

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

MATEUS SOUZA NOGUEIRA

**Análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de
microcogeração ao aquecimento de piscinas**

São Paulo
2018

MATEUS SOUZA NOGUEIRA

**Análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de
microcogeração ao aquecimento de piscinas**

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

São Paulo

2018

MATEUS SOUZA NOGUEIRA

**Análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de
microcogeração ao aquecimento de piscinas**

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

Área de Concentração: Cogeração.
Orientador: Prof. Msc. Ronaldo Andreos.

São Paulo

2018

Catálogo-na-publicação

Nogueira, Mateus Souza

Análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de microcogeração ao aquecimento de piscinas / M. S. N. Nogueira -- São Paulo, 2017.

78 p.

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

1.Cogeração 2.Gás Natural 3.Escola Politécnica 4.Universidade de São Paulo 5.PECE I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus professores, por todo o auxílio e disponibilidade, e, em especial, ao meu orientador Ronaldo Andreos, que me auxiliou desde a elaboração do tema à conclusão e entrega deste trabalho.

À minha família, namorada, sócio, amigos e colegas de classe, que me apoiaram em momentos de dificuldades e estiveram ao meu lado por todo o período desta pós-graduação. Em especial aos meus tios, que me abrigaram por estes dois anos de estudos, ao Alysson e Talles, pelas companhia e locomobilidade proporcionada, e aos meus pais, por todo o apoio e investimento dedicados.

Ao José Carlos, pela atenção, paciência e por permitir o acesso às informações do clube.

Agradeço também a todos que, apesar de não citados diretamente, me auxiliaram de alguma maneira ao desenvolvimento desta especialização.

A todos, minha sincera gratidão.

EPÍGRAFE

“ Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações. ”

(Artigo 225, Constituição Federal)

RESUMO

NOGUEIRA, M. S. **Análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de microcogeração ao aquecimento de piscinas.** 2017. 78p. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada em Engenharia – PECE da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

A busca por fontes renováveis e eficientes de geração de energia, principal intuito do curso, nos leva a estudar a viabilidade de novas tecnologias, em busca de alternativas para diversificar a matriz energética e torna-la sustentável. Nesta monografia o segmento de cogeração foi o escolhido, mais precisamente a recente tecnologia de microcogeração, que trás os benefícios da cogeração de grande porte para sistemas de pequeno porte. Realizou-se um estudo comparativo real, em um clube, entre a tecnologia convencional de aquecimento de piscina (bombas de calor) pela substituição por um sistema de microcogeração, avaliando-se a viabilidade técnica-econômica desta substituição. Apesar de apresentar ótimo resultado técnico, devido aos benefícios energéticos da cogeração, a viabilidade econômica não obteve o mesmo resultado positivo, principalmente por conta da alta sensibilidade e variação das tarifas energéticas e do alto custo inicial de investimento, devido a imaturidade da tecnologia. Portanto concluiu-se que a substituição de um sistema de aquecimento de piscina através de bombas de calor por um aquecimento através de microcogeração, com incentivos governamentais, tarifários e tecnológicos, apresenta grande expectativa de crescimento, viabilidade e um futuro promissor, porém com as atuais condições do mercado a substituição ainda não é viável.

Palavras Chave: Aquecimento de piscina. Energias renováveis. Geração distribuída. Eficiência energética. Cogeração. Gás natural. Viabilidade técnico-econômica.

ABSTRACT

NOGUEIRA, M. S. Technical and economical feasibility analysis of the application of micro-cogeneration to pool heating. 2017. 78p. Monograph (Specialization in Renewable Energies, Distributed Generation and Energy Efficiency) – PECE, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

The search for renewable and efficient sources of energy, the main purpose of the course, leads us to study the feasibility of new technologies, in search of alternatives to diversify the energy matrix and make it sustainable. In this monograph the cogeneration segment was chosen, more precisely the recent micro-cogeneration technology, which brings the benefits of large cogeneration to small systems. A real comparative study was carried out, in a club, between conventional pool heating technology (heat pumps) by the substitution of a micro-cogeneration system, evaluating the technical-economical feasibility of this substitution. Despite its excellent technical results, due to the energy benefits of cogeneration, the economic viability did not achieve the same positive result, mainly due to the high sensitivity and variation of energy tariffs and the high initial cost of investment due to the immaturity of the technology. Therefore, it was concluded that the replacement of a pool heating system through heat pumps by heating through micro-cogeneration system, with government, tariff and technological incentives, present great growing expectations, viability and a promising future, but the substitution is not yet viable with the current market conditions.

Key words: Pool heating. Renewable energy. Distributed generation. Energy efficiency. Cogeneration. Natural gas. Technical-economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 – Comparativo de viabilidade, em relação às tarifas de GN e EE, no período de 2004 até 2016.	14
Figura 2.1 – Sistema Interligado Nacional 2017	18
Figura 2.2 – Processo Básico de Cogeração.....	22
Figura 2.3 – FUE de uma Planta de Cogeração.....	24
Figura 2.4 – FUE de uma Planta Termelétrica operando de forma Centralizada.....	25
Figura 2.5 – Cogeração ciclo topping.....	26
Figura 2.6 – Configuração ciclo bottoming.....	27
Figura 3.1 – Diagrama de Blocos da Metodologia.....	36
Figura 3.2 – Bombas de calor para atender o aquecimento da piscina grande.....	37
Figura 3.3 – Bombas de calor para atender o aquecimento da piscina pequena	38
Figura 3.4 – Localização do clube, em relação aos dutos de Gás Natural da Comgás	39
Figura 3.5 – Ilustração do modelo da bomba de calor.....	44
Figura 3.6 – Representatividade do uso de energia elétrica à finalidade térmica	47
Figura 3.7 – Micro CHP VCG30S	52
Figura 3.8 – Redução no consumo de energia elétrica possibilitada pelo CHP	54
Figura 3.9 – Balanço energético do CHP	55
Figura 3.10 – Fluxos de Caixa.....	62
Figura 3.11 – Fluxo de Caixa Acumulado e Payback Simples	62
Figura 3.12 – Fluxo de Caixa Descontado Acumulado e Payback Descontado	63
Figura 3.13 – Consumo médio mensal de energia elétrica pré e pós cogeração	65
Figura 3.14 – Análise mensal de OPEX.....	66
Figura 3.15 – Fluxo de caixa e payback simples ao limite de viabilidade	67
Figura 3.16 – Fluxo de caixa e payback descontado ao limite de viabilidade	68
Figura 3.17 – Análise de Sensibilidade ao histórico de tarifas de GN	69
Figura 3.18 – Análise de Sensibilidade referente ao capital investido.....	71

LISTA DE TABELAS

	Pág.
Tabela 2.1 – Classificação de Consumidores de Energia Elétrica.	21
Tabela 2.2 – η_e e FUE das principais máquinas térmicas associadas à cogeração	25
Tabela 2.3 – Fator de ponderação, X, e fator de cogeração, Fc %	30
Tabela 3.1 – Consumo ativo de energia elétrica, em kWh, ponta e fora de ponta	40
Tabela 3.2 – Demanda de energia elétrica e ultrapassagem de demanda.....	41
Tabela 3.3 – Estimativa do consumo elétrico para aquecimento da piscina grande	43
Tabela 3.4 - Estimativa do consumo elétrico para aquecimento da piscina pequena.....	43
Tabela 3.5 - Características técnicas da bomba de calor	44
Tabela 3.6 – Estimativa de consumo mensal de energia térmica	45
Tabela 3.7 – Estimativa de consumo elétrico utilizando COP igual a 4	46
Tabela 3.8 – Representatividade do uso de energia elétrica à finalidade térmica	47
Tabela 3.9 – Tarifas de energia elétrica aplicadas aos clientes do subgrupo A4	48
Tabela 3.10 – Fórmulas às tarifas de energia elétrica com impostos	48
Tabela 3.11 – Bandeiras Tarifárias.....	49
Tabela 3.12 – Tarifas de energia elétrica, sem e com impostos	50
Tabela 3.13 – Tarifas do gás natural para cogeração	50
Tabela 3.14 – Demanda e ultrapassagem de demanda, antes e depois da cogeração.....	54
Tabela 3.15 – Custo operacional mensal com energia elétrica, ao cenário convencional.....	58
Tabela 3.16 – Custo operacional mensal com energia elétrica, ao cenário de cogeração	59
Tabela 3.17 – Custos com o Gás Natural na proposta de cogeração.....	60
Tabela 3.18 – Resumo Energético Comparativo	64
Tabela 3.19 – Resumo Financeiro Comparativo	65

SUMÁRIO

	Pág.
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO	13
1.2 MOTIVAÇÃO.....	13
1.3 JUSTIFICATIVA	14
1.4 RESULTADOS ESPERADOS	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 AQUECIMENTO DE PISCINA	16
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.2.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
2.2.2 CLASSES DE CONSUMIDORES.....	21
2.3 COGERAÇÃO	22
2.3.1 RENDIMENTOS.....	23
2.3.2 FATOR DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA – FUE.....	23
2.3.3 TECNOLOGIAS	25
2.3.4 DIMENSIONAMENTO.....	26
2.3.5 COMBUSTÍVEIS	27
2.3.6 LEGISLAÇÃO.....	29
2.3.6.1 COGERAÇÃO QUALIFICADA	30
2.4 ANÁLISE ECONÔMICA	31
2.4.1 PAYBACK SIMPLES.....	32
2.4.2 PAYBACK DESCONTADO.....	33
2.4.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO	34
2.4.4 TAXA INTERNA DE RETORNO	35
3 METODOLOGIA.....	36
3.1 ANÁLISE	36
3.1.1 CENÁRIO ATUAL.....	37
3.1.2 CENÁRIO PROPOSTO	38
3.2 DESENVOLVIMENTO.....	38

3.2.1	<i>LOCALIZAÇÃO</i>	39
3.2.2	<i>PREMISSAS</i>	40
3.2.2.1	<i>TÉCNICAS</i>	40
3.2.2.1.1	<i>ELÉTRICA</i>	40
3.2.2.1.2	<i>TÉRMICA</i>	41
3.2.2.2	<i>ECONÔMICAS</i>	48
3.2.2.2.1	<i>ENERGIA ELÉTRICA</i>	48
3.2.2.2.2	<i>GÁS NATURAL</i>	50
3.2.3	<i>VIABILIDADE</i>	51
3.2.3.1	<i>TÉCNICA</i>	51
3.2.3.2	<i>ECONÔMICA</i>	56
3.2.3.2.1	<i>OPEX</i>	56
3.2.3.2.2	<i>CAPEX</i>	61
3.2.3.2.3	<i>ANÁLISE ECONÔMICA</i>	61
3.3	<i>RESULTADOS</i>	63
3.3.1	<i>ANÁLISES DE SENSIBILIDADE</i>	67
3.3.1.1	<i>TARIFA DO GÁS NATURAL</i>	67
3.3.1.2	<i>CAPITAL INVESTIDO</i>	70
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
4.1	<i>CONCLUSÕES</i>	72
4.2	<i>CONTRIBUIÇÕES</i>	73
4.3	<i>RECOMENDAÇÕES</i>	73
	REFERÊNCIAS	74
	REFERÊNCIAS COMPLEMENTARES	78

1 INTRODUÇÃO

Em consonância com o curso de especialização em Energias Renováveis, Eficiência Energética e Geração Distribuída, este trabalho de conclusão tem por finalidade estudar a viabilidade de novas aplicações energéticas, cada vez mais racionais e presentes, e diversificação da matriz energética.

Inicialmente, à realização do estudo, serão introduzidos: objetivo, motivação, justificativa e resultados esperados.

1.1 OBJETIVO

O principal intuito do presente trabalho é realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica, com a finalidade de analisar e comparar a substituição de equipamentos convencionais de aquecimento de piscina (bombas de calor), por equipamentos de microgeração. Serão utilizados, como base ao estudo de caso real, os dados energéticos e financeiros de um clube situado na cidade de São José dos Campos – SP.

1.2 MOTIVAÇÃO

Considerando uma perspectiva de crescimento da demanda energética e dificuldades como falta de água para hidroelétricas (principal fonte energética brasileira), inflação energética e a preocupação com o meio ambiente, incentivos e investimentos vem sendo criados ao desenvolvimento de tecnologias alternativas e sustentáveis para diversificar a matriz energética brasileira.

Neste ambiente, as fontes renováveis e incentivadas de geração de energia ganham cada vez mais espaço, principalmente com os benefícios da Geração Distribuída (GD), como o sistema de compensação de energia elétrica, incorporado pelas Resoluções Normativas (RENs) n°482 e n°687, e isenções e reformas sobre impostos e tributações (ICMS, PIS e COFINS), reduzindo o tempo de retorno do investimento e, conseqüentemente, atraindo novos investidores.

Neste sentido de buscar novas alternativas de geração de energia e com os atuais benefícios à GD, faz-se necessário o estudo e pesquisas de possíveis aplicações energéticas otimizadas e eficientes.

1.3 JUSTIFICATIVA

O Brasil possui uma grande quantidade de piscinas, mais de 2,5 milhões (ANAPP, 2017), e muitas destas demandam numerosos kWh de energia térmica para atender o aquecimento da água e garantir sensação de conforto térmico. Porém, grande parte desta necessidade de energia térmica, utiliza o intermédio de energia elétrica como fonte à geração térmica, utilizando uma fonte considerada nobre (OLIVEIRA, 2010) para fins de aquecimento.

Diante da tendência de aumento na produção de gás natural (A VOZ DA INDUSTRIA, 2017) e do crescente uso de cogeração, é de suma importância estudarmos maneiras de incorporar os benefícios desta promissora geração ao mercado energético nacional.

Segundo Andreos (2017), a partir de março de 2015, até o ano de 2016 (ano limite da pesquisa), o uso do Gás Natural possuía maior atratividade e viabilidade do que o uso de Energia Elétrica, comparando-se as tarifas de ambos, como mostra o gráfico da Figura 1.1.

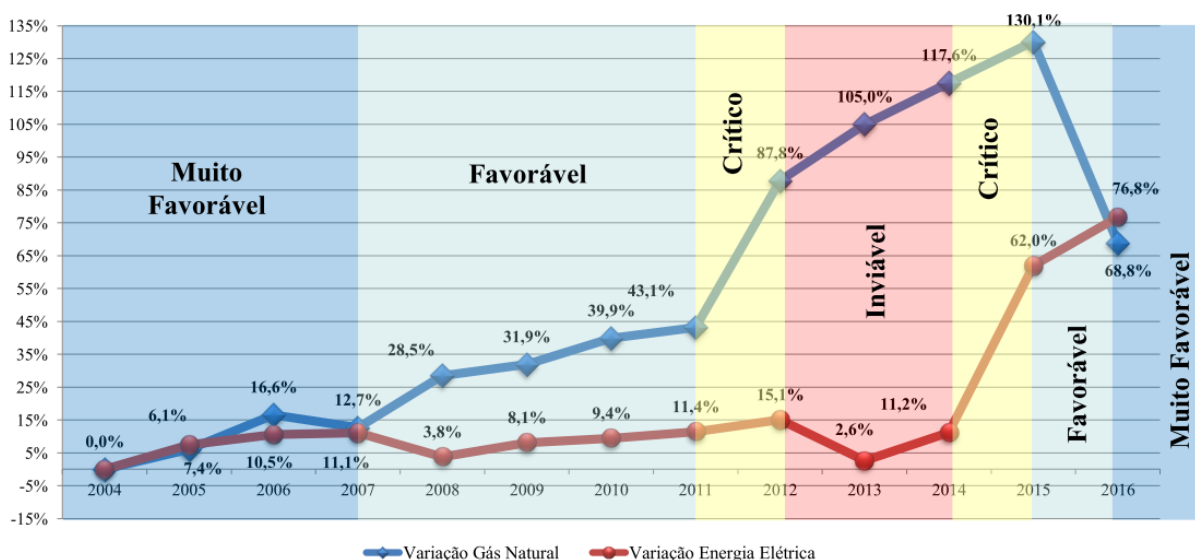


Figura 1.1 – Comparativo de viabilidade, em relação às tarifas de GN e EE, no período de 2004 até 2016.

Fonte: Andreos (2017b)

Uma tecnologia relativamente recente, não só no Brasil, mas no Mundo todo (PEREIRA, 2009), é a tecnologia de microcogeração, que permite realizar cogeração em sistemas de pequeno porte. Portanto, com o desenvolvimento de cogeneradores capazes de atender consumidores de pequeno porte, visa-se ampliar os mercados de cogeração e, consequentemente, de gás natural e obter melhores resultados quanto a sua aplicação residencial e comercial.

O trabalho surgiu diante da ideia de unir a necessidade de aquecimento de piscinas junto ao uso de cogeração a gás natural em consumidores de pequeno porte (residenciais e comerciais).

No Brasil, a primeira aplicação de aquecimento de piscina por cogeração foi concluída em dezembro de 2015, realizado pela Comgás como forma de pesquisa e desenvolvimento da tecnologia (ENERGIA, 2015).

1.4 RESULTADOS ESPERADOS

Através do presente trabalho, espera-se desenvolver e disponibilizar o conhecimento a respeito da aplicabilidade da cogeração em sistemas de pequeno porte, trazendo os benefícios da cogeração de grande porte e os benefícios da GD aos pequenos consumidores.

Desta forma, almeja-se avaliar as vantagens e desvantagens de substituir os sistemas convencionais de aquecimento de piscina por estes sistemas alternativos de cogeração e avaliar a viabilidade desta implementação, fornecendo uma base de estudo para futuros projetos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão abordados sucintamente os principais conceitos referentes à aquecimento de piscina, geração distribuída, cogeração e análise econômica de projetos, para que o leitor possa compreender e acompanhar o estudo de caso elaborado.

2.1 AQUECIMENTO DE PISCINA

Estima-se que o Brasil possui mais de 2,5 milhões de piscinas (ANAPP, 2017) e, visto que em 2013 a estimativa era de 1,4 milhão (STARKE, 2013), o potencial de crescimento é enorme. Em grande parte das piscinas, conforme a sazonalidade do local, é necessário realizar o aquecimento da água, para que fique em uma faixa de temperatura agradável ao banho. Para atender a demanda térmica e garantir essa sensação de conforto térmico, uma grande quantidade de energia deve ser gerada.

As principais tecnologias utilizadas ao aquecimento de piscina, segundo Starke (2013), são: aquecedores elétricos; aquecedores à óleo ou à gás; aquecedores solares; bombas de calor; e sistemas combinados entre as tecnologias anteriores.

Aquecedores elétricos, à óleo e à gás apresentam baixo rendimento, os maiores impactos ambientais, elevado consumo de combustível por potência de aquecimento e, por conseguinte, elevado custo de operação.

Já os aquecedores solares, apesar de possuírem baixa eficiência, apresentam custos de operação extremamente baixos, compensando a falta de eficiência do sistema.

Um dos principais sistemas de aquecimento de piscinas, que atualmente no Brasil é um dos mais comuns de ser encontrado, são as bombas de calor, portanto merecem destaque neste capítulo.

Divergindo dos aquecedores elétricos, que utilizam o efeito Joule para aquecimento, as bombas de calor não operam por meio da conversão direta de energia elétrica em energia térmica. A energia elétrica fornecida para operar a bomba de calor é utilizada em compressores mecânicos, que possuem a finalidade de transferir energia de um reservatório térmico a baixa temperatura (ambiente) para um reservatório térmico a alta temperatura (piscina), pois segundo a segunda lei da termodinâmica esta transferência de calor não é possível de forma espontânea. Apesar de também utilizarem energia elétrica ao aquecimento, as bombas de calor operam de forma muito mais eficiente, de modo que seu rendimento é representado pelo coeficiente de performance (COP). Uma bomba de calor com COP igual a 4 significa que com apenas 1 kWh

de energia elétrica consumido é possível transferir 4 kWh de energia térmica à piscina, operando de forma mais econômica e com maior eficiência energética, se comparado às demais alternativas de aquecimento apresentadas (OLSSON, 2015).

Os aquecedores solares e as bombas de calor, apesar de possuírem um custo operacional abaixo dos demais, apresentam elevado custo inicial e, além disto, o desempenho está sujeito à sazonalidade e condições meteorológicas do local, podendo não atender a demanda térmica em determinadas condições climáticas desfavoráveis. Em dias nublados, o sistema solar sofre com a baixa insolação e, em dias de baixa temperatura ambiente, a bomba de calor é menos eficiente. A forma encontrada para amenizar esta desvantagem é a utilização de sistemas combinados, conhecidos como SA-HP ou bomba de calor assistida por energia solar, apresentados a seguir.

Sistemas combinados, de bombas de calor assistidas por energia solar, aplicados ao aquecimento de ambientes é um conceito relativamente antigo, pois são aplicados desde a década de 80 (FREEMAN et al., 1979; HATHEWAY; CONVERSE, 1981). A associação das tecnologias se torna interessante por otimizar ambos os processos de aquecimento e evitar que percam eficiência em determinadas condições climáticas, complementando um ao outro.

No inverno ou em períodos nublados, os coletores solares não são aquecidos o suficiente para fornecerem água diretamente à piscina, porém podem ser utilizados como fonte térmica intermediária para bombas de calor, compensando a redução de desempenho do sistema solar convencional e a baixa capacidade de aquecimento da bomba de calor, nestes períodos frios. Além deste benefício, os sistemas solares operando em baixas temperaturas permitem maior eficiência térmica dos coletores e utilização de coletores sem coberturas (coletores poliméricos), reduzindo o custo do sistema.

