



## OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO O SIMULADOR DE PROCESSOS IPSEPRO

**Rannier Cazagrande Rodrigues**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph. D

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
NOVEMBRO DE 2013



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

DEM/POLITÉCNICA/UFRJ



OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO DE  
ENERGIA UTILIZANDO O SIMULADOR DE PROCESSOS IPSEPRO

**Rannier Cazagrande Rodrigues**

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovado por:

---

Prof. Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph. D.

---

Prof. Nísio de Carvalho Lobo Brum, D. Sc.

---

Prof. José Herskovits Norman, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO DE 2013

Rodrigues, Rannier Cazagrande.

Otimização termoeconômica de uma central de cogeração de energia utilizando o simulador de processos IPSEpro / Rannier Cazagrande Rodrigues – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2013.

XI,72p.:il.; 29,7 cm

Orientador: Prof. Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph.D.

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia Mecânica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 59-62

1. Cogeração. 2. Otimização termoeconômica. 3. Simulador *IPSEpro*. 4. Algoritmos Genéticos.

I. Cruz, Manuel Ernani de Carvalho. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Mecânica. III. Otimização termoeconômica de uma central de cogeração de energia utilizando o simulador de processos IPSEpro.

*Dedico ao meu avô,  
Domingão, meu exemplo de força e  
que bateu asas junto a sua “Asa  
Branca”.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pelas oportunidades proporcionadas durante toda minha vida, pelas conquistas e principalmente pelas derrotas, que muitas das vezes se tornaram grandes aprendizados. Pelos incríveis ensinamentos de humildade, simplicidade e amor que carrego para toda minha vida

A Rita Cazagrande, minha mãe, pelo amor e apoio incondicionais e por ter me ligado todos os dias, sem exceção, durante esses cinco anos, fazendo sentir-me mais acolhido. Por ser meu exemplo de dedicação, de luta e de perseverança e por me fazer acreditar que sou capaz de realizar bem mais do que imagino. E por fim, por ter dedicado toda sua vida a construir uma base decente para seus filhos, ainda que isso significasse abdicar de praticamente todo o tempo disponível. Que ela tenha a certeza que é, de fato, o meu maior orgulho.

Ao meu pai, Afrânio Rodrigues, pelo instinto protetor e pela certeza de que sempre estará ao meu lado. Por ser um exemplo de ser humano que ama a vida independente das circunstâncias e que acorda de bom humor. Por me mostrar que não há empecilho que não possa ser vencido. Pelo exemplo impressionante de bondade e generosidade que me inspiram a fazer o bem.

A Raphael Cazagrande, meu irmão, por ter sido meu espelho, para que eu pudesse me basear e buscar meus próprios objetivos de vida. Por ser, indubitavelmente, o meu maior exemplo de determinação, que culminou em grandes e merecidas conquistas. Pelas repreensões, conversas e conselhos que sempre ouvi e respeitei.

A minha família, em geral, pelo carinho, companheirismo e incentivo, que nunca me fizeram esquecer o que represento, o que sou e de onde vim. Por todos os sorrisos a cada chegada, e por todos os abraços a cada partida. Pela certeza de que sempre terei um lugar para chamar de meu e pessoas para chamar de amigos.

Aos velhos amigos, pelos momentos de alegria e principalmente de tristeza em que estiveram ao meu lado. Pelas inúmeras histórias construídas e por se tornarem eternos. Por compartilharem do mesmo sentimento, porque não importa o tempo ou distância, o reencontro sempre será especial.

Aos novos, pela parceria de cada dia que foi de suma importância para amenizar os momentos de tensão durante todo o curso, pela amizade formada e pela certeza de que não termina aqui.

Ao Professor e Orientador Manuel, por ter me aconselhado e conduzido aos caminhos certos durante todo o curso, desde os primeiros períodos. Pela dedicação e atenção dedicadas na realização deste trabalho.

