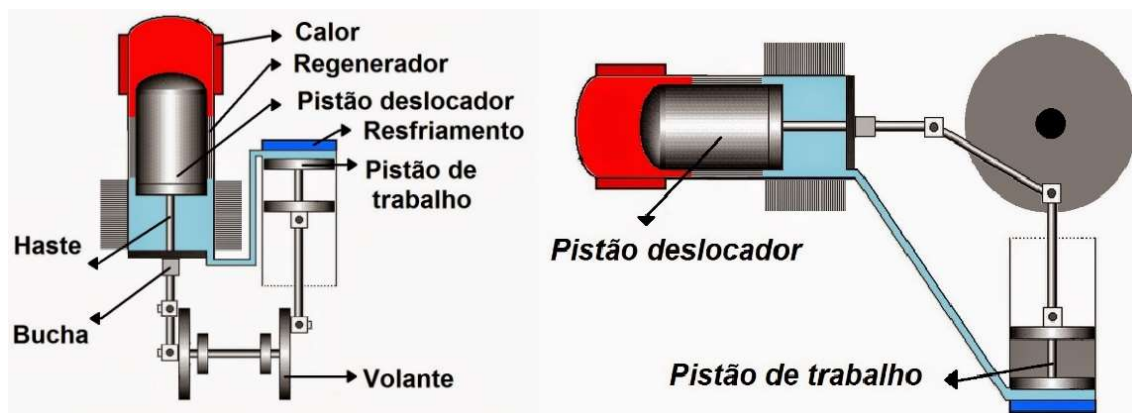


Figura 18 – Motor Stirling tipo gama.

Fonte: <manualdomotorstirling.blogspot.com.br>. Acesso em 01/08/2016.

2.3.7.6 Células Combustíveis (CC)

Segundo Okazaki (2015, p. 35), em uma célula combustível não há queima direta do combustível. As CC's realizam a conversão de combustível em hidrogênio por meio de reações químicas. O hidrogênio é então combinado na presença de oxigênio para geração de energia e calor, produzindo água.

Por não haver combustão, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) são reduzidas e conseqüentemente os impactos atmosféricos são drasticamente reduzidos. Porém, em decorrência de seu alto custo, a tecnologia ainda é pouco difundida.

Atualmente, o melhor custo/benefício da utilização de células de combustível é a cogeração, em que há um melhor aproveitamento da energia total gerada: produção de eletricidade e o calor, utilizado como suprimento da demanda térmica.

A figura 19 mostra uma célula a combustível de 100 watts.



Figura 19 – Célula a Combustível.

Fonte: <www.brasilh2store.com.br>. Acesso em 01/08/2016.

2.3.8 Comparação dos principais geradores de força motriz

Conforme a tabela 3, elaborada por Okazaki (2015. p. 36) a partir dos dados da EPA se observa que a tecnologia a ser implementada dependerá de vários fatores. Existem fatores econômicos, como baixo custo de investimento inicial, custos de operação, custos do combustível, tempo de retorno, cotação do dólar para equipamentos importados, etc.; existem fatores técnicos como o nível de potência elétrica demandada, temperaturas de operação, necessidade de refrigeração, espaço disponível, variedades de combustíveis aplicáveis, questões logísticas, etc.; e existem os fatores ambientais como emissão de poluentes na combustão, nível de ruído, etc.

Por isso a escolha da tecnologia tem que ser analisada caso a caso, discutida entre especialistas de diversas áreas, engenharia, arquitetura, financeiro, meio ambiente, etc.

Tabela 3 - Tabela comparativa das tecnologias de geração de força motriz com aplicação de cogeração.

Sistema de cogeração	Vantagens	Desvantagens	Tamanhos disponíveis
MCI	Alta eficiência energética Flexibilidade operacional a carga parcial Start-up rápido	Altos custo de manutenção Não é aplicável para cogeração com altas temperaturas Alta emissão de poluentes	De 1 kW até 10 MW
MS	Custo relativo de Investimento Inicial baixo Fácil operação	Necessita refrigeração Altos níveis de ruídos	Até 80 MW
TV	Alta eficiência global Grande variedade de combustíveis aplicáveis. Sólidos, líquidos e gasosos Longa vida útil Alta confiabilidade Taxa de calor x trabalho variável	Start-up lento Necessidade de fonte de calor Baixa taxa de calor x trabalho	A partir de 50 kW
TG	Alta confiabilidade Baixa emissão de poluentes Disponibilidade de altas temperaturas Não há necessidade de refrigeração	Gases a alta pressão Baixa eficiência de carga	de 500 kW até 300 MW
μ TG	Compacta e leve Baixa emissão de poluentes Não há necessidade de refrigeração	Altos custos de investimento inicial Baixa eficiência mecânica Não é aplicável para cogeração com altas temperaturas	De 30 kW até 250 kW
CC	Baixa emissão de poluentes Baixo nível de ruído Alta eficiência em toda a faixa de carga Compacta	Altos custos de investimento inicial Pouca durabilidade Potência baixa Combustível precisa de processamento, exceto o hidrogênio puro	De 5 kW até 2 MW

Fonte: Adaptação própria a partir de OKAZAKI 2015. p. 36.

2.3.9 Vantagens e barreiras da cogeração

Sala Lizarraga (1999 p. 33 – 35) expõe as principais vantagens e barreiras da cogeração dividindo-as nos seguintes pontos de vista:

2.3.9.1 De um país

- Vantagens:

- **Economia da energia primária.** Esta economia é consequência, nos ciclos *topping*, da menor quantidade atribuível à eletricidade e, nos ciclos *bottoming*, devido ao aproveitamento de calores residuais;
 - **Maior diversificação energética.** Devido a que a cogeração permite aproveitar calores residuais e combustíveis derivados do processo;
 - **Diminuição da poluição.** É o resultado do menor consumo global de combustível, como consequência do melhor aproveitamento da energia na geração de eletricidade, ao não se dissipar diretamente no ambiente grandes quantidades de calor (como ocorre nos condensadores das centrais termelétricas ou nucleares);
 - **Diminuição dos gastos com energia.** Devido ao menor custo na geração, na transmissão e distribuição da eletricidade, em relação aos sistemas convencionais.
- **Barreiras:**
 - **Normativa.** É necessária uma regulamentação adequada, para regular e resolver os numerosos possíveis pontos de conflito que podem se apresentar nas relações entre cogrador e concessionária de energia elétrica;
 - **Infraestrutura.** Requer-se de uma infraestrutura adequada para a correta manutenção das instalações.

2.3.9.2 Das concessionárias de energia elétrica

- **Vantagens:**
 - **Incremento na garantia do fornecimento elétrico;**
 - **Possibilidade de reduzir a potência de reserva.** Como consequência do aumento das instalações geradoras;
 - **Utilização mais econômica de seus meios de produção,** ao substituir a cogeração àquelas centrais com custo de geração maiores.
- **Barreiras:**
 - **Problemas de regulação da rede.** A conexão em paralelo dos equipamentos do cogrador com a rede de distribuição pode criar problemas de regulação da rede, devido às trocas de energia entre

ambos e como consequência das possíveis falhas de fornecimento do autoprodutor;

- **Menor mercado.** O cogedor reduz o fornecimento das concessionárias de energia elétrica com seu auto abastecimento e com a possível venda à rede ou a terceiros.

2.3.9.3 Do usuário

- Vantagens:
 - **Diminuição dos gastos com energia.** Como consequência do menor custo da eletricidade autoconsumida e o benefício adicional da venda;
 - **Maior garantia de fornecimento.** Ante uma possível falha na rede, pode continuar fornecendo eletricidade, pelo menos para os equipamentos considerados como críticos.
- Barreiras:
 - **Investimento adicional** e, também, em uma atividade fora das exercidas normalmente pela empresa. Além do empresário se defrontar com riscos pouco conhecidos por ele, como a evolução dos preços da eletricidade, entre outros;
 - **Aumento da poluição local**, como consequência do maior consumo de combustíveis na própria indústria (entende-se, para ciclos *topping*).

2.3.9.4 Do Sistema Interligado Nacional

- Vantagens:
 - **Alto fator de capacidade anual.** Na faixa dos 85% (OKAZAKI, 2015. p. 14);
 - **Menor custo de transmissão.** Devido à inserção de GD que diminui a demanda de transmissão de grandes quantidades de potências por longas distâncias;
- Barreiras:
 - **Complexidade da infraestrutura da rede.** Unidades espalhadas e distribuídas pelos centros de carga com um comportamento dual, às vezes é carga outras é geradora, exige que exista uma infraestrutura

compatível com um fluxo bidirecional de potência, tanto para medição e faturamento como para proteção.

- **Compromete a qualidade da rede elétrica.** Tendo uma malha com GD a operação e o controle ficam mais complexos, dificultando o isolamento de falhas produzidas pelas unidades cogeneradoras. Muitas vezes estas falhas não são percebidas olhando-se somente uma unidade cogeneradora, mas sim um conjunto, como a estabilidade dinâmica do sistema ou a distorção de harmônicos, etc., comprometendo níveis de tensão, de potência reativa, de distorção da senoide elétrica e da frequência.

2.3.10 Aspectos ambientais

Segundo Machado (2015. p. 51 – 55), o principal dano ocasionado ao meio ambiente pelos sistemas de produção de energia está relacionado às emissões de gás carbônico e outros poluentes para a atmosfera.

Os sistemas de cogeração podem reduzir as emissões de gases de efeito estufa porque que torna o processo de conversão de energia mais eficiente, ou seja, a cogeração reduz o consumo de combustível, a queima de combustível, assim poluindo menos o meio ambiente.

2.4 ENERGIA SOLAR

2.4.1 Introdução

A energia solar é uma energia renovável e relativamente limpa, como pode ser observado na figura 20. A figura 20 compara as emissões de gases de efeito estufa provenientes da produção de energia utilizando diferentes fontes energéticas. As fontes comparadas são: lenhito, carvão, petróleo, gás natural, fotovoltaica, biomassa, nuclear, hidrelétrica e eólica. Percebe-se que a energia solar fotovoltaica é muito

limpa comparada com as fontes fósseis, porém não está livre de poluição devido às emissões de GEE, principalmente na fabricação dos painéis, mas também no transporte e na instalação deles.

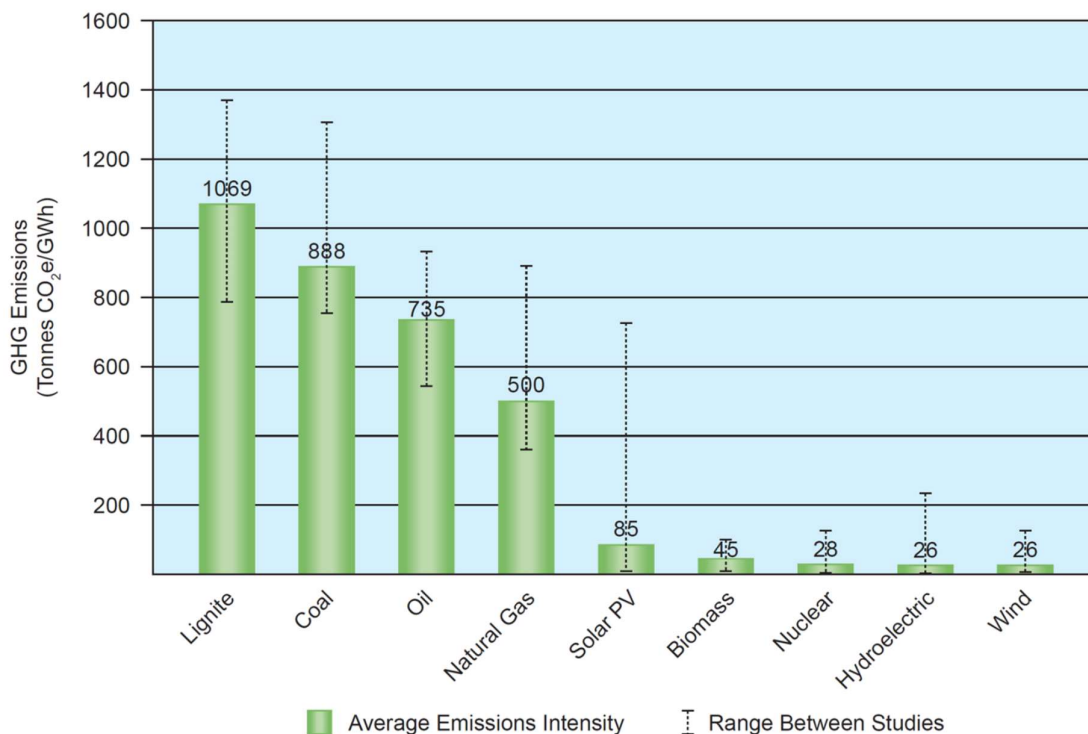


Figura 20 - Emissões de GEE por tipo de fonte energética.

Fonte: *World Nuclear Association*. Disponível em <www.world-nuclear.org>. Acesso em 04/08/2016.

A energia solar tem um grande potencial de crescimento e exploração e ela está presente no mundo todo, alguns lugares com maior potencial que outros, por isso é uma forte candidata para a GD, usinas fotovoltaicas e para geração térmica.

A Morgan Stanley (2014) publicou em julho de 2014 um relatório sobre o potencial crescimento das instalações de aproveitamento da energia solar em 5 GW de 2014 a 2020. O Brasil tem um potencial enorme para a exploração dessa energia, segundo o estudo, pois a região brasileira cuja irradiação anual média é a menor, 4,0 kWh/m²/dia, é superior à média da Alemanha, líder mundial na exploração de energia solar, no ano de 2014, que é de apenas 3,4 kWh/m²/dia, como pode ser

observado na figura 21, que mostra o mapa brasileiro com sua respectiva irradiação anual média em kWh/m²/dia.

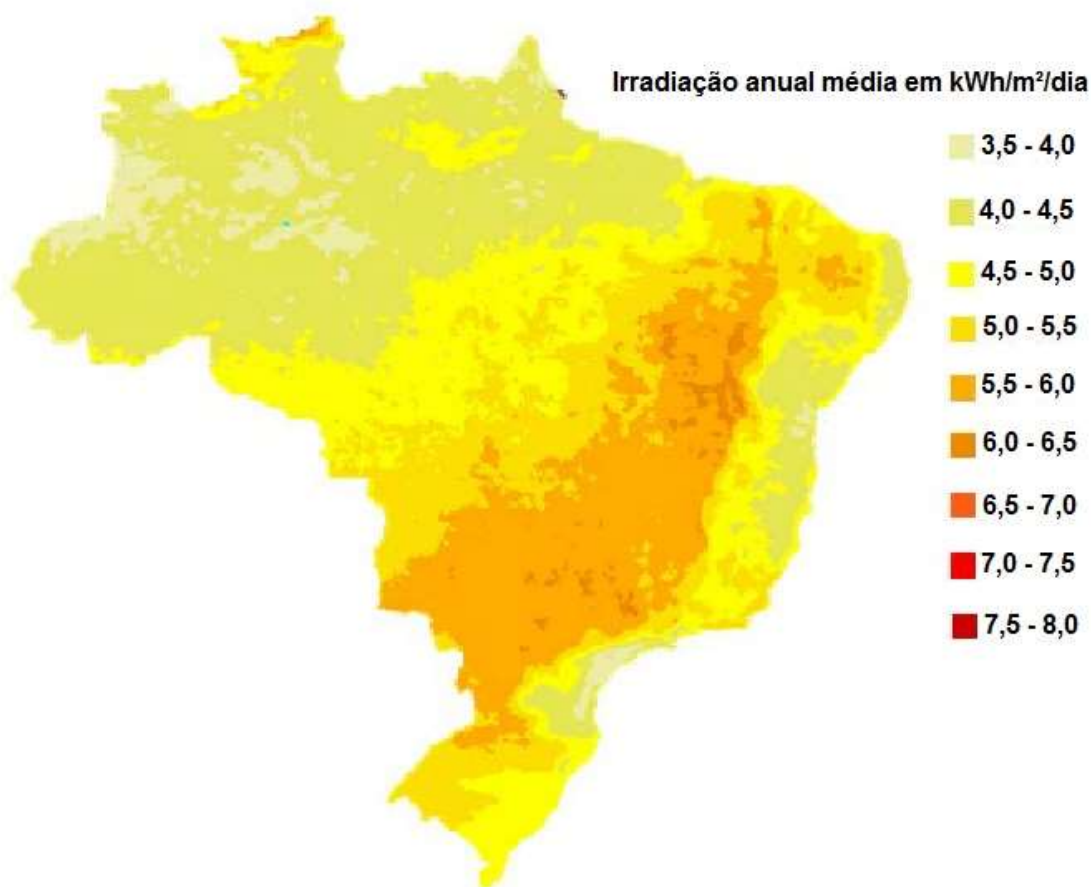


Figura 21 - Irradiação anual média brasileira em kWh/m²/dia.

Fonte: Adaptação própria com base em ANEEL, INPE e Morgan Stanley Research, 2014. p. 52.

Para o aproveitamento da energia proveniente do sol existem dois grupos de tecnologias: as fotovoltaicas e as fototérmicas.

2.4.2 Tecnologia fotovoltaica

Segundo Nascimento (2004. p. 14), as células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, ou seja, material com características intermédias entre um condutor e um isolante. O material mais utilizado é o silício que, dependendo da sua

elaboração (monocristalino, policristalino ou amorfo), será mais ou menos eficiente, não superando os 25% de rendimento elétrico.

A célula fotovoltaica gera uma tensão nos seus terminais induzida através da luz incidente; este é o efeito fotovoltaico. Associando várias células em série e paralelo se produzem os painéis fotovoltaicos, que por sua vez são associados em série e em paralelo, formando *strings*, que possuem uma potência, uma tensão e correntes mínimas e máximas de operação com as quais o inversor de frequência trabalha, que por sua vez pode ser conectado à rede, como mostrado na figura 22. O inversor pode ser conectado diretamente às cargas conformando um sistema isolado, ou seja, um sistema que não está conectado à rede elétrica da concessionária.

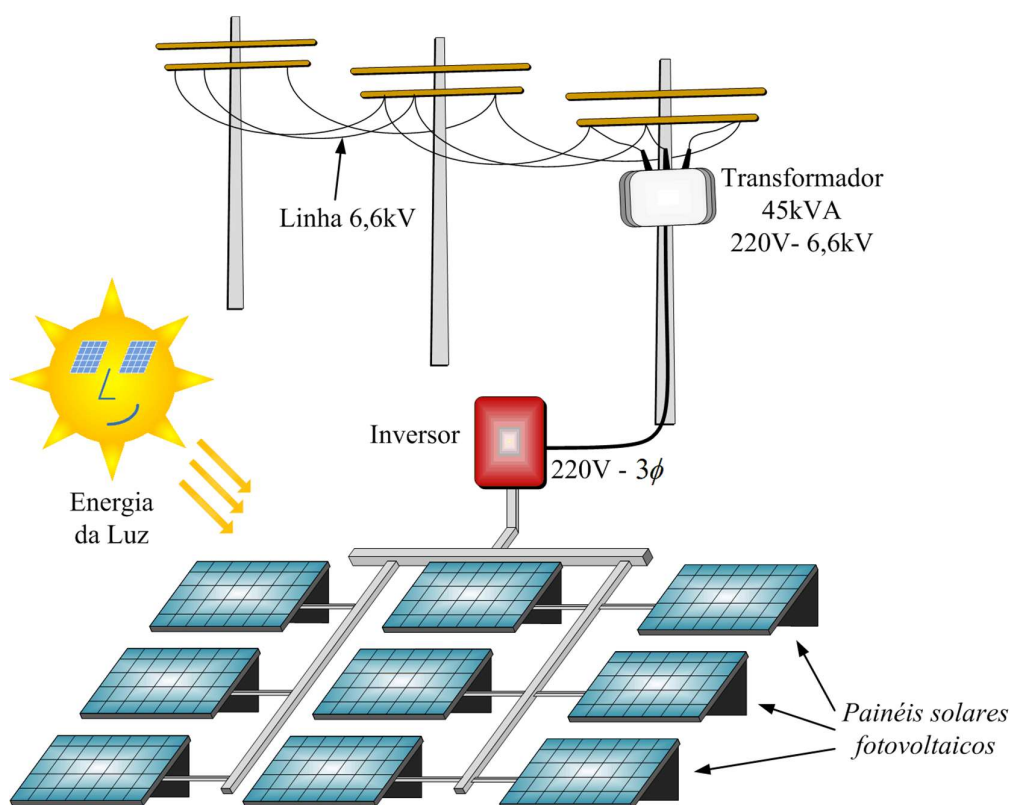


Figura 22 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Fonte: LabSolar da Universidade Federal de Juiz de Fora. Disponível em <www.ufjf.br>. Acesso em 04/08/2016.

2.4.3 Tecnologias fototérmicas

As tecnologias fototérmicas utilizam a luz solar, a claridade, para gerar energia térmica. Dependendo da potência da carga e da temperatura de operação há tecnologias fototérmicas mais adequadas, podendo utilizar a energia térmica para geração de energia elétrica, por exemplo, através de espelhos concentradores, como mostrado na figura 23, para aquecimento de água ou geração de vapor.



Figura 23 - Usina de Ivanpah, Califórnia. 392 MW instalados

Fonte: *BrightSource Energy* apud *CicloVivo* redação. Disponível em <ciclovivo.com.br>. Acesso em 08/08/2016.

A utilização da energia luminosa do sol para geração de energia térmica tem três principais tecnologias de coletores solar, mostradas na figura 24. Da esquerda à direita:

- Coletor solar plano fechado, utilizado para aquecimento de água para banho. Possui uma temperatura de operação em torno de 40°C;
- Coletor solar plano aberto, utilizado para aquecimento de água de piscinas. Possui uma temperatura de operação em torno de 28°C;

- Coletor solar de tubo a vácuo. Consegue atingir temperaturas mais elevadas, podendo chegar aos 100°C. Pode ser utilizado para aplicações industriais, comerciais e também residenciais.



Figura 24 - Coletores solares.