A tecnologia de cogeração aplicada ao aquecimento de piscina (microcogeração), apesar de apresentar indícios positivos, ainda é muito recente no Brasil, contando com sua primeira aplicação concluída em dezembro de 2015, uma parceria entre a Comgás e a academia Bioritmo (ENERGIA, 2015). Além de ter sido a primeira aplicação de cogeração ao aquecimento de piscinas, também foi o primeiro equipamento compacto de microcogeração de energia do país. Justamente por estes motivos de inovação e o grande potencial de crescimento da tecnologia, cogeração aplicada em piscinas será o foco principal do presente trabalho.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema de transmissão de eletricidade brasileiro é composto de modo geral pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) (Figura 2.1).

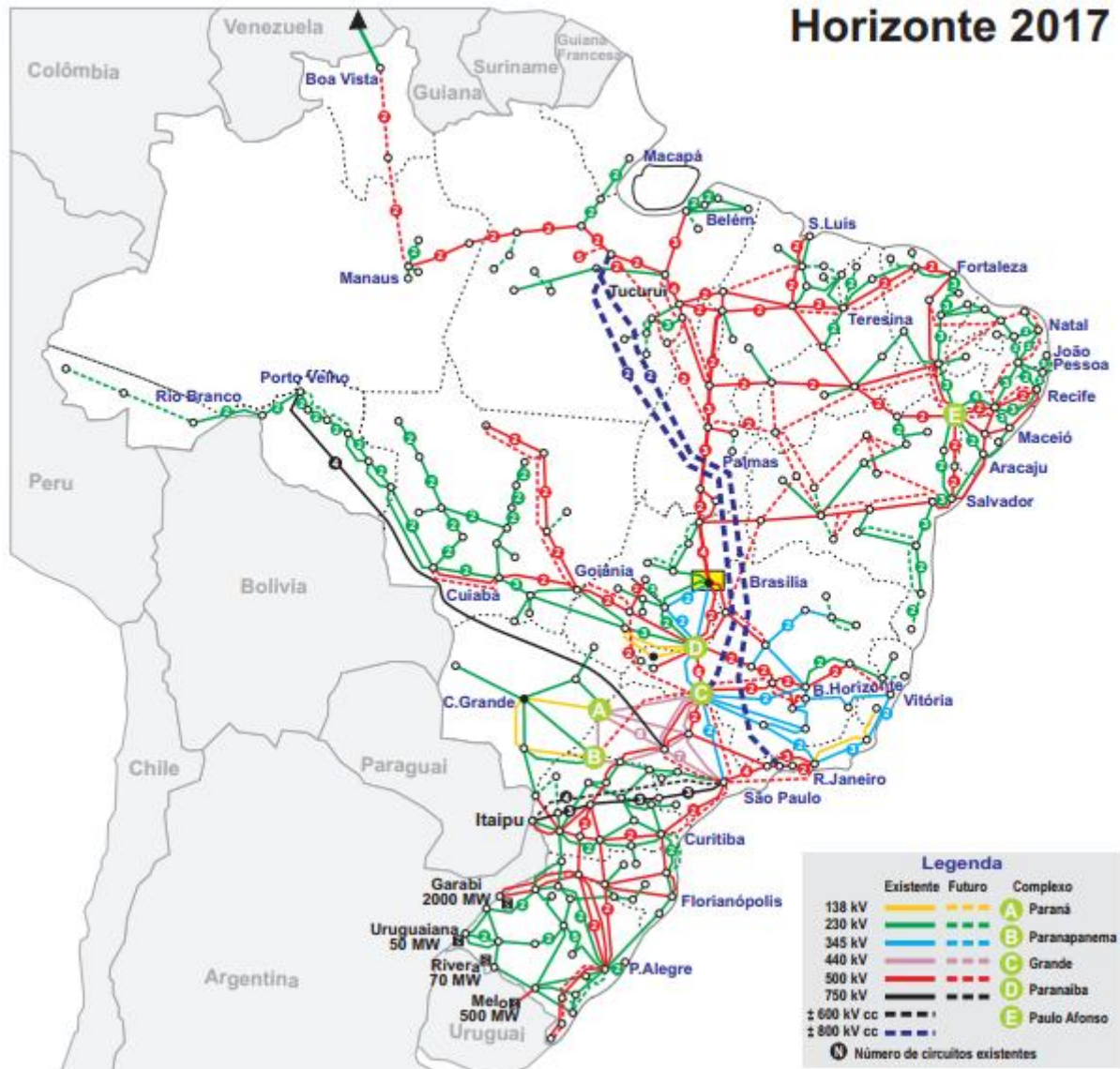


Figura 2.1 – Sistema Interligado Nacional 2017

Fonte: ONS (2017)

Segundo Portal Brasil (2014), apenas 2,2 % da capacidade de geração elétrica do país está fora do SIN, em pequenos geradores isolados. O SIN predominantemente ocorre por sistemas hidrotérmicos, hidroelétricas assistidas por termoeletricas, de geração centralizada, caracterizados por grandes geradores centrais, como exemplo a usina hidroelétrica de Itaipu. Desta maneira, devido a distância encontrada entre geradores e consumidores, grandes linhas

de transmissão são necessárias para transportar a energia dos grandes blocos geradores centrais aos consumidores finais, ocasionando perdas.

Além das dificuldades encontradas pela geração centralizada, em relação à instabilidade gerada pela transmissão à longas distâncias, as grandes geradoras hidroelétricas apresentam outras dificuldades. Para possibilitar a construção de hidroelétricas são necessárias condições ambientais favoráveis, como quedas potencialmente aproveitáveis. Hoje, grandes quedas são escassas e, outro aspecto, o alagamento de grandes áreas (reservatórios) geram inúmeros impactos ambientais e sociais. Mais um aspecto, que dificulta a operação da matriz predominantemente hídrica, é a dependência dos regimes de chuvas nas bacias hidrográficas (CANAL BIOENERGIA, 2015).

Visto estes aspectos, busca-se diversificar a matriz energética brasileira, principalmente através de fontes energéticas renováveis. Esta mudança permite que as fontes sejam instaladas próximas aos centros de consumo (carga), passando de um modelo centralizado de geração para um modelo descentralizado, chamado de Geração Distribuída ou, simplesmente, GD.

As tecnologias de GD têm permitido incluir, em paralelo com os sistemas centralizados tradicionais, geradores individuais de potências cada vez menores, em que o consumidor final consiga gerar sua própria energia elétrica.

Segundo a ANEEL (2010a), estratégias foram adotadas, em diversos países, para incentivar a instalação de Geração Distribuída. Os principais mecanismos incorporados por estes países foram:

- Net metering: caracterizado pela medição bilateral, medindo tanto a energia consumida quanto a energia excedente gerada e injetada na rede de distribuição, gerando créditos ao gerador para abater em contas de energia posteriores.
- Feed-in: possui um sistema de medição semelhante ao net metering, porém possibilita a venda da energia excedente e apresenta tarifas especiais para cada tipo de fonte;
- Sistema de quotas: apresenta metas de potência e fonte de geração pré-estabelecidas, passíveis de penalidades, às concessionárias, distribuidoras, grandes consumidores e outros agentes. Mecanismo menos utilizado, em relação às outras duas, e demanda grandes desembolsos governamentais.

Atualmente no Brasil é possível acumular créditos com a energia excedente exportada para a rede elétrica (sistema de tarifação net metering), porém ainda não é possível venda deste excedente (sistema de tarifação feed-in), como mostra o item 2.2.1 a seguir.

2.2.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A possibilidade de pequenos consumidores gerarem sua própria energia elétrica, em paralelo com a rede da distribuidora de energia, e receberem créditos já é realidade no Brasil, desde 2012. As Resoluções Normativas da ANEEL REN 482 (ANEEL, 2012), de 17 de abril de 2012, e REN 687 (ANEEL, 2015), de 24 de novembro de 2015, estabelecem as condições gerais para o acesso de micro (geradores até 75 kWp) e minigeração (geradores de 75 kWp até 5 MWp) distribuída aos sistemas elétricos das concessionárias e ao sistema de compensação de energia elétrica.

Além das condições estabelecidas pela REN 482 e REN 687, as distribuidoras devem atender as solicitações de acesso à rede conforme os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, visto a revisão 7 da seção 3.7 do módulo 3 do Prodist (ANEEL, 2017b) que trata do acesso de micro e minigeração distribuída, e a REN 414 (ANEEL, 2010b), de 9 de setembro de 2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

Basicamente, o sistema de compensação de energia elétrica é realizado da seguinte maneira. O consumidor final solicita o acesso junto à distribuidora, através de documentos específicos, e, após um parecer de acesso favorável, instala um gerador próprio, em paralelo com a rede da distribuidora. O medidor comum é substituído por um medidor bi-direcional, contemplando assim, não só a energia (kWh) consumida, mas, também, a geração de energia elétrica excedente injetada na rede. Este excedente que é injetado na rede vira crédito que, com base nas Resoluções Normativas citadas acima, pode ser utilizado em até 60 meses.

Os créditos gerados podem ser utilizados tanto para o abatimento na conta da unidade geradora, quanto em outras unidades, pertencentes à mesma área de concessão da distribuidora em que a geração foi conectada. A atualização da REN 482, REN 687, incluiu modalidades que permitem instalar um gerador comum a diferentes consumidores, com CPF/CNPJ distintos.

O sistema de compensação está disponível para geradores que utilizarem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, incentivando a utilização e inclusão de fontes renováveis na matriz energética brasileira.

2.2.2 CLASSES DE CONSUMIDORES

Os consumidores de energia elétrica são divididos, basicamente, em dois grandes grupos de consumo (A e B) que, por sua vez, são divididos em classes de consumo, com relação ao nível de tensão, potência instalada e consumo do sistema (ANEEL, 2010b).

De modo geral, o Grupo B, clientes alimentados com tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômnia, é tarifado sobre o consumo de energia, em Wh, enquanto os clientes do Grupo A, clientes alimentados por tensão igual ou superior 2,3 kV ou a partir de sistemas subterrâneos de distribuição e caracterizados pela tarifa binômnia, são tarifados sobre o consumo de energia mais uma parcela referente à demanda contratada, em W. Os consumidores do Grupo A possuem maior variedade de opções tarifárias e, em muitos casos, características horossazonais, dependente do horário do dia (horário de ponta ou fora de ponta) ou do período do ano (seco ou úmido).

A classificação dos consumidores, estipulada pela ANEEL (2010b), segue a Tabela 2.1 de referência:

Tabela 2.1 – Classificação de Consumidores de Energia Elétrica.

Classe	Tipo de consumidor e padrão de tensão de alimentação
A1	tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV
A2	tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV
A3	tensão de fornecimento de 69 kV
A3a	tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV
A4	tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV
AS	tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendida a partir de sistema subterrâneo de distribuição
B1	residencial e residencial baixa renda
B2	rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação
B3	demais classes
B4	iluminação pública

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2010b)

Segundo a ABRADDEE (2017), Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, o Brasil possui 60 distribuidoras de energia elétrica, grandes ou pequenas, controladas por entes públicos ou privados. Ambas devem classificar os consumidores da maneira estipulada pela ANEEL, porém deve-se atentar às normas específicas de cada Distribuidora.

2.3 COGERAÇÃO

Segundo Andreos (2013), o conceito básico de cogeração é a produção simultânea ou sequencial de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível, combinando processos, reduzindo impactos ambientais e obtendo maior energia útil e eficiência energética ao sistema. A Figura 2.2 ilustra o processo básico de cogeração, onde a energia primária, do combustível, pode ser convertida, através de reações químicas (combustão) em uma máquina térmica, em energia mecânica, na forma de força motriz ou eletricidade, mais energia térmica, na forma de ar quente, água quente, vapor e/ou água gelada. Além da geração de energia mecânica e térmica, é possível produzir CO₂ de uso industrial, em casos específicos.

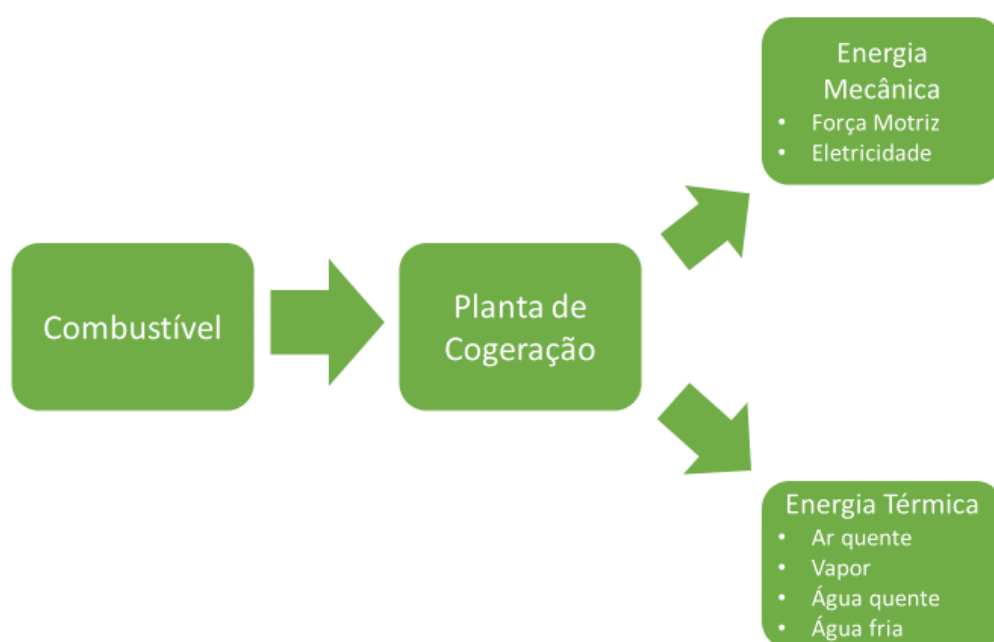


Figura 2.2 – Processo Básico de Cogeração

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Andreos (2017a)

A cogeração é indicada a empreendimentos que possuam, simultaneamente, demanda por energia elétrica e energia térmica, garantindo benefícios como competitividade, redução de custos e segurança operacionais, autossuficiência, qualidade energética, sustentabilidade e diversificação da matriz energética.

Combined Heat and Power (CHP) é outra nomenclatura destinada à cogeração. Trigeneration é a nomenclatura utilizada quando o processo de cogeração aproveita o combustível primário em três transformações, eletricidade, resfriamento e aquecimento.

2.3.1 RENDIMENTOS

Por apresentar aproveitamento térmico e elétrico, como uso final, e perdas, os sistemas de cogeração possuem eficiências e rendimentos específicos. Pereira (2009) define os rendimentos de um sistema de cogeração, conforme as seguintes equações (eq.2.1, eq.2.2 e eq.2.3).

Rendimento Elétrico (eq.2.1):

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

Rendimento Térmico (eq.2.2):

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

Rendimento Global (eq.2.3):

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

Onde:

η = rendimento, em porcentagem;

E = energia elétrica produzida, em kWh/h;

Q = calor útil produzido, kWh/h;

C = combustível utilizado, kWh/h.

2.3.2 FATOR DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA – FUE

Fator de Utilização de Energia, também conhecido pela sigla FUE, é relacionado à fração do aproveitamento da energia de um combustível e, seu cálculo, está diretamente relacionado ao potencial energético do gás e a potência (elétrica e térmica) útil produzida. A eq.(2.4) expressa o cálculo básico do Fator de Utilização de Energia de um sistema (ANDREOS, 2017b).

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} \quad (2.4)$$

Onde:

\dot{W} = potência de eixo produzida, em kW;

\dot{Q}_u = taxa de calor útil produzido ou recuperado, em kW;

\dot{Q}_{comb} = potência total fornecida pelo combustível, em kW.

O objetivo de configurar um sistema é sempre buscar o maior aproveitamento energético, um balanço energético ideal, onde o fator FUE seria igual a 100%, o que quer dizer que toda energia do combustível primário seria convertida em energia útil.

Segundo Martens (1998), por meio do procedimento de cogeração, é possível aproveitar até 85% da energia química contida no combustível (energia primária), como ilustra a Figura 2.3. Este alto Fator de Utilização de Energia (FUE) é possível devido a recuperação de energia térmica, que seria rejeitada por um ciclo de produção de energia eletromecânica tradicional (sem cogeração).

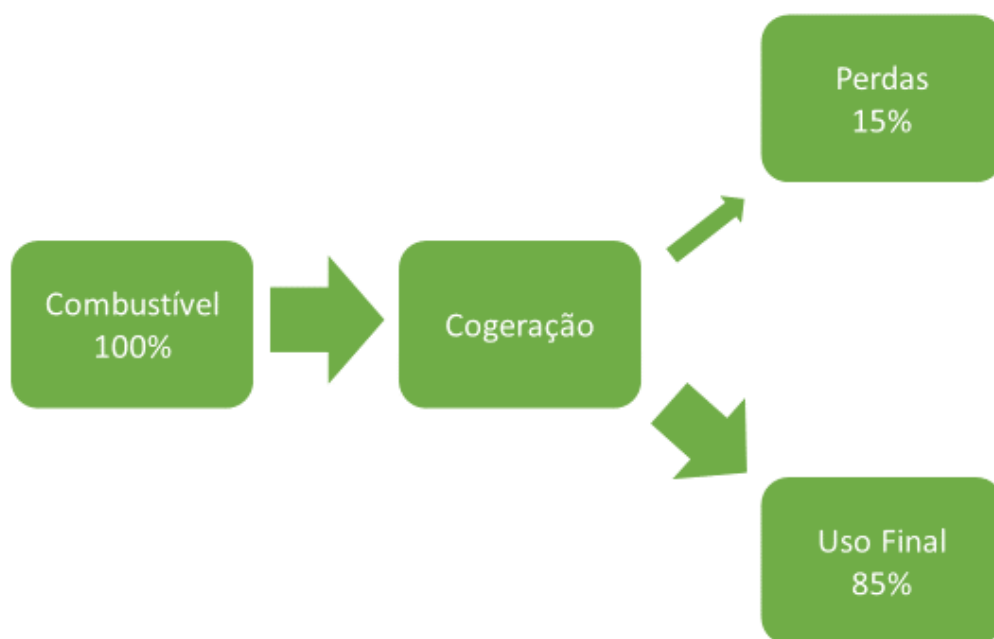


Figura 2.3 – FUE de uma Planta de Cogeração

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em MARTENS (1998)

Comparando-se um ciclo termelétrico convencional, que possui FUE médio de cerca de 40%, ao ciclo de cogeração (FUE de 85%), é possível fazer duas afirmações: com a mesma quantidade de combustível é possível produzir o dobro de energia útil; e para gerar a mesma quantidade de energia, as emissões são reduzidas pela metade. Além do mais, o ciclo de cogeração geralmente é aplicado como Geração Distribuída, próximo ao centro de carga, reduzindo perdas técnicas com transmissão e distribuição de energia. Já as termelétricas, em geral, são centralizadas, adicionando perdas técnicas de até 7% sobre o conteúdo energético original do combustível, obtendo FUE de cerca de 33%, ao invés de 40%. Considerando este benefício da GD, o sistema de cogeração operando em GD, conforme a Figura 2.3, se torna 2,5

vezes mais eficiente que o termelétrico centralizado, conforme a Figura 2.4 (ANDREOS, 2017a).

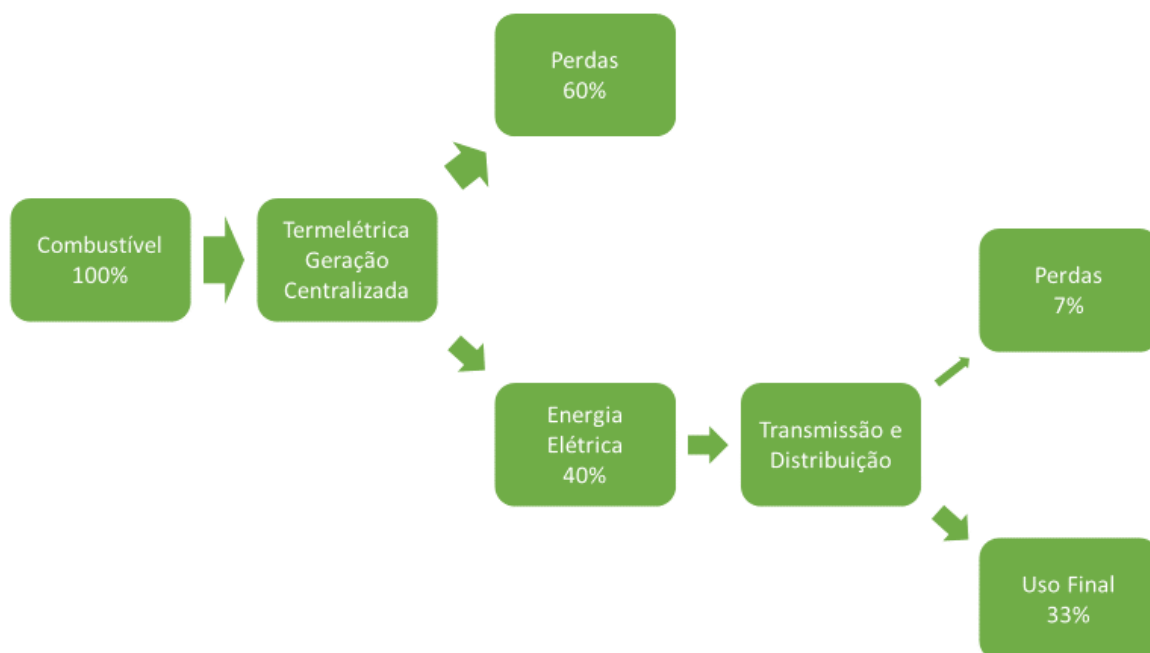


Figura 2.4 – FUE de uma Planta Termelétrica operando de forma Centralizada

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Andreos (2017a)

2.3.3 TECNOLOGIAS

Segundo Andreos (2017b) as máquinas térmicas comumente associadas aos sistemas de cogeração são: motor à combustão interna (MCI), no ciclo de Otto ou de Diesel; turbina a vapor (TV), no ciclo Rankine; turbina a gás (TG) e microturbina a gás (μ TG), no ciclo Brayton; e ciclo combinado, Brayton e Rankine. A Tabela 2.2 apresenta a geração média de energia elétrica pura (η_e), eficiência elétrica, e o FUE de cada uma das tecnologias sendo aplicadas à cogeração.