A todos que, indiretamente, me dedicaram palavras de apoio, carinho e admiração e que acompanharam minha trajetória para saber o quanto me dediquei e valorizei cada momento que estive ausente.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

## OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO DE ENERGIA UTILIZANDO O SIMULADOR DE PROCESSOS IPSEPRO

Rannier Cazagrande Rodrigues

Novembro/2013

Orientador: Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph. D

Curso: Engenharia Mecânica

Atualmente, uma das maiores preocupações no desenvolvimento de projetos de engenharia relaciona-se ao uso eficiente da energia. É neste contexto que se inserem os sistemas de cogeração de energia, que são responsáveis por garantir uma maior eficiência na utilização dos recursos energéticos. Mesmo sendo uma excelente alternativa do ponto de vista termodinâmico, as centrais de cogeração possuem um nível de investimento elevado em comparação a outros sistemas de geração. Técnicas de otimização têm sido utilizadas a fim de garantir aos investidores uma condição de rentabilidade satisfatória. Neste trabalho, um estudo de caso foi realizado com o objetivo de otimizar um sistema energético de interesse não só sob o ponto de vista termodinâmico, mas também principalmente sob o ponto de vista termoeconômico, levando em conta os diferentes cenários de demanda energética da central de cogeração em questão. Além disso, foi realizado ainda um estudo sobre o panorama da utilização deste conceito e suas perspectivas futuras em diferentes países. Para a análise em ambiente de simulação e solução do problema de otimização, utilizou-se o simulador de processos IPSEpro, que utiliza o conceito de Algoritmos Genéticos.

*Palavras-chave:* Cogeração, Otimização Termoeconômica, Simulador de Processos IPSEpro, Algoritmos Genéticos

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Mechanical Engineer.

THERMOECONOMIC OPTIMIZATION OF A COGENERATION POWER PLANT  
USING THE IPSEPRO PROCESS SIMULATOR

Rannier Cazagrande Rodrigues

November/2013

Advisor: Manuel Ernani de Carvalho Cruz, Ph. D

Course: Mechanical Engineering

Currently, a major concern in the development of engineering projects are related to the efficient use of energy. Cogeneration systems are embedded in this context, they are responsible for ensuring a more efficient use of energy resources. Even being an excellent alternative under a thermodynamic view, cogeneration plants have a high level of investment compared to other generation systems. Optimization techniques have been used to ensure investors a satisfactory profitability condition. In this work, a case study was conducted with the aim of optimizing a energy system not only from the thermodynamic view, but also from a thermoeconomic view, taking into account different scenarios of energy demand of the cogeneration plant. Furthermore, a study was carried out an overview of the use of this concept and its future prospects in different countries. For the analysis in simulation environment and solving the optimization problem, it was used the IPSEpro process simulator, which uses the concept of Genetic Algorithms.

*Keywords:* Cogeneration, Thermoeconomic Optimization, IPSEpro Process Simulator, Genetic Algorithms



*“There is something inside that they can’t get to, that they can’t touch. It is yours. It is hope...”*