Fonte: ABRAVA – QUALIDADE DE SISTEMAS DE AQUECIMENTO SOLAR *apud* SOWRY, 2015. Slides de aula – Energia Solar II. **Aula 1, p. 9.**

Como as tecnologias de aproveitamento de energia solar funcionam com a luz do sol, quanto mais orientada ao sol, melhor será seu rendimento. No hemisfério sul do planeta o ideal é que elas fiquem apontadas para o norte geográfico e para um melhor aproveitamento da energia luminosa solar as áreas coletoras podem ser inclinadas, maximizando a energia coletada. Uma inclinação igual aos graus de latitude do local costuma ser a melhor inclinação, porém há exceções; por exemplo, nos lugares muito perto da linha do equador, com latitudes entre 10°N e 10°S, não é recomendável inclinar menos do que 10° por questões de manutenção. Se a área coletora fica plana, ou a menos de 10° de inclinação, a água da chuva não corre com a força suficiente para lavar o lixo acumulado (como poeira e folhas).

Além da orientação e inclinação deve ser estudado o sombreamento no decorrer de um ano para que a área coletora não fique na sombra, perdendo, assim, eficiência.

A figura 25 nos mostra como deve ser encarada a instalação da área coletora conforme a orientação em relação ao norte geográfico para o hemisfério sul do planeta. Com a figura se pode perceber que áreas coletoras orientadas para o sul não são recomendadas.

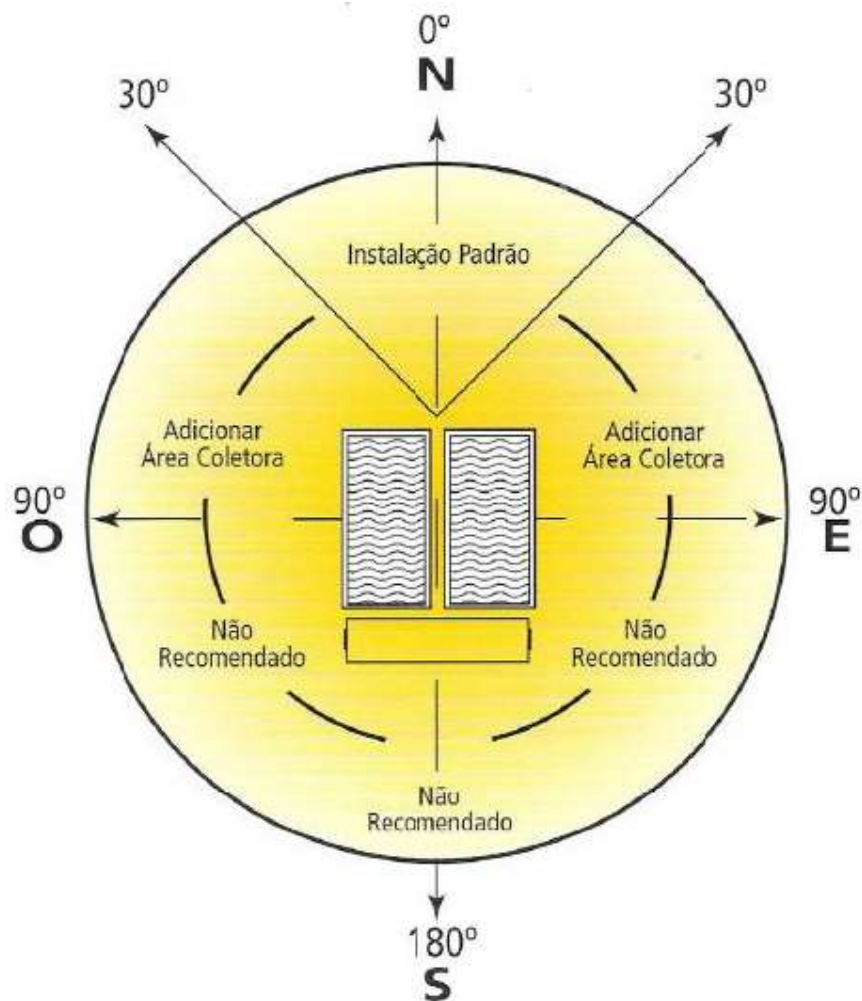


Figura 25 - Área coletora em função da orientação geográfica. Hemisfério sul.

Fonte: ABRAVA – QUALIDADE DE SISTEMAS DE AQUECIMENTO SOLAR *apud* SOWRY, 2015.
Slides de aula – Energia Solar II. Aula 1, p. 20.

2.4.4 Aquecimento de piscinas com energia solar

Segundo Lund (2000, p. 6), a temperatura desejada para a água de piscinas aquecidas é de 27°C, porém este valor é subjetivo porque o aquecimento da piscina tem como fim o conforto do usuário. A temperatura confortável muda de usuário para usuário, dependendo da cultura, localização geográfica, atividade exercida pelo usuário na piscina, se é de lazer ou para treino esportivo, e também vai depender da biologia do próprio usuário. Mas o valor 27°C é a referência da ASHRAE dado por

Lund (2000. p. 6) e que, segundo ele, pode variar 5°C. Para uma melhor compreensão das temperaturas segue a tabela 4.

Tabela 4 - Faixas de temperaturas recomendadas pela ASHRAE para piscinas aquecidas conforme utilização.

Tipo da piscina	Temperatura da água em °C
Lazer	24 a 29
Terapêutica	29 a 35
Competição	24 a 28
Mergulho	27 a 32
Hidromassagem/Spa	36 a 40

Fonte: Adaptação própria a partir de LUND, 2000. p. 8.

Porém, fabricantes brasileiros têm algumas regras para um primeiro dimensionamento do aquecedor solar de piscina. Segundo um dos fabricantes, a WGSOL Aquecedores Solar, para regiões mais quentes e com uma irradiação solar acima da média brasileira, como por exemplo, Betim, Minas Gerais, é necessária uma área de coletores solares de 60% da área da piscina, para uma piscina de 1 metro de profundidade. Já para regiões um pouco mais frias, como São Paulo, a regra é de 80%, e em regiões mais frias ainda, como Curitiba, a área coletora deve ser igual ou superior à da piscina. Lembrando que estas regras são uteis para fazer um esboço inicial do projeto, ter uma ideia da configuração, e lembrando que essas áreas são para áreas orientadas para o norte geográfico (se for uma instalação no hemisfério sul), senão a área aumenta, ou até fica tecnicamente inviável se for orientada ao sul, como já foi mostrado na figura 25.

3 METODOLOGIA

Em primeiro lugar é definido um cenário base que serve como referência para os eventuais cenários hipotéticos propostos. Este cenário base é o cenário atual da academia de natação, que é especificado no capítulo a seguir, capítulo onde estão levantadas as características da edifica o, entre elas, as demandas energéticas e o custo atual, em reais, para supri-las. Logo, toda análise de viabilidade técnica e econômica é referenciada ao cenário atual.

Para definir as propostas, estipulou-se uma sequência de diferentes dimensionamentos. Cada um deles é analisado, primeiramente, de maneira técnica, se aprovado neste quesito, segue a análise econômica, para depois continuar com o seguinte dimensionamento.

O primeiro deles, o *bottoming* foi escolhido porque costuma ter uma atratividade econômica maior, como a ideia do *bottoming*   suprir a demanda térmica basal da academia, os demais sistemas de aquecimentos podem ser retirados, e, isto vale para sistemas que utilizam energia elétrica para aquecimento, diminuindo a demanda contratada de potência elétrica da academia.

O segundo cenário é o *topping*. A proposta   suprir a demanda elétrica máxima da academia, retirando os sistemas elétricos de aquecimento. Desta maneira, tem-se uma demanda elétrica contratada menor e, também, as mesmas demandas energéticas do cenário *bottoming*, o que facilita a compara o entre os dois cenários.

O terceiro cenário de dimensionamento   um cenário intermediário, do ponto vista do fornecimento de demanda térmica. Procura-se achar um ponto ótimo para suprir a demanda elétrica máxima e a máxima potência térmica possível, através da cogera o, e ser economicamente mais atrativo.

O quarto cenário, e último, é deslocar sistemas de aquecimentos que utilizam diretamente a queima de combustível, sem cogerar. Como exposto no capítulo seguinte, na academia há uma parte do aquecimento que é feita através de aquecedores GLP. A proposta para este cenário seria substituir estes aquecedores por microturbinas a gás natural. Estas microturbinas forneceriam uma certa

demanda elétrica, reduzindo o consumo de energia elétrica proveniente da concessionária de energia elétrica, e, também, supririam a demanda térmica atualmente fornecida pelo GLP.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 CARACTERÍSTICAS DA LOCALIDADE

4.1.1 Características geográficas

A edificação está localizada na cidade de Curitiba, mostrada na figura 26, no bairro Campina do Siqueira, localizado conforme figura 27, e possui as coordenadas geográficas 25° 26' 9,77" Sul e 49° 26' 35,12" Oeste.



Figura 26 - Localização de Curitiba.

Fonte: Google Maps. Acesso 02/08/2016.



Figura 27 - Localização bairro Campina do Siqueira.

Fonte: Google Maps. Acesso 02/08/2016.

Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), a estação mais próxima do local de estudo é a estação Campo Largo, cujas medições de irradiação solar diária média mensal podem ser observadas na figura 28, cujos dados mais relevantes estão explicitados na tabela 5. Como pode ser observado o pior mês é junho, no inverno, com uma irradiação solar diária média de $2,47 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$, ou seja, nos meses mais frios que são os que têm uma maior necessidade de aquecimento da água, há menos energia disponível proveniente do sol, por esse motivo calcula-se a inclinação que fornece o maior mínimo mensal, que para a localidade medida é de 24° orientação norte.

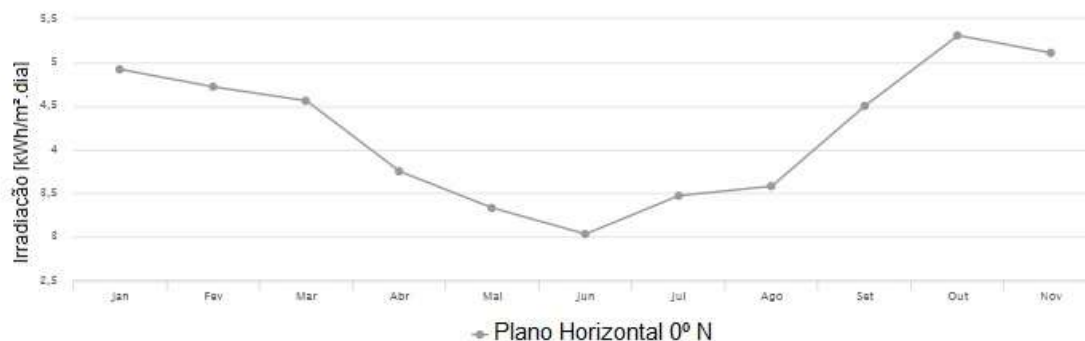


Figura 28 - Irradiação anual em Campo Largo, Paraná no plano horizontal.

Fonte: CRESESB.

Tabela 5 - Dados mais relevantes para a irradiação média mensal no plano horizontal em Campo Largo, Paraná, Brasil.

Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] - Plano horizontal - Campo Largo	
Estação de medição mais próxima	Campo Largo
Distância à academia em estudo	9,5 km
Distância da estação de Curitiba à academia em estudo	22,8 km
Pior mês	Junho
Irradiação solar média do pior mês [kWh/m ² .dia]	2,47
Melhor mês	Dezembro
Irradiação solar média do melhor mês [kWh/m ² .dia]	5,06
Média anual [kWh/m ² .dia]	3,72

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do CRESESB.

A figura 29 e a tabela 6 trazem os dados mais relevantes para a inclinação de maior mínimo mensal e a figura 30 compara a irradiação diária média para cada mês ao longo de um ano das duas inclinações analisadas, plano horizontal e a de maior mínimo mensal, de 24° orientação norte. Como a aplicação deste Sistema de Aquecimento Solar (SAS) é manter uma temperatura confortável para banho de piscina, é mais eficiente utilizar uma inclinação de 24° N, mesmo que a média anual seja inferior à de outros ângulos de inclinação.

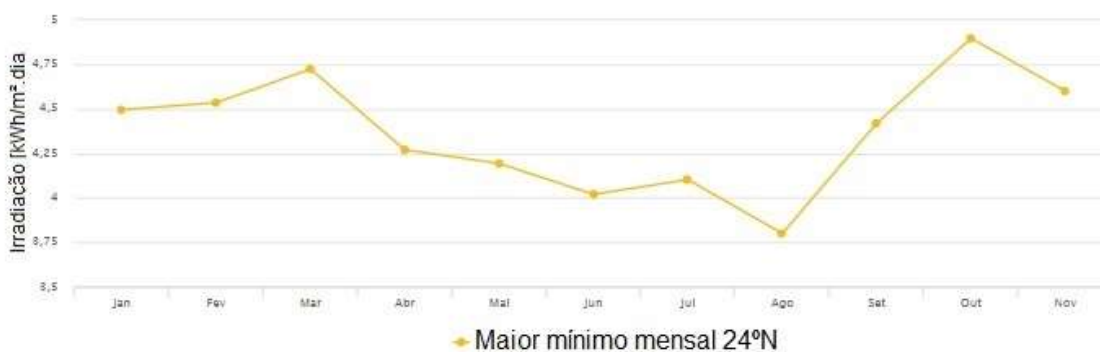


Figura 29 - Irradiação anual em Campo Largo para o ângulo de maior mínimo mensal.

Fonte: CRESESB.

Tabela 6 - Dados mais relevantes para a irradiação média mensal para o ângulo de maior mínimo mensal em Campo Largo, Paraná, Brasil.

Ângulos de inclinação para a estação Campo Largo		Média anual	Melhor mês	kWh/m ² .dia	Pior mês	kWh/m ² .dia
Plano horizontal	0° N	4,12	Novembro	5,31	Junho	3,03
Ângulo igual à latitude	25° N	4,35	Novembro	4,87	Setembro	3,80
Maior média	23° N	4,35	Novembro	4,93	Setembro	3,80
Maior mínimo mensal	24° N	4,35	Novembro	4,90	Setembro	3,80

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do CRESESB.

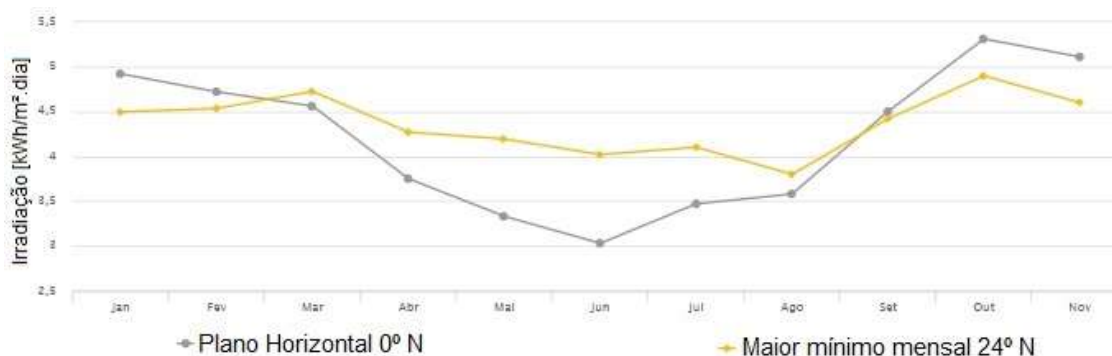


Figura 30 - Comparação da irradiação anual no plano horizontal e o ângulo de maior mínimo mensal em Campo Largo, Paraná.

Fonte: CRESESB.

Pode-se observar na figura 30 que entre março e agosto se consegue uma irradiação solar maior somente inclinando o plano da área coletora em 24°, sempre com orientação para o norte geográfico.

4.1.2 Temperatura ambiente

Segundo o instituto tecnológico SIMEPAR no seu boletim climático Primavera 2016, Curitiba possui temperaturas médias que variam entre 22°C e 14°C, como mostrado na figura. No mesmo boletim é informado que temperaturas abaixo de 8°C, que como é visto mais adiante neste documento, é uma temperatura crítica para os equipamentos de aquecimento utilizados na academia em estudo, ocorrem na região de Curitiba frequentemente, inclusive, alcançando temperaturas negativas.

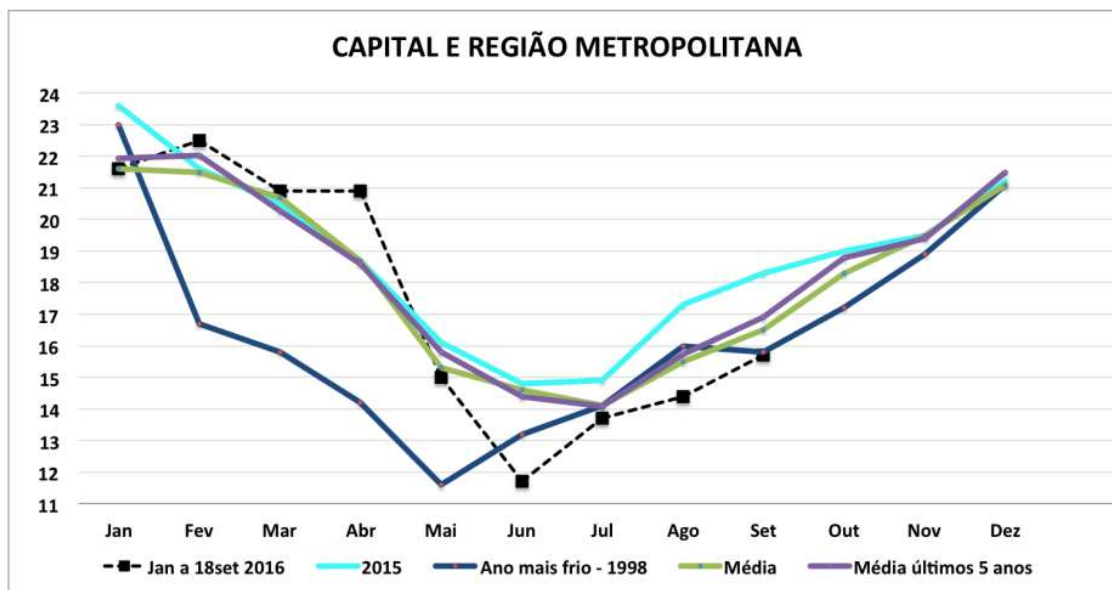


Figura 31 - Temperaturas médias mensais de Curitiba, Paraná e Região Metropolitana.

Fonte: SIMEPAR (2016).

4.1.3 Fornecimento de gás natural

A companhia responsável pelo fornecimento de gás natural na região é a Companhia Paranaense de Gás Natural (COMPAGAS), que atualmente não possui uma entrada na edificação em estudo, porém as tubulações passam pela rua ao lado, o que tornaria possível, em um primeiro momento, a solução de cogeração que utilize gás natural como combustível.

A figura a seguir mostra a localização da academia em estudo e, em linhas vermelhas, está mostrada a malha de tubulação de gás natural.

comprimento por 20 metros e uma profundidade média de 1,5 metros, totalizando 750 m³ de água ou 750.000 litros aquecidos a 29°C, que é a temperatura considerada de conforto pelos clientes da academia, assim foi explicado pelo gerente (MAGALHÃES, 2016), e uma área de 500 m². As figuras 33 e 34 mostram a piscina em questão em dois diferentes ângulos.

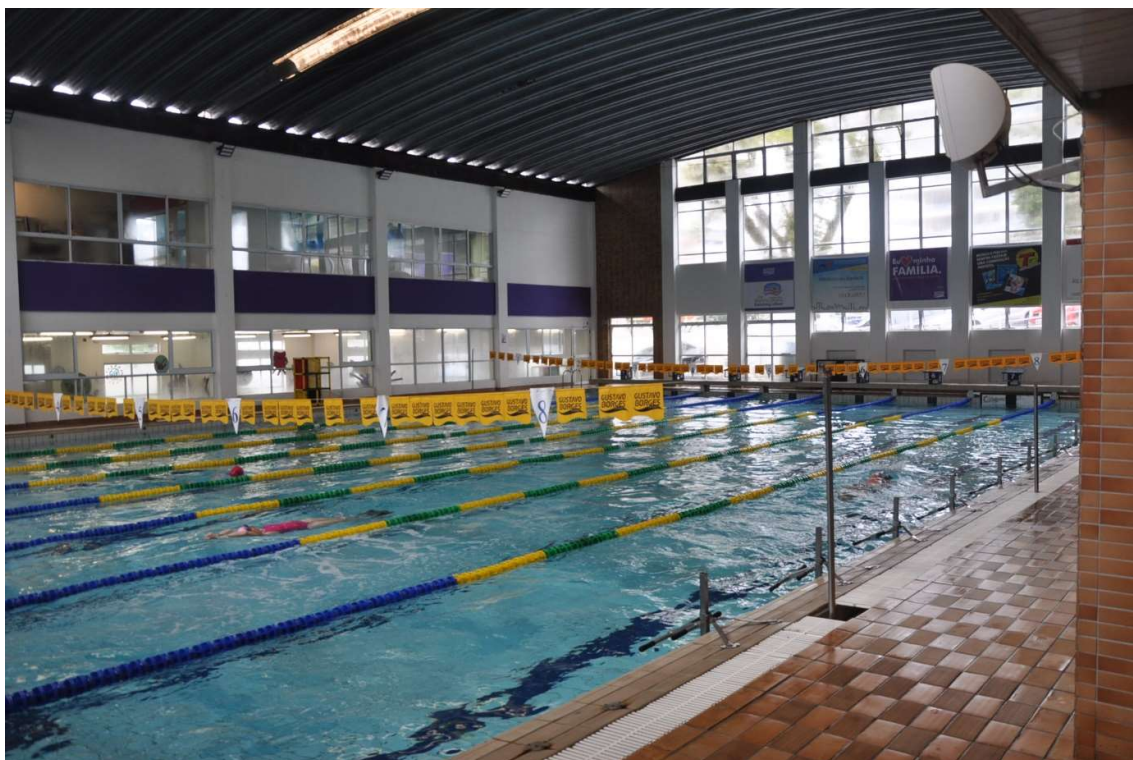


Figura 33 - Piscina semiolímpica em estudo.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 34 - Piscina semiolímpica em estudo.

Fonte: Elaboração própria.

A segunda piscina é a infantil que possui 25 metros de comprimento, 7,5 metros de largura e 1,0 metro de profundidade, totalizando um volume de água de $187,5 \text{ m}^3$ ou 187.500 litros aquecidos a 33°C (MAGALHÃES, 2016), e uma área de $187,5 \text{ m}^2$. A figura 35 mostra a piscina infantil sendo utilizada.



Figura 35 - Piscina infantil em estudo.