Tabela 2.2 – η_e e FUE das principais máquinas térmicas associadas à cogeração

Máquina Térmica	η_e (%)	FUE (%)
MCI	25 a 45	85
TV	25 a 40	85
TG	25 a 30	85
μ TG	25 a 33	85
Ciclo Combinado	44 a 57	82

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Andreos (2017b)

Além das principais tecnologias apresentadas acima, motores stirling, ciclo orgânico de rankine, célula combustível, energia solar heliotérmica, energia geotérmica e calor residual de processos produtivos também são capazes de operar em um ciclo de cogeração. Esses equipamentos possuem inúmeras possibilidades e capacidades de recuperação de calor para geração das energias úteis residuais, de acordo com o balanço energético idealizado, gradiente de entalpia, variações de fluxo de massa e variações de temperatura.

2.3.4 DIMENSIONAMENTO

Os dimensionamentos de sistemas de cogeração podem ser divididos basicamente em dois grandes grupos: topping cycle ou bottoming cycle (KEHLHOFER, 1999). A configuração topping, conforme Figura 2.5, é aquela em que a geração de base (geração principal) é a energia elétrica, portanto é muito utilizado em aplicações em que a energia elétrica tem maiores relevância e intensidade. Já a configuração bottoming, Figura 2.6, prima pela energia térmica, como geração de base.

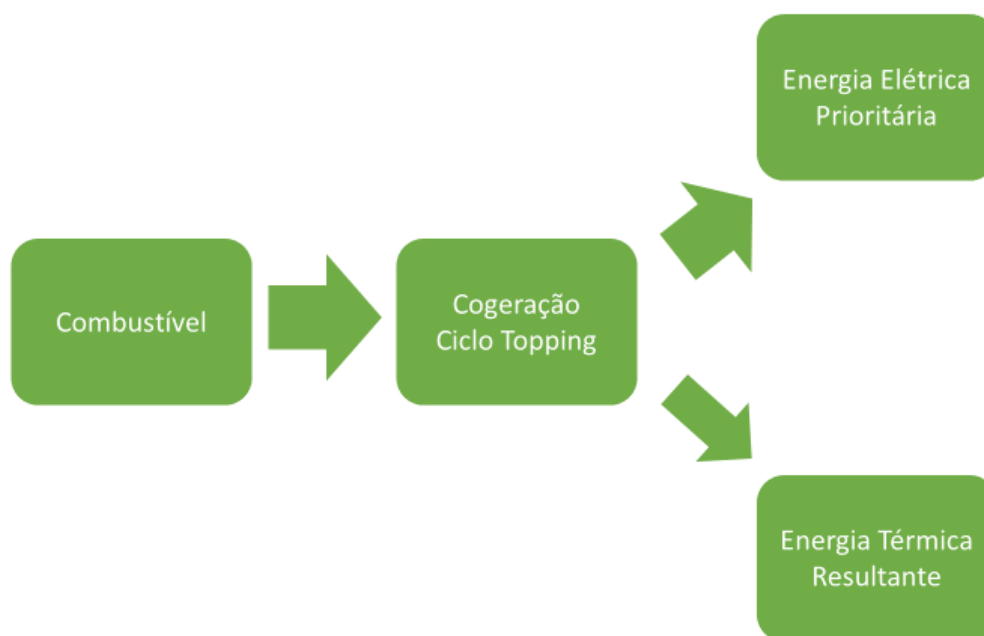


Figura 2.5 – Cogeração ciclo topping

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em KEHLHOFER (1999)

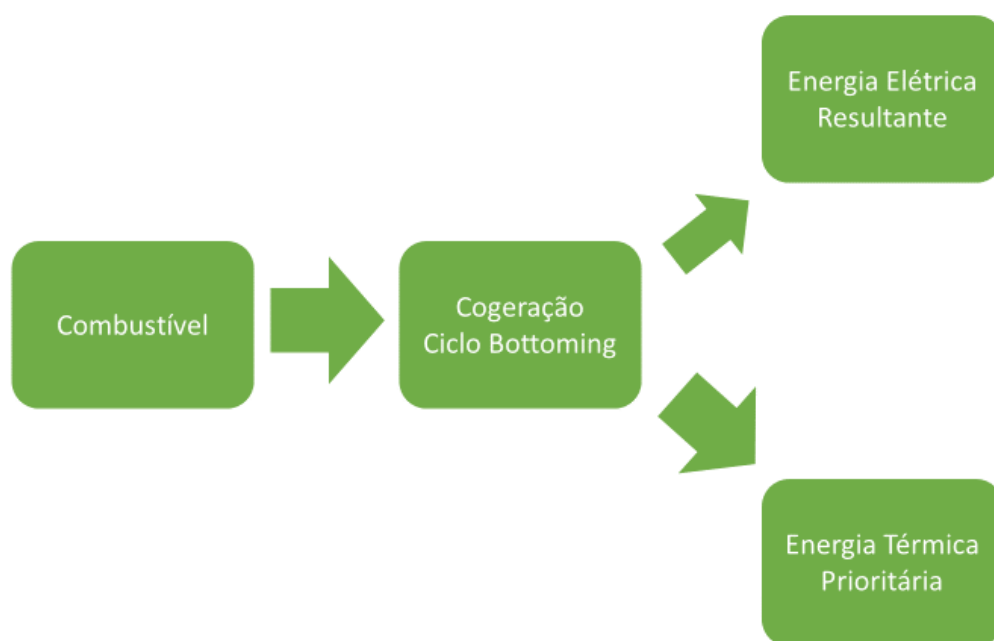


Figura 2.6 – Configuração ciclo bottoming

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em KEHLHOFER (1999)

Não existe uma fórmula padrão ao dimensionamento de uma planta de cogeração, porém alguns parâmetros básicos devem ser levantados, para cada empreendimento analisado, como parâmetros: energéticos; operacionais; econômicos; tecnológicos; legislativos; e ambientais. Esta análise de parâmetros permite verificar os equipamentos necessários e a configuração mais adequada para atender as necessidades técnicas e econômicas do empreendimento.

Um fator importante de destacar, quanto ao dimensionamento, é a segurança operacional, em que devesse avaliar a necessidade de redundância energética e operacional em detrimento do custo financeiro.

2.3.5 COMBUSTÍVEIS

A cogeração possui uma grande flexibilidade em relação a combustíveis, variando conforme a máquina térmica empregada no processo e a disponibilidade do combustível no local da planta. Andreos (2017a) classifica os combustíveis em 3 grandes grupos: sólidos, líquidos e gasosos. Os combustíveis mais aplicados na cogeração são:

- Bagaço e palha de cana-de-açúcar (sólido);
- Lenha (sólido);
- Carvão (sólido);

- Lixo urbano (sólido);
- Pallets de madeira (sólido);
- Derivados de petróleo, como óleo combustível e diesel (líquido);
- Biocombustíveis, como etanol e biodiesel (líquido);
- Resíduos de processo, como licor negro (líquido);
- Gás natural (gasoso);
- Biogás (gasoso);
- Resíduos de processo, como gás de coqueira, gás de alto forno, gás de refinaria, entre outros (gasoso).

Os combustíveis sólidos estão representados na cogeração pela família da biomassa, que possuem características como: baixo custo, por serem resíduos de processos; balanço líquido nulo de emissões de CO₂, por se tratar de combustíveis renováveis; facilidade de emprego em caldeiras operando no ciclo de Rankine, pois o ciclo possui queima externa; amplamente empregados no ciclo bottoming, em processos industriais; e necessidade de infraestrutura de transporte e armazenamento. Destaque à aplicação de combustíveis sólidos no Brasil, o setor sucroalcooleiro representa atualmente 77% das plantas de cogeração.

Os combustíveis líquidos, em comparação aos sólidos, apresentam difícil viabilidade econômica, menor necessidade de infraestrutura de abastecimento, porém necessita maior segurança operacional. Derivados de petróleo exigem tratamentos especiais de controle de emissões, entretanto os biocombustíveis, como etanol e biodiesel, são interessantes alternativas para estas questões ambientais. Diferentemente dos demais, em relação a logística e viabilidade econômica, o licor negro apresenta-se com grande importância em indústrias de papel e celulose, empregado no ciclo bottoming.

Os combustíveis gasosos têm como principal característica a flexibilidade, por poderem ser empregados em todas as tecnologias de máquinas térmicas, possibilitando maior viabilidade. Gases de resíduos de processos apresentam grande importância em indústrias siderúrgicas. O biogás proveniente de aterros ou biodigestores, apesar de requerer cuidados específicos com relação à toxicidade, apresenta-se como excelente alternativa econômica. E por fim, o gás natural, que é o combustível mais utilizado na cogeração em todo o mundo. O gás natural apresenta a melhor viabilidade técnico-econômica, facilidade no abastecimento, segurança operacional, menor emissão de poluentes entre os combustíveis fósseis e não necessitam de tratamento em sua operação, pré e pós-queima. Um dos aspectos que podem

inviabilizar a utilização do gás natural, é a indisponibilidade de rede de gás nas proximidades do empreendimento.

2.3.6 *LEGISLAÇÃO*

Os sistemas de cogeração são classificados, pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ANDREOS, 2013), em:

- Companhias elétrica;
- Industriais;
- Calefação;
- Energia total.

A partir desta última classificação deriva o termo “sistema de energia total integrado”, no qual o sistema de cogeração é integrado à rede pública, funcionando em paralelismo com a rede, podendo importar ou exportar parte da energia elétrica (LIZARRAGA, 1999). Este paralelismo com a rede se trata de Geração Distribuída (GD), detalhado no item 2.2 anterior, mais especificamente, ao que trata a Cogeração Qualificada. Além de produzir excedentes para compensar como créditos na GD, é possível comercializar o excedente de geração no mercado livre.

Como qualquer outro segmento de energia, a cogeração está sujeita à inúmeras leis nacionais e estaduais, essenciais à regulamentação e definição de regras a serem seguidas, mantendo uma certa qualidade e ordem nos serviços realizados e equipamentos utilizados. Algumas leis regulamentam o setor elétrico de uma maneira mais ampla, porém neste trabalho citaremos com ênfase à legislação envolvendo a cogeração, resumidamente, com destaque aos pontos mais importantes.

Conforme Andreos (2013), as principais leis que regem o setor de cogeração são:

- Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996: define e regulamenta a produção independente e a autoprodução de energia elétrica com fontes alternativas e renováveis.
- Lei nº 9.478, de 6 agosto de 1997: determina as diretrizes do uso racional das fontes de energia, inclusive as tecnologias alternativas.
- Resolução Normativa nº 390, de dezembro de 2009: estabelece os requisitos ao registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida.
- Resolução Normativa nº 235, de novembro de 2006: estabelece os requisitos à qualificação de centrais termelétrica cogeneradoras de energia e dá outras providências.

A cogeração se beneficia de incentivos e norma específicas por conta de seus inúmeros benefícios e de sua elevada eficiência energética, porém nem todo sistema de cogeração tem o direito a tais ragalias. Por exemplo, aos benefícios do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecidos no item 2.2.1, a fonte de cogeração deve possuir os requisitos mínimos de qualificação, para que receba a denominação Cogeração Qualificada.

2.3.6.1 COGERAÇÃO QUALIFICADA

Para ser considerada Cogeração Qualificada e obter os benefícios e as políticas de incentivos (ANEEL, 2006), a cogeração deve atender dois requisitos, conforme eq.(2.5) e eq.(2.6).

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad (2.5)$$

$$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc \% \quad (2.6)$$

Onde:

Ef = energia da fonte, em kWh/h;

Ee = energia elétrica, em kWh/h;

Et = energia térmica, em kWh/h;

Fc % = fator de cogeração;

X = fator de ponderação.

Tabela 2.3 – Fator de ponderação, X, e fator de cogeração, Fc %

Fonte	Potência elétrica instalada	X	Fc %
Derivados de petróleo, gás natural e carvão	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,14	41
	$5 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW}$	2,13	44
	$20 \text{ MW} < P$	2,00	50
Demais combustíveis	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,50	32
	$5 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW}$	2,14	37
	$20 \text{ MW} < P$	1,88	42
Calor recuperado de processo	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,60	25
	$5 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW}$	2,17	30
	$20 \text{ MW} < P$	1,86	35

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2006)

O fator de cogeração se aproxima ao conceito de eficiência energética, já o fator de ponderação é um parâmetro adimensional obtido da relação entre a eficiência de referência

térmica e eletromecânica, em processos para obtenção em separado de cada uma delas. Ambos os fatores, utilizados para qualificar centrais de cogeração, são definidos em função da potência elétrica instalada e da fonte de energia primária, referenciados na Tabela 2.3.

2.4 ANÁLISE ECONÔMICA

Em todos os segmentos, pessoais ou empresariais, de pequenos a grandes projetos, enfrentamos constantemente dilemas (trade-offs), em que devemos utilizar o dinheiro (considerado como um bem escasso) da maneira mais eficiente possível (PARENTE, 2016). Por este motivo, métodos e técnicas de análise de investimentos são empregados para avaliar e comparar a rentabilidade de múltiplas possibilidades de escolha e tomar decisões gerenciais com qualidade. Com o uso destas técnicas é possível comprometer os recursos em um investimento e descartar outros investimentos de forma mais assertiva e segura, baseado em prévios estudos comparativos de viabilidade.

As técnicas de análise de investimento são variadas, porém iremos destacar e concentrar naquelas aplicadas comumente no meio empresarial e, também, utilizadas neste estudo de caso. A seguir estão descritas as quatro principais técnicas: payback simples, payback descontado, valor presente líquido e taxa interna de retorno. Nenhuma delas substitui uma análise com bom senso e cautela dos riscos e resultados obtidos. Da mesma maneira que, as técnicas apresentadas devem ser utilizadas em conjunto, uma auxiliando a outra no processo de decisão. Cecconello e Ajzenta (2008) citam que cada método apresenta suas características e restrições e, apesar de ser comum o uso combinado entre os métodos de avaliação, o VPL é teoricamente superior aos demais.

Vale lembrar que, aplicar as técnicas de análise de investimento não é a única etapa a se considerar à análise de projetos. Segundo Parente (2017), para tomadas de decisões é necessário averiguar: projeção dos fluxos de caixa; escolha da taxa de retorno; aplicação da técnica de análise de viabilidade; e análise de cenários e de sensibilidade.

Um conceito importante de se definir, antes de entrar no mérito de cada método, é a variação do valor do dinheiro no tempo. Conforme Pindyck (2002), o valor de um real hoje é sempre maior que o valor de um real amanhã, de modo que o dinheiro se desvaloriza com o passar do tempo. Esta desvalorização possui três razões principais:

- os consumidores apresentam a tendência de preferir o consumo imediato, ao invés de pensamentos a longo prazo;

- a inflação reduz o valor do dinheiro;
- todos os métodos de avaliação econômica de investimento são estimativas, por conseguinte apresentam riscos e incertezas de não retornarem o fluxo de caixa esperado.

Portanto, para considerar esta peculiaridade, alguns métodos trazem todos os valores ao valor presente, para que possam ser avaliados sob uma mesma perspectiva, mais próxima ao valor real. O cálculo, segundo Parente (2009), para trazer valores futuros ao valor presente segue a eq.(2.7) a seguir.

$$VP = \frac{VF_n}{(1 + r)^n} \quad (2.7)$$

Onde:

VP = Valor Presente;

VF = Valor Futuro;

n = Período de referência;

r = Taxa de desconto;

Taxas de desconto convertem fluxos futuros em seus valores presentes equivalentes, enquanto taxas de aplicação convertem valores presentes em seus respectivos fluxos futuros, logo ambas são taxas utilizadas para transferência de valores ao longo do tempo. Outras nomenclaturas relacionadas às taxas são: taxas de retorno e taxas de juros. Taxas de juros ocorrem quando se paga um empréstimo, enquanto as taxas de retorno ocorrem quando se recebe pelo capital emprestado ou investido (PARENTE, 2017).

2.4.1 *PAYBACK SIMPLES*

Destaque por sua simplicidade e ampla utilização, o payback, basicamente, é o período (tempo) necessário para que se recupere o capital investido (GITMAN, 2001). O cálculo realizado, para encontrar o payback simples de um projeto, é somar os fluxos de caixa negativos (investimento) aos fluxos de caixa positivos (retorno), até o momento em que a soma resultar em zero, representando o exato momento (período, geralmente em anos ou meses) em que o investimento estará pago. A eq.(2.8) demonstra a relação entre o custo de investimento e o retorno financeiro, para obter o respectivo payback simples.

$$II_0 = FC_1 + FC_2 + \dots + FC_n \quad (2.8)$$

Onde:

II_0 = Investimento inicial;

FC_1, FC_2, FC_n = Fluxos de caixa, referentes ao retorno financeiro de cada ano, somados até se igualarem ao valor do investimento.

Caso os fluxos de caixa sejam de um mesmo valor, a eq.(2.9) permite encontrar o payback simples do investimento.

$$Payback = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa}} \quad (2.9)$$

O método do payback simples considera os valores de forma nominal, desconsiderando o valor do dinheiro no tempo. O método payback simples deve ser encarado apenas como indicador, não servindo como método decisivo na seleção de projetos (MOTTA; CALÔBA, 2002).

Para a análise de projetos pelo método do payback, o critério é avaliar se o retorno do investimento se deu antes do prazo máximo estipulado pelos responsáveis, rejeitando investimentos com payback que ultrapassem o prazo fixado (BROM e BALIAN, 2007). Os projetos de menor período de payback serão os prioritários. Os projetos são planejados com base em um horizonte de tempo, quanto mais longo o horizonte de tempo considerado, maior o grau de incerteza do payback.

Segundo Souza (2003), pode-se adotar o payback simples mais como uma medida de risco do que de retorno de investimento, pois quanto menor o payback, menor é o risco. Uma das principais desvantagens do método é que o payback simples apenas se preocupa em saber se o investimento será pago e quando será pago, sem levar em consideração nada que ocorra após o período de payback, enfatizando apenas a liquidez do investimento e desconsiderando a sua lucratividade.

2.4.2 PAYBACK DESCONTADO

Conforme Sousa (2007), o método do payback descontado se difere do payback simples por considerar os valores de fluxo de caixa trazidos a valor presente, considerando a desvalorização do dinheiro no tempo e aprimorando o cálculo do payback simples.

O cálculo realizado, para encontrar o payback descontado de um projeto, é semelhante ao do payback simples, no entanto os fluxos de caixa são ajustados ao valor presente por meio de uma taxa de desconto, conforme eq.(2.7). Apesar de mais robusto, o método do payback

descontado também desconsidera o que ocorre após o período de payback. Com isso, cabe a ponderação junto aos outros métodos para a decisão definitiva.

2.4.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Diferentemente do payback, o método por meio do valor presente líquido, conhecido como VPL, pode ser considerado uma técnica sofisticada. Segundo Parente (2017), é a ferramenta mais utilizada para avaliação econômica de projetos, visto que é a mais apropriada para avaliar a maior parte dos investimentos e pode ser considerada técnica definitiva em tomadas de decisões.

Um importante conceito que é incorporado ao VPL é trazer todos os fluxos de caixa ao período inicial (valor presente), descontando, através de uma taxa de desconto (conhecida como taxa mínima de atratividade ou TMA), o custo de oportunidade do investidor e possibilitando obter um valor real do fluxo de caixa (GITMAN, 2001). Com isso, se o VPL for positivo, sabemos que o investimento foi, não só, recuperado, quanto, remunerou uma possível aplicação do investimento em outro fundo que renderia com uma taxa TMA. Ao cálculo do VPL devemos aplicar a eq.(2.10), a seguir, pela qual calculamos a diferença entre a soma de todos os valores líquidos (descontados) e o investimento inicial.

$$VPL = -II_0 + \left[\frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} \right] \quad (2.10)$$

Onde:

II_0 = investimento inicial;

FC_1, FC_2, FC_n = fluxos de caixa, referentes ao retorno financeiro de cada ano;

r = taxa de desconto (TMA).

Como regra à análise pelo VPL, caso o VPL resulte em um valor positivo ou igual a zero, aceita-se o projeto, pois este obterá um retorno maior ou igual ao retorno mínimo exigido, e, caso o VPL resulte em um valor negativo, rejeita-se o projeto (PARENTE, 2009).