*‘The Shawshank Redemption’*

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. COGERAÇÃO: UMA ALTERNATIVA ENERGÉTICA ATUAL .....</b>	<b>3</b>
2.1 A EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO NO MUNDO .....	3
2.2 AS POLÍTICAS DE INCENTIVO À COGERAÇÃO NO BRASIL .....	5
2.3 PANORAMA ATUAL DA COGERAÇÃO NO MUNDO .....	8
2.4 CLASSIFICAÇÃO GERAL DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO .....	13
2.5 CICLOS DE COGERAÇÃO .....	16
2.6 PRINCIPAIS BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO .....	20
<b>3. OTIMIZAÇÃO EM ENGENHARIA .....</b>	<b>24</b>
3.1 BREVE HISTÓRICO .....	24
3.2 CONCEITOS BÁSICOS .....	26
3.3 COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	28
3.4 A OTIMIZAÇÃO APLICADA A COGERAÇÃO .....	30
<b>4. SISTEMA ENERGÉTICO DE INTERESSE .....</b>	<b>31</b>
4.1 DESCRIÇÃO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO ESTUDADA .....	31
4.2 O SIMULADOR IPSEPRO .....	34
4.3 DESCRIÇÃO DO MODELO REALIZADO NO SIMULADOR .....	35
<b>5. OTIMIZAÇÃO INTEGRADA AO SIMULADOR.....</b>	<b>39</b>
5.1 CASO I – OTIMIZAÇÃO TERMODINÂMICA .....	41
5.2 CASO II – OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA .....	44
<b>6. RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
6.1 CASO I – OTIMIZAÇÃO TERMODINÂMICA .....	47
6.2 CASO II – OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA .....	51
6.3 COMPARAÇÃO ENTRE CASO I E CASO II .....	55
<b>7. CONCLUSÕES.....</b>	<b>56</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>59</b>
<b>APÊNDICE A – QUALIFICAÇÃO DE CENTRAIS COGERADORAS.....</b>	<b>63</b>
<b>APÊNDICE B – CICLOS TERMODINÂMICOS DE INTERESSE .....</b>	<b>66</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – PORCENTAGEM DE PARTICIPAÇÃO DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM DIVERSOS PAÍSES EM 2007 [2]. .....	9
FIGURA 2.2 – PERSPECTIVA DE PARTICIPAÇÃO DE CHP NA GERAÇÃO DOS PAÍSES, EM % [2]. .....	12
FIGURA 2.3 – PERSPECTIVA DE CAPACIDADE INSTALADA DE CHP NOS PAÍSES, EM GWE [2]. .....	13
FIGURA 2.4 – SISTEMA DE COGERAÇÃO <i>TOPPING</i> [18] .....	14
FIGURA 2.5 – SISTEMA DE COGERAÇÃO <i>BOTTOMING</i> [18] .....	14
FIGURA 2.6 – CICLO COMBINADO DE COGERAÇÃO UTILIZANDO BRAYTON E RANKINE [18] .....	18
FIGURA 4.1 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE FLUXOS DE PROCESSO DO SISTEMA ENERGÉTICO DE INTERESSE [28]. .....	32
FIGURA 4.2 – AMBIENTE DE SIMULAÇÃO DO <i>IPSEPRO – PSE</i> .....	35
FIGURA 4.3 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA SIMULAÇÃO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO REALIZADA NO <i>IPSEPRO</i> [30] .....	36
FIGURA 6.1 – COMPARAÇÃO ENTRE A EFICIÊNCIA GLOBAL OTIMIZADA E A DE PROJETO. 49	
FIGURA 6.2 – COMPARAÇÃO ENTRE O COE ÓTIMO E O COE DE PROJETO.....	53
FIGURA B.1 – TURBINA A VAPOR SC/SAC SERIES DA FABRICANTE <i>GENERAL ELETRIC</i> , COM CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ATÉ 100 MW, OPERANDO A 15000 RPM [35]....	67
FIGURA B.2 – A) CICLO RANKINE SIMPLES; B) CICLO RANKINE COM IMPLEMENTAÇÃO DE COGERAÇÃO DO TIPO <i>TOPPING</i> [18].....	69
FIGURA B.3 – TURBINA A GÁS SGT-700 DA FABRICANTE <i>SIEMENS</i> , COM CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ATÉ 31.21 MW, OPERANDO A 6500 RPM [36]. .....	70
FIGURA B.4 – A) CICLO BRAYTON SIMPLES; B) CICLO BRAYTON COM IMPLEMENTAÇÃO DE COGERAÇÃO DO TIPO <i>TOPPING</i> [18].....	72