Fonte: Elaboração própria.

A academia também disponibiliza dois vestiários de adultos com 15 (quinze) chuveiros cada, aquecidos a 40°C (MAGALHÃES, 2016) através da combinação de bomba elétrica de calor e a queima de gás liquefeito de petróleo (GLP). Além de possuir outros 12 (doze) chuveiros infantis localizados ao lado da piscina infantil, cuja temperatura é a mesma da dos chuveiros para adultos, e que são aquecidos com o mesmo sistema bomba de calor/aquecedor GLP. O sistema de aquecimento dos chuveiros esta detalhado no tópico 4.2.5. E, por último, existe uma sauna em cada vestiário de adulto cujo vapor é gerado eletricamente.

As figuras 36 e 37, a seguir, mostram as instalações para banho da academia.



Figura 36 - Chuveiros vestiário masculino.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 37 - Chuveiro infantil.

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que as cargas térmicas desta academia de natação são unicamente para aquecimento. Não havendo necessidade de refrigeração em nenhum ambiente, a trigeração (geração de eletricidade, calor e frio) não se aplica para esta academia em particular.

4.2.3 Outras instalações

A academia oferece outras instalações para seus usuários. Ela possui duas salas livres onde acontecem aulas de ginástica, alongamento, abdominais, entre outros; possui também uma sala para pilates com aparelhos, uma sala de massagem, um hall de entrada onde fica a secretaria e algumas mesas para refeições, a sala de MMA, a sala de *spinning*, estacionamento, e, finalmente, a área de musculação. Todas estas áreas possuem a iluminação artificial como principal carga elétrica, muitas delas de maneira exclusiva.

As figuras a seguir mostram alguns destes ambientes:

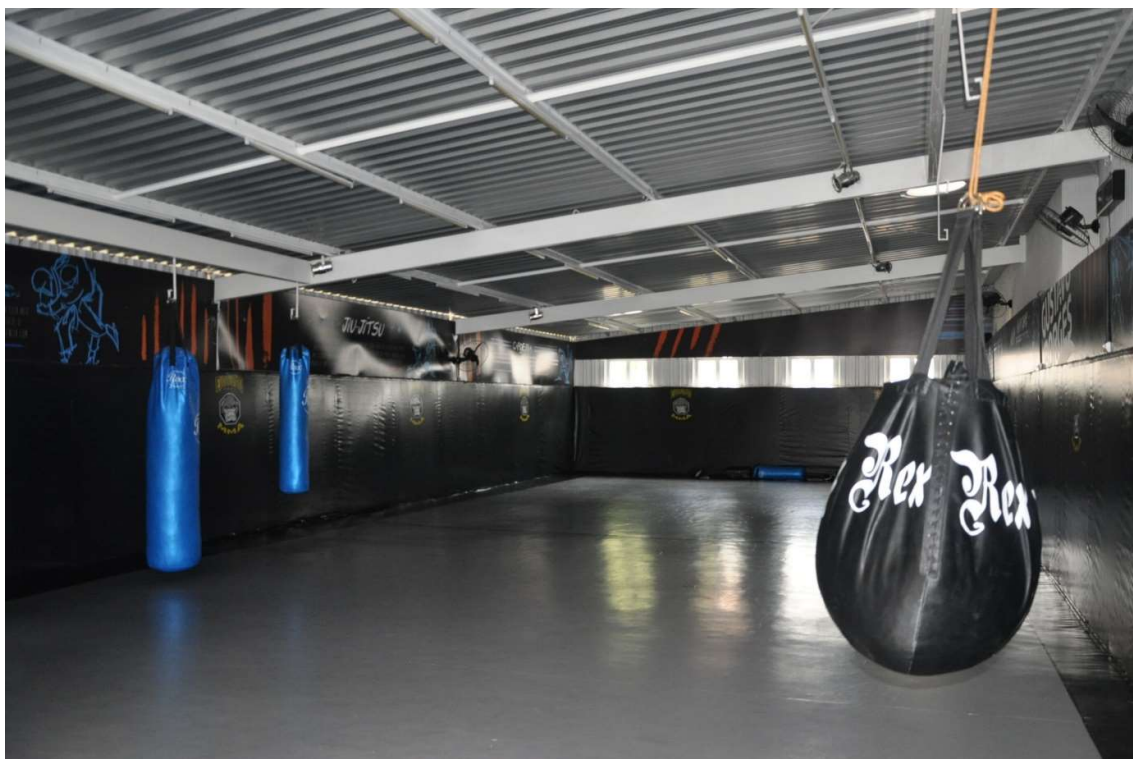


Figura 38 - Sala de MMA.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 39 - Área de musculação.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 40 - Sala de exercícios.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 41 - Salão zen.

Fonte: Elaboração própria.

4.2.4 Sistemas de aquecimento das piscinas

A água que alimenta as duas piscinas passa por três sistemas de aquecimento. Primeiramente ela é bombeada para o teto da academia para um sistema coletor que aproveita a energia solar para aquecer a água. O sistema está ilustrado na figura 42.



Figura 42 - Coletores solares para piscina.

Fonte: Elaboração própria.

O sistema de aquecimento solar (SAS) possui dois circuitos hidráulicos em paralelo. As áreas coletoras não estão orientadas para o norte geográfico, uma delas está apontada para nordeste e a outra para sudoeste. A orientação desta última não é recomendada pela ABRAVA, como já explicado na revisão bibliográfica, porque não recebe iluminação capaz de aquecer a água, ou seja, este segundo circuito não cumpre com a função de aquecimento.

Além da orientação e inclinação inapropriadas dos dois circuitos, a área recomendada dos fabricantes para a região sul do Brasil de 100% ou superior à área da piscina, como pode ser observado também na figura 42, não é atendida pelo SAS. Outro agravante é que os sistemas coletoras estão perto do fim da vida útil, são evidentes vazamentos que já enferrujam o teto, vários dos condutos dos coletoras foram desativados por causa da sua degradação.



Figura 43 - Sistema coletor apontado para sudoeste.

Fonte: Elaboração própria.

Depois de passar pelo SAS a água é esquentada por seis bombas de calor, das quais três são destinadas para a piscina grande, uma para a pequena e duas complementares, flexíveis, para qualquer uma das duas piscinas. Cada uma das bombas de calor possui uma potência elétrica de 6,5 kW (dado de placa), e como explicado por Bernardes (2015), bombas nacionais, em condições ideais, têm o potencial de alcançar um COP da ordem de 5 (temperatura da água e ar: 26°C com umidade relativa do ar de 60%). Porém, as bombas em estudo não se encontram nas condições ideais.

Curitiba é uma cidade mais fria, como mostrado anteriormente nas características geográficas do local, e a temperatura desejada para ambas as piscinas é superior aos 26°C, por isso é adotado um COP de 4,6, totalizando uma capacidade térmica de 30 kW por bomba. Outro ponto importante indicado por Bernardes (2015) é que as bombas de calor não conseguem operar com temperaturas ambientes inferiores a 8°C, o que representa um problema significativo em Curitiba, porque essas temperaturas são comuns em alguns meses do ano.

Segundo o fabricante, Sodramar, das bombas de calor da academia em estudo, uma dessas bombas de calor é projetada para aquecer e manter aquecida uma piscina de até 94 m² a 26°C; considerando que a piscina grande tem uma área de 500 m² e uma temperatura desejada de 29°C, três bombas de calor são insuficientes para o aquecimento, e analisando a área e temperatura da piscina pequena, 187,5 m² e 33°C, uma bomba de calor também é insuficiente.

As seis bombas de calor podem ser observadas na figura 44.



Figura 44 - Bombas de calor elétricas.

Fonte: Elaboração própria.

Todas estas bombas de calor utilizam energia elétrica como fonte primária, neste caso possuindo uma ligação elétrica 220 V bifásica, e o esquema básico de funcionamento está mostrado nas figuras 45 e 46 a seguir. Na primeira figura observa-se que na bomba elétrica de calor entra água fria e o ar quente e saem a água aquecida para as piscinas e o ar frio é despejado para o ambiente. Já a segunda figura nos mostra o que acontece dentro do equipamento.

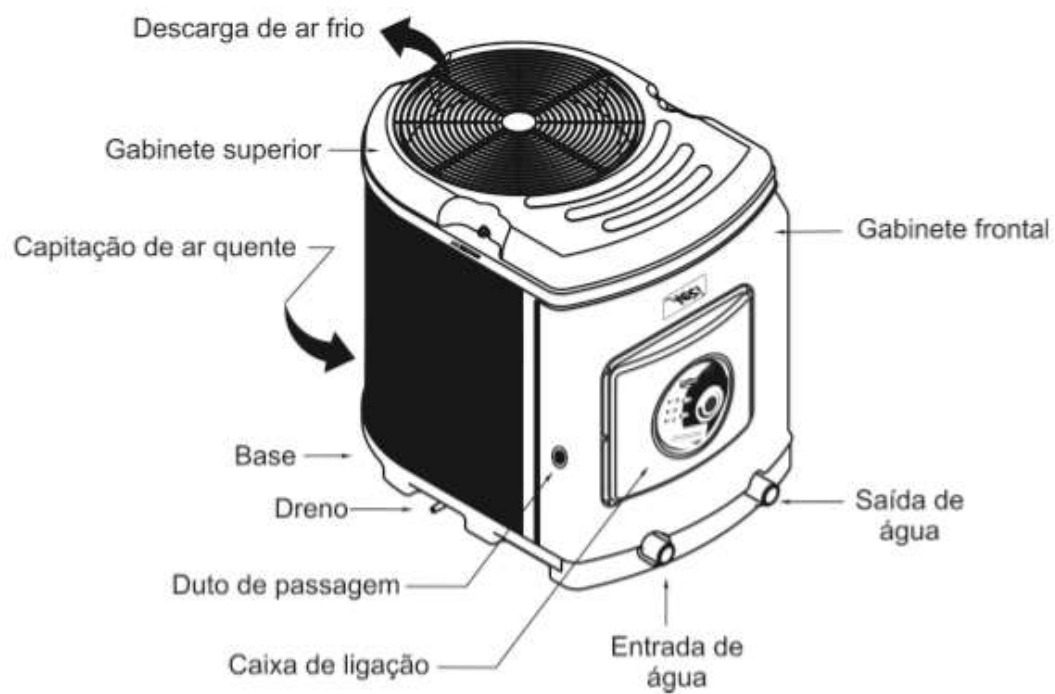


Figura 45 - Bomba de calor elétrica.

Fonte: Sodramar.

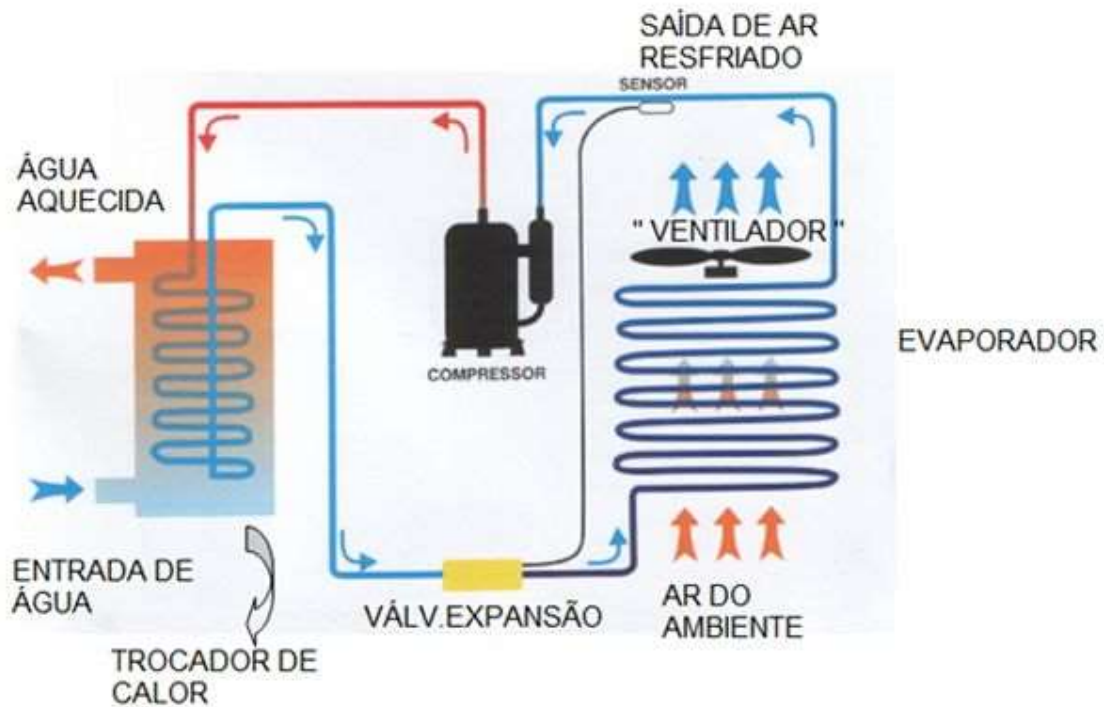


Figura 46 - Diagrama de funcionamento da bomba de calor elétrica.

Fonte: Bernardes, 2015.

A bomba de calor de piscina (ar-água) expande um fluido através da válvula de expansão, muda para estado gasoso e diminui a temperatura. O ar do ambiente transfere energia térmica, calor, para o fluido resfriado no evaporador. O fluido é comprimido no compressor e muda para o estado líquido, aumentando assim de temperatura, e tem seu calor dissipado na água da piscina por meio de um trocador de calor (BERNARDES, 2015).

Como resultado da insuficiência do SAS e das 6 (seis) bombas de calor é necessária uma queima suplementar com dois aquecedores a GLP, mostrados na figura 47, constituindo, assim, o terceiro sistema de aquecimento para a água das piscinas.



Figura 47 - Aquecedores a GLP.

Fonte: Elaboração própria.

Estes aquecedores funcionam com GLP, possuem uma potência térmica de 26,1 kW e um rendimento térmico de 82%. Há cinco tanques de GLP com capacidade de 190 kg, totalizando uma capacidade de armazenamento de 950 kg de GLP. Estes tanques, mostrados na figura 48, alimentam os dois aquecedores para a piscina e o sistema de aquecimento dos chuveiros da academia.



Figura 48 - Tanques de armazenamento de GLP.

Fonte: Elaboração própria.

4.2.5 Sistema de aquecimento dos chuveiros

Os chuveiros possuem dois sistemas de aquecimento. O primeiro é composto de uma bomba de calor elétrica, igual às mostradas anteriormente para o aquecimento da piscina, e aquecedores a GLP. Diferentemente dos sistemas de aquecimento das piscinas que operam em série, os dos chuveiros podem operar em paralelo, porém não há nenhuma medição ou regra adotada pela gerência da academia em relação ao tempo de operação de cada um dos sistemas, quantidade máxima de calor gerada pelo sistema elétrico ou pelo sistema de combustão. Basicamente, um sistema opera, depois o outro ou, até, os dois juntos, sem nenhum padrão de geração.

Outra diferença entre o sistema de aquecimento dos chuveiros com o das piscinas é que para os chuveiros há dois tanques de armazenamento de água quente. No total

eles armazenam um volume de 5 m³ de água a 41°C. A figura a seguir mostra estes tanques.



Figura 49 - Tanques de armazenamento de água quente para chuveiros.

Fonte: Elaboração própria.

4.3 DEMANDAS ENERGÉTICAS

4.3.1 Energia elétrica

4.3.1.1 Cargas

A academia possui três grupos principais de cargas elétricas que são: iluminação e tomadas, bombas hidráulicas e bombas elétricas de calor.

As seguintes três figuras mostram o perfil de carga elétrica da academia medida hora a hora em kWh/h. A primeira figura mostra as medições feitas durante um mês (desde 03 de maio de 2016 até 03 de junho de 2016); a segunda, as medições de uma semana (do dia 13 ao 20 de maio de 2016); e, finalmente, a última mostra as medições realizadas durante um dia útil (quinta feira 16 de maio de 2016).

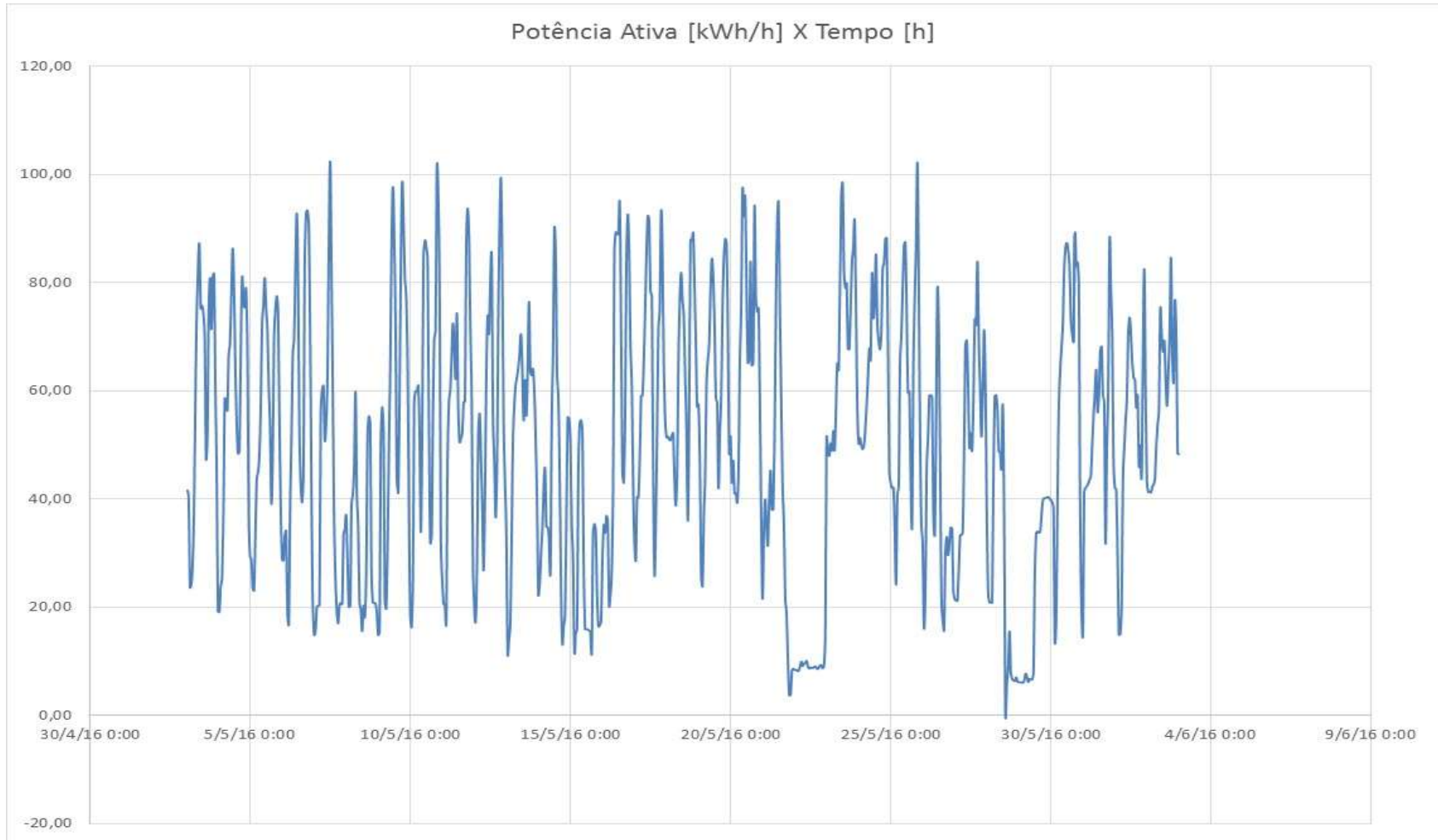


Figura 50 - Perfil elétrico mensal.

Fonte: Elaboração própria a partir da memória de massa fornecida pela academia.

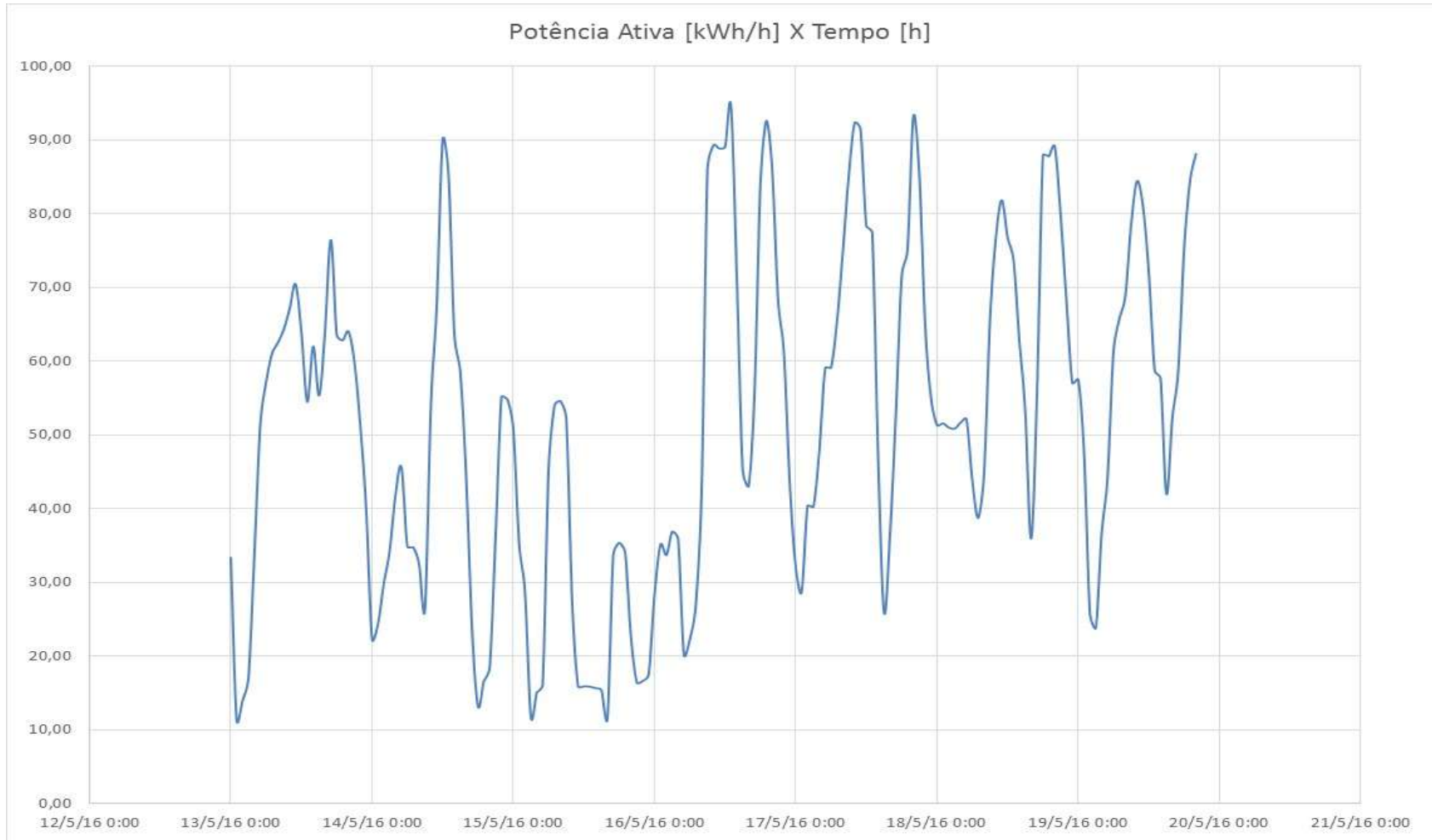


Figura 51 - Perfil elétrico semanal.