Kassai et al. (2000) destaca que, além do benefício de trabalhar com fluxo de caixa descontado, o método VPL permite obter resultados em espécie (valor monetário) e não apenas em período de retorno, revelando a lucratividade decorrente do investimento.

2.4.4 TAXA INTERNA DE RETORNO

Assim como o VPL, o método da taxa interna de retorno, conhecido como TIR, é considerado sofisticado à avaliação de investimentos. A TIR corresponde a taxa de desconto que iguala os fluxos de caixa de entrada aos fluxos de saída, bem como representa a taxa que gera um VPL igual a zero (HORNGREN, SUNDEM e STRATTON, 2004). Logo, procurando a taxa TIR que iguale o VPL a zero, a equação pode ser expressa pela eq.(2.11) (PARENTE, 2016).

$$-II_0 + \left[\frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \right] = 0 \quad (2.11)$$

Em que as variáveis, II_0 , FC_1 , FC_2 e FC_n , representam os mesmos significados das variáveis presentes no cálculo do VPL, da eq.(2.10). Já a TIR, variável que deverá ser encontrada no cálculo, é equivalente ao r do VPL, referente à taxa de desconto. Por este motivo e por ser a taxa que permite um VPL igual a zero, limite de viabilidade do VPL, as duas taxas devem ser comparadas, sendo a TIR um limite de variação à TMA.

Como regra à análise da TIR, caso a TIR resulte em um valor maior ou igual à TMA, aceita-se o projeto, pois este obterá um VPL positivo ou igual a zero e o limite mínimo esperado está sendo atingido, e, caso a TIR resulte em um valor menor que a TMA, rejeita-se o projeto.

3 METODOLOGIA

Com base na proposta e teorias apresentadas e conforme ilustra o diagrama de blocos a seguir, na Figura 3.1, a metodologia que compõe este trabalho se baseia em: Análise, Desenvolvimento e Resultados.



Figura 3.1 – Diagrama de Blocos da Metodologia

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1 ANÁLISE

O clube, utilizado como base para este estudo, está localizado em São José dos Campos – SP.

Foco principal do trabalho, o clube possui 2 piscinas cobertas e aquecidas, sendo uma de 360 m³ (360 mil litros), com uma superfície de 300 m² (25m x 12m), e outra de 192 m³ (192 mil litros), com superfície de 160 m² (20m x 8m), ambas com 1,2 m de profundidade. As piscinas serão tratadas neste trabalho como: piscina grande, para a piscina de 360 m³, e piscina pequena, para a piscina de 192 m³.

Com o intuito de manter o conforto térmico dos usuários das piscinas, o clube possui um sistema de aquecimento e, se preocupando cada vez mais em atender seus clientes com

qualidade, vêm, com este trabalho, estudar uma nova alternativa de atender a esta demanda térmica, de forma segura, econômica, racional e sustentável.

Os sistemas de aquecimento das piscinas permanecem ligados durante o ano todo e mantêm as temperaturas das piscinas nas seguintes faixas:

- Grande: Mínimo de 29°C e máximo de 31°C (média de 30°C);
- Pequena: Mínimo de 30°C e máximo de 32°C (média de 31°C).

3.1.1 CENÁRIO ATUAL

O atual sistema de aquecimento das piscinas é realizado por meio de bombas de calor. Para atender a demanda térmica das piscinas, estão instaladas 7 bombas, apresentando um alto consumo de energia elétrica ao processo de conversão de energia. A demanda térmica da piscina grande, de 360 m³, é atendida por 4 bombas de calor, conforme a Figura 3.2, e a demanda térmica da piscina pequena, de 192 m³, é atendida por 3 bombas de calor, conforme ilustra a Figura 3.3.

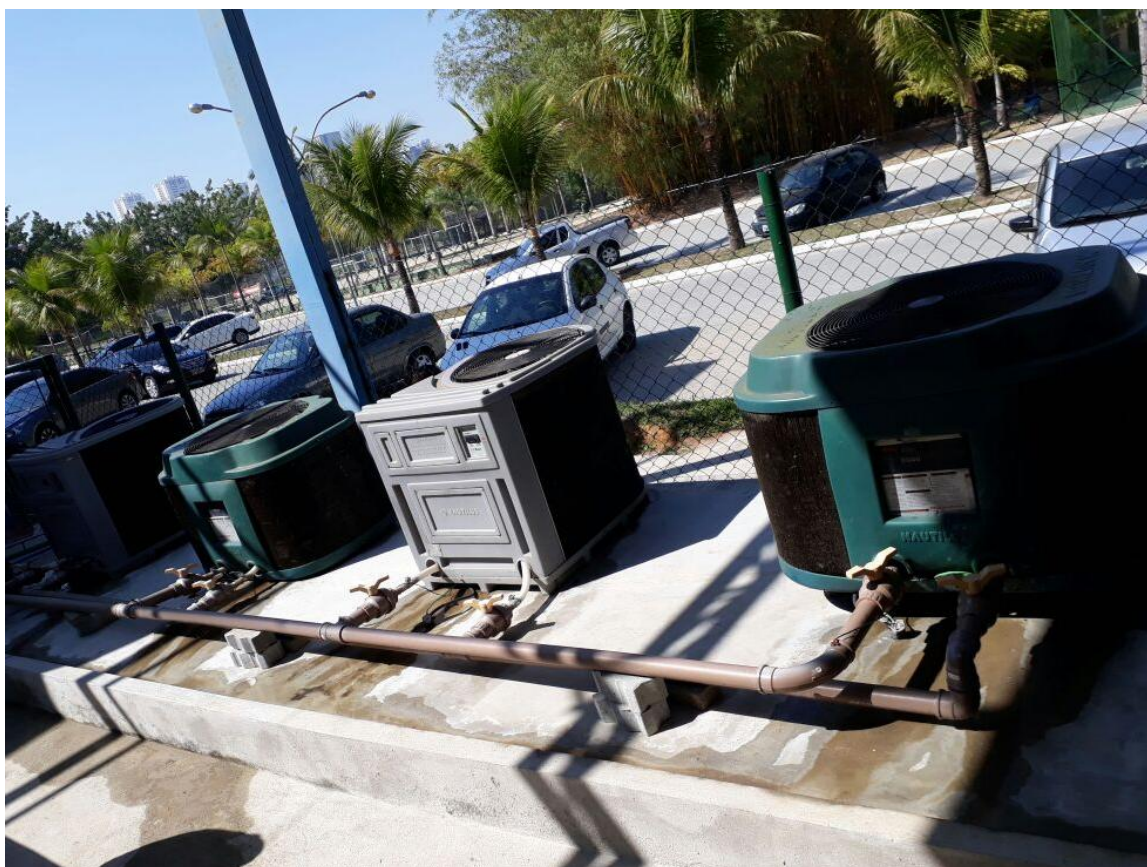


Figura 3.2 – Bombas de calor para atender o aquecimento da piscina grande

Fonte: Elaborado pelo autor

À piscina grande, Figura 3.2, são utilizadas 2 bombas modelo P160 e 2 bombas modelo AS165, ambas da marca Nautilus.



Figura 3.3 – Bombas de calor para atender o aquecimento da piscina pequena

Fonte: Elaborado pelo autor

Já à piscina pequena, Figura 3.3, são utilizadas duas bombas AS165 e uma bomba AS105, ambas da marca Nautilus.

3.1.2 CENÁRIO PROPOSTO

Com o intuito de promover a redução do consumo de energia elétrica e otimizar e racionalizar o consumo global de energia, foi proposta a análise de viabilidade à substituição das bombas de calor, do cenário atual, por um aquecimento das piscinas através de cogeração.

3.2 DESENVOLVIMENTO

Tendo em vista os cenários, atual e proposto, o levantamento dos dados do empreendimento e premissas são necessários ao dimensionamento de um sistema de cogeração e, posterior, análise e comparativo de viabilidade técnica e econômica entre os sistemas.

3.2.2 *PREMISSAS*

Para possibilitar uma base de cálculos ao estudo de caso, fez-se necessário levantar premissas técnicas e econômicas relacionadas ao gás natural e à energia elétrica disponível no local do empreendimento.

3.2.2.1 *TÉCNICAS*

As principais premissas técnicas, definidas ao projeto, são referentes à demanda/consumo elétrico e à demanda/consumo térmico.

3.2.2.1.1 *ELÉTRICA*

Com o histórico elétrico do empreendimento, através das 12 últimas contas de energia elétrica, foram encontrados os seguintes valores da Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Consumo ativo de energia elétrica, em kWh, ponta e fora de ponta

	Consumo P	Consumo FP I	Consumo FP C	Consumo Total
Janeiro	7.770,2335	74.587,7958	22.001,9707	104.360,000
Fevereiro	7.729,3161	74.195,0235	21.886,1104	103.810,450
Março	8.948,5384	85.898,5462	25.338,4254	120.185,510
Abril	7.363,9134	70.687,4602	20.851,4464	98.902,820
Maio	6.657,4223	63.905,7314	18.850,9664	89.414,120
Junho	6.540,1793	62.780,2962	18.518,9845	87.839,460
Julho	5.209,8060	40.739,6220	13.873,9860	59.823,414
Agosto	6.356,9940	73.010,9940	19.191,9840	98.559,972
Setembro	7.794,6540	78.439,9140	22.351,7700	108.586,338
Outubro	11.760,4226	112.890,3014	33.300,4760	157.951,200
Novembro	9.344,7206	89.701,5661	26.460,2434	125.506,530
Dezembro	10.110,0141	97.047,7492	28.627,2267	135.784,990
Média	7.965,5178	76.990,4167	22.604,4658	107.560,400

Fonte: Elaborado pelo autor

O clube apresenta demanda contratada de 325 kW, podendo sofrer multas caso haja ultrapassagem de demanda. A ultrapassagem de demanda ocorre quando é demandada mais energia do que foi contratado e, basicamente, segue a seguinte fórmula:

$$\text{Ultrapassagem} = \text{Demanda EE} - \text{Demanda Contratada}$$

A Tabela 3.2 a seguir apresenta o histórico de um ano demandado pelo empreendimento e suas ultrapassagens de demanda.

Tabela 3.2 – Demanda de energia elétrica e ultrapassagem de demanda

	Demanda EE	Ultrapassagem
Janeiro	415,6315	90,6315
Fevereiro	406,7286	81,7286
Março	394,8003	69,8003
Abril	378,8397	53,8397
Maiο	365,7356	40,7356
Junho	325,0000	0,0000
Julho	325,0000	0,0000
Agosto	348,9360	23,9360
Setembro	335,1600	10,1600
Outubro	354,5823	29,5823
Novembro	407,2546	82,2546
Dezembro	426,7201	101,7201

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da Tabela 3.2, é possível estimar algumas premissas sobre a demanda de energia elétrica original do empreendimento:

- Demanda média: 373,699 kW;
- Ultrapassagem de demanda média: 48,699 kW.

3.2.2.1.2 TÉRMICA

A empresa Nautilus Equipamentos Industriais Ltda, fornecedora das bombas de calor existentes no clube, possui um aplicativo de dimensionamento de piscinas (NAUTILUS, 2015) que calcula os equipamentos necessários para cada necessidade. Portanto, à demanda térmica das piscinas do clube foram considerados os seguintes dados de entrada no software da Nautilus:

- Piscina Grande:
 - Largura: 25 metros;
 - Comprimento: 12 metros;
 - Profundidade mínima: 1,20 metros;

- Profundidade máxima: 1,20 metros;
- Tipo de uso: Comercial;
- Possui Aquecimento: Sim;
- Temperatura da água: 30 °C;
- A piscina é utilizada: Ano Todo;
- A piscina é utilizada: Mês Todo;
- Tipo de Construção: Fechada;
- Utiliza Capa Térmica: Não;
- Velocidade do Vento: Nenhum;
- Temperatura Ambiente: 19°C.

➤ **Piscina Pequena:**

- Largura: 20 metros;
- Comprimento: 8 metros;
- Profundidade mínima: 1,20 metros;
- Profundidade máxima: 1,20 metros;
- Tipo de uso: Comercial;
- Possui Aquecimento: Sim;
- Temperatura da água: 31 °C;
- A piscina é utilizada: Ano Todo;
- A piscina é utilizada: Mês Todo;
- Tipo de Construção: Fechada;
- Utiliza Capa Térmica: Não;
- Velocidade do Vento: Nenhum;
- Temperatura Ambiente: 19°C.

Como dados de saída, o software dimensiona os sistemas de filtro, aspiração, geração de cloro e aquecimento de piscina, com variados detalhes para que atenda às premissas, como: modelo, capacidade e quantidade de bombas, tubulações e outros dispositivos necessários. Focando nos dados referentes ao aquecimento, o software disponibilizou as informações e tabelas,

Tabela 3.3 e Tabela 3.4, a seguir:

➤ **Piscina Grande:**

- Volume da Piscina: 360 m³;
- Quantidade de calor necessário: 96.004 kcal/hora;
- Equipamento selecionado: 01 AA-145 + 3 AS-145;
- Capacidade do equipamento: 136.444 kcal/hora;
- Tempo médio para elevação de 1 °C: 2 h e 48 min (variável);
- Consumo de energia elétrica: 30.000 W/hora.

Tabela 3.3 – Estimativa do consumo elétrico para aquecimento da piscina grande

Mês	Grande	
	h/dia	kWh
Janeiro	1,41	1.308,72
Fevereiro	2,25	1.891,32
Março	3,10	2.879,19
Abril	4,78	4.306,13
Maio	7,88	7.328,86
Junho	12,95	11.651,87
Julho	14,07	13.087,25
Agosto	10,98	10.208,05
Setembro	7,60	6.839,14
Outubro	5,07	4.711,41
Novembro	3,38	3.039,62
Dezembro	1,97	1.832,21
Média	6,29	5.756,98

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em NAUTILUS (2015)

➤ **Piscina Pequena:**

- Volume da Piscina: 192 m³;
- Quantidade de calor necessário: 59.188 kcal/hora;
- Equipamento selecionado: 01 AA-145 + 2 AS-145;
- Capacidade do equipamento: 102.333 kcal/hora;
- Tempo médio para elevação de 1 °C: 2 h e 18 min (variável);
- Consumo de energia elétrica: 22.500 W/hora.

Tabela 3.4 - Estimativa do consumo elétrico para aquecimento da piscina pequena

Mês	Pequena	
	h/dia	kWh
Janeiro	1,16	806,85
Fevereiro	1,85	1.166,03
Março	2,54	1.775,08
Abril	3,93	2.654,81
Maio	6,48	4.518,38
Junho	10,64	7.183,60
Julho	11,57	8.068,54
Agosto	9,02	6.293,46
Setembro	6,25	4.216,46
Outubro	4,16	2.904,67
Novembro	2,78	1.873,98
Dezembro	1,62	1.129,60
Média	5,17	3.549,29

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em NAUTILUS (2015)

Além dos dados de saída, o software permite alterar o tempo para elevação de 1 °C, alterando a quantidade e/ou capacidade das bombas de calor utilizadas para atender a demanda de calor. Também é possível estipular um preço ao kWh e calcular mês a mês o valor, em reais, do consumo elétrico das bombas.

Analisando os dados, pode-se notar que o software estipulou, à piscina grande, 4 bombas de calor modelo AA/AS-145 e, à piscina pequena, 3 bombas de calor, também, modelo AA/AS-145, bem aproximado aos equipamentos presentes no clube, pequenas diferenças que apenas modificam o tempo para elevação de 1°C e o tempo que as bombas permanecerão ligadas, sem alterar a potência térmica demandada. As bombas estipuladas seguem as características da Tabela 3.5 e são semelhantes à bomba que ilustra a Figura 3.5.

Tabela 3.5 - Características técnicas da bomba de calor

Características Técnicas dos Aquecedores						
Modelo	Número Fases	Potência ET			Consumo EE W/h	COP
		BTU/h	W/h	Kcal/h		
AA/AS-145	Mono	136.445	39.990	34.111	7.500	5,33

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em NAUTILUS (2016)



Figura 3.5 – Ilustração do modelo da bomba de calor

Fonte: NAUTILUS (2017)

Com base no tempo em que os equipamentos deverão permanecer ligados (h/dia), conforme Tabela 3.3 e Tabela 3.4, e as capacidades térmicas dos respectivos equipamentos (102.333 kcal/hora ou 119,97 kWt/hora, à piscina pequena, e 136.444 kcal/hora ou 159,96 kWt/hora, à piscina grande), estipulados pelo software, é possível obter, através da eq.(3.1) a seguir, o consumo mensal de energia térmica, apresentado em destaque na Tabela 3.6.

$$\frac{kWt}{mês} = \frac{kWt}{h} \times \frac{h}{dia} \times \frac{dia}{mês} \quad (3.1)$$

Tabela 3.6 – Estimativa de consumo mensal de energia térmica

Dias	Mês	Pequena (119,97 kWt/h)			Grande (159,96 kWt/h)		
		h/dia	kWhe/mês	kWt/mês	h/dia	kWhe/mês	kWt/mês
31	Janeiro	1,16	806,85	4.314,12	1,41	1.308,72	6.991,85
28	Fevereiro	1,85	1.166,03	6.214,45	2,25	1.891,32	10.077,48
31	Março	2,54	1.775,08	9.446,44	3,10	2.879,19	15.372,16
30	Abril	3,93	2.654,81	14.144,46	4,78	4.306,13	22.938,26
31	Maio	6,48	4.518,38	24.099,57	7,88	7.328,86	39.075,03
30	Junho	10,64	7.183,60	38.294,42	12,95	11.651,87	62.144,46
31	Julho	11,57	8.068,54	43.029,64	14,07	13.087,25	69.769,75
31	Agosto	9,02	6.293,46	33.546,01	10,98	10.208,05	54.447,18
30	Setembro	6,25	4.216,46	22.494,38	7,60	6.839,14	36.470,88
31	Outubro	4,16	2.904,67	15.471,33	5,07	4.711,41	25.140,91
30	Novembro	2,78	1.873,98	10.005,50	3,38	3.039,62	16.219,94
31	Dezembro	1,62	1.129,60	6.024,89	1,97	1.832,21	9.768,76
	Média	5,17	3.549,29	18.923,77	6,29	5.756,98	30.701,39

Fonte: Elaborado pelo autor

Somando-se as médias de consumo térmico (18.923,77 kWt/mês, à piscina pequena, e 30.701,39 kWt/mês, à piscina grande), obtidas na

Tabela 3.6, é possível obter o consumo térmico médio mensal:

➤ Consumo térmico médio: 49.625,16 kWt/mês.

Logo, os consumos elétricos e térmicos, conforme

Tabela 3.6, estão disponíveis, possibilitando calcular o COP estipulado pelo software Nautilus ao dimensionamento do sistema. As médias de consumo, de ambas as piscinas, foram utilizadas como base aos seguintes cálculos:

$$COP = \frac{\text{Consumo térmico}}{\text{Consumo elétrico}} = \frac{18.923,77}{3.549,29} = 5,33$$

$$COP = \frac{\text{Consumo térmico}}{\text{Consumo elétrico}} = \frac{30.701,39}{5.756,98} = 5,33$$

Portanto, permite-se dizer que o software da Nautilus apresenta o consumo elétrico para uma situação teórica (ideal) de trabalho das bombas de calor, em que os equipamentos operam com COP igual a 5,33, idêntico ao COP estipulado pelo fabricante na Tabela 3.5. Porém, usualmente é utilizado COP igual a 4 (OLSSON, 2015), para representar de forma mais aproximada a operação real dos equipamentos, considerando as possíveis quedas de rendimento. Assim, aplicando-se um COP igual a 4, o perfil de consumo elétrico para aquecimento das piscinas é reajustado, como segue em destaque na Tabela 3.7 a seguir.

Tabela 3.7 – Estimativa de consumo elétrico utilizando COP igual a 4

Mês	Pequena		Grande	
	kWt/mês	kWhe/mês	kWt/mês	kWhe/mês
Janeiro	4.314,12	1.078,53	6.991,85	1.747,96
Fevereiro	6.214,45	1.553,61	10.077,48	2.519,37
Março	9.446,44	2.361,61	15.372,16	3.843,04
Abril	14.144,46	3.536,12	22.938,26	5.734,57
Maio	24.099,57	6.024,89	39.075,03	9.768,76
Junho	38.294,42	9.573,61	62.144,46	15.536,12
Julho	43.029,64	10.757,41	69.769,75	17.442,44
Agosto	33.546,01	8.386,50	54.447,18	13.611,80
Setembro	22.494,38	5.623,59	36.470,88	9.117,72
Outubro	15.471,33	3.867,83	25.140,91	6.285,23
Novembro	10.005,50	2.501,37	16.219,94	4.054,99
Dezembro	6.024,89	1.506,22	9.768,76	2.442,19
Média	18.923,77	4.730,94	30.701,39	7.675,35

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da soma das médias de consumo elétrico (4.730,94 kWh/mês, à piscina pequena, e 7.675,35 kWh/mês, à piscina grande), presentes na Tabela 3.7, é possível obter o consumo elétrico médio mensal:

- Consumo EE médio: 12.406,29 kWh/mês.