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – CAPACIDADE INSTALADA DE CADA PAÍS EM 2007, EM MWe [2].	10
TABELA 2.2 – FAIXAS DE TEMPERATURA UTILIZADAS EM PROCESSOS	15
TABELA 2.3 – FAIXAS DE $\Psi$ EM CICLOS TÉRMICOS ( <i>TOPPING</i> ) [1]	19
TABELA 2.4 – ASPECTOS DAS APLICAÇÕES DE COGERAÇÃO [2].	22
TABELA 4.1 – CONDIÇÕES TERMODINÂMICAS DE PROJETO DA PLANTA ESTUDADA [27].	33
TABELA 4.2 – COMPOSIÇÃO QUÍMICA DO COMBUSTÍVEL CONSIDERADO [29].	36
TABELA 4.3 - CONDIÇÕES TERMODINÂMICAS FINAIS SIMULADAS NO <i>IPSEPRO</i> .	37
TABELA 4.4 – RESULTADOS DO MODELO TERMODINÂMICO SIMULADO PARA 100, 200 E 400 TON/H DE VAPOR DE PROCESSO EXPORTADO E 100% DE CARGA NAS GTs.	38
TABELA 5.1 – VARIÁVEIS DE DECISÃO, INTERVALO ADMISSÍVEL ADOTADO E PONTO INICIAL.	42
TABELA 5.2 – CONJUNTOS DE PARÂMETROS DO GA PREVIAMENTE ESCOLHIDOS.	44
TABELA 5.3 – CUSTOS ASSOCIADOS ÀS FONTES DE SUPRIMENTO DA PLANTA.	46
TABELA 5.4 – FUNÇÃO OBJETIVO TERMOECONÔMICA AVALIADA NO PONTO DE PROJETO $x_p$ . .....	46
TABELA 6.1 – RESULTADOS PARA OS DIFERENTES CONJUNTOS DE PARÂMETROS DO GA.	47
TABELA 6.2 – RESULTADOS ÓTIMOS PARA AS VARIÁVEIS DE DECISÃO E FUNÇÃO OBJETIVO PARA 100, 200 E 400 TON/H, PARA O CASO I.	48
TABELA 6.3 – RESULTADOS DO MODELO TERMODINÂMICO OTIMIZADO PARA 100, 200 E 400 TON/H DE VAPOR DE PROCESSO EXPORTADO, PARA O CASO I.	48
TABELA 6.4 – GANHO PERCENTUAL APÓS OTIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA GLOBAL DE PROJETO.	49
TABELA 6.5 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 100 TON/H, PARA O CASO I	50
TABELA 6.6 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 200 TON/H, PARA O CASO I	50
TABELA 6.7 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 400 TON/H, PARA O CASO I	51
TABELA 6.8 – RESULTADOS ÓTIMOS PARA AS VARIÁVEIS DE DECISÃO E FUNÇÃO OBJETIVO PARA 100, 200 E 400 TON/H, PARA O CASO II.	51
TABELA 6.9 – RESULTADOS DO MODELO TERMOECONÔMICO OTIMIZADO PARA 100, 200 E 400 TON/H DE VAPOR DE PROCESSO EXPORTADO, PARA O CASO II.	52
TABELA 6.10 – GANHO PERCENTUAL APÓS OTIMIZAÇÃO DO COE.	52

TABELA 6.11 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 100 TON/H, PARA O CASO II	53
TABELA 6.12 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 200 TON/H, PARA O CASO II	54
TABELA 6.13 – CONDIÇÕES ÓTIMAS TERMODINÂMICAS PARA 100 TON/H, PARA O CASO II	54
TABELA A.1 – VALORES RECOMENDADOS DE $X$ E $F_c$ %	65

## 1. Introdução

Atualmente, uma das maiores preocupações no desenvolvimento de projetos de engenharia relaciona-se ao uso eficiente da energia. Diante das recentes crises de recursos energéticos – como a crise do petróleo na década de 70 – as nações passaram a buscar alternativas que possibilitassem a utilização dos recursos de maneira sustentável.

É neste contexto que se inserem os sistemas de cogeração de energia, que são responsáveis por garantir uma maior eficiência na utilização dos recursos energéticos, a partir do conceito de geração de eletricidade – energia elétrica – e calor útil – energia térmica – simultaneamente utilizando para isso uma única fonte energética [1].

O uso eficiente da energia não apenas contribui para a redução do consumo dos recursos energéticos não renováveis, como também em muito reduz os impactos ambientais provenientes dos resíduos industriais [2].

A participação da cogeração vem se destacando no cenário energético de muitos países, principalmente do norte europeu, onde foram registrados os primeiros sistemas de cogeração, implementados para atender uma demanda de vapor para conforto. Em contrapartida, a participação da cogeração no cenário energético brasileiro ainda tem valores modestos, devido principalmente à grande disponibilidade dos recursos hídricos e às barreiras impostas pelos financiadores de investimentos e pelas concessionárias de energia. Os Estados Unidos, devido ao alto grau de investimento e de incentivos governamentais, possuem a maior capacidade instalada do mundo, chegando a cerca de 84,7 GWe [2].

Nas últimas décadas, o desenvolvimento de novas tecnologias e o constante crescimento econômico dos países geraram um progressivo aumento da demanda de eletricidade, que conseqüentemente exigiu uma maior exploração e utilização dos recursos energéticos. Em contraste a este fato, órgãos reguladores ambientais ganharam força e passaram a atuar de forma mais efetiva, de modo a garantir a correta exploração desses recursos, objetivando a sustentabilidade.