Fonte: Elaboração própria a partir da memória de massa fornecida pela academia.

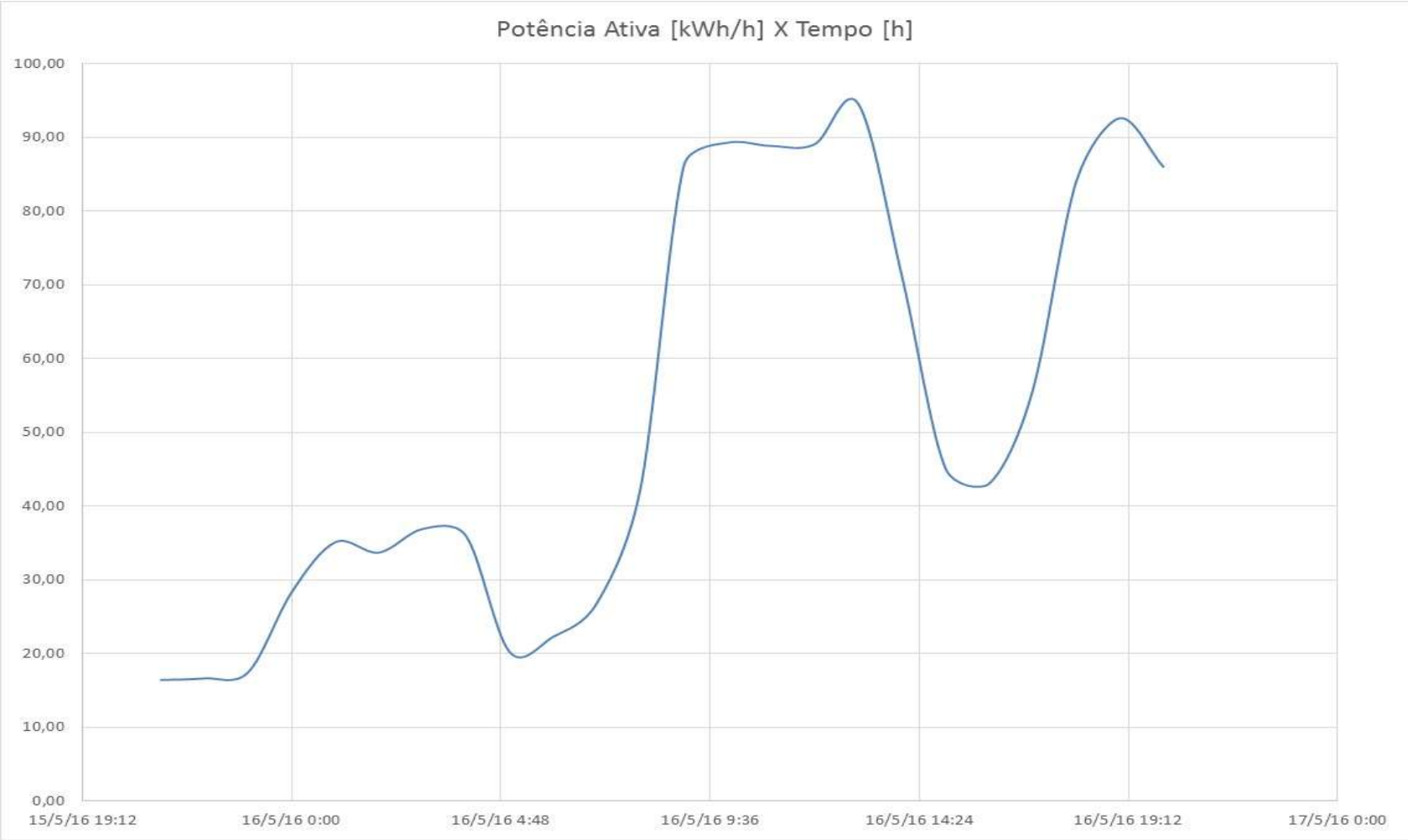


Figura 52 - Perfil elétrico dia útil.

Fonte: Elaboração própria a partir da memória de massa fornecida pela academia.

4.3.1.2 Fatura de energia elétrica

Até maio de 2016 a academia de natação se encaixava na tarifa convencional de energia. Nesta categoria de tarifação, o cliente paga pelo consumo medido total no mês e pela demanda de potência elétrica contratada, ou seja, não existe uma diferenciação entre o consumo na ponta ou fora dela. Porém, a partir de junho de 2016, a academia migrou para a tarifa Verde, na qual existe uma tarifa diferenciada entre o consumo de energia elétrica na ponta e fora de ponta.

A tabela 7 nos apresenta os dados de consumo de energia elétrica em kWh, a potência medida na ponta e fora de ponta em kW e o total da fatura (incluindo impostos, encargos e eventuais multas) em Reais no período de um ano, desde junho de 2015 até maio de 2016. Observa-se que o consumo médio é de 34.819 kWh, que a potência média requerida da concessionária é de 105 kW e que a potência máxima não ultrapassa os 118 kW. Também, se pode verificar que o gasto com energia elétrica está em torno dos R\$24.000.

Tabela 7 - Consumo elétrico, demanda elétrica e valor da fatura mês a mês

Mês	kWh	kW Ponta	kW	Fatura
jun/15	43013	117,94	108,43	R\$ 26.622,11
jul/15	42406	113,61	104,76	R\$ 26.888,29
ago/15	39441	104,10	99,51	R\$ 27.910,63
set/15	35419	86,19	98,00	R\$ 24.968,37
out/15	32253	91,77	103,38	R\$ 22.547,50
nov/15	33570	115,52	115,65	R\$ 23.441,20
dez/15	35425	112,70	113,81	R\$ 25.299,79
jan/16	27598	103,12	112,11	R\$ 20.308,78
fev/16	31138	101,15	101,41	R\$ 22.769,73
mar/16	28406	103,05	92,69	R\$ 20.333,16
abr/16	34830	103,58	103,91	R\$ 23.270,07
mai/16	34333	113,42	104,76	R\$ 22.069,07
Média	34819	105,51	104,87	R\$ 23.869,06

Fonte: Elaboração própria.

Já a tabela 8 mostra os dados da fatura de junho de 2016, a primeira após a migração para a tarifa Verde. Observa-se que o perfil de consumo não se alterou e que a fatura continua em torno dos R\$24.000.

Tabela 8 - Consumo elétrico, demanda elétrica e valor da fatura mês de junho de 2016 – Tarifa Verde.

Mês	Total kWh	F.Ponta kWh	Ponta kWh	kW	Fatura
jun/15	3851	33159,00	5359,00	111,45	R\$ 24.385,13

Fonte: Elaboração própria.

Considerando o valor médio de potência de 105 kW, tem-se um consumo de energia elétrica anual de 907.200 kWh/ano, como mostrado na equação a seguir:

$$105 \text{ kW} \times 8760 \frac{h}{\text{ano}} = 907.200 \text{ kWh/ano} \quad (7)$$

4.3.2 Energia térmica

Há três fontes de energia utilizadas para suprir as demandas térmicas da academia. Existem bombas elétricas de calor, aquecedores que utilizam GLP como combustível e dois sistemas de coletores solares para aquecimento da água. A academia não possui uma medição exclusiva para as bombas de calor, o que dificulta saber a participação delas no fornecimento de calor, e os coletores solares estão orientados de maneira errada, não ocupam a área mínima necessária e sua inclinação também não é a ideal, ou seja, sua participação no aquecimento é mínima. Porém há dados do consumo do GLP.

4.3.2.1 Gastos e consumo de GLP

A tabela 9 nos mostra o consumo de GLP mês a mês durante um ano, de junho de 2015 até maio de 2016, o valor pago pela academia por este insumo, e os valores de energia consumida. A energia foi calculada utilizando um PCI de 11.025 kcal/kg para o GLP a 50% (AALBORG INDUSTRIES) que, convertido a kWh, resulta nos 12,83 kWh mostrados na tabela.

Tabela 9 - Consumo em kg mensal, valor mensal com GLP e a energia gerada mês a mês a partir do GLP.

Tarifa	3,86 R\$/kg	PCI GLP	12,83 kWh/kg
Mês	Consumo [kg]	Valor [R\$]	Energia [kWh]
jun/15	1164	4493,04	14934,12
jul/15	1483	5762,98	19026,89
ago/15	1127	4350,22	14459,41
set/15	957	3694,02	12278,31
out/15	1190	4593,40	15267,70
nov/15	347	1339,42	4452,01
dez/15	495	1910,70	6350,85
jan/16	0	0,00	0,00
fev/16	673	2598,41	8634,59
mar/16	660	2548,68	8467,80
abr/16	643	2482,94	8249,69
mai/16	1566	6045,57	20091,78
Média	858,75	3318,281667	11017,7625
Total	10305	39819,38	132213,15

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que o gasto anual com GLP chega, quase, aos 40 mil reais e que a energia proveniente da queima do GLP passa dos 130 MWh/ano. Como foi citado anteriormente, estes aquecedores possuem uma eficiência de 82%. Ou seja, a energia térmica fornecida à academia proveniente da queima do GLP é de 108 MWh/ano, aproximadamente. Como se pode verificar na equação 8.

$$132.213,15 \frac{kWh}{ano} \times 82\% = 108.414,78 \frac{kWh}{ano} \approx 108 \frac{MWh}{ano} \quad (8)$$

As figuras a seguir mostram os valores já verificados na tabela anterior de maneira gráfica, para uma melhor compreensão. Pode-se observar que no inverno o consumo é maior que no verão, chegando, inclusive, a ser zero no mês de janeiro de 2016. Ou seja, a queima de GLP não foi necessária. Não se pode assegurar que a demanda térmica da piscina foi suprida somente com os coletores solares, porém a demanda térmica dos chuveiros foi suprida somente com a bomba elétrica de calor, já que os chuveiros não possuem sistema de aquecimento solar, e a temperatura de operação, 40°C, é superior à temperatura ambiente, ou seja, o aquecimento da água para banho daquele mês foi completamente elétrico.

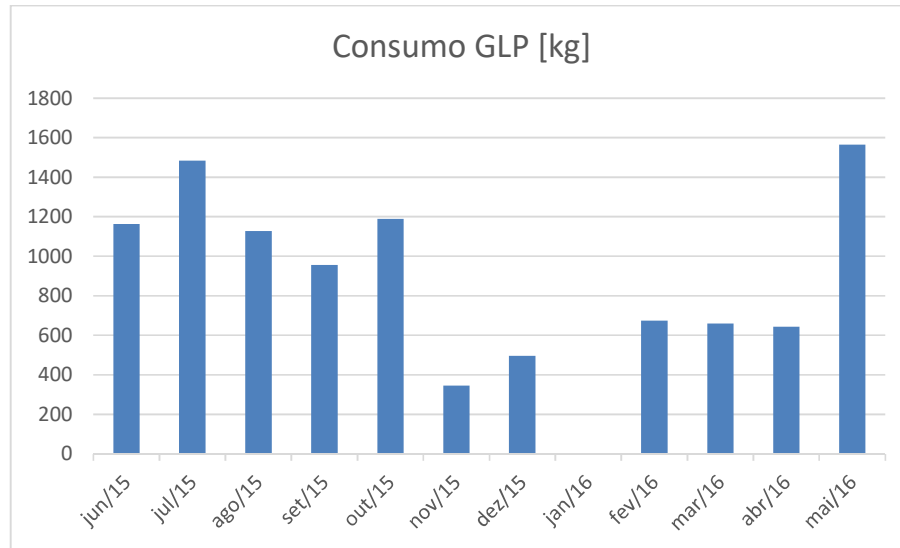


Figura 53 - Consumo de GLP em kg.

Fonte: Elaboração própria.

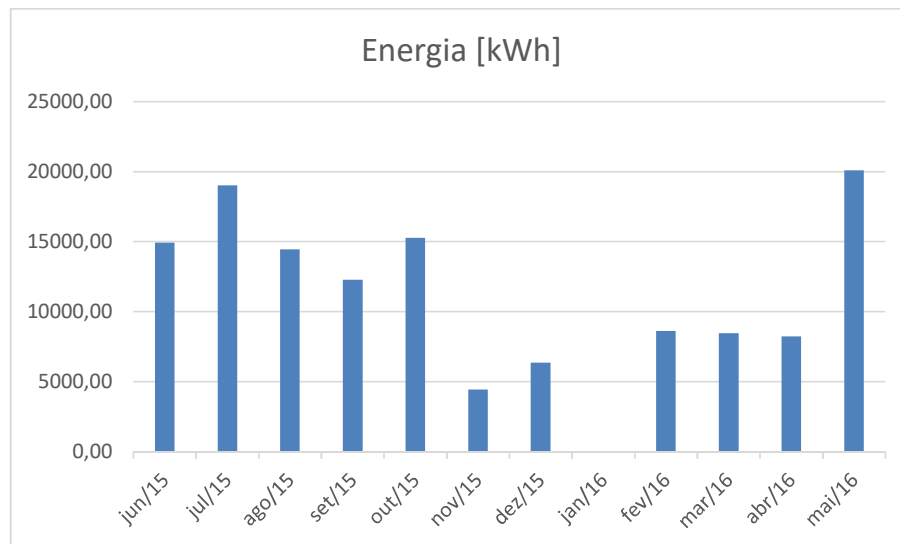


Figura 54 - Energia gerada com GLP.

Fonte: Elaboração própria.

A figura 55 foi realizada para se ter uma noção de grandeza da potência térmica do sistema de GLP nos diferentes meses do ano. Esta informação é importante porque é a potência a que vai definir o tamanho da infraestrutura, ou seja, dá uma ideia da capacidade que deve ter o sistema. Lembrando, nesta primeira análise, está sendo considerada só a participação do GLP, faltando estimar a participação das demais fontes térmicas.

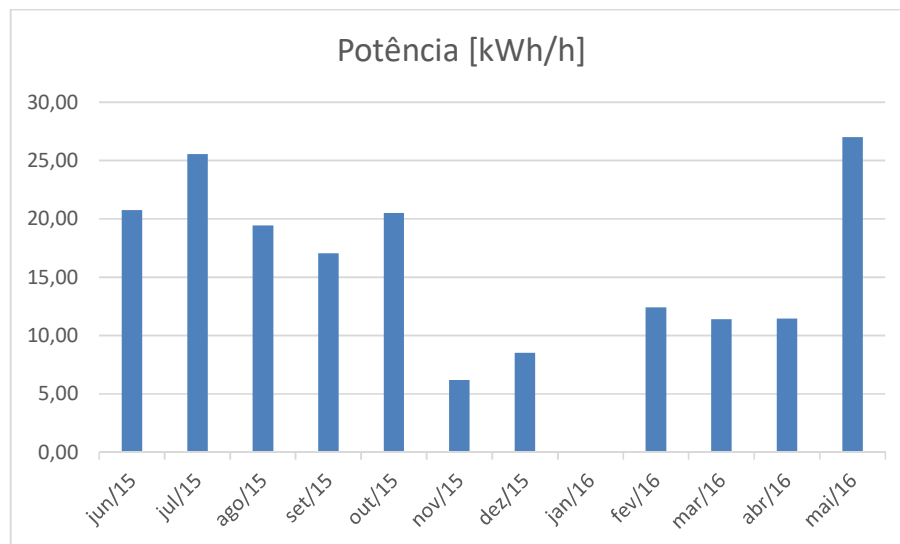


Figura 55 - Potência térmica fornecida com GLP.

Fonte: Elaboração própria.

Verificando através do gráfico se vê que a potência térmica máxima é de 27 kW; isto ocorreu no último mês da série, maio de 2016.

4.3.2.2 Estimativa das cargas térmicas

As bombas de calor que alimentam as demandas térmicas da academia não possuem medição diferenciada, não existe medidor elétrico diferenciado, por este motivo uma estimativa mais direta, através do consumo elétrico das bombas de calor não é possível.

Estimar, através dos dados de placas das bombas de calor, também, não é possível devido a que as placas estão gastas, impossibilitando sua leitura. Porém é sabido que bombas de calor nacionais tem um COP de 5,0 e que o conjunto de sistemas de aquecimento da academia suprem a demanda térmica, para que isto seja possível o COP das bombas de calor deve ser próximo a 4,6.

Para estimar a demanda térmica das piscinas foi utilizada a planilha de cálculo fornecida pela Comgás. Para poder dimensionar a demanda térmica se deve entrar com os seguintes dados da piscina: largura, comprimento, profundidade mínima, profundidade máxima, temperatura de operação da água, tempo para o primeiro aquecimento, tipo de recinto (fechado ou aberto), capa térmica (película plástica colocada após o uso da piscina para evitar perdas por evaporação) e tipo de uso (comercial ou residencial).

A tabela a seguir mostra os dados de cada uma das piscinas e o resultado da potência requerida em kcal/h.

Tabela 10 - Estimativa da potência térmica requerida pelas piscinas em estudo.

Dados da Piscina	Adulto	Infantil		Unid
Largura	20,00	7,50		[m]
Comprimento	25,00	25,00		[m]
Profundidade min.	1,30	1,00		[m]
Profundidade max.	1,55	1,00		[m]
Temperatura da água	29	33	28	[°C]
Tempo 1º aquecimento	96	96	48	[h]
Recinto	Fechado	Fechado	Aberto	[adm]
Capa térmica	Sim	Sim	Não	[adm]
Vento	Nenhum	Nenhum	Forte	[adm]
Tipo de uso	Comercial	Comercial	Residencial	[adm]
	Mês todo	Mês todo	Mês todo	
Superfície	500,00	187,50	0,00	[m ²]
Volume	712,50	187,50	0,00	[m ³]
Potência requerida (kcal/h)	248.797	114.641	0	363.438

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha da Comgás.

Observa-se que para aquecer as duas piscinas e mantê-las aquecidas nas suas respectivas temperaturas de operação é necessária uma potência térmica de 363.438 kcal/h, o que equivale a 420 kW.

Um detalhe importante de ser ressaltado é a escolha do tempo para o primeiro aquecimento. Foi escolhido o período de 96 horas (máximo permitido pela planilha da Comgás) porque a academia não requer que o primeiro aquecimento seja inferior a esse período e com a diminuição em um dia no tempo de aquecimento a potência térmica requerida aumenta exponencialmente, como pode ser observado na tabela a seguir:

Tabela 11 - Potência térmica requerida em função do tempo do primeiro aquecimento.

Tempo 1º aquecimento [horas]	Potência térmica requerida [kW]	Aumento da Potência térmica [kW]
96	420	-
72	460	40
48	530	70
24	745	215

Fonte: Elaboração própria.

Já para estimar a potência térmica requerida pelos chuveiros, a abordagem foi diferente. Utilizou-se o consumo anual de água de 2.000 m³/ano (dado fornecido pela academia) ou 2.000.000 litros/ano, e se considerou uma temperatura inicial de 15°C e uma final de 41°C, resultando em uma diferença de temperatura de 26°C. Logo, utilizando a equação de calor, equação 9, calculou-se a energia térmica anual requerida pelos chuveiros, que é de 52.000.000 kcal. Porém a energia consumida é maior devido à eficiência dos equipamentos na troca de calor. Considerou-se uma eficiência total para o processo de 80%; assim, é necessária uma energia anual de 65.000.000 kcal ou 75,5 kWh, requerendo, uma potência térmica média de aproximadamente 10 kW. Lembrando-se que a potência térmica útil é de 52.000.000 kcal/ano, ou 7 kW, este valor é importante para o cálculo do FUE, posteriormente realizado.

$$Q = m \times C \times \Delta T \quad (9)$$

$$Q = 2.000.000 \frac{\text{litro}}{\text{ano}} \times 1 \frac{\text{kg}}{\text{litro}} \times 1 \frac{\text{kcal}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}} \times (41 - 15)^\circ\text{C} = 52.000.000 \frac{\text{kcal}}{\text{ano}} \quad (10)$$

$$E_{\text{térmica}} = \frac{Q}{\eta} = \frac{52.000.000}{0,80} = 65.000.000 \frac{\text{kcal}}{\text{ano}} = 75,5 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \quad (11)$$

Somando a potência das piscinas (420 kW) com a dos chuveiros (10 kW), obtém-se a potência térmica total da academia, que é de 430 kW.