Neste ponto, com as premissas declaradas, é possível estimar qual a representatividade do consumo de energia elétrica destinado ao aquecimento. Os consumos mensais totais de energia elétrica, presentes na Tabela 3.1, e a soma dos consumos elétricos mensais da

Tabela 3.6 e Tabela 3.7, permitiram o levantamento dos dados da Tabela 3.8 e, posteriormente, do gráfico da Figura 3.6, representando o uso de energia elétrica destinado à finalidade térmica.

Tabela 3.8 – Representatividade do uso de energia elétrica à finalidade térmica

EE kWh/mês	Consumo Total	Consumo Aquecimento COP 4	Consumo Aquecimento COP 5,33
Janeiro	104.360,000	2.826,493	2.115,570
Fevereiro	103.810,450	4.072,982	3.057,350
Março	120.185,510	6.204,648	4.654,270
Abril	98.902,820	9.270,682	6.960,940
Maió	89.414,120	15.793,651	11.847,240
Junho	87.839,460	25.109,721	18.835,470
Julho	59.823,414	28.199,848	21.155,790
Agosto	98.559,972	21.998,299	16.501,510
Setembro	108.586,338	14.741,314	11.055,600
Outubro	157.951,200	10.153,061	7.616,080
Novembro	125.506,530	6.556,361	4.913,600
Dezembro	135.784,990	3.948,413	2.961,810
Média	107.560,400	12.406,289	9.306,269

Fonte: Elaborado pelo autor

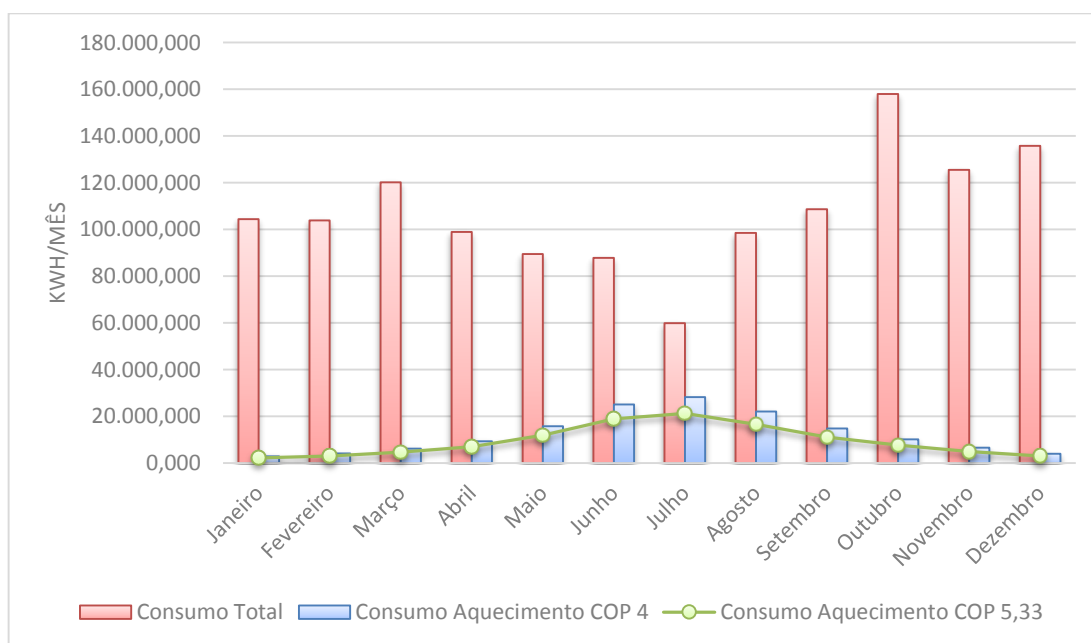


Figura 3.6 – Representatividade do uso de energia elétrica à finalidade térmica

Fonte: Elaborado pelo autor

Para COP igual a 4, a representatividade média em relação ao consumo total é de 11,53%, já ao COP 5,33, a representatividade passa para 8,65% do consumo total.

3.2.2.2 ECONÔMICAS

As premissas econômicas são relacionadas ao custo da energia elétrica e ao custo do Gás Natural, possível combustível da cogeração.

3.2.2.2.1 ENERGIA ELÉTRICA

Localizado na área de concessão da EDP Bandeirantes e vinculado ao subgrupo A4, tarifa horária verde, o empreendimento está sujeito, conforme a Resolução Homologatória 2.158 de 21/10/2016 (EDP, 2016), às seguintes tarifas da Tabela 3.9:

Tabela 3.9 – Tarifas de energia elétrica aplicadas aos clientes do subgrupo A4

Modalidade Tarifária	Subgrupo A4 (2,3 a 25kV)		
	TUSD		TE
Tarifa Horária VERDE	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Energia (R\$/kWh)
Ponta	7,11	0,52283	0,33001
Fora de Ponta	7,11	0,03872	0,22128
Ultrapassagem de Demanda	14,22	-	-
Energia Reativa Excedente	-	-	0,22485

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em EDP (2016)

Os custos da Tabela 3.9 não consideram os tributos federais e estaduais, respectivamente PIS/COFINS (PC) e ICMS, nem as bandeiras tarifárias (BT). Ao cálculo completo das tarifas de energia elétrica, é necessário considerar as seguintes fórmulas da Tabela 3.10 (ANEEL, 2011).

Tabela 3.10 – Fórmulas às tarifas de energia elétrica com impostos

	Tarifa base	Tarifa completa
Demanda Ponta R\$/kW	$DP^1 = 7,11$	$DP^2 = \frac{DP^1}{(1 - PC - ICMS)}$
Demanda Fora de Ponta R\$/kW	$DFP^1 = 7,11$	$DFP^2 = \frac{DFP^1}{(1 - PC - ICMS)}$
Consumo Ponta R\$/kWh	$CP^1 = 0,52283 + 0,33001$	$CP^2 = \frac{(CP^1 + BT)}{(1 - PC - ICMS)}$
Consumo Fora de Ponta R\$/kWh	$CFP^1 = 0,03872 + 0,22128$	$CFP^2 = \frac{(CFP^1 + BT)}{(1 - PC - ICMS)}$
Ultrapassagem de Demanda R\$/kW	$UD^1 = 14,22$	$UD^2 = \frac{UD^1}{(1 - PC - ICMS)}$

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2011)

Para base de cálculos, os impostos PIS, COFINS e ICMS representam, respectivamente, 0,95%, 4,38% e 18%, com base nas últimas contas do clube. Assim, PIS e COFINS (PC) totalizam 5,33%.

A Bandeira Tarifária (BT) é alterada conforme a disponibilidade de energia potencial nas hidrelétricas e a consequente utilização de energia de termelétricas. A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. De acordo com ANEEL (2017a), foram levantados os respectivos custos para cada classe de bandeira tarifária, conforme mostra a Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Bandeiras Tarifárias

BANDEIRAS TARIFÁRIAS	
BANDEIRA VERMELHA P2	Acréscimo de R\$0,035 a cada 1 kwh consumido
BANDEIRA VERMELHA P1	Acréscimo de R\$0,030 a cada 1 kwh consumido
BANDEIRA AMARELA	Acréscimo de R\$0,020 a cada 1 kwh consumido
BANDEIRA VERDE	Sem acréscimo na tarifa

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2017a)

Considera-se que a Bandeira Tarifária será a Bandeira Vermelha Patamar 2 (P2), semelhante à Bandeira vigente na data da análise.

Conforme as fórmulas da Tabela 3.10 e as premissas estipuladas, seguem os cálculos para definir os valores das tarifas de energia elétrica incluindo as alíquotas de impostos e bandeira tarifária.

$$DP^2 = \frac{7,11}{(1 - 0,0533 - 0,18)} = 9,274 \text{ R\$/kW}$$

$$DFP^2 = \frac{7,11}{(1 - 0,0533 - 0,18)} = 9,274 \text{ R\$/kW}$$

$$CP^2 = \frac{(0,85284 + 0,035)}{(1 - 0,0533 - 0,18)} = 1,15800 \text{ R\$/kWh}$$

$$CFP^2 = \frac{(0,26 + 0,035)}{(1 - 0,0533 - 0,18)} = 0,38477 \text{ R\$/kWh}$$

$$UD^2 = \frac{14,22}{(1 - 0,0533 - 0,18)} = 18,547 \text{ R\$/kW}$$

Portanto, com base nos cálculos realizados, as tarifas de energia elétrica, incluindo os impostos e bandeira, devem seguir a Tabela 3.12 à realização do estudo.

Tabela 3.12 – Tarifas de energia elétrica, sem e com impostos

EDP Bandeirante - A4 VERDE	Tarifa Base	Tarifa Completa
Demanda Ponta	R\$ 7,11000 /kWh	R\$ 9,27351 /kWh
Demanda Fora Ponta	R\$ 7,11000 /kWh	R\$ 9,27351 /kWh
Consumo na Ponta	R\$ 0,853 /kW	R\$ 1,158 /kW
Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,260 /kW	R\$ 0,385 /kW
Ultrapassagem de Demanda	R\$ 14,220 /kW	R\$ 18,547 /kW

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.2.2 GÁS NATURAL

Localizado na área de concessão da Comgás e conforme Deliberação ARSESP nº 727 (ARSESP, 2017), de 29 de maio de 2017, o empreendimento, caso se enquadre em cogeração qualificada, estará sujeito às tarifas da Tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Tarifas do gás natural para cogeração

SEGMENTO COGERAÇÃO		
CLASSES	VOLUME m³/mês	VARIÁVEL R\$/m³
1	Até 5.000,00	0,470084
2	5.000,01 a 50.000,00	0,369164
3	50.000,01 a 100.000,00	0,317803
4	100.000,01 a 500.000,00	0,241412
5	500.000,01 a 2.000.000,00	0,249553
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00	0,225881
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00	0,197649
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00	0,169413
9	>10.000.000,00	0,140522

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ARSESP (2017)

O segmento Cogeração apresenta termo fixo de R\$ 0,814300/m³, referente ao custo do gás canalizado e do transporte.

Assim como os termos variáveis, o termo fixo já considera os valores dos tributos PIS/PASEP e COFINS, incidentes no fornecimento pela Concessionária. Porém os custos referentes ao ICMS não estão incluídos, sendo necessário acrescentar uma alíquota de 15%. Portanto, o faturamento final do importe de gás natural deverá constar o custo fixo, acrescido dos custos variáveis e ICMS.

3.2.3 VIABILIDADE

Foco principal deste estudo, à viabilidade da aplicação do sistema de aquecimento de piscina, através de cogeração, é imprescindível realizar os estudos de viabilidade técnica e econômica. Com base nas premissas declaradas, as análises de viabilidade serão detalhadas neste item 3.2.3.

3.2.3.1 TÉCNICA

Em função das demandas por energia elétrica e água quente e com foco em aquecer as piscinas, o dimensionamento da cogeração foi realizado na configuração bottoming, priorizando o atendimento à energia térmica.

Prevendo paradas para realização de manutenções preventivas, um fator de disponibilidade de 95% foi considerado à utilização do CHP, bem como, um fator de carga de 100% (1) foi considerado, supondo-se que o CHP será utilizado à plena carga, dentro dos períodos de disponibilidade. Portanto, para considerar a utilização mensal (horas/mês) do sistema de cogeração, deve-se seguir:

$$Utilização\ do\ CHP = 24 \frac{horas}{dia} * \left(\frac{365\ dias}{12\ meses} \right) * 0,95 = 693,5\ h/mês$$

Para atender completamente a base de consumo térmico de 49.625 kWh/mês, o CHP precisará ter uma capacidade térmica teórica (ideal) de 71,6 kW, estimada pelo seguinte cálculo:

$$Capacidade\ térmica\ teórica\ do\ CHP = \frac{49.625 \frac{kWh}{mês}}{693,5 \frac{h}{mês} * 1} = 71,6\ kW$$

Consultando catálogos de fornecedores, adotou-se o micro CHP (MCHP) modelo VCG30S da Marca Power Link (Figura 3.7), pelo fato de possuir sua capacidade térmica próxima à capacidade térmica teórica calculada. As principais características do MCHP VCG30S são:

- Capacidade elétrica: 30,0 kW;
- Capacidade térmica: 65,2 kW;
- Eficiência elétrica: 29,2%;
- Eficiência térmica: 63,5%;
- Dimensões: 1750 x 900 x 1500 mm;
- Peso: 1024 kg.



Figura 3.7 – Micro CHP VCG30S

Fonte: POWER LINK (2015)

A demanda energética total, do combustível Gás Natural, pode ser encontrada através da proporção entre as características elétricas, potência elétrica e eficiência elétrica disponibilizadas pelo fornecedor, e com base na eq.(2.1).

$$Demanda\ energética\ total = \frac{30\ kW}{0,292} = 102,7\ kW$$

O consumo nominal de gás, em m³/h, pode ser calculado a partir do Poder Calorífico Inferior (PCI) do gás natural, igual à 8560 kcal/m³, e o critério teórico termodinâmico de 860 kcal/kWh, conforme Nota Técnica CGEI nº 01/98 de 22/09/98 (E&E, 1998).

$$Consumo\ nominal\ GN = 102,7\ kW * \frac{\frac{860\ kcal}{kWh}}{\frac{8560\ kcal}{m^3}} = 10,32\ \frac{m^3}{h}$$

Porém, considerando a disponibilidade de 95%, as capacidades de geração reais do equipamento passam a ser:

- Capacidade elétrica: 28,5 kW;
- Capacidade térmica: 61,9 kW;
- Consumo energético: 97,6 kW.

Com base na eq.(2.4) e nas características do MCHP, é possível calcular o Fator de Utilização de Energia (FUE) do sistema de cogeração proposto, encontrando-se um FUE de 92,66%.

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = \frac{30\ kW + 65,2\ kW}{102,7\ kW} = \frac{95,2\ kW}{102,7\ kW} = 92,66\ \%$$

Visto que a capacidade térmica do equipamento é de 65,2 kW, sua geração térmica será de 45.216 kWh/mês, conforme o cálculo:

$$\text{Geração térmica do CHP} = 65,2 \text{ kW} * 693,5 \frac{\text{h}}{\text{mês}} * 1 = 45.216 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Por não atingir os 49.625 kWh/mês requisitados, ainda será necessário consumir energia elétrica, através das bombas de calor existentes, para gerar o complemento de 4.409 kWh/mês, referente à diferença entre a necessidade térmica (49.625 kWh/mês) e a geração térmica real (45.216 kWh/mês). Apesar de não ficar totalmente independente do aquecimento elétrico, pós inclusão do CHP, a quantidade de energia elétrica que será consumida ao aquecimento da piscina cairá de 12.406 kWh/mês, referente à média do consumo da Tabela 3.7, para 1.102 kWh/mês, conforme o cálculo proporcional de geração:

$$\text{Consumo elétrico ao aquecimento pós CHP} = 12.406 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{4.409 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}}{49.625 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}} = 1.102 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Mas ainda, além desta economia de energia elétrica proporcionada pelo CHP, o sistema de cogeração deverá gerar energia elétrica, simultaneamente à geração de energia térmica. Portanto, as capacidades, elétrica (30 kW) e térmica (65,2 kW), do equipamento são proporcionais às suas gerações de energia, de modo que a geração elétrica mensal do CHP será, em média, de 20.805 kWh/mês, para atender a geração térmica de 45.216 kWh/mês, seguindo o seguinte cálculo proporcional:

$$\text{Geração elétrica do CHP} = 45.216 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{30 \text{ kW}}{65,2 \text{ kW}} = 20.805 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Caso o sistema de cogeração atenda os requisitos, realizados a seguir neste item 3.2.3.1, e seja considerado uma cogeração qualificada, esta geração de energia elétrica poderá ser conectada à rede da EDP e permitirá sua participação no sistema de compensação de energia, de modo que reduzirá parcialmente o consumo de energia elétrica do clube.

Portanto, a implementação do sistema de cogeração irá reduzir o consumo de energia elétrica, destinado ao uso térmico, e gerar energia elétrica para outras atividades do clube. Sendo assim, no cenário da cogeração, o consumo elétrico médio passará a ser de:

$$\text{Consumo} = 107.560 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} - 20.805 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} - \left(12.406 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} - 1.102 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right) = 75.451 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

O gráfico da Figura 3.8 totaliza, apresenta e compara estas possíveis reduções mensais de consumo, obtidas com a utilização do equipamento CHP, ao consumo total, sem utilização do CHP.

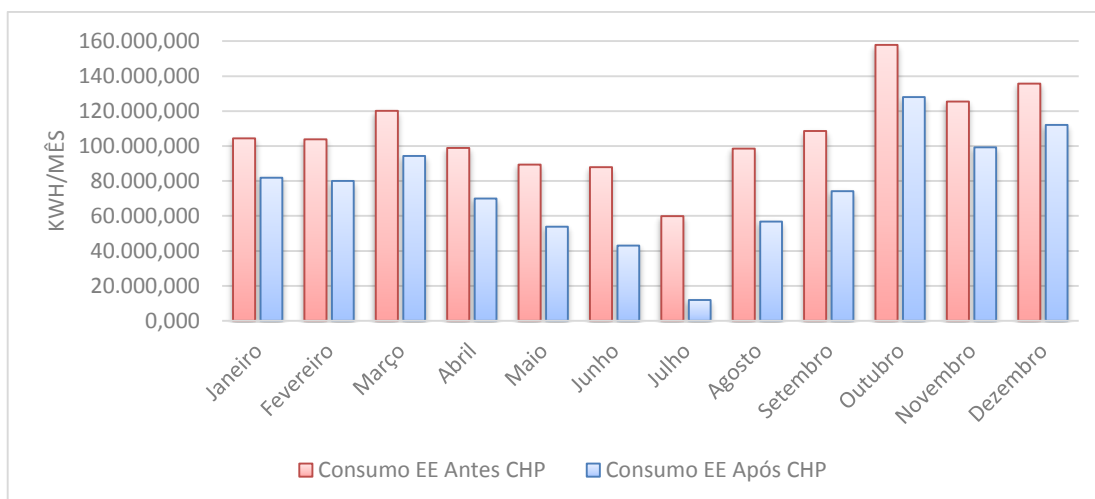


Figura 3.8 – Redução no consumo de energia elétrica possibilitada pelo CHP

Fonte: Elaborado pelo autor

Além de reduzir o consumo de energia elétrica, a demanda elétrica média de 373,699 kW, utilizada no sistema convencional pelo empreendimento, e a ultrapassagem média de 48,699 kW sofrerão uma redução, segundo a Tabela 3.14, devido à demanda elétrica adicional de 28,5 kW, que será fornecida pelo CHP. Com isso a demanda média, pós cogeração, será de 351,8577 kW e a ultrapassagem média será de 26,8577 kW.

Tabela 3.14 – Demanda e ultrapassagem de demanda, antes e depois da cogeração

Demanda Elétrica kW				
Mês	Convencional		Cogeração	
	Demanda	Ultrapassagem	Demanda	Ultrapassagem
Jan	415,6315	90,6315	387,1315	62,1315
Fev	406,7286	81,7286	378,2286	53,2286
Mar	394,8003	69,8003	366,3003	41,3003
Abr	378,8397	53,8397	350,3397	25,3397
Mai	365,7356	40,7356	337,2356	12,2356
Jun	325,0000	0,0000	325,0000	0,0000
Jul	325,0000	0,0000	325,0000	0,0000
Ago	348,9360	23,9360	325,0000	0,0000
Set	335,1600	10,1600	325,0000	0,0000
Out	354,5823	29,5823	326,0823	1,0823
Nov	407,2546	82,2546	378,7546	53,7546
Dez	426,7201	101,7201	398,2201	73,2201
Média	373,6990	48,6990	351,8577	26,8577

Fonte: Elaborado pelo autor

Contudo, apesar de reduzir o consumo e a demanda de energia elétrica, o aquecimento da piscina consumirá outro combustível, neste caso o gás natural, para atender sua demanda térmica. Desta maneira, considerando a utilização, o fator de carga e o consumo nominal de GN, será acrescentado um consumo de 7.158,29 m³/mês de gás natural ao balanço energético, conforme o cálculo seguinte.

$$\text{Consumo de GN} = 693,5 \frac{h}{\text{mês}} * 1 * 10,3 \frac{m^3}{h} = 7.158,29 \frac{m^3}{\text{mês}}$$

A partir do dimensionamento realizado neste capítulo, é factível realizar o balanço energético de utilização do CHP. A Figura 3.9, ilustra o balanço energético completo de funcionamento do equipamento de cogeração e nos permite realizar os cálculos de qualificação.