Além disso, devido ao alto porte de investimentos requeridos pela implantação de uma planta de cogeração e à complexidade técnica acoplada a essa tecnologia, muitos empresários optam, por questões econômicas, por implantar uma tecnologia menos eficiente energeticamente, porém que garantam um retorno de investimento a um prazo mais curto [3].

Deste modo, observa-se na prática um interesse cada vez maior no desenvolvimento e uso de ferramentas de otimização e análise de sistemas energéticos para serem utilizadas já no projeto de engenharia e, também, na avaliação da operação de sistemas existentes, de modo a atingir níveis cada vez maiores de eficiências globais, e níveis cada vez menores de custo da energia.

#### – *Motivação*

Tendo em vista a modesta participação da cogeração no cenário energético brasileiro, este trabalho motiva-se a realizar um estudo aprofundado sobre as perspectivas futuras para este setor em diferentes países, bem como a difundir os conceitos de cogeração, e num contexto maior de fontes alternativas de energia, para então apresentá-los de forma a consolidá-los com uma interessante alternativa de investimento.

#### – *Objetivos*

Destaca-se neste trabalho o levantamento bibliográfico sobre os principais tópicos relacionados à cogeração, principalmente em relação ao panorama mundial atual – capítulo 2 – e à otimização em engenharia – capítulo 3. Este trabalho tem como objetivo principal a realização de um estudo de caso de otimização de um sistema complexo real de cogeração de energia, localizado na periferia da cidade do Rio de Janeiro, no Brasil, utilizando para isso ferramentas de simulação computacional, representadas pelo *software IPSEpro*. Serão abordadas duas vertentes de otimização, que dizem respeito a condições termodinâmicas e termoeconômicas de operação da planta, tendo como função objetivo a eficiência global e o custo da energia, respectivamente, para diferentes demandas de vapor de processo exportado. A proposta de otimização é a utilização do módulo de otimização *PSOptimize* disponibilizado pelo próprio simulador de processos, que utiliza algoritmos genéticos integrados ao ambiente de simulação para encontrar as melhores soluções.

## 2. Cogeração: uma alternativa energética atual

Entende-se por cogeração – CHP<sup>1</sup> – o processo de produção simultânea de formas distintas de energia útil, como a energia elétrica ou mecânica e a térmica, a partir de uma mesma fonte de energia primária, tais como derivados do petróleo, gás natural, carvão e biomassa, com o objetivo de maximizar a eficiência da geração de energia [1].

A segunda lei da termodinâmica garante que, a partir do enunciado de Kelvin-Planck, é impossível construir um dispositivo que opere segundo um ciclo termodinâmico para geração de trabalho através de trocas de calor com um único reservatório térmico. Ou seja, na prática os ciclos de geração de energia obrigatoriamente rejeitam parte do calor disponível para outro reservatório térmico. A cogeração aproveita parte dessa energia para atender uma demanda térmica em nível de temperatura compatível com as disponibilidades [4] – através de ciclos combinados – e consequentemente aumenta a eficiência do ciclo térmico.

### 2.1 A evolução da cogeração no mundo

Os primeiros registros da utilização do conceito de cogeração ocorreram no final do século XIX e estão associados ao desenvolvimento de sistemas para o conforto térmico de ambientes em alguns países europeus [1].

A central de Pearl Street Station que entrou em funcionamento em 1882, projetada por Thomas Edison na cidade de Nova Iorque, foi provavelmente a primeira aplicação deste princípio [5]. O sistema era composto por uma máquina a vapor, acoplada a um eixo fixo com um gerador elétrico, que produzia eletricidade, para a iluminação pública. O vapor, então, era direcionado para indústrias e edifícios situados nas proximidades.

Ao longo do século XX, verificou-se uma difusão desse conceito pelos países europeus de clima predominantemente frio, em grande parte devido à necessidade da utilização de energia térmica com o objetivo de proporcionar conforto à população, principalmente nos países do norte europeu como a União Soviética. Neste mesmo período, a ineficiência da distribuição de energia elétrica por grandes fornecedores nos

---

<sup>1</sup> CHP é uma sigla que representa o conceito mundial de cogeração, e deriva do termo *Combined Heat and Power*.