Porém, com as diferentes estações do ano, a potência térmica requerida para aquecimento das piscinas e dos chuveiros varia. Para traçar o perfil de demanda

térmica que varia ao longo do ano foi utilizada a variação de potência térmica proveniente de GLP como referência, que é dada no item 4.3.3.1. Acompanhando as flutuações de GLP foi construído o perfil da demanda térmica, mostrado na figura a seguir:

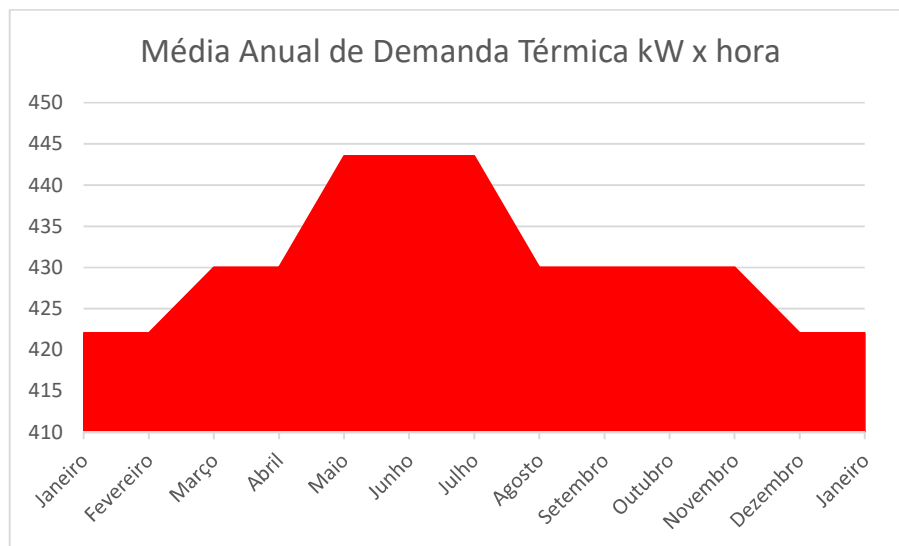


Figura 56 - Perfil anual da demanda térmica.

Fonte: Elaboração própria.

A potência média deste perfil é de 431 kW, muito perto dos 430 kW requeridos, anteriormente calculados, ou seja, o desenho do perfil é adequado e é uma ilustração muito próxima da realidade.

4.4 RESUMO CENÁRIO BASE

Depois de feita a caracterização da localidade e da edificação se pode traçar as características a serem comparadas nas propostas de cogeração.

A academia supre suas demandas energéticas através da concessionária de energia elétrica com um custo mensal de R\$24.000,00, e faz uma queima suplementar de GLP com um custo mensal de R\$3.500,00, totalizando um valor de R\$27.500,00 por mês para suprir a demanda máxima elétrica de 115kW, os 430 kW médios térmicos úteis e uma demanda térmica basal de 420kW, ou seja, os cenários propostos são comparados ao custo mensal atual de R\$27.500,00 gastos atualmente para

alimentar as bombas de calor, e demais cargas elétricas, e comprar o GLP necessário para o mês.

5 PROPOSTA DE COGERAÇÃO *BOTTOMING*

5.1 PREMISSAS ADOTADAS

Já feita a caracterização no capítulo anterior, agora, neste tópico, são explicitadas as premissas adotadas para análise energética da edificação que sustenta a proposta de cogeração dadas no tópico 5.2.

5.1.1 Elétrica

- Demanda Elétrica Contratada: 70 kW
- Consumo elétrico: 24,18 MWh/mês (290 MWh/ano)
- Tarifa Energia Elétrica: Tarifa Comercial A4 Verde da Copel: 1.037,12 R\$/MWh na ponta e 279,30 R\$/MWh fora da ponta.
- Tarifa Demanda Elétrica: Tarifa Comercial A4 Verde da Copel: 10,56 R\$/kW (10.560 R\$/MW).

A figura 57 a seguir mostra, de maneira esquemática, o perfil de demanda elétrica durante um ano. Pode-se observar que a demanda elétrica permanece próxima dos 60 kW, tendo um pico de 80 kW em maio e um mínimo de 45 kW em setembro, ou seja, há uma variação de 30% a mais, mais próximo do inverno, e de 25% a menos na primavera.

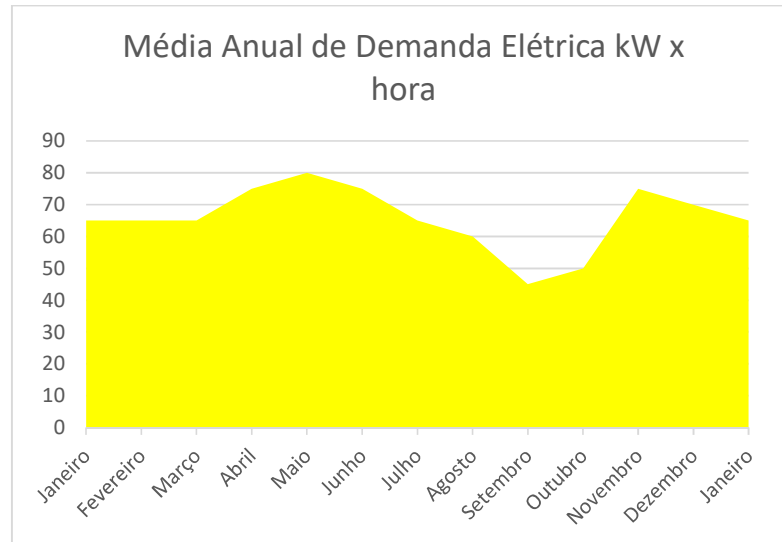


Figura 57 - Perfil anual da demanda elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

5.1.2 Térmica (Quente)

- 290 kW térmicos a 29°C (piscina adulto)
- 130 kW térmicos a 33°C (piscina infantil)
- 10 kW térmicos (chuveiros)
- Demanda térmica total média de 430 kW
- Demanda térmica mínima de 420 kW (*bottoming*)
- PCI Gás Natural: 8.560 kcal/m³ ou 9,97 kWh/m³
- Perfil anual da demanda térmica mostrado na figura a seguir:

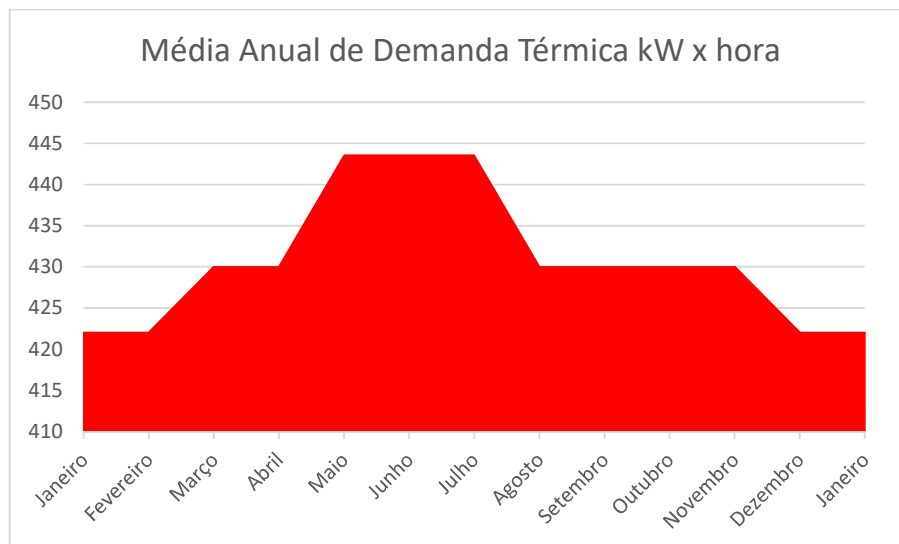


Figura 58 - Perfil anual da demanda térmica.

Fonte: Elaboração própria.

5.1.3 Demais premissas

- Microturbina a gás natural, incluída a instalação e manutenção: R\$ 7.000,00/kW elétrico

5.2 PROPOSTA DE COGERAÇÃO *BOTTOMING*

A proposta de cogeração foi dimensionada a partir da demanda térmica mínima, 420 kW, através de um ciclo *bottoming*, e a remoção das bombas de calor, ou seja, uma diminuição de 45 kWe. A recomendação é a instalação de 06 (seis) microturbinas Capstone C30, mostrada na figura a seguir:



Figura 59 - Microturbina Capstone C30.

Fonte: Capstone. Disponível em <<http://www.capstoneturbine.com/products/c30>>. Acesso em 11/10/2016.

A Capstone C30 possui uma potência elétrica de 30 kW e uma eficiência de 26%, e rejeita um calor na taxa de 2,85 kWt/kWe.

Sabe-se que a demanda térmica útil requerida deverá ser de 420 kW. Considerando que desde o grupo gerador até as cargas haja uma perda de 15%, que vem da eficiência dos trocadores e perdas ao longo das tubulações, temos que a potência térmica mínima gerada pelo grupo gerador deve ser de 495 kW, como mostrado na equação seguinte:

$$\text{Potência térmica mínima} = \frac{\text{Potência térmica útil}}{1-\text{perdas}} = \frac{420}{1-0,15} = 495 \text{ kW} \quad (12)$$

Depois de estabelecido o valor mínimo de potência térmica do grupo gerador, segue dimensioná-lo. Com a potência térmica calculada e com a eficiência do grupo gerador se obtém a demanda de gás natural do grupo gerador.

Uma maneira de calcular o número mínimo de turbinas é calculando a demanda de gás natural necessária para gerar a potência térmica mínima, 495 kW, logo calcular a demanda de gás natural para uma turbina Capstone C30 e, dividindo o primeiro pelo segundo, teremos o número mínimo de turbinas que é de 6 (seis) turbinas, mostrado na sequência de equações a seguir:

$$\text{Demanda GN mínima} = \frac{\text{Potência térmica}}{1-\text{eficiência}} = \frac{495}{1-0,26} = 670 \text{ kW} \quad (13)$$

$$\text{Demanda GN por turbina} = 30 \text{ kW} \div 0,26 = 115,4 \text{ kW} \quad (14)$$

$$\text{Número de turbinas} = \frac{670}{115,4} = 5,8 \rightarrow 6 \text{ turbinas} \quad (15)$$

O grupo gerador composto por 6 (seis) Capstone C30 possui uma potência elétrica de 180 kW, uma demanda de GN de 692 kW, uma potência térmica de 512 kW e podendo fornecer uma potência térmica útil de 435 kW.

$$\text{Potência elétrica} = 30 \frac{\text{kWe}}{\text{turbina}} \times 6 \text{ turbinas} = 180 \text{ kWe} \quad (16)$$

Observa-se que a potência elétrica ultrapassa as necessidades de energia elétrica da academia, que é de 112 kW. Este excedente pode ser injetado na rede e ser transformado em créditos com validade de 60 meses, pois por enquanto não é possível a comercialização da energia elétrica para a concessionária.

$$\text{Demanda de GN} = \frac{\text{Potência elétrica}}{\text{eficiência elétrica}} = \frac{180 \text{ kW}}{0,26} = 692 \text{ kW} \quad (17)$$

$$\text{Potência térmica} = \text{Demanda GN} \times (1 - \text{eficiência}) = 692 \times (1 - 0,26) = 512 \text{ kW} \quad (18)$$

$$\text{Potência térmica útil disponível} = \text{Potência térmica} \times (1 - \text{perdas}) = 512 \text{ kW} \times (1 - 0,15) = 435 \text{ kW} \quad (19)$$

Porém, a academia tem uma demanda térmica útil base de 420 kW, ou seja, 15 kW seriam liberados em forma de calor para o ambiente e, nos meses em que há uma maior demanda térmica, esta poderá ser suprida até 435 kW; mais do que isso teria que ser fornecido com algum sistema suplementar de aquecimento, podendo ser, inclusive, as bombas de calor já existentes na academia. Esta alternativa é

interessante, pois há uma geração excedente de energia elétrica que pode alimentar as bombas de calor sem ter que consumir energia elétrica da rede.

Cada uma destas turbinas possui uma largura de 0,76 m, comprimento de 1,5 m e uma altura de 1,8 m. Elas são compactas e há espaço disponível para a instalação deste grupo gerador na academia.

Considerando um PCI do gás natural de 8.560 kcal/m³, ou 9,97 kWh/m³, pode-se obter o consumo de gás natural do grupo gerador. O grupo gerador demanda uma potência de gás natural de 692 kW. Logo, o consumo de GN é de 69,4 m³/h, como mostrado pela equação a seguir:

$$\text{Consumo GN} = \frac{\text{Potência total}}{\text{PCI}} = \frac{692\text{kW}}{9,97 \text{ kWh/m}^3} = 69,4 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (20)$$

Considerando que a academia não opera aos domingos, que o grupo gerador operaria das 5:00 às 22:00 (17 horas por dia de operação) e que 20 dias por ano cada turbina pararia para manutenção, tem-se:

$$\text{Dias de operação} = 365 \text{ dias} - 20 \text{ dias} - 52 \text{ dias (domingos)} = 293 \text{ dias} \quad (21)$$

$$\text{Horas de operação} = 293 \times 17 = 4981 \text{ horas} \quad (22)$$

$$\text{Consumo anual de GN} = 4981 \text{ h} \times 69,4 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 345.681 \text{ m}^3 \quad (23)$$

$$\text{Consumo mensal médio de GN} = 345.681 \text{ m}^3 \div 12 = 28.807 \text{ m}^3 \quad (24)$$

$$\text{Consumo diário médio de GN} = 69,4 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 17 = 1.179,80 \text{ m}^3 \quad (25)$$

5.3 DIAGRAMA DE COGERAÇÃO

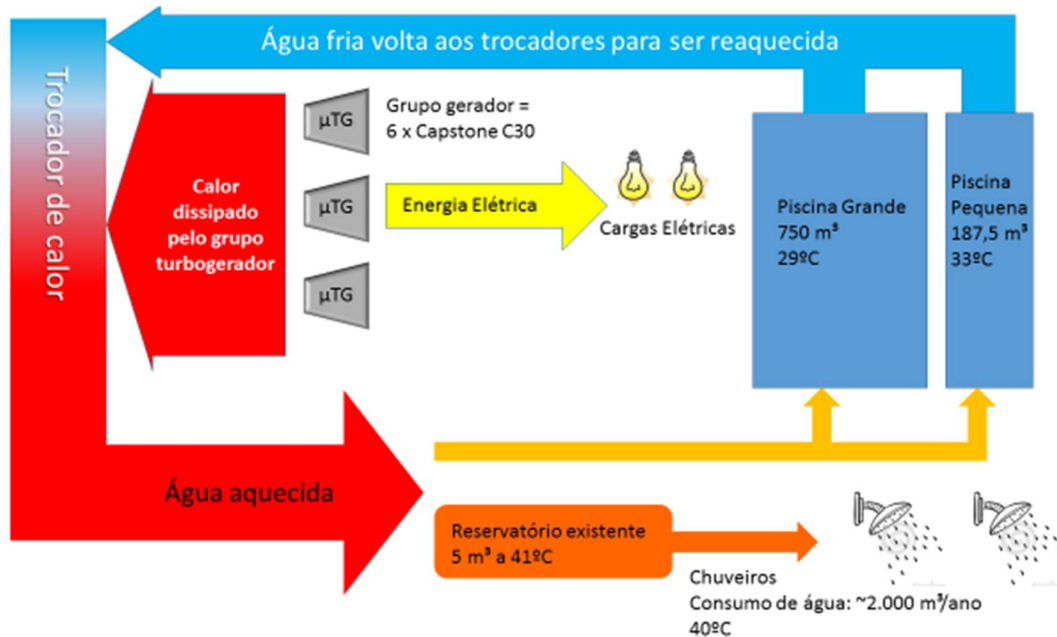


Figura 60 - Diagrama de cogeração.

Fonte: Elaboração própria.

5.4 BALANÇO ENERGÉTICO

O grupo gerador proposto geraria no total cerca de 180 [kWe] sendo que a academia possuiria 70 [kWe], considerando a remoção das bombas de calor. Assim sendo, seria gerado um excedente de aproximadamente 110 [kWe]. Como cada turbina Capstone C30 rejeita uma potência térmica de 85,4 kW, ou 512 kW para o grupo gerador, considerando uma eficiência nos trocadores de calor e demais componentes de 85%, ter-se-ia uma potência térmica útil disponível de 435 kW, mas, dessa potência, 15 kW não seriam aproveitados, dando uma potência útil real de 420 kW.

O diagrama a seguir representa os fluxos energéticos no balanço.

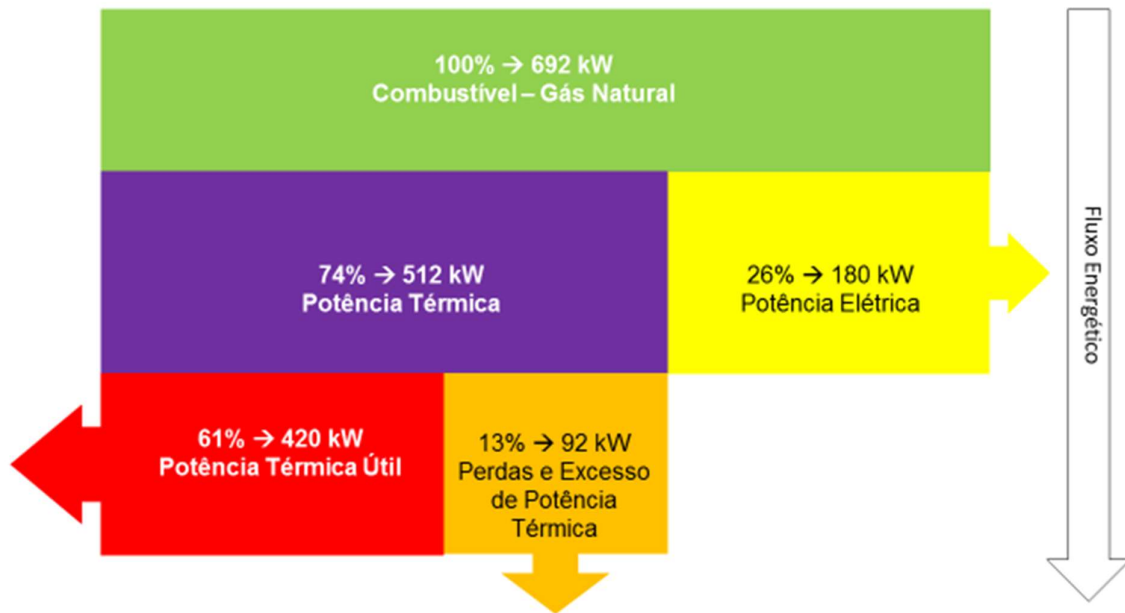


Figura 61 - Balanço energético.

Fonte: Elaboração própria.

5.5 QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO

Segundo os critérios já definidos no tópico 2.3.4 Cogeração qualificada, temos que:

$$E_t = 420 \text{ kWh/h;}$$

$$E_f = 692 \text{ kWh/h;}$$

$$E_e = 180 \text{ kWh/h;}$$

Os valores de "X" e de "Fc" para o caso em análise é de 2,14 e 41%, respectivamente:

Tabela 12 - Valores "X" e "Fc" para a academia em estudo.

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41

Fonte: Resolução ANEEL nº235 de 2006, artigo 4º, parágrafo 1º.

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (26)$$

$$\frac{420}{692} = 60\% \geq 15\% \therefore \text{cumpre requisito} \quad (27)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (28)$$

$$\left(\frac{420}{692}\right) \div 2,14 + \frac{180}{692} = 54\% \geq 41\% \therefore \text{cumpre requisito} \quad (29)$$

A proposta de cogeração, estando regularizada pela ANEEL para cogerar, estaria qualificada, pois cumpre com os requisitos.

5.6 FUE E EEC

O FUE da proposta de cogeração, obedecendo ao já explicado no tópico 2.3.2 Fator de Utilização de Energia (FUE), é de 86%, mostrado na equação seguinte.

$$FUE = \frac{W + \dot{Q}_u}{\dot{m} \times PCI} = \frac{180 + 420}{692} = 86,7\% \quad (30)$$

Sendo:

$$W = 180 \text{ [kW]};$$

$$\dot{Q}_u = 420 \text{ [kW]};$$

$$\dot{m} \times PCI = 692 \text{ [kW]}.$$

Analisando outro índice, o EEC, explicado no tópico 2.3.3 Energia a Economizar (EEC), temos que:

$$EEC = \frac{\dot{m}_{comb} \times PCI}{\frac{W}{\eta_{term}} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{cald}}} = \frac{692}{\frac{180}{0,26} + \frac{420}{0,85}} = \frac{692}{1186} = 0,58 > 0 \quad (31)$$

Sendo:

$$\eta_{\text{term}} = 0,26;$$

$$\eta_{\text{cald}} = 0,85.$$

Como o EEC deu um valor positivo, isso significa que a cogeração proposta utiliza menos combustível para suprir as demandas térmicas e elétricas da academia do que se o calor e a eletricidade fossem gerados de maneira separada.

5.7 ANÁLISE ECONÔMICA

5.7.1 Custos atuais com energia

Atualmente se gasta dinheiro com energia elétrica e GLP para poder suprir as demandas energéticas da academia. Como mostrado no tópico 3.3.1.2 Fatura de energia elétrica, o gasto mensal médio com energia elétrica é de R\$24.000,00 e com GLP é de R\$3.500,00, mostrado no tópico 3.3.2.1 Gastos e consumo de GLP. Totalizando um custo mensal de R\$27.500,00.

$$\text{Custo mensal atual} = E.E. + GLP = R\$24.000 + R\$3.500 = R\$27.500,00 \quad (32)$$

5.7.2 Custos da proposta de cogeração *bottoming*

A proposta de cogeração tem dois principais custos, o investimento inicial e o gasto com consumo de gás natural.

Como adotado na premissa, o investimento inicial é de R\$7.000/kWe instalado. Isso considera o custo do equipamento, acessórios, instalação, manutenção e mão de obra. Como a planta proposta tem uma potência de 180 kW, tem um custo inicial de R\$1.260.000,00.

$$\text{Investimento inicial} = \frac{R\$7.000}{kW} \times 180 kW = R\$1.260.000,00 \quad (33)$$

A concessionária de gás local disponibiliza um simulador de tarifas. Entrando com o volume de gás natural consumido por dia e o perfil da edificação (comercial), se obteve a tabela a seguir:

Tabela 13 - Custo diário de gás natural sem incentivos.

Volume [m³/dia]		Preço do Gás Natural [R\$/m³]		Cálculo	
De	Até	Sem imposto	Com imposto	m³/dia	R\$/dia
0	50	1,7878	2,4575	50	122,875
50	200	1,5087	2,0738	150	311,07
200	800	1,4141	1,9438	600	1.166,28
800	9.999.999	1,1158	1,5337	379,80	582,4993
Total/dia				1.179,80	2.182,72

Fonte: Elaboração própria a partir do simulador da Compagás.

Porém, como a proposta de cogeração é qualificada, pelos critérios da ANEEL ela tem acesso às tarifas de cogeração da Compagás. Do mesmo simulador, mas agora considerando os incentivos, foi a elaborada a tabela a seguir:

Tabela 14 - Custo diário de gás natural com incentivos.