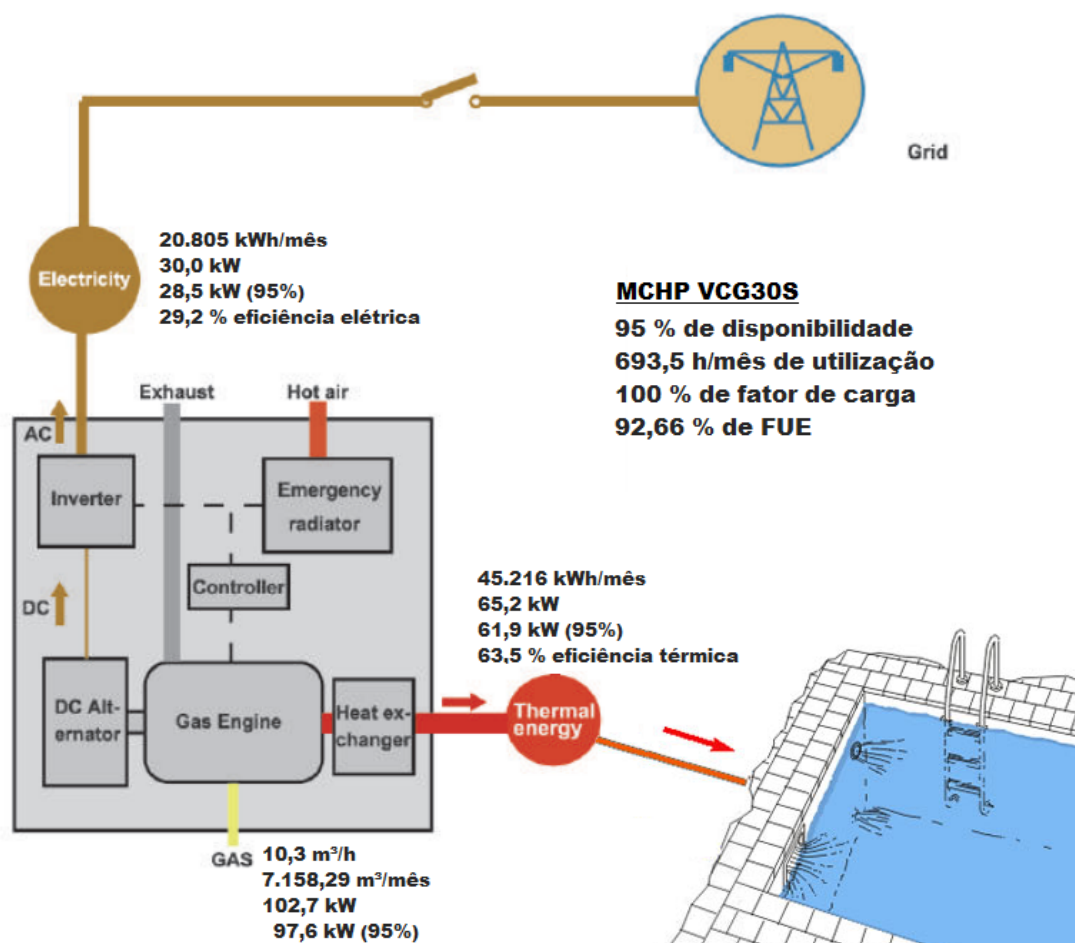


Figura 3.9 – Balanço energético do CHP

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em POWER LINK (2015)

Visto que, à cogeração em estudo, será utilizado o Gás Natural (GN) como fonte de energia e a Potência Instalada não ultrapassa 5 MW, os fatores de ponderação e de cogeração que deverão ser utilizados, conforme Tabela 2.3, são respectivamente:

- $X = 2,14$;
- $F_c \% = 41\%$.

Para atender à Resolução 235, de 14 de novembro de 2006 (ANEEL, 2006), e se enquadrar como Cogeração Qualificada, deve-se analisar os dois requisitos base, requisito A conforme eq.(2.5) e requisito B conforme eq.(2.6).

Requisito A:

$$\frac{Et}{Ef} = \frac{61,9 \frac{kWh}{h}}{97,6 \frac{kWh}{h}} = 63,46\%$$

Já que o resultado é maior do que 15%, o requisito A estará cumprido.

Requisito B:

$$\left(\frac{Et}{Ef}\right) \div X + \frac{Ee}{Ef} = \left(\frac{61,9 \frac{kWh}{h}}{97,6 \frac{kWh}{h}}\right) \div 2,14 + \frac{28,5 \frac{kWh}{h}}{97,6 \frac{kWh}{h}} = 58,85\%$$

O requisito B é maior do que o fator de cogeração, logo, o sistema de cogeração também cumpre o requisito B. Por conta de cumprir os dois requisitos, a cogeração pode ser considerada qualificada e poderá usufruir de seus benefícios e incentivos.

3.2.3.2 ECONÔMICA

Com todos os dimensionamentos energéticos realizados, deve-se efetuar os cálculos para verificar a viabilidade financeira e possibilitar uma decisão mais assertiva e segura ao futuro do projeto.

3.2.3.2.1 OPEX

A primeira análise que será realizada é em relação aos custos operacionais (OPEX) mensais, tanto ao sistema de cogeração proposto, quanto ao sistema convencional.

O ponto de partida, à análise dos custos operacionais, será pelos gastos com energia elétrica.

Fundamentadas pelas Tabela 3.1 e Tabela 3.8, é possível utilizar as seguintes premissas sobre o consumo médio mensal de energia elétrica convencional do empreendimento:

- Consumo Total: 107.560,400 kWh/mês;
- Consumo Ponta: 7.965,518 kWh/mês;
- Consumo Fora de Ponta: 99.594,882 kWh/mês;
- Consumo para aquecimento: 12.406,289 kWh/mês;
- Consumo para demais equipamentos: 95.154 kWh/mês.

Com as reduções de consumo de energia elétrica, possibilitadas pelo CHP (Figura 3.8), o consumo total médio passou de 107.560,400 kWh/mês para 75.451,350 kWh/mês. Para definir os consumos ponta e fora de ponta do cenário de cogeração, foi mantida a mesma proporção do cenário convencional, 7,41% do consumo em horário de ponta. Logo, o consumo médio mensal de energia elétrica, no cenário de cogeração, ficará da seguinte maneira:

- Consumo Total: 75.451,350 kWh/mês;
- Consumo Ponta: 5.587,643 kWh/mês;
- Consumo Fora de Ponta: 69.863,708 kWh/mês;
- Consumo para aquecimento: 1.102 kWh/mês;
- Consumo para demais equipamentos: 74.349 kWh/mês.

Já em relação a demanda elétrica, a demanda contratada de 325 kW será mantida, porém, a demanda média de 373,699 kW, utilizada no sistema convencional pelo empreendimento, e a ultrapassagem média de 48,699 kW sofrerão uma redução. Segundo a Tabela 3.14, a demanda média, pós cogeração, será de 351,858 kW e a ultrapassagem média será de 26,858 kW.

Segundo as tarifas completas da Tabela 3.12 e os consumos e demandas levantados acima, os custos dos dois cenários serão calculados detalhadamente.

Para o sistema convencional, temos os seguintes custos médios mensais com energia elétrica:

$$\text{Custo do Consumo Ponta} = 7.965,518 \text{ kWh} * \frac{\text{R\$ } 1,15800}{\text{kWh}} = \text{R\$ } 9.224,08$$

$$\text{Custo do Consumo Fora de Ponta} = 99.594,882 \text{ kWh} * \frac{\text{R\$ } 0,38477}{\text{kWh}} = \text{R\$ } 38.320,71$$

$$\text{Custo da Demanda} = 373,699 \text{ kW} * \frac{\text{R\$ } 9,274}{\text{kW}} = \text{R\$ } 3.465,50$$

$$\text{Custo da Ultrapassagem de Demanda} = 48,699 \text{ kW} * \frac{\text{R\$ } 18,547}{\text{kW}} = \text{R\$ } 903,22$$

$$\text{Contribuição Municipal} = \text{R\$ } 243,47$$

Totalizando 51.913,52 reais aos 107.560,400 kWh consumidos.

O custo específico da energia elétrica, necessário para calcular a diferença entre o custo da energia elétrica destinada ao aquecimento e aos demais equipamentos, é obtido a seguir:

$$\text{Custo específico} = \frac{R\$ 51.913,52}{107.560,400 \text{ kWh}} = \frac{R\$ 0,48265}{\text{kWh}} = \frac{R\$ 482,65}{\text{MWh}}$$

Com base no custo específico, podemos calcular qual o custo de energia elétrica, destinado à cada uso final (aquecimento ou demais equipamentos) do cenário convencional, através do seguinte cálculo:

$$\text{Custo específico aquecimento} = 12.406,289 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{R\$ 0,48265}{\text{kWh}} = R\$ 5.987,84$$

$$\text{Custo específico demais} = 95.154 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{R\$ 0,48265}{\text{kWh}} = R\$ 45.925,68$$

A Tabela 3.15 apresenta um resumo com os custos médios de energia elétrica que o sistema convencional tende a possuir.

Tabela 3.15 – Custo operacional mensal com energia elétrica, ao cenário convencional

Custo Mensal com Energia Elétrica - Convencional				
EDP Bandeirante - A4 VERDE	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Consumo na Ponta	R\$ 1,15800 /kWh	-	7.965,518	R\$ 9.224,08
Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,38477 /kWh	-	99.594,882	R\$ 38.320,71
Demanda Ponta	R\$ 9,274 /kW	373,699	-	R\$ 3.465,50
Demanda Fora Ponta	R\$ 9,274 /kW			
Ultrapassagem de Demanda	R\$ 18,547 /kW	48,699	-	R\$ 903,22
Iluminação Pública - CIP				R\$ 243,47
Total mensal				107.560,400 R\$ 51.913,52
Custo Específico EE (R\$/MWh)				482,65
Custo Específico Aquecimento				R\$ 5.987,84
Custo Específico Demais Equip.				R\$ 45.925,68

Fonte: Elaborado pelo autor

Já ao sistema de cogeração proposto, teremos os seguintes custos mensais com energia elétrica:

$$\text{Custo do Consumo Ponta} = 5.587,643 \text{ kWh} * \frac{R\$ 1,15800}{\text{kWh}} = R\$ 6.470,50$$

$$\text{Custo do Consumo Fora de Ponta} = 69.863,708 \text{ kWh} * \frac{R\$ 0,38477}{\text{kWh}} = R\$ 26.881,17$$

$$\text{Custo da Demanda} = 351,858 \text{ kW} * \frac{R\$ 9,274}{\text{kW}} = R\$ 3.262,96$$

$$\text{Custo da Ultrapassagem de Demanda} = 26,858 \text{ kW} * \frac{R\$ 18,547}{\text{kW}} = R\$ 498,13$$

$$\text{Contribuição Municipal} = R\$ 243,47$$

Totalizando 37.112,76 reais aos 75.451,350 kWh consumidos.

O custo específico da energia elétrica será:

$$\text{Custo específico} = \frac{R\$ 37.112,76}{75.451,350 \text{ kWh}} = \frac{R\$ 0,49188}{\text{kWh}} = \frac{R\$ 491,88}{\text{MWh}}$$

O custo de energia elétrica, destinado à cada uso final (aquecimento ou demais equipamentos) do cenário de cogeração, será:

$$\text{Custo específico aquecimento} = 1.102 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{R\$ 0,49188}{\text{kWh}} = R\$ 542,17$$

$$\text{Custo específico demais} = 74.349 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} * \frac{R\$ 0,49188}{\text{kWh}} = R\$ 36.570,59$$

A Tabela 3.16 apresenta um resumo com os custos médios de energia elétrica, estimados ao sistema de cogeração.

Tabela 3.16 – Custo operacional mensal com energia elétrica, ao cenário de cogeração

Custo Mensal com Energia Elétrica - Cogeração				
EDP Bandeirante - A4 VERDE	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Consumo na Ponta	R\$ 1,15800 /kWh	-	5.587,643	R\$ 6.470,50
Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,38477 /kWh	-	69.863,708	R\$ 26.881,17
Demanda Ponta	R\$ 9,274 /kW	351,858	-	R\$ 3.262,96
Demanda Fora Ponta	R\$ 9,274 /kW			
Ultrapassagem de Demanda	R\$ 18,547 /kW	26,858	-	R\$ 498,13
Iluminação Pública - CIP				R\$ 243,47
Total mensal			75.451,350	R\$ 37.112,76
Custo Específico EE (R\$/MWh)				491,88
Custo Específico Aquecimento				R\$ 542,17
Custo Específico Demais Equip.				R\$ 36.570,59

Fonte: Elaborado pelo autor

Levantados os custos com energia elétrica, é necessário realizar uma estimativa aos gastos referentes ao gás natural, acrescentados pelo uso do CHP. O consumo de 7.158,29 m³/mês de gás natural e as tarifas levantadas no item 3.2.2.2.2, permitem o cálculo.

Com base na Tabela 3.13, em relação ao termo variável, o cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das classes de consumo. Por isso, os primeiros 5.000 m³ são cobrados com a tarifa de 0,470084 R\$/m³, referente à primeira classe (0 a 5.000 m³), e os demais 2.158,29 m³ são cobrados com a tarifa de 0,369164 R\$/m³, referente à segunda classe (5.000,01 a 50.000 m³).

$$\text{Custo do GN (Termo Variável 1)} = 5.000 \text{ m}^3 * 0,470084 \frac{\text{R\$}}{\text{m}^3} = \text{R\$ } 2.350,42$$

$$\text{Custo do GN (Termo Variável 2)} = 2.158,29 \text{ m}^3 * 0,369164 \frac{\text{R\$}}{\text{m}^3} = \text{R\$ } 796,76$$

Em relação ao termo fixo, de 0,814300 R\$/m³, os 7.158,29 m³ custarão o valor de 5.829,00 reais.

$$\text{Custo do GN (Termo Fixo)} = 7.158,29 \text{ m}^3 * 0,814300 \frac{\text{R\$}}{\text{m}^3} = \text{R\$ } 5.829,00$$

Por conseguinte, o valor final da fatura de gás, sem considerar o ICMS, será de 8.976,18 reais, de modo que apresenta uma tarifa média de 1,253956 R\$/m³. Acrescentando a alíquota referente ao ICMS, de 15%, a tarifa média passa a ser de 1,475242 R\$/m³ e o custo total médio da fatura de gás 10.560,22 reais. A Tabela 3.17 resume os cálculos realizados, referentes aos custos do gás natural.

Tabela 3.17 – Custos com o Gás Natural na proposta de cogeração

Classes		Consumo de GN	Termo Variável	Valores
1	0 a 5000	5000,00 m³	0,470084 R\$/m³	R\$ 2.350,42
2	5000,01 a 50000	2158,29 m³	0,369164 R\$/m³	R\$ 796,76
		Termo Variável Médio	0,439656 R\$/m³	R\$ 3.147,18
		Termo Fixo	0,814300 R\$/m³	R\$ 5.829,00
Tarifa média s/ ICMS		1,253956 R\$/m³	Valor fatura s/ ICMS	R\$ 8.976,18
Tarifa média c/ ICMS		1,475242 R\$/m³	Valor fatura c/ ICMS	R\$ 10.560,22

Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, o custo de manutenção do sistema de cogeração deverá ser considerado, para atingir uma análise com maior precisão. Conforme Andreos (2017b), o custo de manutenção para a tecnologia MCI gira em torno de 75 reais para cada MWh elétrico gerado. Portanto o custo de manutenção é de 1560,38 reais, conforme cálculo a seguir.

$$\text{Custo de Manutenção} = 75 * \frac{20.805 \frac{kWh}{mês}}{1000} = \text{R\$ } 1.560,38$$

A manutenção periódica de bombas de calor não foi considerada pois apresenta custos desprezíveis em relação à manutenção do sistema de cogeração.

Totalizando os custos dos cenários, em relação aos custos operacionais mensais médios, as seguintes faturas são encontradas:

- Cenário Convencional: R\$ 51.913,52 (EE=Total);

- Cenário Cogeração: R\$ 37.112,76 (EE) + R\$ 10.560,22 (GN) + R\$ 1.560,38 (Manutenção) = R\$ 49.233,36 (Total).

Obtem-se uma economia operacional média mensal de 2.680,17 reais, o equivalente a uma economia anual de 32.162,06 reais.

3.2.3.2.2 CAPEX

Após o levantamento de todos os custos operacionais, é o momento de calcular os custos e o montante de investimento à aquisição do sistema (CAPEX).

O valor dos equipamentos, necessários à instalação da cogeração, totalizam 160 mil reais. Já os custos de instalação, estão em torno de 80 mil reais. De modo que, o capital de investimento inicial, necessário para obter o sistema de cogeração proposto, será de 240 mil reais. Valores referentes ao segundo semestre de 2017, considerando o dólar em torno de 3,2 reais, conforme Finance (2017).

Por se tratar de uma análise de viabilidade à substituição de um sistema convencional, que já está com seus custos de investimento quitados, será adotado custo zero ao sistema convencional para esta análise econômica.

3.2.3.2.3 ANÁLISE ECONÔMICA

Em posse de todos os custos, neste ponto temos informações suficientes para realizar as análises econômicas indicadas no item 2.4.

Em geral, sistemas de cogeração, que são utilizados em plena carga, atingem seu número máximo de horas de operação em, aproximadamente, 10 anos. Por este motivo, o período “n” considerado aos cálculos de viabilidade econômica será de 10 anos de vida útil. Considera-se uma taxa de desconto “r” igual a 10 %, referente à taxa mínima de atratividade.

O fluxo de caixa deve considerar o montante inicial de investimento, 240 mil reais, e a economia anual que o sistema de cogeração irá proporcionar, 32.162,06 reais.

O gráfico da Figura 3.10, abaixo, apresenta os fluxos de caixa do projeto, considerando dois fluxos distintos. O fluxo de caixa simples (FLC), representado com a cor azul, desconsidera a desvalorização do dinheiro no tempo e, com isso, desconsidera a taxa de desconto, utilizando os valores nominais ao fluxo. Já em vermelho, o fluxo de caixa descontado (FLCD) é realizado, baseado na eq.(2.7), considerando a desvalorização do dinheiro no tempo e, por este motivo, considera a taxa de desconto de 10 %.

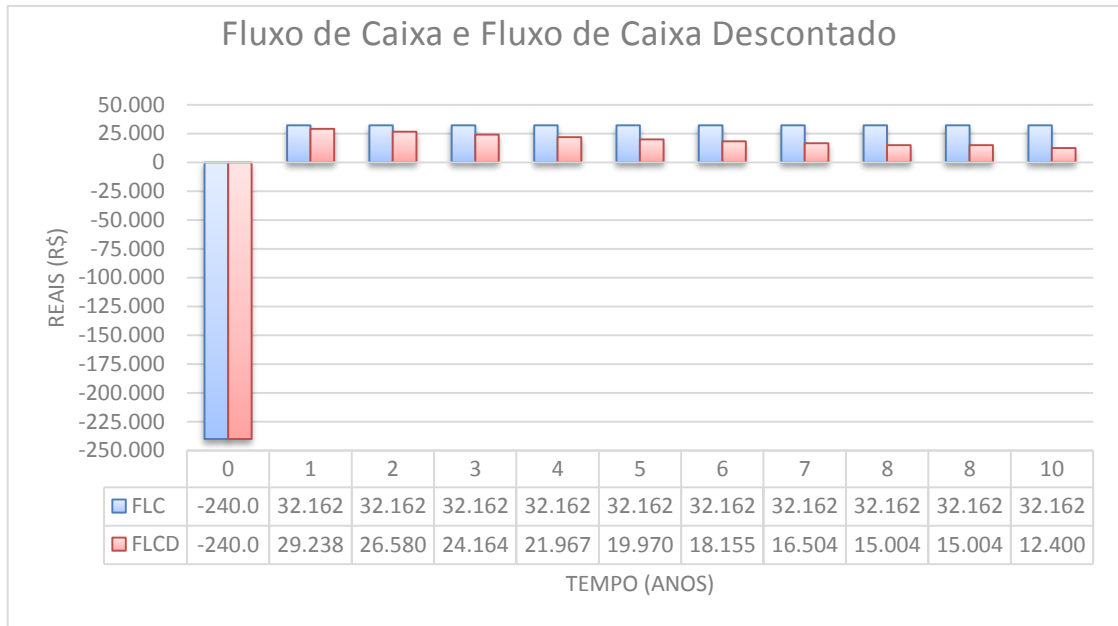


Figura 3.10 – Fluxos de Caixa

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nas eq.(2.8) e eq.(2.9) e somando os fluxos FLC, de forma acumulativa, é possível encontrar o Payback Simples do estudo. Observando o gráfico da Figura 3.11, referente ao fluxo de caixa acumulado, pode-se observar que o Payback Simples está entre os anos 7 e 8, mais exatamente em 7,46 anos.

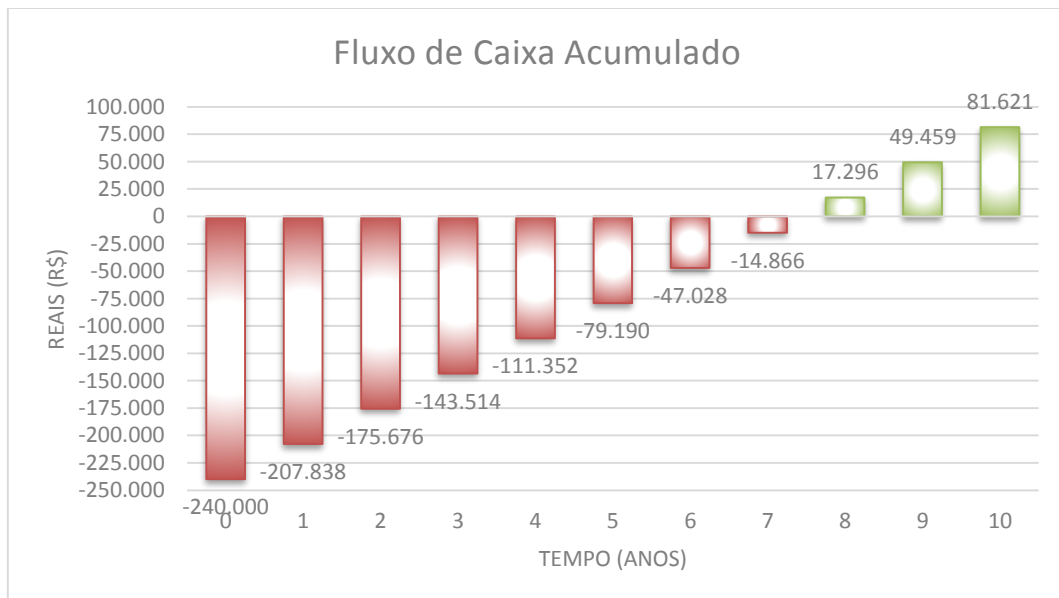


Figura 3.11 – Fluxo de Caixa Acumulado e Payback Simples

Fonte: Elaborado pelo autor

Somando os fluxos FLCD, de forma acumulativa, é possível encontrar o Payback Descontado do estudo. O gráfico da Figura 3.12, baseado em fluxos de caixa descontados acumulados, exhibe que o sistema não terá sido pago, no período de 10 anos de vida útil do projeto. O Payback Descontado do estudo se daria apenas após 14,4 anos, caso o período útil fosse de 15 anos ao invés de 10 anos.