Volume [m³/dia]		Preço do Gás Natural [R\$/m³]		Cálculo	
De	Até	Sem imposto	Com imposto	m³/dia	R\$/dia
0	1.500	1,1463	1,5757	1.179,80	1.859,01
1.500	3.000	1,0825	1,4880	0	0
3.000	9.999.999	1,0699	1,4707	0	0
Total/dia				1.179,80	1.859,01

Fonte: Elaboração própria a partir do simulador da Compagás.

A tabela anterior mostra que o custo diário com GN cairia de R\$2.182,72 a R\$1.859,01, ou seja, o incentivo implica numa redução de 14,8%.

$$Desconto\% = \frac{R\$2.182,72 - R\$1.859,01}{R\$2.182,72} \times 100\% = 14,8\% \quad (34)$$

Considerando que a academia opera 25 dias por mês, tem-se um custo mensal de R\$46.475,25.

$$Custo\ mensa\ de\ GN = \frac{R\$1.859,01}{dia} \times 25\ dias = R\$46.475,25 \quad (35)$$

Com esta primeira análise já se demonstra a inviabilidade econômica da proposta de cogeração. Isto, devido ao custo mensal de R\$46.475,25 com GN superar o custo

mensal atual com insumos energéticos de R\$27.500,00 (energia elétrica mais GLP). Com o custo atual do gás natural, a proposta jamais se pagaria, independente do custo da microturbina a gás.

Para ficar melhor ilustrada a inviabilidade econômica, é mostrado, a seguir, o fluxo de caixa durante 10 anos e calculado o Valor Líquido Presente (VPL) de maneira simples, sem considerar a inflação. A taxa interna de retorno fica injustificada devido a que não há retorno e o *payback* não existe pelo mesmo motivo, ou seja, não existe o dia em que o investimento se pague; matematicamente, o tempo de retorno pode ser considerado infinito.

Tabela 15 - Dados econômicos para análise de viabilidade.

Investimento Inicial	R\$1.260.000,00
Custo anual de GN	R\$557.703,00
Custo atual anual com Energia Elétrica e GLP	R\$330.000,00
Fluxo de Caixa anual	-R\$227.703,00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$1.260.000,00	-R\$1.260.000,00
1	-R\$227.703,00	-R\$1.487.703,00
2	-R\$227.703,00	-R\$1.715.406,00
3	-R\$227.703,00	-R\$1.943.109,00
4	-R\$227.703,00	-R\$2.170.812,00
5	-R\$227.703,00	-R\$2.398.515,00
6	-R\$227.703,00	-R\$2.626.218,00
7	-R\$227.703,00	-R\$2.853.921,00
8	-R\$227.703,00	-R\$3.081.624,00
9	-R\$227.703,00	-R\$3.309.327,00
10	-R\$227.703,00	-R\$3.537.030,00
	VPL	-R\$3.537.030,00

Fonte: Elaboração própria.

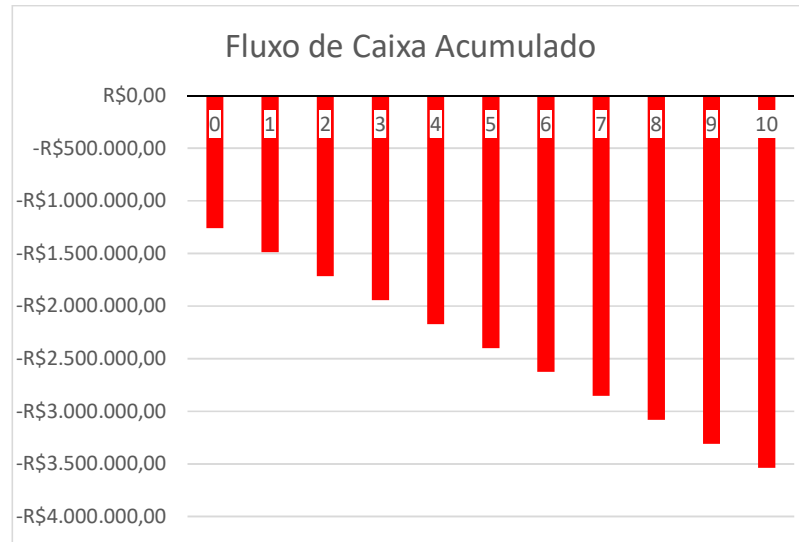


Figura 62 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Fonte: Elaboração própria.

Conclui-se que manter o fornecimento de energia elétrica e térmica da maneira atual, através da concessionária de energia elétrica e com GLP, é melhor, economicamente, do que implementar a cogeração proposta.

Com a cogeração proposta, a cada ano que passa o endividamento aumenta. O VPL, sem a inflação, seria de mais de R\$ 3,5 milhões. Se formos considerar uma inflação anual de 9%, este valor aumenta, superando os R\$ 4,5 milhões.

5.7.3 Hipóteses que melhorariam a viabilidade econômica desta proposta de cogeração

5.7.3.1 Custo do GN

Adotou-se, pelas empresas brasileiras, como tempo de retorno atrativo um período de 3 (três) anos ou menor. Para fazer frente aos R\$1.260.000,00 de investimento inicial, seria necessário um fluxo de caixa anual de R\$420.000,00.

$$\text{Fluxo de caixa} = \frac{\text{R\$1.260.000,00}}{3 \text{ anos}} = \frac{\text{R\$420.000,00}}{\text{ano}} \quad (36)$$

Isso representa um fluxo de caixa mensal de

$$\text{Fluxo de caixa} = \frac{R\$420.000,00}{12 \text{ meses}} = \frac{R\$35.000,00}{\text{mês}} \quad (37)$$

O fluxo de caixa mensal hipotético é superior ao valor gasto atualmente pela academia, ou seja, considerando que não pode ser vendido o excedente de energia elétrica, não existe possibilidade para que a proposta de cogeração tivesse um *payback* simples de 3 (três) anos, mesmo se GN fosse grátis. Como não há motivos para que o GN seja completamente subsidiado, e, ainda, premiada a sua utilização, pode-se concluir que o custo das microturbinas em questão ainda é muito alto.

5.7.3.2 Venda de Energia Elétrica

Como mostrado no tópico anterior, a receita mensal necessária para se ter atratividade econômica é de R\$35.000,00. Este valor pode vir da economia em relação aos gastos atuais e somado a uma hipotética venda da energia elétrica excedente.

A academia tem uma potência elétrica excedente de 110 kW; considerando que ela opera 4.981 horas por ano (calculado no capítulo da proposta de cogeração), isto significaria uma produção de 550 MWh/ano. Se for considerado um valor de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) de R\$200/MWh, seria uma receita anual na venda de energia elétrica de, aproximadamente, R\$110.000,00. O que equivale a uma receita mensal de R\$9.170,00.

Isso implica que o GN pode custar até R\$9.170,00 por mês para ser atrativo economicamente, se fosse possível a venda de energia elétrica. Isto quer dizer que o metro cúbico de GN deveria custar perto de 33 (trinta e três) centavos de real. Ainda assim um valor muito baixo, ou seja, o custo da microturbina continuaria sendo muito alto, mesmo com a venda de energia elétrica.

5.7.3.3 Combinação de hipóteses

Sabe-se que a venda de energia no mercado livre de energia depende do PLD, podendo ser mais ou menos do valor anteriormente estipulado, porém, para efeitos hipotéticos, considere-se uma receita mensal proveniente da venda de energia elétrica de R\$10.000,00.

Como o custo do GN é alto (aproximadamente R\$1,58/m³ para este empreendimento) para ser atrativo economicamente, supondo que, com incentivos e subsídios, o GN chegue a um valor médio de R\$0,80/m³. Sabendo que a academia consome 28.800 m³/mês, tem-se um custo mensal de R\$23.000,00 por mês, ou uma receita de R\$4.500,00 proveniente da economia em relação aos R\$27.500,00 gastos atualmente para a geração de eletricidade e calor.

Ou seja, há uma receita mensal de R\$14.500,00 provenientes da venda de energia elétrica e da economia em relação ao cenário atual. Em termos anuais seria uma receita de R\$174.000,00. Em 3 (três) anos, que é o valor almejado de tempo de retorno, seriam R\$522.000,00.

Considerando que a potência elétrica instalada é de 180 kW, o custo específico da turbina seria de R\$2.900,00/kW. Muito abaixo dos R\$7.000,00/kW adotado como premissa.

$$\text{custo específico} = \frac{R\$522.000,00}{180 \text{ kW}} = \frac{R\$2.900,00}{\text{kW}} \quad (38)$$

Para que a proposta possa ser viável economicamente, teria que haver fortes incentivos, diminuição de impostos a produtos importados (as microturbinas são importadas) e a possibilidade da venda de energia elétrica no nível da distribuição.

6 PROPOSTA DE COGERAÇÃO TOPPING

6.1 PREMISSAS ADOTADAS

Utilizando a mesma caracterização da edificação exposta no capítulo 3 (três), agora, neste tópico, são explicitadas as premissas adotadas para análise energética da edificação que sustenta a proposta de cogeração alternativa dada no tópico 6.2.

6.1.1 Elétrica

- Demanda Elétrica Contratada: 70 kW
- Consumo elétrico: 24,18 MWh/mês (290 MWh/ano)
- Tarifa Energia Elétrica: Tarifa Comercial A4 Verde da Copel: 1.037,12 R\$/MWh na ponta e 279,30 R\$/MWh fora da ponta.
- Tarifa Demanda Elétrica: Tarifa Comercial A4 Verde da Copel: 10,56 R\$/kW (10.560 R\$/MW).

A figura 63 a seguir mostra, de maneira esquemática, o perfil de demanda elétrica durante um ano. Conclui-se o mesmo que na figura 52, tópico 4.1.1.

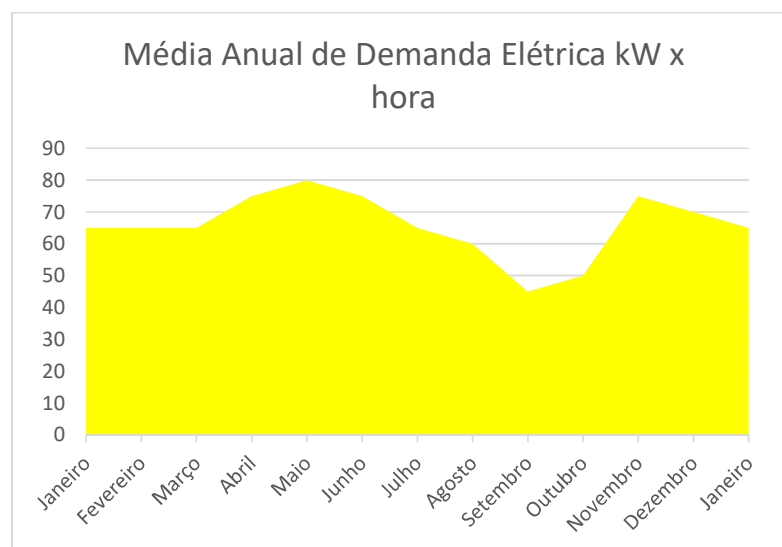


Figura 63 - Perfil anual da demanda elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

6.1.2 Térmica (Quente)

- 290 kW térmicos a 29°C (piscina adulto)
- 130 kW térmicos a 33°C (piscina infantil)
- 10 kW térmicos (chuveiros)
- Demanda térmica total média de 430 kW
- PCI Gás Natural: 8.560 kcal/m³ ou 9,97 kWh/m³
- Perfil anual da demanda térmica mostrado na figura a seguir:

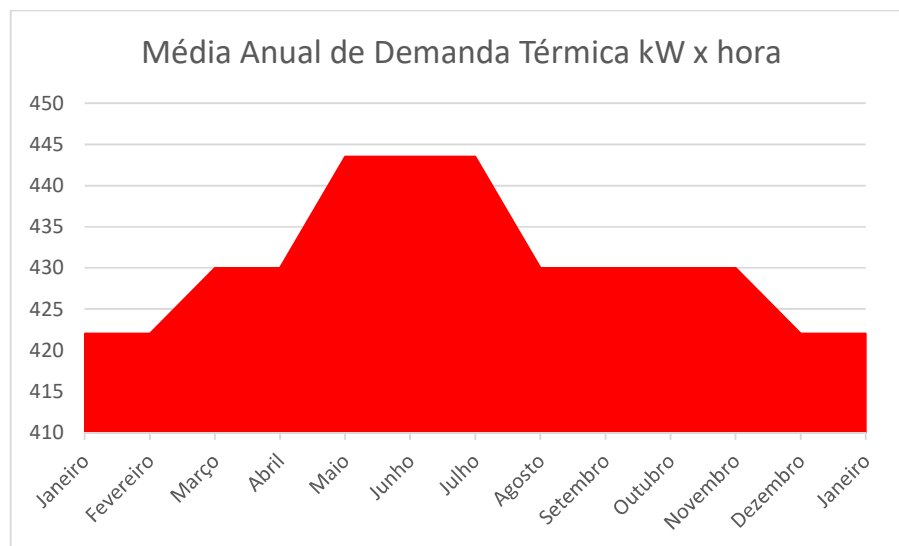


Figura 64 - Perfil anual da demanda térmica.

Fonte: Elaboração própria.

6.1.3 Demais premissas

- Microturbina a gás natural, incluída a instalação e manutenção: R\$ 7.000,00/kW elétrico

- Equipamentos para queima suplementar, incluída a instalação e manutenção:
R\$ 300,00/kW térmico

6.2 PROPOSTA ALTERNATIVA DE COGERAÇÃO

A proposta de cogeração alternativa foi dimensionada a partir da demanda elétrica máxima de 80 kW, através de um ciclo *topping*, e a remoção das bombas de calor, ou seja, uma diminuição de 45 kW_e. A recomendação é a instalação de 03 (três) microturbinas Capstone C30, mostrada na figura a seguir:



Figura 65 - Microturbina Capstone C30.

Fonte: Capstone. Disponível em <<http://www.capstoneturbine.com/products/c30>>. Acesso em 11/10/2016.

A Capstone C30 possui uma potência elétrica de 30 kW e uma eficiência de 26%, e rejeita um calor na taxa de 2,85 kW_t/kW_e.

Sabe-se que a demanda elétrica máxima requerida seria de 80 kW, considerando a potência elétrica nominal de 30 kW, chega-se a um mínimo de 3 (três) microturbinas Capstone C30, e ainda tem uma potência elétrica excedente que geraria créditos com a concessionária para serem abatidos nos períodos de manutenção das turbinas.

$$\text{Número de turbinas} = \frac{80}{30} = 2,7 \rightarrow 3 \text{ turbinas} \quad (39)$$

Depois de estabelecido o número de turbinas necessário para suprir a demanda elétrica segue calcular a potência térmica útil gerada e o consumo de gás natural pelo novo grupo turbogerador.

A demanda de gás natural por turbina é de 115,4 kW, equação 40, e a do grupo gerador é de 346 kW, equação 41.

$$\text{Demanda GN por turbina} = 30 \text{ kW} \div 0,26 = 115,4 \text{ kW} \quad (40)$$

$$\text{Demanda GN mínima} = 115,4 \frac{\text{kW}}{\text{turbina}} \times 3 \text{ turbinas} = 346 \text{ kW} \quad (41)$$

Sabe-se que a eficiência elétrica de cada turbina é de 26%, ou seja, 74% é rejeitado na forma de calor, o que dá uma potência térmica rejeitada por turbina de 85,4 kW, e para o grupo gerador de 256 kW.

$$\text{Potência térmica rejeitada por turbina} = 115,4 \text{ kW} \times 0,74 = 85,4 \text{ kWt} \quad (42)$$

$$\text{Potência térmica rejeitada total} = 85,4 \text{ kWt} \times 3 = 256 \text{ kWt} \quad (43)$$

Porém, considerando perdas de 15%, a potência térmica útil por turbina é de 72,6 kW, o que daria uma potência térmica útil para o grupo gerador de 218 kW.

$$\text{Potência térmica útil por turbina} = 85,4 \text{ kW} \times 0,85 = 72,6 \text{ kWt} \quad (44)$$

$$\text{Potência térmica útil total} = 72,6 \text{ kW} \times 3 = 218 \text{ kWt} \quad (45)$$

O grupo gerador composto por 3 (três) Capstone C30 possui uma potência elétrica de 90 kW, uma demanda de GN de 346 kW, uma potência térmica rejeitada de 256 kW e podendo fornecer uma potência térmica útil de 218 kW.

Porém, a academia tem uma demanda térmica útil média de 430 kW, ou seja, deve haver uma queima suplementar de 212 kW. Destes 212 kW, 64 kW podem ser

supridos pelos aquecedores de GLP existentes (equação 46). Os 148 kW restantes podem ser supridos com uma queima suplementar de gás natural.

$$\text{Potência térmica útil dos aquecedores} = 26,1 \text{ kWt} \times 0,82 \times 3 = 64 \text{ kWt} \quad (46)$$

$$\text{Potência queima complementar de GN} = 212 \text{ kWt} - 64 = 148 \text{ kWt} \quad (47)$$

Considerando um PCI do gás natural de 8.560 kcal/m³, ou 9,97 kWh/m³, pode-se obter o consumo de gás natural do grupo gerador. O grupo gerador demanda uma potência de gás natural de 346 kW. Logo, o consumo de GN é de 34,7 m³/h, como mostrado pela equação a seguir:

$$\text{Consumo GN do grupo gerador} = \frac{\text{Potência total}}{\text{PCI}} = \frac{346 \text{ kW}}{9,97 \text{ kWh/m}^3} = 34,7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (48)$$

Porém, é necessária a queima suplementar de 148 kW, o que daria um consumo adicional de gás natural de 18,8 m³/h, considerando uma eficiência de 90% no queimador, totalizando um consumo de 51,7 m³/h de gás natural.

$$\text{Consumo adicional de GN} = \frac{\text{Potência total}}{\text{PCI} \times 0,90} = \frac{148 \text{ kW}}{9,97 \text{ kW} / \text{m}^3 \times 0,90} = 14,8 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (49)$$

$$\text{Consumo total de GN} = 34,7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} + 14,8 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 49,5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (50)$$

Considerando que a academia não opera aos domingos, que o grupo gerador operaria das 5:00 às 22:00 (17 horas por dia de operação) e que 20 dias por ano cada turbina pararia para manutenção, tem-se:

$$\text{Dias de operação} = 365 \text{ dias} - 20 \text{ dias} - 52 \text{ dias (domingos)} = 293 \text{ dias} \quad (51)$$

$$\text{Horas de operação} = 293 \times 17 = 4981 \text{ horas} \quad (52)$$

$$\text{Consumo anual de GN} = 4981 \text{ h} \times 49,5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 246.560 \text{ m}^3 \quad (53)$$

$$\text{Consumo mensal médio de GN} = 246.560 \text{ m}^3 \div 12 = 20.547 \text{ m}^3 \quad (54)$$

$$\text{Consumo diário médio de GN} = 49,5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 17 = 841,5 \text{ m}^3 \quad (55)$$

Supondo que os aquecedores a GLP estarão ligados continuamente durante o período de operação da academia, ou seja, eles fornecerão 64 kW térmicos úteis

durantes as 4981 horas anuais de operação. Sabe-se que a eficiência dos aquecedores é de 82%, ou seja, eles requerem uma potência de GLP de 78,0 kW.

$$\text{Potência térmica GLP} = 64 \text{ kW} \div 0,82 = 78,0 \text{ kW} \quad (56)$$

Em termos anuais significa uma produção de 261.503 kWh através de GLP, equação 57.

$$\text{Consumo GLP} = 78,0 \text{ kW} \times \frac{4981 \text{ h}}{\text{ano}} = 388.518 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \quad (57)$$

Sabendo que o PCI do GLP é de 12,83 kWh/kg, tem-se que o consumo anual de GLP em kg é de 30.282, como mostrado na equação a seguir:

$$\text{Consumo GLP em kg} = 388.518 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \div 12,83 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 30.282 \frac{\text{kg}}{\text{ano}} \quad (58)$$

6.3 DIAGRAMA DE COGERAÇÃO

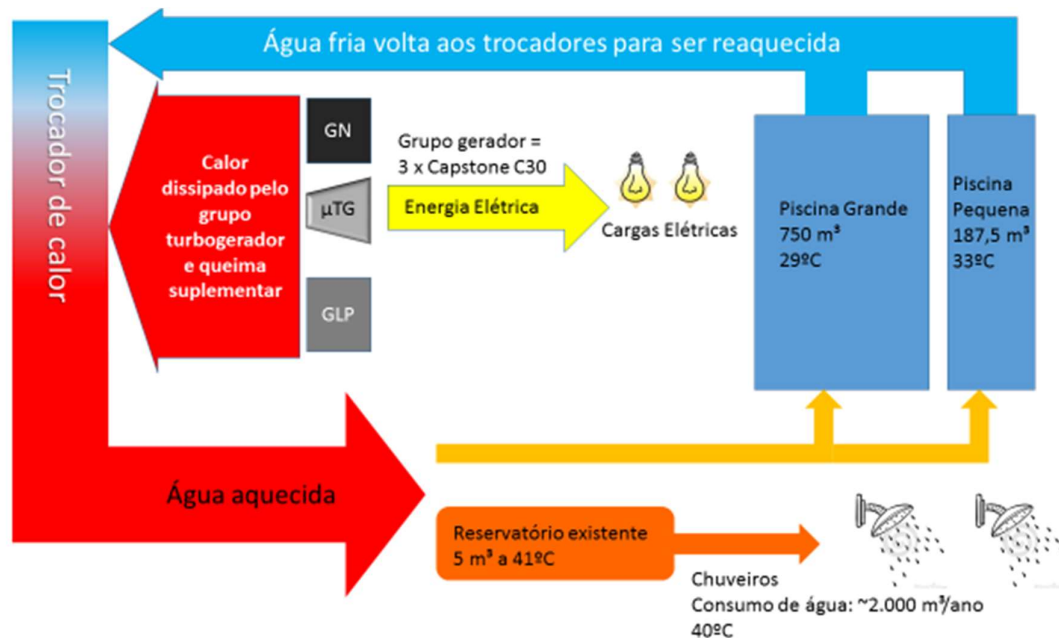


Figura 66 - Diagrama de cogeração.

Fonte: Elaboração própria.