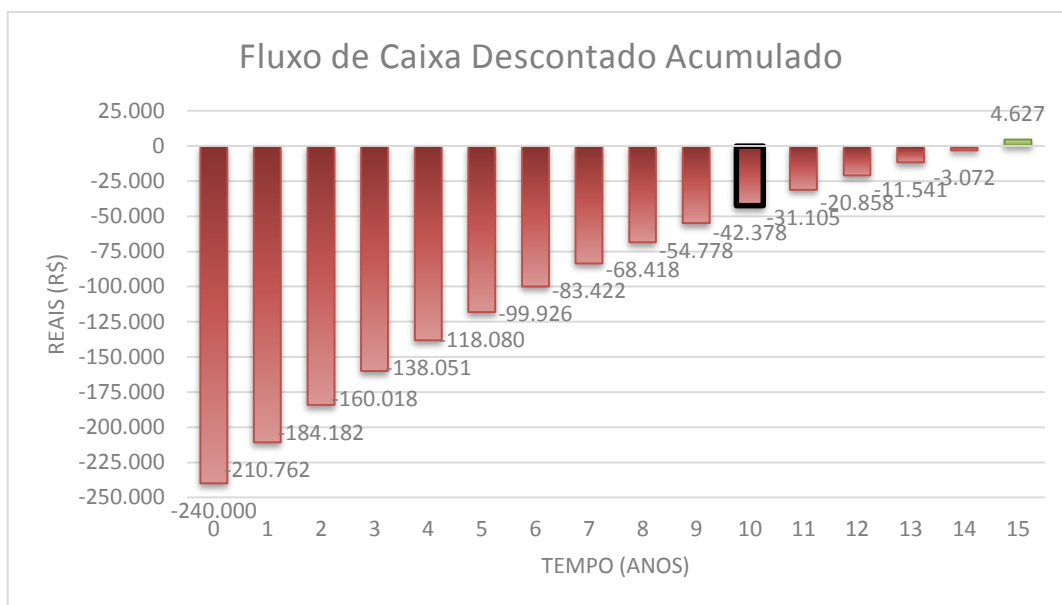


Figura 3.12 – Fluxo de Caixa Descontado Acumulado e Payback Descontado

Fonte: Elaborado pelo autor

Observando-se novamente o gráfico da Figura 3.12, pode-se notar que, após os 10 anos de vida útil, o sistema ainda apresentará déficit de -42.378 reais, sendo este o valor do VPL do estudo.

Realizando os cálculos, através da eq.(2.11), encontra-se que a taxa de desconto necessária para zerar o VPL, referente à TIR, é de 5,71 %.

3.3 RESULTADOS

Com as viabilidades técnicas e econômicas estipuladas, neste capítulo será realizada uma análise geral dos resultados encontrados.

Totalizando o balanço energético dos sistemas, anterior e posterior à cogeração, foi possível realizar a Tabela 3.18, considerando todos os dados energéticos médios mensais elétrico, térmico e de gás natural, levantados no item 3.2.3.1.

Tabela 3.18 – Resumo Energético Comparativo

Projeto Clube SJC	Convencional	Cogeração
Energia Elétrica	373,7 kW	351,9 kW
Energia Elétrica - Demais Equipamentos		
Consumo de Energia Elétrica	95.154 kWh/mês	74.349 kWh/mês
Energia - Aquecimento		
Consumo de Energia Elétrica	12.406 kWh/mês	1.102 kWh/mês
Energia térmica mensal	49.625 kWh/mês	4.409 kWh/mês
Cogeração - CHP		
Disponibilidade		95%
Utilização mensal		693,5 h/mês
Fator de carga		1
Consumo Energético GN		102,7 kW
Consumo Energético GN Disponibilidade		97,6 kW
Consumo nominal		10,32 m ³ /h
Consumo mensal		7.158,29 m ³ /mês
Capacidade Elétrica		30,0 kWe
Capacidade Elétrica Disponibilidade		28,5 kWe
Eficiência Elétrica		29,2%
Geração Elétrica mensal		20.805 kWh/mês
Capacidade Térmica		65,2 kWt
Capacidade Térmica Disponibilidade		61,9 kWt
Eficiência Térmica		63,5%
Geração térmica mensal		45.216 kWh/mês
Fator de Utilização de Energia - FUE		92,66%

Fonte: Elaborado pelo autor

O consumo de energia elétrica utilizado ao aquecimento da piscina, considerado nobre para esta finalidade térmica, será reduzido em 91,12% (11.304 kWh/mês). Já a utilização de energia elétrica da EDP Bandeirantes aos demais equipamentos do clube, devido a geração elétrica do CHP, será reduzida em 21,86% (20.805 kWh/mês). Totalizando uma economia elétrica média mensal de 29,85% (32.109 kWh/mês), conforme o gráfico da Figura 3.13 a seguir.

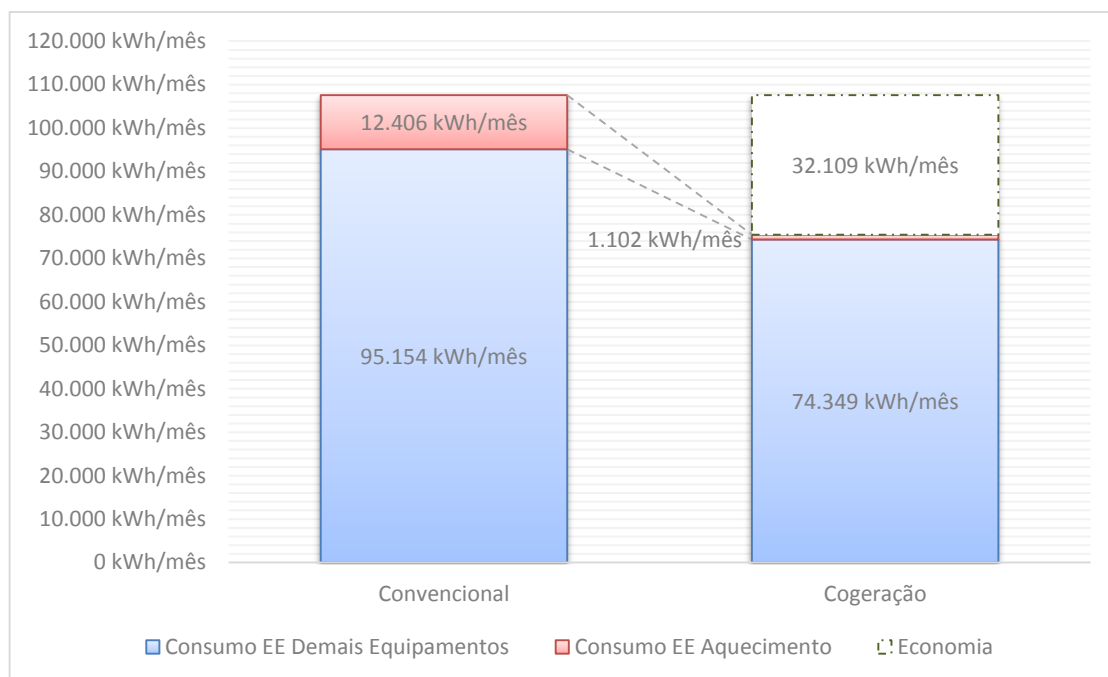


Figura 3.13 – Consumo médio mensal de energia elétrica pré e pós cogeração

Fonte: Elaborado pelo autor

Além do benefício de melhor utilização da energia elétrica, a cogeração se mostra com um alto rendimento e Fator de Utilização de Energia igual a 92,66%, apresentando uma ótima eficiência ao uso do Gás Natural em suas conversões energéticas. Apesar disso, deve-se atentar ao acréscimo de gás ao sistema proposto.

Totalizando as faturas energéticas dos sistemas, anterior e posterior à cogeração, foi possível realizar a Tabela 3.19, considerando um resumo de custos médios mensais elétrico e de gás natural.

Tabela 3.19 – Resumo Financeiro Comparativo

Projeto Ideal	Convencional	Cogeração
Energia Elétrica - Demais Equipamentos		
Tarifa EE	R\$ 0,48265 /kWh	R\$ 0,49188 /kWh
Fatura mensal EE	R\$ 45.925,68	R\$ 36.570,59
Energia Elétrica - Aquecimento		
Tarifa EE	R\$ 0,48265 /kWh	0,491877 R\$/m3
Fatura mensal EE Aquecimento	R\$ 5.987,84	R\$ 542,17
Cogeração - CHP		
Manutenção		R\$ 1.560,38
Tarifa GN		1,475242 R\$/m3
Fatura mensal GN		R\$ 10.560,22

Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico da Figura 3.14, a seguir, contempla um resumo de todos os custos operacionais levantados no item 3.2.3.2.1 e apresentados na Tabela 3.19. Com ele podemos observar que utilizando o sistema de cogeração, obter-se-ia uma economia operacional média mensal de 2.680,17 reais, o equivalente a 5,16 % de redução de custos e economia anual de 32.162,06 reais.

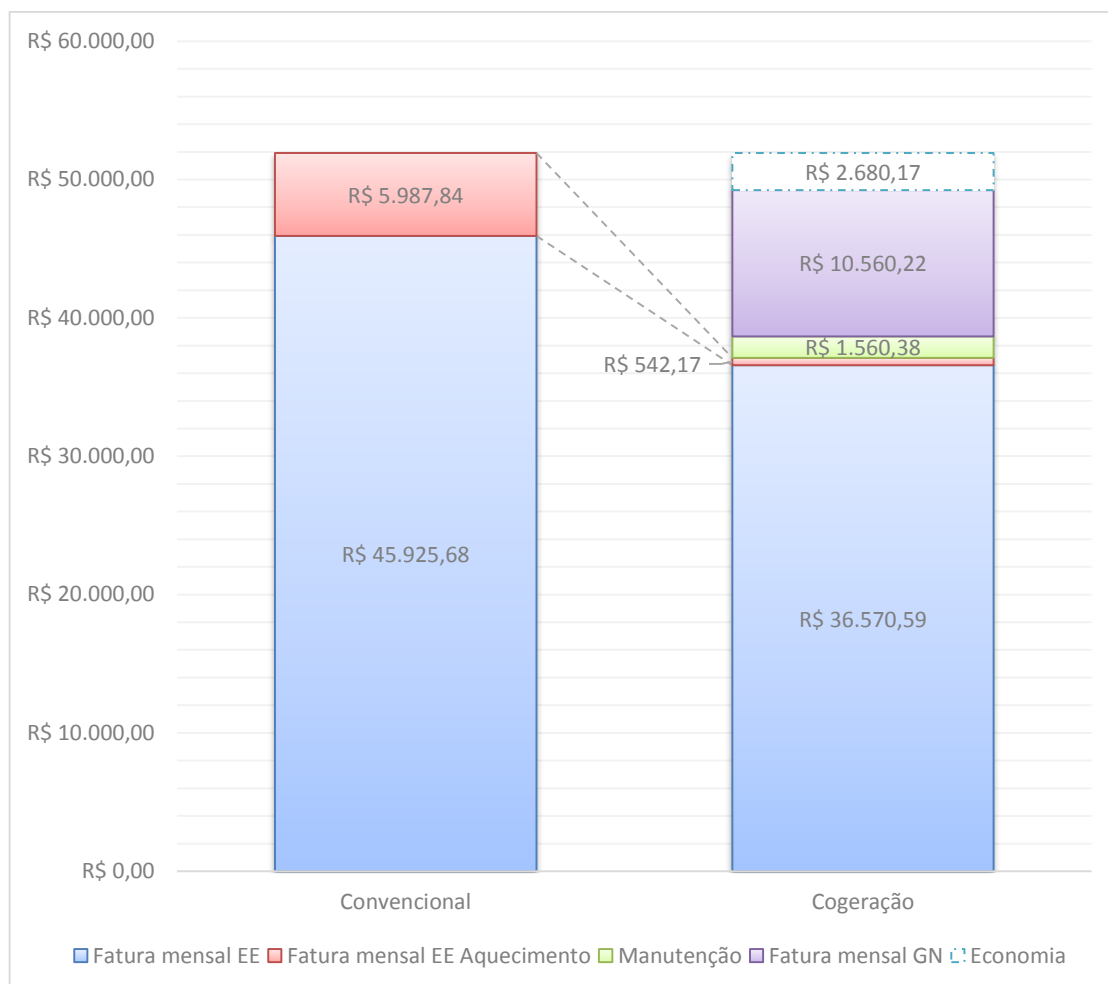


Figura 3.14 – Análise mensal de OPEX

Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar de apresentar uma economia operacional positiva, as tarifas aplicadas à análise econômica não permitem que o montante investido, à aquisição e instalação dos equipamentos de cogeração, possua o retorno esperado. Analisando exclusivamente o Payback Simples, gráfico da Figura 3.11, poderíamos acreditar em uma viabilidade atrativa, porém, ao analisar o Payback Descontado pelo gráfico da Figura 3.12, notamos que o sistema não terá o retorno mínimo esperado ao final de 10 anos, conforme a taxa mínima de atratividade (taxa de desconto) aplicada. VPL negativo e TIR menor do que a TMA são grandes indicativos de que o projeto

deve ser recusado. Segundo Andreos (2017b), projetos de cogeração, no mercado brasileiro, são atrativos para tempo de retorno de investimento de no máximo 5 anos.

Portanto, em relação à viabilidade técnica, a substituição, do sistema convencional por um sistema de cogeração, apresenta ótimos resultados. Porém, em relação à viabilidade econômica, a substituição não apresenta resultados tão atrativos, apesar da economia operacional obtida.

3.3.1 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

A viabilidade econômica é sensível e está diretamente relacionada à dois fatores principais: tarifa do gás natural e capital investido. Por este motivo, resolveu-se realizar análises de sensibilidade em relação a estes fatores.

3.3.1.1 TARIFA DO GÁS NATURAL

Primeiramente, foi realizada uma análise para obter qual a tarifa limite, máxima, do GN que viabilizaria o projeto. Chegou-se a conclusão de que, a tarifa do gás viabilizaria o projeto caso fosse menor ou igual à 1,394953 R\$/m³. Neste valor de tarifa o projeto teria VPL igual à zero, TIR igual à TMA (10%), payback descontado igual ao período de vida útil do sistema (gráfico da Figura 3.16), de 10 anos, e payback simples de 6,14 anos (gráfico da Figura 3.15). Ou seja, caso a tarifa do gás recebesse um desconto de pelo menos 5,44%, o sistema poderia se tornar atrativo.

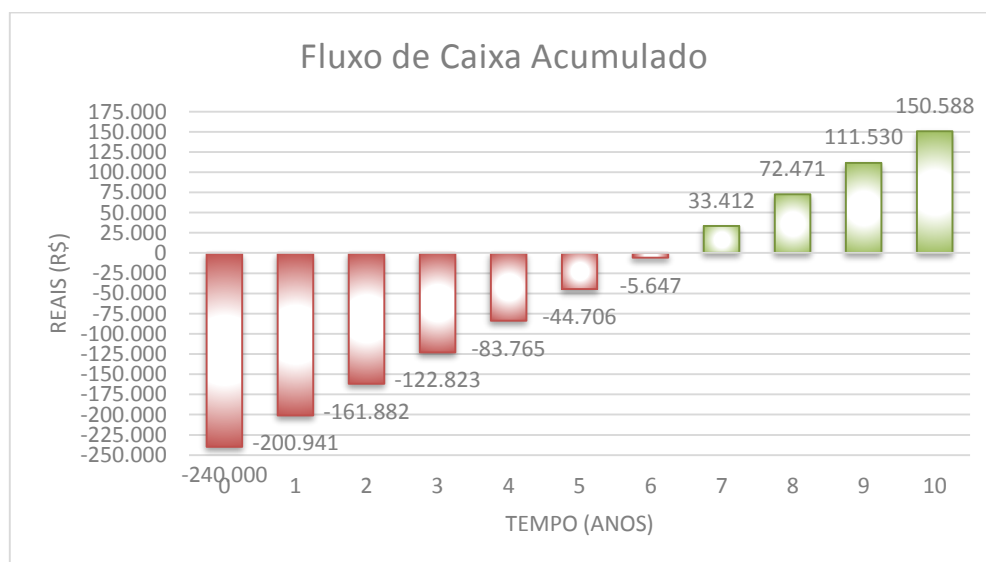


Figura 3.15 – Fluxo de caixa e payback simples ao limite de viabilidade

Fonte: Elaborado pelo autor

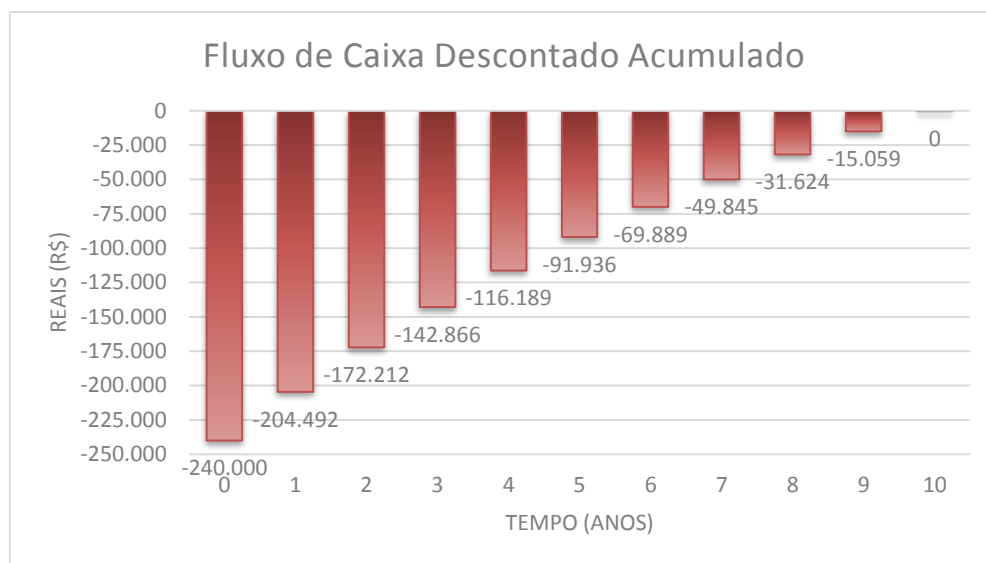


Figura 3.16 – Fluxo de caixa e payback descontado ao limite de viabilidade

Fonte: Elaborado pelo autor

Dando sequência à análise de sensibilidade iniciada, é interessante comparar este mesmo projeto, considerando as mesmas características técnicas, sendo executado em anos passados, substituindo apenas a tarifa do gás vigente em cada período. A variação real da tarifa do gás natural foi obtida através do histórico das últimas 10 Deliberações da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP, 2017):

- Deliberação Arsesp nº 234, de 27-05-2011;
- Deliberação Arsesp nº 340, de 30-05-2012;
- Deliberação Arsesp nº 421, de 24-05-2013;
- Deliberação Arsesp nº 496, de 27-05-2014;
- Deliberação Arsesp nº 534, de 10-12-2014;
- Deliberação Arsesp nº 575, de 07-05-2015;
- Deliberação Arsesp nº 648, de 23-05-2016;
- Deliberação Arsesp nº 670, de 29-09-2016;
- Deliberação Arsesp nº 716, de 30-03-2017;
- Deliberação Arsesp nº 727, de 29-05-2017.

Para a vigência de cada uma das deliberações, foram considerados seus respectivos termos fixos e variáveis e a tarifa média de cada período, para um consumo de gás natural de 7.158 m³/mês, igual ao estudo principal.

O gráfico da Figura 3.17 apresenta a variação de termos e tarifas, do GN, relacionados ao Payback Simples que cada período apresentaria. Como referência foram colocadas 3 linhas.

A linha cinza representa os 10 anos de vida útil do projeto. As linhas escuras, azul e verde, representam os limites, encontrados no início desta análise de sensibilidade, de tarifa (1,394953 R\$/m³) e payback simples (6,14 anos), respectivamente.