6.4 BALANÇO ENERGÉTICO

O grupo gerador proposto geraria no total cerca de 90 [kWe] sendo que a academia possuiria 70 [kWe], considerando a remoção das bombas de calor. Assim sendo, seria gerado um excedente de aproximadamente 20 [kWe], que pode ser abatido nos períodos de manutenção do grupo gerador. Esta proposta de cogeração precisa de 78 kW de GLP, 346 de GN utilizado nas turbinas e mais 133 de GN (148kW/90%), totalizando uma potência de combustível de 557 kW.

O diagrama a seguir representa os fluxos energéticos no balanço da planta de geração de calor e eletricidade como um todo.

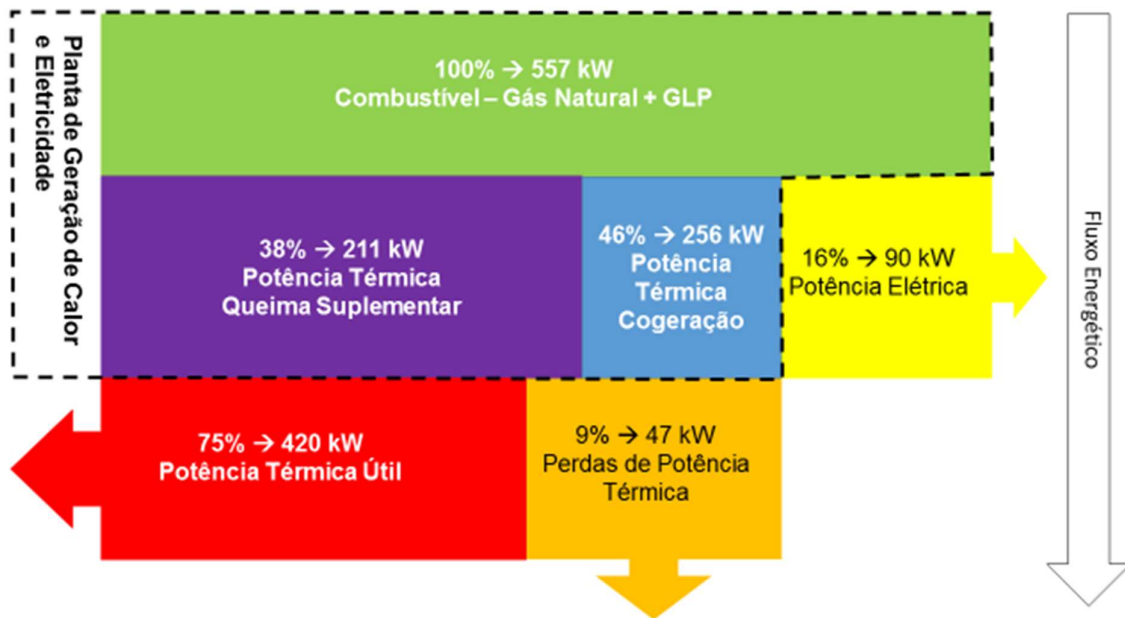


Figura 67 - Balanço energético.

Fonte: Elaboração própria.

6.5 QUALIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO

Seguindo os critérios já definidos no tópico 2.3.4 Cogeração qualificada, temos que:

$$E_t = 217 \text{ kWh/h (energia térmica útil da cogeração);}$$

$E_f = 346$ kWh/h (combustível utilizado para a cogeração);

$E_e = 90$ kWh/h;

Os valores de “X” e de “Fc” para o caso em análise é de 2,14 e 41%, respectivamente:

Tabela 17 - Valores “X” e “Fc” para a academia em estudo.

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41

Fonte: Resolução ANEEL nº235 de 2006, artigo 4º, parágrafo 1º.

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (59)$$

$$\frac{217}{346} = 63\% \geq 15\% \therefore \text{cumpre requisito} \quad (60)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (61)$$

$$\left(\frac{217}{346}\right) \div 2,14 + \frac{90}{346} = 55\% \geq 41\% \therefore \text{cumpre requisito} \quad (62)$$

A proposta de cogeração, estando regularizada pela ANEEL para cogerar, estaria qualificada, pois cumpre com os requisitos.

6.6 FUE E EEC

O FUE da proposta de cogeração, obedecendo ao já explicado no tópico 2.3.2 Fator de Utilização de Energia (FUE), é de 91,6%, mostrado na equação seguinte.

$$FUE = \frac{W + \dot{Q}_u}{\dot{m} \times PCI} = \frac{90 + 4}{557} = 91,6\% \quad (63)$$

Sendo:

$$W = 90 \text{ [kW]};$$

$$\dot{Q}_u = 420 \text{ [kW]};$$

$$\dot{m} \times \text{PCI} = 587 \text{ [kW]}.$$

Analisando outro índice, o EEC, explicado no tópico 2.3.3 Energia a Economizar (EEC), temos que:

$$EEC = \frac{\dot{m}_{comb} \times \text{PCI}}{\frac{W}{\eta_{term}} + \frac{\dot{Q}_u}{\eta_{cald}}} = \frac{587}{\frac{90}{0,26} + \frac{420}{0,85}} = \frac{587}{840} = 0,66 > 0 \quad (64)$$

Sendo:

$$\eta_{term} = 0,26;$$

$$\eta_{cald} = 0,85.$$

Como o EEC deu um valor positivo, isso significa que a cogeração proposta utiliza menos combustível para suprir as demandas térmicas e elétricas da academia do que se o calor e a eletricidade fossem gerados de maneira separada.

6.1 ANÁLISE ECONÔMICA

6.1.1 Custos atuais com energia

Como mostrado no tópico 6.1.1 Custos atuais com energia, os custos atuais de energia são de R\$27.500,00.

6.1.2 Custos da proposta de cogeração *topping*

A proposta alternativa de cogeração tem dois principais custos, o investimento inicial e o gasto com consumo de combustíveis (GN e GLP).

Como adotado na premissa, o investimento inicial é de R\$7.000/kWe instalado para as microturbinas a gás natural e R\$300,00/kW térmico para os equipamentos de queima suplementar. Isso considera o custo dos equipamentos, acessórios, instalação, manutenção e mão de obra. Adotadas essas premissas e sabendo que o grupo turbogerador tem uma potência de 90 kWe e o grupo de queima suplementar tem uma potência térmica de 212 kW, resulta em um investimento inicial de R\$693.600,00.

$$\text{Custo planta de cogeração} = \frac{R\$7.000}{kW} \times 90 kW = R\$630.000,00 \quad (65)$$

$$\text{Custo planta de queima complementar} = \frac{R\$300}{kW} \times 212 kW = R\$63.600,00 \quad (66)$$

$$\text{Investimento Inicial} = 630.000,00 + 63.600,00 = R\$693.600,00 \quad (67)$$

A concessionária de gás natural local disponibiliza um simulador de tarifas. Entrando com o volume de gás natural consumido por dia e o perfil da edificação (comercial), se obteve a tabela a seguir:

Como mostrado na equação 55, o consumo diário médio de gás natural é de 841,5 m³ por dia dos quais 590 são para cogeração e os outros 251,5 são para a queima suplementar. Os metros cúbicos de queima suplementar são tarifados conforme a tabela 18 e os de cogeração conforme a tabela 19.

Tabela 18 - Custo diário de gás natural sem incentivos.

Volume [m ³ /dia]		Preço do Gás Natural [R\$/m ³]		Cálculo	
De	Até	Sem imposto	Com imposto	m ³ /dia	R\$/dia
0	50	1,7878	2,4575	50	122,88
50	200	1,5087	2,0738	150	311,07
200	800	1,4141	1,9438	51,5	100,11
800	9.999.999	1,1158	1,5337	0	0
				Total/dia	251,50 534,06

Fonte: Elaboração própria a partir do simulador da Compagás.

Tabela 19 - Custo diário de gás natural com incentivos.

Volume [m ³ /dia]		Preço do Gás Natural [R\$/m ³]		Cálculo	
De	Até	Sem imposto	Com imposto	m ³ /dia	R\$/dia
0	1.500	1,1463	1,5757	590	929,67

1.500	3.000	1,0825	1,4880	0	0
3.000	9.999.999	1,0699	1,4707	0	0
			Total/dia	590,00	929,67

Fonte: Elaboração própria a partir do simulador da Compagás.

Baseado nos resultados das tabelas anteriores e utilizando a equação 68, a seguir, calculou-se o custo diário com GN de 1.463,73.

$$\text{Custo diário com GN} = R\$534,06 + R\$929,67 = R\$1.463,73 \quad (68)$$

Considerando que a academia opera 25 dias por mês, tem-se um custo mensal com gás natural de R\$36.593,25.

$$\text{Custo mensal de GN} = \frac{R\$1.463,73}{\text{dia}} \times 25 \text{ dias} = R\$36.593,25 \quad (69)$$

Na equação 58 foi calculado o consumo anual de GLP em kg, dando o valor de 30.282, em termos mensais significa um consumo de 1.698,52 kg (equação 70). Considerando a tarifa do GLP de R\$3,86/kg, tem-se um gasto mensal com esse combustível de R\$6.556,27.

$$\text{Consumo mensal de GLP} = 30.282 \text{ kg} \div 12 = 2.523,5 \text{ kg} \quad (70)$$

$$\text{Gasto mensal com GLP} = 2.523,5 \text{ kg} \times \frac{R\$3,86}{\text{kg}} = R\$9.740,71 \quad (71)$$

O total que seria gasto pela academia mensalmente só com os combustíveis seria de R\$46.454,02.

$$\text{Gasto mensal com combustível} = R\$9.740,71 + R\$36.593,25 = R\$46.333,96 \quad (72)$$

Como na primeira proposta de cogeração, a proposta alternativa é inviável economicamente. Fazendo o dimensionamento *topping* com 3 (três) turbinas Capstone C30 mais os queimadores suplementares o custo mensal com combustível chega aos R\$46.333,96, apenas R\$141,29 abaixo do custo mensal do dimensionamento *bottoming* que é R\$46.475,25, ambos acima do custo atual da academia com insumos energéticos, que é de R\$27.500.

Mais uma vez, para ficar melhor ilustrada a inviabilidade econômica, é mostrado, a seguir, o fluxo de caixa durante 10 anos e calculado o Valor Líquido Presente (VPL) de maneira simples, sem considerar a inflação. A taxa interna de retorno fica injustificada devido a que não há retorno e o *payback* não existe pelo mesmo motivo, ou seja, não existe o dia em que o investimento se pague; matematicamente, o tempo de retorno pode ser considerado infinito.

Tabela 20 - Dados econômicos para análise de viabilidade.

Investimento Inicial	R\$693.600,00
Custo anual com combustíveis	R\$557.448,24
Custo atual anual com Energia Elétrica e GLP	R\$330.000,00
Fluxo de Caixa anual	-R\$227.448,24

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 21 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$693.600,00	-R\$693.600,00
1	-R\$226.007,52	-R\$919.607,52
2	-R\$226.007,52	-R\$1.145.615,04
3	-R\$226.007,52	-R\$1.371.622,56
4	-R\$226.007,52	-R\$1.597.630,08
5	-R\$226.007,52	-R\$1.823.637,60
6	-R\$226.007,52	-R\$2.049.645,12
7	-R\$226.007,52	-R\$2.275.652,64
8	-R\$226.007,52	-R\$2.501.660,16
9	-R\$226.007,52	-R\$2.727.667,68
10	-R\$226.007,52	-R\$2.953.675,20
	VPL	-R\$2.953.675,20

Fonte: Elaboração própria.

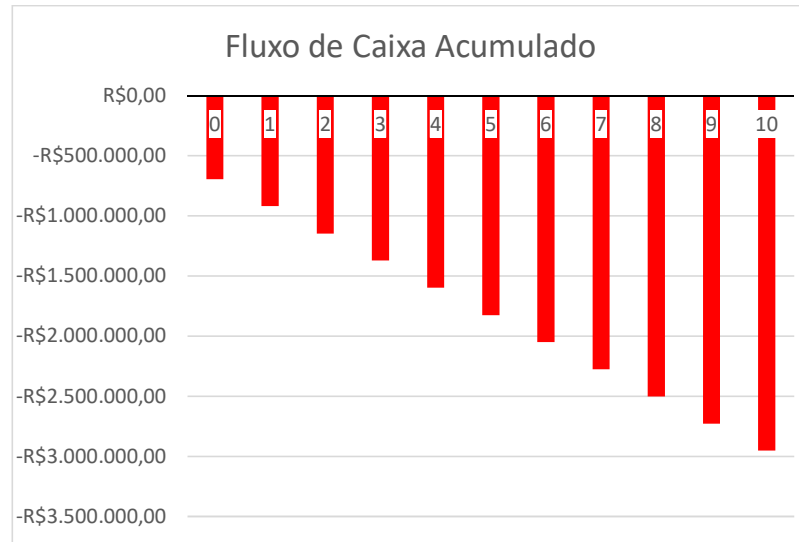


Figura 68 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Fonte: Elaboração própria.

Conclui-se que manter o fornecimento de energia elétrica e térmica da maneira atual, através da concessionária de energia elétrica e com GLP, é melhor, economicamente, do que implementar a cogeração proposta alternativa.

Com a cogeração proposta alternativa, a cada ano que passa o endividamento aumenta. O VPL, sem a inflação, seria de R\$ 2,9 milhões. Se formos considerar uma inflação anual de 9%, este valor aumenta, superando os R\$ 4,0 milhões.

Pode-se observar que a mudança de dimensionamento do *bottoming* para o *topping* só interferiu no investimento inicial, porém continua sendo inviável economicamente falando.

6.2 ANÁLISE ECONÔMICA COMPARATIVA DOS TRÊS CENÁRIOS

Neste tópico será desenvolvido uma comparação econômica através do parâmetro custo específico de energia elétrica com a internalização das suas respectivas externalidades.

No primeiro cenário, o cenário atual, sabe-se que o custo com energia elétrica é de R\$24.000,00 e que o consumo médio mensal deste insumo é de 34.280 kWh/mês, logo o preço específico é de R\$0,69/kWeh, como mostrado na equação 73.

$$\text{Custo específico atual} = \frac{R\$24.000}{\text{mês}} \div 34.280 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} = R\$0,69/\text{kWeh} \quad (73)$$

No segundo cenário, proposta de cogeração *bottoming*, o consumo de uma microturbina é de 115,4 kWh de gás natural em uma hora, sabendo que o PCI do GN é de 9,97 kWh/m³, tem-se um consumo de 11,57 m³ (Equação 74), e sabendo que a turbina tem uma potência de 30 kWe e que a tarifa de GN é de R\$1,58/m³, obtém-se um custo específico de R\$0,61/kWeh.

$$\text{Consumo GN da turbina} = 115,4 \text{ kWh} \div 9,97 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} = 11,57 \text{ m}^3 \quad (74)$$

$$\text{Custo específico bottoming} = \frac{11,57 \text{ m}^3}{30 \text{ kWe}} \times \frac{R\$1,58}{\text{m}^3} \times 1 \text{ h} = R\$0,61/\text{kWeh} \quad (75)$$

E, finalmente, no terceiro cenário, proposta de cogeração *topping*, o custo específico é igual ao do segundo cenário, porque em ambos os cenários a energia elétrica seria gerada com o mesmo modelo de microturbina a gás.

Com esta primeira análise percebe-se que o custo de geração de energia elétrica é menor quando gerado através da microturbina a gás natural Capstone C30, porém a academia de natação não possui somente demanda energética do tipo elétrica, mas também possui uma demanda térmica de 430 kW, e   este custo que deve ser internalizado na hora do cálculo do custo específico de gera o de energia elétrica.

No caso atual, a maior parte da demanda térmica é suprida através de energia elétrica através das bombas de calor, mas ainda há um custo extra de R\$3.500/mês a ser considerado, elevando o custo específico a R\$0,80/kWeh, como mostrado na equa o a seguir:

$$\text{Custo específico atual} = \frac{R\$27.500}{\text{mês}} \div 34.280 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} = R\$0,80/\text{kWeh} \quad (76)$$

Já no segundo cenário, a externalidade decorre do excedente de produ o de energia elétrica necessários para suprir a demanda térmica. Na verdade, o custo específico para suprir os 70 kWe é o custo de 70 kWe mais os outros 110 kWe necessários para suprir os 420 kW térmicos úteis do dimensionamento *bottoming*, ou

seja, o custo para suprir a demanda elétrica de 70 kW é deve ser igual ao custo da demanda elétrica instalada de 180 kW. Isto ocorre porque, atualmente, no Brasil o excedente de energia elétrica não pode ser vendido. Desta maneira, tem-se um custo específico, para o segundo cenário, de R\$1,57/kWeh.

$$\text{Custo específico bottoming} = \frac{180kWe}{70kWe} \times R\$0,61/kWeh = R\$1,57/kWeh \quad (77)$$

No terceiro cenário, o custo a ser internalizado é o que provem do consumo de combustível para queima suplementar. Sabe-se que 41,75% do gás natural utilizado tem como fim a queima suplementar, o que representa R\$16.657/mês, mais os R\$6.556,00 de GLP, projetando um consumo de 24.180 kWh/mês, usando como referência o consumo atual e a proporção da diminuição da demanda elétrica vinda da remoção das bombas de calor, temos um custo específico de R\$1,57/kWeh.

$$C.E. \text{ topping} = \frac{R\$16.657 + R\$6.556,00}{\text{mês}} \div 24.180 \frac{kWh}{\text{mês}} + R\$0,61/kWeh = R\$1,57/kWeh \quad (78)$$

Observa-se que, mesmo a geração de eletricidade a partir do gás natural ser mais barata, dentro dos três cenários estudados, o cenário atual é o que supre as demandas energéticas (eletricidade mais calor) a um menor custo.

7 PROPOSTA DE COGERAÇÃO INTERMEDIÁRIA

7.1 ANÁLISE TÉCNICA

Como mostrado no capítulo anterior, o custo de geração de energia elétrica através da microturbina de gás natural é menor do que o custo de energia elétrica proveniente da concessionária local de energia elétrica, porém, este benefício se perde. Na proposta de cogeração *bottoming* ocorre pela necessidade de gerar excedente de energia elétrica, que não pode ser vendido, para suprir toda a demanda térmica coggerando, e na proposta de cogeração *topping*, o benefício se perde devido à necessidade de queima suplementar. Por isso é proposto um quarto cenário, onde a geração de energia térmica suplementar seja feita através das bombas elétricas de calor.

A ideia é aproveitar o custo menor de energia propiciado pela microturbina Capstone C30 e não perder esta economia no fornecimento de energia térmica. Sabe-se, das propostas anteriores, que uma microturbina Capstone C30 tem as seguintes características:

Tabela 22 – Características microturbina a gás natural Capsonte C30.

Potência Elétrica	30 kW
Demanda GN	115,4 kW
Potência Térmica Útil	72,5 kW

Fonte: Elaboração própria.

Também se sabe –explicado na caracterização da edificação, no tópico 4.2.4 Sistemas de aquecimento das piscinas- que cada bomba de calor tem uma potência elétrica de 6,5 kW, um COP de 4,6, conseguindo gerar 30 kW térmicos úteis.

Sabe-se, das propostas anteriores, que a demanda elétrica da academia sem considerar as bombas de calor é de 70 kW, e, também, é sabido que a Casptone C30 tem uma potência elétrica de 30 kW. Em uma primeira análise, 3 (três) Capstone C30 conseguem suprir a demanda elétrica da academia, mais 3 (três) bombas de calor, e ter um excedente de 0,5 kWe, mostrado na equação a seguir:

$$70kWe + (6,5 kWe \times 3) = 89,5kW \quad (79)$$

Esta solução, 3 (três) turbinas C30 mais 3 (três) bombas de calor, consegue fornecer um total de demanda térmica de 307,5 kW, que é insuficiente para suprir toda a demanda térmica útil da academia (430 kW), mesmo utilizando a potência de 43kW de GLP atual.

$$3 \times 72,5 + 3 \times 30 = 307,5kW \quad (80)$$

Existem dois possíveis caminhos a serem seguidos, ou se faz uma queima suplementar, ou se coloca uma quarta microturbina Capstone C30. Optou-se pela segunda opção, 4 (quatro) microturbinas Capstone C30.

Estas 4 (quatro) microturbinas teria uma potência instalada de 120 kW_e, dos quais 70 kW_e, seriam para suprir a demanda de energia elétrica, restando 50 kW_e para poder alimentar as bombas de calor que sejam necessárias para a geração suplementar de calor.

Também, sabe-se que o grupo turbogerador dissipa 290 kW térmicos úteis, ou seja, os 140 kW faltantes seriam supridos através de 5 bombas de calor, que teriam uma demanda elétrica de 32,5 kW.

$$n^{\circ} \text{ de bombas de calor} = \frac{140 \text{ kW}}{30 \text{ kW}} = 4,6 \rightarrow 5 \quad (81)$$

$$\text{Pot. Elétrica das B. de Calor} = 5 \times 6,5 = 32,5 \text{ kW}_e \quad (82)$$

Assim, tem-se a demanda térmica suprida, uma demanda elétrica de 102,5 kW e um excedente de 17,5 kW_e, que pode ser abatido, como crédito, em períodos de manutenção das turbinas.

7.2 ANÁLISE ECONÔMICA

Reiterando, cada microturbina Capstone C30 consome 115,4 kW de GN ou 11,57 m³/h, e o grupo turbogerador consome 46,30 m³/h.

$$\text{Cons. GN} = \frac{\text{Demanda turbina}}{\text{PCI}} \times 4 = \frac{115,4k}{9,97 \text{ kWh/m}^3} \times 4 = 11,57 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 4 = 46,30 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \quad (83)$$

Como a academia opera 25 dias por mês, 17 horas por dia, o consumo mensal de GN é de 19.667,5 m³, considerando uma tarifa de R\$1,57/m³, daria um custo fixo mensal de R\$30.893,68. Este valor é superior ao custo fixo atual da academia de R\$27.500, ou seja, esta alternativa também é economicamente inviável.

$$\text{Cons. mensal GN} = 25 \times 17 \times 46,30 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} = 19.677,5 \text{ m}^3 \quad (84)$$

$$\text{Custo fixo mensal} = 19.677,5 \text{ m}^3 \times \frac{\text{R}\$1,57}{\text{m}^3} = \text{R}\$30.893,68 \quad (85)$$

8 PROPOSTA DE COGERAÇÃO - DESLOCAMENTO DE GLP

A ideia desta proposta é deslocar total ou parcialmente a queima suplementar de GLP do cenário atual, que é utilizado para gerar, apenas, energia térmica. Sabe-se que a cogeração melhora o aproveitamento energético das fontes primárias de energia, baseado neste princípio, é proposto substituir a demanda térmica fornecida pelos aquecedores a GLP pelo rejeito térmico que provem de microturbinas a gás natural. Desta maneira se melhora o aproveitamento do combustível, no caso da proposta, gás natural, produzindo energia elétrica localmente de maneira sequencial e simultânea, diminuindo o consumo da concessionária, e, logo, a fatura de energia elétrica.