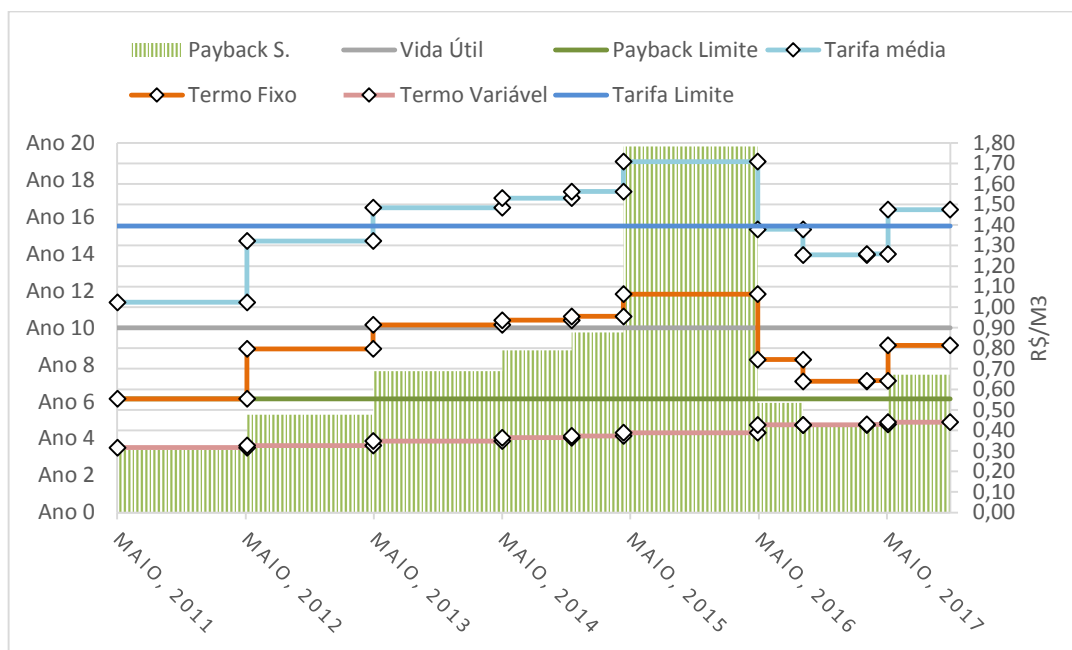


Figura 3.17 – Análise de Sensibilidade ao histórico de tarifas de GN

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ARSESP (2017)

Pode-se notar que, se fossemos considerar o Payback Simples como definitivo e compará-lo apenas à vida útil do projeto (linha cinza, 10 anos), o projeto apenas não seria viável no período da Deliberação Arsesp n° 575 (maio de 2015 até maio de 2016). Porém, comparando-se a linha de referência verde escura (6,14 anos) ao payback simples, é possível obter, indiretamente, em quais períodos o payback descontado inviabilizaria o projeto. Com isso, nota-se que o projeto apenas teria viabilidade nos períodos referente às Deliberações Arsesp n° 234 (maio de 2011 até maio de 2012), n° 340 (maio de 2012 até maio de 2013), n° 648 (maio de 2016 até setembro de 2016), n° 670 (setembro de 2016 até março de 2017) e n° 716 (março de 2017 até maio de 2017), períodos em que o Payback Simples é inferior à 6,14 anos. Esta mesma comparação pode ser realizada entre a linha azul escura, referente à tarifa limite, e a tarifa média (linha azul clara), obter-se a mesma conclusão.

Por fim, um detalhe interessante de se destacar é que, visto a estabilidade do termo variável ao passar do tempo, o termo fixo apresenta a maior representatividade à instabilidade da tarifa média e, conseqüentemente, à viabilidade do projeto. Portanto é importante analisar o que este termo fixo representa na prática. O termo fixo está diretamente relacionado ao custo

do gás canalizado e do transporte (PGT) e sua instabilidade dificulta o investimento, pois inviabiliza a realização de previsões, a longo prazo (período de 10 anos), de retorno do investimento.

3.3.1.2 CAPITAL INVESTIDO

Em relação à possíveis custos de implantação do sistema de cogeração, é interessante avaliar como o sistema se comportaria caso o investimento inicial, nos equipamentos e instalação, sofresse descontos ou alterações, por exemplo, relacionados ao desenvolvimento tecnológico dos micro CHPs, visto que os equipamentos ainda estão em fase inicial de desenvolvimento.

Realizou-se a mesma análise, do item anterior, para obter os valores limites de viabilidade do sistema, em que o VPL seria igual à zero, TIR igual à TMA (10%) e payback descontado igual à 10 anos (igual à vida útil do projeto). Chegou-se a conclusão de que, o capital investido viabilizaria o projeto caso fosse menor ou igual à R\$ 197.622,00, diferença de R\$ 42.378,00 ao investimento atual. Ou seja, o sistema se tornaria atrativo caso o investimento inicial atual (240 mil reais) recebesse um desconto de pelo menos 17,66%. Também foi possível obter que, semelhante à análise anterior, o payback simples de 6,14 anos é o limite de viabilidade que, indiretamente, representa o payback descontado de 10 anos.

Considerando as mesmas características técnicas do projeto, substituindo apenas os valores de capital de investimento.

O gráfico da Figura 3.18 apresenta a variação do Payback Simples em relação à possíveis valores de capital investido, considerando as mesmas características técnicas ao projeto. Como referência foram colocadas 2 linhas. A linha cinza representa os 10 anos de vida útil do projeto, enquanto a linha verde representa o limite de 6,14 anos.

Pode-se notar que, se fossemos considerar o Payback Simples como definitivo e compará-lo apenas à vida útil do projeto (linha cinza, 10 anos), o projeto apenas não seria viável para investimentos acima de 320 mil reais, aproximadamente. Porém, comparando-se a linha de referência verde (6,14 anos) ao payback simples, é possível obter, indiretamente, em quais períodos o payback descontado inviabilizaria o projeto. Com isso, nota-se que o projeto seria inviável para qualquer capital de investimento maior que R\$ 197.622,00, custos em que o Payback Simples é superior à 6,14 anos

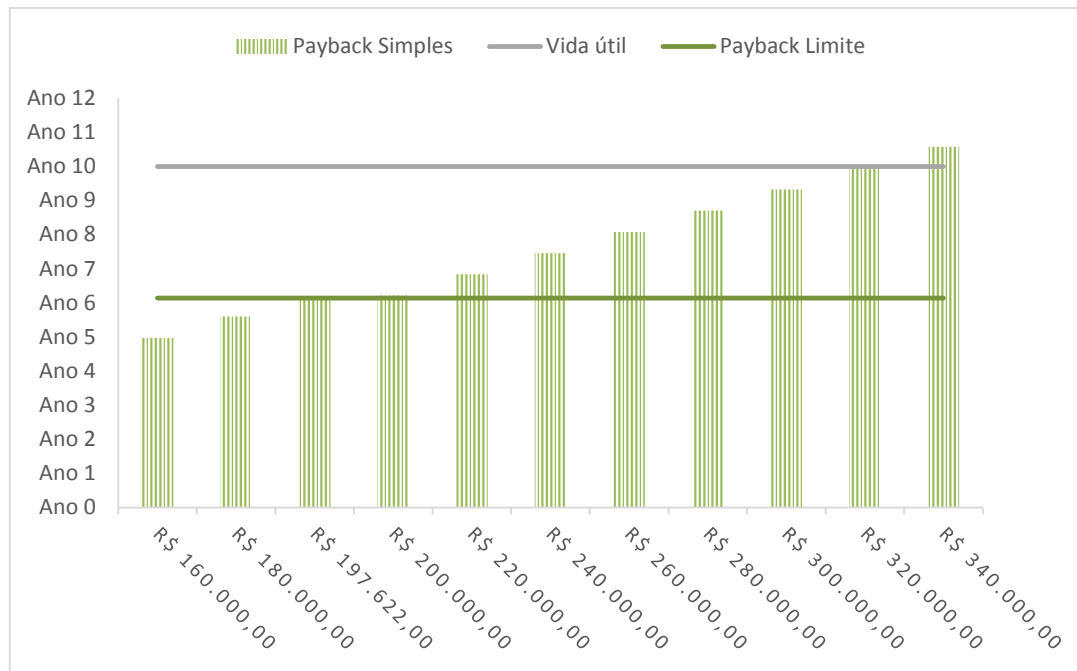


Figura 3.18 – Análise de Sensibilidade referente ao capital investido

Fonte: Autor (2017)

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme toda explanação de análises, desenvolvimento e resultados, por fim, temos condições de chegar a uma conclusão concisa e coerente à respeito da implantação de sistemas de cogeração em clientes de pequeno porte, tema levantado como principal objetivo do trabalho. Portanto, neste capítulo final serão declaradas as conclusões, contribuições e recomendações alcançadas.

4.1 CONCLUSÕES

A utilização da cogeração aos projetos de pequeno porte, como era de se esperar, apresentou ótimos resultados técnicos, devido ao seu racional aproveitamento energético, pois economiza em uma energia nobre, energia elétrica utilizada pelas bombas de calor, e substitui por um combustível que, apesar da origem fóssil, é considerado ecológico e não poluente, por conta de ser livre de enxofre e apresentar uma queima completa.

Infelizmente, devido à grande sensibilidade econômica, quanto à variação das tarifas energéticas e ao custo de investimento, a viabilidade financeira não apresentou o mesmo resultado positivo para a substituição das bombas de calor pela microcogeração. Com pequenas variações nas tarifas do gás natural e da energia elétrica e no custo do investimento, o sistema pode alterar sua viabilidade financeira.

Atualmente, os contratos de fornecimento de gás natural (COMGÁS, 2017a) se iniciam com uma tarifa de referência, igual à tarifa do período vigente, porém o contrato acompanha os reajustes da tarifa de gás canalizado, variando de acordo com as novas portarias e deliberações publicadas. Portanto, com esta instabilidade da tarifa do gás, torna o investimento a longo prazo inseguro e, em muitos casos, inviável. Para que fosse possível utilizar os micro CHPs em maior escala, necessitaríamos de incentivos governamentais para trazer segurança ao investidor, dando garantia de resultados contantes durante todo o período de vida útil do sistema e não apenas no período do estudo de viabilidade.

Com o desenvolvimento da tecnologia de micro CHPs, como em qualquer outro desenvolvimento de tecnologia, os equipamentos tendem a ficar cada vez mais acessíveis, auxiliando na viabilidade econômica deste tipo de projeto.

A intenção deste trabalho é expor a realidade do mercado de microcogeração atual e não forçar resultados atrativos. Por conta disto, buscou-se a maior realidade nas condições e dados considerados.

4.2 CONTRIBUIÇÕES

Apesar de perspectivas otimistas ao segmento de utilização do gás natural (gráfico da Figura 1.1), com a realização deste trabalho foi possível analisar de maneira crítica e perceber que o cenário real do país ainda não está totalmente favorável ao uso do gás natural à cogeração de pequeno porte. O estudo trouxe um viés crítico às cobranças de tarifas e espera mudanças relacionadas a intensificação de incentivos, isenções e investimentos, para que, um dia, encontre-se condições satisfatórias e concretas ao crescimento deste promissor mercado.

4.3 RECOMENDAÇÕES

Não é o cenário deste estudo, porém, caso fosse realizada uma análise para implantação de um novo sistema de aquecimento, sem a presença de um sistema convencional que esteja com seus custos amortizados, seria necessário comparar de igual para igual as tecnologias e considerar todos os custos de investimento dos equipamentos, não só os custos do sistema de cogeração, mas também o custo de aquisição do sistema de bombas de calor. Desta forma a viabilidade econômica poderia ser atrativa, visto o custo operacional mais baixo da cogeração.

Para dar sequência ao estudo aqui iniciado, pode-se analisar o aumento da demanda contratada do clube, visto que na maioria dos meses o clube paga multa por ultrapassagem de demanda. Outra análise interessante seria realizar outro estudo comparativo entre o cenário atual, bombas de calor, e um sistema de aquecimento associado de bombas de calor e aquecedores solares, uma tecnologia que está há mais tempo neste segmento de aquecimento de piscinas possibilitando economias energéticas e econômicas.

A última recomendação é não se limitar a estudar apenas uma alternativa e tomar decisões precipitadas, pois para todos os resultados esperados é possível conquistar de diversas maneiras, abordagens e caminhos distintos. Por este motivo, não é por que um estudo ficou inviável, que outros estudos e outras tecnologias também ficarão. E nem que, a tecnologia que foi inviável para este projeto, será inviável para todos os demais. Deve-se avaliar, identificar e planejar cada caso em específico, considerando cuidadosa os benefícios, riscos e uma série de outros fatores que possam influenciar os resultados.

REFERÊNCIAS

A VOZ DA INDÚSTRIA. **Alto potencial de consumo do gás natural gera demanda por ferramentas e tecnologia.** São Paulo: A VOZ DA INDÚSTRIA, 2017. Disponível em <<http://avozdaindustria.com.br/alto-potencial-de-consumo-do-gas-natural-gera-demanda-por-ferramentas-e-tecnologia/>>. Acesso em: 11 out. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/ANEEL, de 08/09/2010.** Brasília: ANEEL, 2010a. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Por dentro da conta de energia:** Informação de utilidade pública / Agência Nacional de Energia Elétrica. 4. Ed. – Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia\(2011\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia(2011).pdf)>. Acesso em: 22 set. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº. 235, de 14/11/2006.** Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>>. Acesso em: 26 out. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº. 414, de 09/09/2010.** Brasília: ANEEL, 2010b. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº. 482, de 17/04/2012.** Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº. 626, de 30/09/2014.** Brasília: ANEEL, 2014. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/126/resultado/ren2014626.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº. 687, de 24/11/2015.** Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2017.

_____. **Bandeiras Tarifárias.** Brasília: ANEEL, 2017a. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em 15 set. 2017.

_____. **Revisão 7 do módulo 3 do PRODIST.** Brasília: ANEEL, 2017b. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 20 set. 2017.

ANDREOS, R. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo.** 2013. Dissertação de Mestrado - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. doi:10.11606/D.86.2013.tde-30042013-154221. Acesso em: 2017-08-17.

_____. **Cogeração de Energias Térmica e Eletromecânica.** In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017a. Capítulo 12, p 256-274

_____. **Notas de aula do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.** São Paulo: PECE, Escola Politécnica da USP, 2017b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Distribuidoras e Origem de Capital.** Brasília: ABRADDEE, 2017. Disponível em < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/distribuidoras-e-origem-de-capital>>. Acesso em: 20 set. 2017.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES CONSTRUTORES DE PISCINAS E PRODUTOS AFINS (ANAPP). **Piscineiros: a garantia de água saudável e cristalina em sua piscina.** Edição 133. São Paulo: ANAPP, 2017. Disponível em <<http://pt.calameo.com/read/003976856786af8d32618>>. Acesso em: 20 set. 2017.

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). **Deliberação nº 727 de 29/05/2017 e anteriores.** São Paulo: ARSESP, 2017. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/informacoes-economico-financeiras/deliberacao.aspx>> Acesso em: 09 out. 2017.

BROM, Luiz G.; BALIAN, Jose E. A. **Análise de investimentos e capital de giro: Conceitos e aplicações.** São Paulo: Saraiva, 2007.

CANAL BIOENERGIA. **É preciso diversificar a matriz energética no Brasil.** Goiânia: CANAL BIOENERGIA, 2015. Disponível em <<http://www.canalbioenergia.com.br/desafios-energeticos-diversificacao-e-a-saida-para-o-brasil/>> Acesso em: 20 set. 2017.

CECCONELLO, Renato A.; AJZENTAL, Alberto. **A Construção do plano de negócio.** São Paulo: Saraiva, 2008.

CLIMATE. **Clima: São José dos Campos.** CLIMATE, 2017. Disponível em <<https://pt.climate-data.org/location/6151/>>. Acesso em: 28 set. 2017.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO (COMGÁS). **Contrato de adesão referente à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.** São Paulo: COMGÁS, 2017a. Disponível em <<https://www.comgas.com.br/wp-content/uploads/2017/05/Contrato-de-ades%C3%A3o.pdf>> Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Nossa Rede: Mapeamento dutos de Gás Natural da Comgás.** São Paulo: COMGÁS, 2017b. Disponível em <<http://nossarede.comgas.com.br/nossarede/>> Acesso em : 20 set. 2017.

ECONOMIA & ENERGIA (E&E). **Eletricidade no Balanço Energético Nacional – BEN.** Belo Horizonte: E&E, 1998. Disponível em <<http://ecen.com/eee11/elettrben.htm>>. Acesso em: 24 out. 2017.

ENERGIA. **Comgás e Bio Rítmo implantam primeiro aparelho compacto de microcogeração de energia no Brasil.** São Paulo – Secretaria de Energia e Mineração: ENERGIA, 2015. Disponível em <<http://www.energia.sp.gov.br/2015/12/comgas-e-bio-ritmo-implantam-primeiro-aparelho-compacto-de-microcogeneracao-de-energia-no-brasil/>>. Acesso em: 20 set. 2017.

FINANCE ONE. **Cotações do Dólar.** FINANCE, 2017. Disponível em <<https://financeone.com.br/moedas/cotacoes-do-dolar/>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

FREEMAN, T. L.; MITCHELL, J. W.; AUDIT, T. E. **Performance of combined solar-heat pump systems.** Solar Energy, v. 22, n. 2, p. 125 – 135, 1979.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios da Administração Financeira.** 2 ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

HORNGREN, Charles T.; SUNDEM, Gary I.; STRATTON, William O. **Contabilidade gerencial.** 12. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2004.

KASSAI, José Roberto; KASSAI, Silvia; SANTOS, Arioando dos; ASSAF, Neto; FIPECAP, Alexandre. **Retorno de investimento:** abordagem matemática e contábil do lucro empresarial. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

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

LIZARRAGA, J. M. S. **Cogeneración: Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos.** Bilbao: Ed. Universidad del País Vasco, 1999.

MARTENS, A. The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power. **Applied Thermal Engineering**, v.18, n.11, p.935-946. 1998.

MOTTA, Regis da Rocha; CALÔBA, Guilherme Marques. **Análise de investimentos:** tomada de decisão em projetos industriais. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

NAUTILUS. **Aquecedores de piscina: Manual de instalação, operação e manutenção.** Nazaré Paulista: NAUTILUS, 2016. Disponível em <<http://img.nautilus.ind.br/908d119b/manuais/Manual-BombaDeCalor-Nautilus-07-03-2016.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2017.

_____. **App Nautilus, dimensione equipamentos para a piscina.** Nazaré Paulista: NAUTILUS, 2015. Disponível em <<https://www.nautilus.ind.br/blog/aplicativo-nautilus-dimensione-equipamentos-para-piscina/>>. Acesso em: 24 set. 2017.

_____. **Imagem: Bomba de calor.** Nazaré Paulista: NAUTILUS, 2017. Disponível em <https://www.nautilus.ind.br/media/catalog/product/cache/1/image/390x390/9df78eab33525d08d6e5fb8d27136e95/b/o/bomba_calor_aa105_1.jpg>. Acesso em: 24 set. 2017.

OLIVEIRA, S. H. F. **Contribuição energética e arquitetônica de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, instalados no campus santa adélia da universidade federal do abc**. III Simpósio de Iniciação Científica. Santo André: UFABC, 2010.

OLSSON, G. **Water and Energy: Threats and Opportunities**. Second Edition. Londres: IWA Publishing, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Mapas**. Brasília: ONS, 2017. Disponível em <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 20 set. 2017.

PARENTE, V. **Fundamentos de Finanças & Economia Aplicados à Energia**. São Paulo: Apostila – Curso de pós-graduação em Energia, IEE-USP, 2009.

_____. **Notas de aula do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo: PECE, Escola Politécnica da USP, 2016.

_____. **Análise de Investimento Aplicada a Projetos de Energia**. In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017. Capítulo 16, p 336-353

PEREIRA, M. A. L. **Estudo do desenvolvimento da integração de micro-cogeração em Portugal**. Portugal: Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.

PINDYCK, Robert. S; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 5 ed. Trad. e Rev. Eleutério Prado. São Paulo: Prentice Hall, 2002.

PORTAL BRASIL. **Sistema interligado Nacional atende 98% do mercado brasileiro**. Brasília: PORTAL BRASIL, 2014. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistema-interligado-nacional-atende-98-do-mercado-brasileiro>>. Acesso em: 20 set. 2017.

POWER LINK. **MCHP – Micro cogeneration**. China: Catálogo POWER LINK, 2015.

SOUSA, Almir F. de. **Avaliação de investimento**: Uma abordagem prática. São Paulo: Saraiva, 2007.

SOUZA, Acilon B. de. **Projetos de Investimentos de Capital**: Elaboração, Análise e Tomada de Decisão. São Paulo: Atlas, 2003.

REFERÊNCIAS COMPLEMENTARES

BROFMAN, E. G. **Dimensionamento de condicionador de ar e verificação do uso de seu calor rejeitado para aquecimento de piscina**. 2011. 19f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

CAMPELO, R. C. **Estudo técnico-econômico de um sistema de cogeração a gás natural em pequena escala**. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Processos e Modelagem e Simulação, Natal/RN, Brasil, 2003.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKER H. Bruno. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

FILHO, L. S. C. **Agenda para o Fomento da Cogeração: A visão do Mercado**. 2017. Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN, São Paulo, 2017.

HORLOCK, J.A. **Cogeneration**: combined heat and power. Exeter, Pergamon Press, 1987.

SAKATSUME, F. H. **Uso de Cogeração no Setor Residencial: A Aplicação de Mini e Micro-Cogeradores a Gás Natural**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS M. R. C. **Estudo de um sistema de cogeração com motor Stirling e concentrador solar**. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2012.