8.1 ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA

8.1.1 Definição da proposta

Para esta proposta será utilizado o mesmo modelo de microturbina das outras propostas, a Capstone C30. Como mostrado anteriormente esta turbina gera 30 kWe e 72,5 kW térmicos úteis, com uma demanda de gás natural de 115,4 kW.

O grupo de aquecedores GLP do cenário atual (cenário base) fornece uma potência térmica útil de 64 kW, ou seja, 1 (uma) microturbina Capstone C30 consegue substituir o grupo de aquecedores GLP, por esse motivo, a proposta de deslocamento de GLP é de utilizar 1 (uma) microturbina Capstone C30, remover, integralmente, o sistema de aquecimento através de GLP, mas mantendo todas as bombas de calor descritas no cenário base.

Como o grupo de aquecedores GLP operam, no cenário base, como *backup*, sua operação é intermitente, por este motivo, considerou-se que a microturbina que substitui o grupo GLP operaria 8 (oito) horas por dia, 25 (vinte e cinco) dias por mês, dando uma disponibilidade de 100%, já que a manutenção pode ser feita nas horas que a microturbina não opera.

8.1.2 Análise

A academia tem uma demanda elétrica média de 105 kW, gerando 523.005 kWh/ano, com um custo médio de R\$ 0,55 kWh. A microturbina opera 2.400h/ano, como mostrado na equação 86.

$$\text{horas de operação} = 8 \frac{h}{\text{dia}} \times 25 \frac{\text{dias}}{\text{mês}} \times 12 \frac{\text{meses}}{\text{ano}} = 2.400 \frac{h}{\text{ano}} \quad (86)$$

Neste período de operação a microturbina consegue gerar 72.000 kWh (ver equação 87), economizando \$39.600 por ano de energia elétrica, equação 88.

$$\text{Energia Elétrica} = 2.400 \frac{h}{\text{ano}} \times 30 \text{ kW} = 72.000 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \quad (87)$$

$$\text{Economia com E. Elétrica} = 72.000 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \times R\$0,55 \text{ kWh} = \frac{R\$39.600}{\text{ano}} \quad (88)$$

O outro impacto que se tem com esta proposta de cogeração é a economia dos R\$42.000 anuais gastos com GLP, por outro lado, há um gasto adicional com gás natural que deve ser contabilizado.

Sabe-se que a turbina opera 2.400 horas por ano e que tem uma demanda de 115,4 kW, ou 11,57 m³/h, de gás natural. Considerando que a tarifa da Compagás é de R\$1,57/m³ (esta proposta é qualificada), tem-se um custo anual com gás natural de R\$43.600, ou seja, com a proposta se gastaria R\$1.600 a mais por ano.

$$\text{Custo GN} = \frac{2.400h}{\text{ano}} \times \frac{11,57}{h} \times \frac{R\$1,57}{m^3} = \frac{R\$43.600}{\text{ano}} \quad (88)$$

O gasto com combustível por ano, na proposta, seria maior que no cenário base, porém existe uma economia de R\$38.000 por ano, como mostrado na equação 89.

$$\text{Economia} = R\$39.600 + R\$42.000 - R\$43.600 = R\$38.000 \quad (89)$$

Considerando um investimento inicial de R\$210.000, o valor de uma turbina, e a economia de R\$38.000, tem-se um *payback* simples de 5,5 anos, um VPL (Valor Presente Líquido) de R\$170.000 e uma TIR (Taxa Interna de Retorno) de 13%. Estes valores estão explicitados na tabela e gráfico a seguir:

Tabela 23 - Fluxo de caixa e fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado
0	-R\$210.000,00	-R\$210.000,00
1	R\$38.000,00	-R\$172.000,00
2	R\$38.000,00	-R\$134.000,00
3	R\$38.000,00	-R\$96.000,00
4	R\$38.000,00	-R\$58.000,00
5	R\$38.000,00	-R\$20.000,00
6	R\$38.000,00	R\$18.000,00
7	R\$38.000,00	R\$56.000,00
8	R\$38.000,00	R\$94.000,00
9	R\$38.000,00	R\$132.000,00
10	R\$38.000,00	R\$170.000,00
	VPL	R\$170.000,00

Fonte: Elaboração própria.

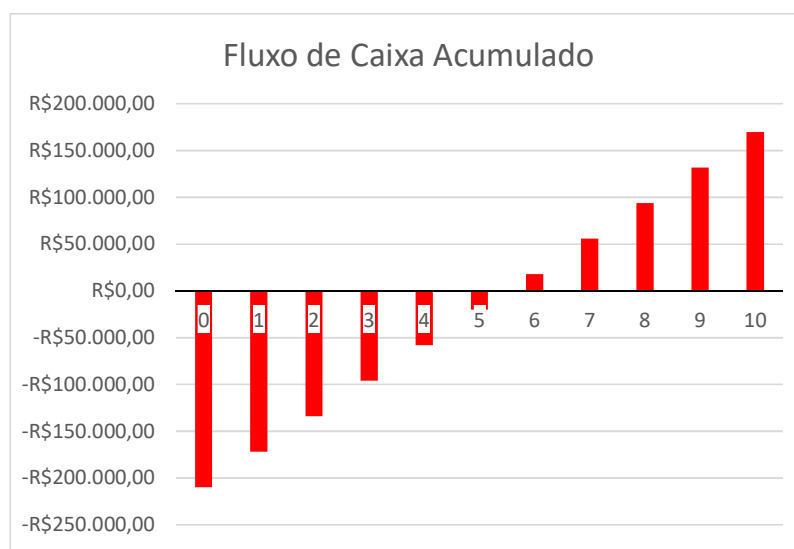


Figura 69 - Fluxo de caixa acumulado em 10 anos.

Fonte: Elaboração própria.

É um investimento economicamente viável, porém não é atrativo, algumas das barreiras econômicas identificadas nas outras propostas, alto custo da microturbina e gás natural pouco incentivado, continuam dificultando a atratividade econômica da cogeração no setor de academias de natação e similares.

9 CONCLUSÕES

9.1 CONCLUSÕES

Este trabalho cumpriu com o seu objetivo principal de realizar um estudo de caso da implantação de uma usina de cogeração em uma academia de natação que já possui aquecimento da água com energia solar.

Identificou-se que é tecnicamente viável e energeticamente recomendável, já na primeira proposta de cogeração. Isto fica claro quando analisados o FUE de 86,7% e o EEC de 0,58. Com o FUE se observa que a perda energética é de apenas 13,3%, menor que os 60% de uma termelétrica padrão, e o EEC indica que a geração sequenciada e simultânea de eletricidade e calor, para este caso, é mais eficiente do que gerar essas duas formas de energia de maneira separada, ou seja, a planta de cogeração aumenta a eficiência energética e o aproveitamento energético do combustível.

Outra vantagem de implementar a cogeração está relacionada com a distribuição da geração. Alivia-se o sistema de transmissão, diminuindo a necessidade por aumento da infraestrutura, diminuem-se as perdas na transmissão e o sistema elétrico, em geral, fica mais confiável, devido a que as contingências nas linhas de transmissão teriam um menor impacto.

Do ponto de vista macro, do ponto de vista país, a cogeração é uma solução interessante, porém ela não é economicamente atrativa. Por este motivo é importante trabalhar para tornar este tipo de empreendimento atrativo para o investidor. Deve haver um casamento entre o que é interessante para o país e o que é interessante para o investidor para que os empreendimentos sejam sustentáveis do ponto de vista econômico, ou seja, que não gerem dívidas e prejuízos e, sim, gerem desenvolvimento e bem-estar e que caminhem juntos com os interesses do país, como por exemplo, utilizar os insumos energéticos de maneira mais eficiente.

Os objetivos secundários deste trabalho também foram atingidos. Identifica-se que há uma barreira econômica clara para a disseminação da cogeração nas academias de natação. Esta barreira pode ser superada trabalhando em três frentes: diminuir o

custo final do gás natural, possibilitar a venda da energia elétrica gerada na distribuição e diminuição do custo dos equipamentos.

O custo final do gás natural pode ser diminuído com incentivos fiscais, o que além de baratear o custo final, também incentiva o crescimento do mercado de gás natural. Este mercado crescendo, tendo uma concorrência livre e honesta, ele melhora, por consequência, a qualidade do serviço e reduz custos de operação, logística, etc., redução que pode ser transpassada para o consumidor final.

A venda de energia elétrica tem alguns complicadores técnicos e de operação. Operar um sistema unidirecional é mais simples do que um sistema cujas cargas podem ser também unidades geradoras. São necessários equipamentos de medição e proteção bidirecionais e uma programação computacional suficiente para operar os fluxos de potência de maneira otimizada, mantendo os níveis de tensão e frequência em patamares aceitáveis para o correto funcionamento das cargas, porém desenvolver meios para viabilizar tecnicamente a geração na carga e sua operação tornaria atrativas, economicamente, as plantas de cogeração.

A geração distribuída é sumamente interessante, porque consegue aproveitar melhor as fontes energéticas disponíveis, reduz perdas de transmissão e aumenta a confiabilidade do sistema. Por isso as pesquisas e desenvolvimentos nesta área são tendência mundial. O Brasil deve continuar debatendo e inovando nesta área para fazer a geração distribuída uma realidade no país, e a possibilidade de vender a energia em vez de obter somente créditos é um incentivo interessante para que este tipo de geração prospere.

As microturbinas são produtos importados, por isso, se o Brasil abrisse as portas para o mercado internacional ele conseguiria reduzir imediatamente os custos dos equipamentos de cogeração. Um mercado aberto para o mundo permite ao consumidor local a opção de escolher dos fornecedores de maior qualidade e menor preço e permite aos fabricantes concorrer de maneira igual, fazendo com que a produção sempre procure a redução dos custos e aumento da qualidade. Porém, esta tecnologia em particular, as microturbinas, ainda é uma solução cara, mesmo para os mercados internacionais.

Resumindo, é interessante a cogeração, tecnicamente falando, mas para que seja economicamente atrativa são necessários incentivos para desenvolver o mercado de gás natural (que foi o combustível analisado), permitir a venda de energia elétrica na distribuição e abrir o mercado para aumentar a concorrência e, assim, aumentar a qualidade dos produtos e serviços e reduzir custos.

9.2 TRABALHOS FUTUROS

É interessante que haja trabalhos futuros que analisem outros tipos de combustíveis, outras tecnologias, que possam estar mais perto de disseminar a cogeração nas academias de natação. Inclusive, é interessante continuar com estudos técnico econômicos de outras propostas de cogeração para a academia de natação estudada nesta monografia. Um exemplo de proposta alternativa a ser trabalhada é:

- Dimensionar a partir de uma análise comercial do balanço de créditos no sistema de compensação, proposto pela ANEEL, entre concessionária de energia elétrica e usuário com geração local de energia elétrica, de tal maneira que os créditos gerados sejam totalmente abatidos, mantendo assim o balanço de créditos próximo a zero.

Neste trabalho, devido a que os sistemas de aquecimento solar estavam orientados de maneira não recomendável e em uma região de pouca irradiação solar, a participação da energia solar neste caso é muito baixa e, também, é de difícil aproveitamento em função da localização geográfica que demanda cobrir 100% da área das piscinas ou mais. Além que a orientação atual da cobertura não aponta para o norte geográfico, sendo necessário construir uma estrutura para suporte dos coletores, caso queira se aproveitar a energia solar, encarecendo a instalação, dificultando a manutenção e, também, seria necessária uma análise estrutural da edificação para ver se suportaria o peso adicional dos coletores com água, estrutura de suporte e o pessoal de manutenção.

Por isso é válido continuar com o estudo de cogeração em academias de natação e similares que já possuem aquecimento de água com energia solar, mas em situações onde a energia solar possa ser melhor aproveitada, por exemplo, em

regiões com maior irradiação solar onde não é necessário utilizar 100% da cobertura para a instalação de coletores solares e, mesmo assim, obter um aquecimento significativo da água que vai para as piscinas; ou em edificações que estão apontadas para o norte geográfico (se estiverem no hemisfério sul), ou, até, academias em que a área disponível para colocar os coletores solares não seja uma barreira.

Outro ponto que pode ser pesquisado é: quais edificações, diferentes da estudada neste documento, estão mais perto da viabilidade econômica, pois, à medida que forem implementadas novas cogerações o mercado aumenta, podendo reduzir custos, e empreendimentos cuja viabilidade econômica não era possível, podem tornar-se viáveis ou até atrativos, ou seja, seria interessante encontrar as situações de cogeração cuja viabilidade econômica é possível ou está muito perto de sê-lo.

Ao implementar a cogeração nesses casos e, paulatinamente, com o aumento das plantas de cogeração, conforme a disseminação desta tecnologia for acontecendo, a viabilidade econômica se estenderá para empreendimentos que atualmente não são viáveis economicamente, como é o caso da academia estudada.

Também são importantes estudos mais detalhados de possíveis alternativas de incentivos, processo de abertura do mercado e soluções para regulação da geração distribuída, assim como soluções para superar barreiras tecnológicas que impedem que a geração distribuída seja uma realidade no Brasil.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AALBORG INDUSTRIES. **PCI Combustíveis**. Disponível em <<http://www.aalborg-industries.com.br>>. Acesso em 22/09/2016.

ABRADEE. Setor de distribuição – A distribuição de energia. Disponível em <www.abradee.com.br>. Acesso em 22/07/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa número 235, de 14 de novembro de 2006. Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia e dá outras providências.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa número 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa número 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa número 482 e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

ANDREOS, R. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo**. Dissertação mestrado. São Paulo, 2013.

ANDREOS, R. **Slides de Aula – Cogeração**. Especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2016.

BARJA, G. J. A. (2006). **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. Dissertação mestrado, Publicação ENM.DM 100A/06, Departamento de Engenharia mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 157 p.

BERNARDES, M. **A economia gerada pelo uso de bombas de calor no aquecimento de piscinas**. Artigo publicado em 30 de Abril de 2015 no PINI Blogs/Tecnologia e Sustentabilidade. Disponível em <<http://blogs.pini.com.br/posts/tecnologia-sustentabilidade/a-economia-gerada-pelo-uso-de-bombas-de-calor-no-344977-1.aspx>>. Acesso em 13/09/2016.

BRANDÃO, S. da S. **COGERAÇÃO. Trabalho no âmbito da cadeira: Produção e Planejamento de Energia Eléctrica**. Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra. 2004.

BOM DIA BRASIL. Edição do dia 18/01/2016. **Por falta de linhas de transmissão, 13 usinas eólicas estão paradas no NE**. Disponível em <<http://g1.globo.com/bom-dia-brasil/noticia/2016/01/por-falta-de-linhas-de-transmissao-13-usinas-eolicas-estao-paradas-no-ne.html>>. Acesso em 21/09/2016.

BRASIL H2 STORE. Disponível em <www.brasilh2store.com.br>. Acesso em 01/08/2016.

BYRD, S.; RADCLIFF, T.; LEE, S.; CHADA, B.; OLSZEWSKI, D.; MATAYOSHI, Y.; GUPTA, P.; RODRIGUES, M.; JONAS, A.; MACKEY, P. J.; WALSH, P. R.; CURTIS, M.; CAMPBELL, R. GOSAI, D. **Solar Power & Energy Storage. Policy Factors vs. Improving Economics**. Morgan Stanley Blue Paper. 28 de Julho de 2014.

CAPSTONE. **Catálogo de produtos**. Disponível em <<http://www.capstoneturbine.com/products/c30>>. Acesso em 11/10/2016.

CARVALHO, A. M.; SILVA, C. H. F. da; LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R.; VENTURINI, O. J.; ANDRADE, R. V.; COBAS, V. R. M. **Microturbinas a Gás, Motores Stirling e Células a Combustível para Geração Distribuída**. Trabalho desenvolvido dentro do programa de pesquisa e desenvolvimento, P&D CEMIG/ANEEL. 2008.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. SunData disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em 31/08/2016.

CICLOVIVO REDAÇÃO. **Desenvolvimento. Maior usina solar térmica do mundo é inaugurada na Califórnia**. 14 de fevereiro de 2014. Disponível em <ciclovivo.com.br/noticia/maior-usina-solar-termica-do-mundo-e-inaugurada-na-california>. Acesso em 08/08/2016.

CUNHA, F., 2000. **Co-Geração e Ciclos Combinados**. 1 ed. CEFET/RJ, Rio de Janeiro.

DARROW, K.; TIDBALL, R.; WANG, J.; HAMPSON, A. **Catalog of CHP Technologies**. U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership with Inner City Fund International, Março 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 21/09/2016.

ENERGIA ELÉCTRICA LATINOAMÉRICA. Disponível em <energiaelectrica.weebly.com>. Acesso em 29/07/2016.

G1 GLOBO. Edição do dia 20/12/2013. **Falta de linhas de transmissão atrasa operação de 34% dos parques eólicos**. Disponível em <<http://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2013/12/20/falta-de-linhas-de-transmissao-atrasa-operacao-de-34-dos-parques-eolicos.htm>>. Acesso em 21/09/2016.

GIBIN Jr., I. S. **Inserção da Geração Distribuída com Gás Natural em Regiões Metropolitanas: Estudo de Caso em Bairro da Região Metropolitana de São Paulo**. São Paulo, 2013.

GOOGLE MAPS. Disponível em <www.google.com.br/maps>. Acesso em 02/08/2016.

JORNAL NACIONAL. Edição do dia 04/05/2013. **Energia eólica é desperdiçada por falta de linhas de transmissão no NE**. Disponível em <<http://g1.globo.com/jornal-nacional/noticia/2013/05/energia-eolica-e-desperdicada-por-falta-de-linhas-de-transmissao-no-ne.html>>. Acesso em 21/09/2016.

LABSOLAR. **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. Universidade Federal de Juiz de Fora. Disponível em <www.ufjf.br>. Acesso em 04/08/2016.

LUND, J. W. **Desing considerations for pools and spas (natatoriums)**. Boletim de setembro de 2000 do *Geo-Heat Center*. Klamath Falls, Oregon, Estados Unidos da América.

KEHLHOFER, R. H.; WARNER, J.; NIELSEN, H.; BACHMAN, R. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plant**. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1999.

MACHADO, I. **Cogeração: aspectos ambientais, entraves e perspectivas para sua inserção na matriz energética brasileira**. São Paulo, 2015.

MANUAL DO MOTOR STIRLING. Disponível em <manualdomotorstirling.blogspot.com.br>. Acesso em 01/08/2016.

MANUAL TROCADOR DE CALOR. Disponível em <http://www.sodramar.com.br/ArquivosTransferidos/Mod-Produtos/Arq-Produtos/manual_trocador_de_calor.pdf>. Acesso em 13/09/2016.

MAGALHÃES, F. **Levantamento de dados para estudo de cogeração**. Curitiba, Paraná, Brasil, 2 de agosto de 2016. Entrevista concedida a José Roberto Salazar Bay.

MSPC. Disponível em <<http://www.mspc.eng.br/termo/termod0510.shtml>>. Acesso em 08/09/2016.

NASCIMENTO, C. A. do. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras. Lavras, Minas Gerais, Brasil. 2004.

NARVÁEZ-ROMO, B. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de cogeração e eficiência energética aplicada ao processo de fabricação de mangueiras multiuso**. São Paulo, 2015.

NETO, T. M. B. P.; **Avaliação do Impacto na Estabilidade Transitória em Resultado da Massificação de Produção de Eletricidade Utilizando Sistemas de Conversão eletrônica**. Dissertação mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.

OKAZAKI, H. **Vantagens e aplicações da cogeração a gás natural versus biomassa bagaço de cana**. São Paulo, 2015.

ROCHA, M.S.; ANDREOS, R.; SIMÕES MOREIRA, J. R. **Performance tests of two small trigeneration pilot plants**. *Applied Thermal Engineering*. 2012, doi:10.1016/j.applthermaleng.2012.12.007.

SALA LIZARRAGA, J. M. P. **Cogeneración: Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos**. 3ª Edición, 1999. Servicio Editorial: Universidad del País Vasco. 565 p.

SIEMENS, 2016. Disponível em <www.energy.siemens.com>. Acesso em 29/07/2016.

SHAYANI, A. R.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Impactos da geração distribuída em redes de distribuição. in: ABREU, Y. V. de; OLIVEIRA, M. A. G. de; GUERRA, S. M. G. (org). **Energia, economia, rotas tecnológicas. Textos selecionados**. Málaga, Espanha: Eumed.net, Universidad de Málaga, 2010. p. 77-110.

SILVA, P. H. S. da. **Cogeração aplicada à dessalinização da água em reatores nucleares no Brasil**. São Paulo, 2015.

SIMEPAR – **Boletim Climático Primavera 2016**. Disponível em <http://www.simepar.br/site/internas/conteudo/meteorologia/clima_estacoes/arquivos/primavera2016.pdf>. Acesso em 11/10/2016.

SETRAK, D. S.; **Slides de Aula – Energia Solar II**. Especialização em energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Programa de Educação Continuada em Engenharia da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2015.

SODRAMAR. Disponível em <http://www.sodramar.com.br/Detailhe.asp?catCodigo=7&sbcCodigo=42&B1_COD=4854>. Acesso em 12/09/2016.

THE EUROPEAN ASSOCIATION FOR THE PROMOTION OF COGENERATION. **What is Cogeneration?** COGEN EUROPE, 2016. Disponível em <www.cogeneurope.eu>. Acesso em 24/07/2016.

VAN WYLEN, G. J.; SONTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da termodinâmica clássica**. Tradução da quarta edição americana: ZERBINI, E. de J.; SIMÕES, R. S. E. Editora Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1995.

WEG, 2016. **WEG-turbogeradores-50021177-catalogo-portugues-br**. Catálogo de turbogeradores da Weg. Disponível em <www.weg.net>. Acesso em 29/07/2016.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Disponível em <www.world-nuclear.org>. Acesso em 04/08/2016.