Estados Unidos incentivou pequenos e médios consumidores a implantarem sistemas próprios de geração de energia, através da cogeração [6]. Ainda assim, as restrições tecnológicas deste período impossibilitavam a implantação de grandes centrais geradoras de energia elétrica [7], o que foi observado até a década de 40. Além disso, a lenta difusão destes sistemas era decorrente, principalmente, do baixo custo unitário dos combustíveis e a abundância de combustíveis fósseis deste mesmo período [1].

Até a década de 70, a cogeração viveu um período de recessão na sua evolução devido ao surgimento de novas tecnologias que viabilizaram a construção de grandes sistemas elétricos centrais, como as termelétricas, que utilizavam combustível nuclear, carvão, gás natural ou derivados do petróleo, e que baratearam o custo da eletricidade [4]. Este fato impulsionou as indústrias norte-americanas a comprarem eletricidade ao invés de produzi-la, resultando numa diminuição drástica do investimento em cogeração. Esta se tornou então uma prática limitada a poucos setores da indústria – de papel, química e refino, por exemplo – que demandavam uma quantidade elevada de vapor e eletricidade e que ainda obtinham combustíveis a um preço relativamente baixo [5].

Apesar da tendência desanimadora, o conceito passou a ganhar força a partir dos anos 70, diante da crise do petróleo – 1973/74 e 1979/80 – que fez aumentar bruscamente o preço desta *commodity*. Aliado a este fato, aspectos ambientais fizeram com que crescentes protestos contra a exploração massiva do petróleo e contra usinas de geração de energia nuclear ganhassem força, uma vez que crescia a preocupação com a emissão de poluentes provenientes da combustão de hidrocarbonetos e a incerteza das possíveis contaminações geradas pelas usinas nucleares. Assim, observou-se um impacto extremamente positivo destes fatores na evolução de sistemas de geração de energia por cogeração, que se mostrava uma alternativa mais eficiente na utilização dos recursos energéticos disponíveis.

Em 1978, o governo norte-americano estabeleceu uma nova legislação para a gestão da geração de energia, que ficou conhecida como PURPA, *Public Utilities Regulatory Policy Act* [6], que incentivava a geração descentralizada, as centrais de cogeração construídas para este modelo de produção dispersa – que ficaram conhecidas como centrais distribuídas – não pudessem vender o excedente de eletricidade diretamente para o consumidor. Houve então um rompimento com a estrutura vertical integrada das grandes concessionárias, que foram obrigadas a absorver este excedente

para que, então, distribuíssem ao consumidor final [5]. Esta legislação permitiu a expansão das centrais de cogeração e de diversas outras formas de geração de energia a partir de fontes renováveis.

Na década de 1980 houve um forte impulso no emprego da cogeração devido ao apelo que ela apresenta quanto ao uso racional da energia, que vem garantindo desde então o crescente interesse nessa forma de geração [1].

Já nos anos de 1990, o conceito foi impulsionado ainda pela criação da EWG, *Exempt Wholesale Generator*, uma organização norte-americana de produtores de energia que abria oportunidades a empresas cuja atividade principal não estava relacionada a este setor [5]. Em outras palavras, qualquer pessoa ou corporação, inclusive entidades afiliadas a concessionárias elétricas, pode desde então investir em unidades de cogeração. Na Europa, inúmeras Diretivas Européias de promoção da cogeração também foram concretizadas, o que gerou um intenso fomento comunitário em prol desta solução de geração de energia de forma eficiente.

Atualmente, as nações têm buscado adequar soluções energéticas alternativas às suas matrizes energéticas, face à crescente preocupação com a utilização eficiente dos recursos ambientais e à extrema dependência da utilização de um recurso economicamente instável como o petróleo. A cogeração passou a ser vista, então, como uma importante alternativa tanto sob o ponto de vista da eficiência da geração de energia quanto sob a ótica do aproveitamento dos recursos disponíveis, se tornando base de sustentação de políticas energéticas de vários países ao redor do mundo.

## *2.2 As políticas de incentivo à cogeração no Brasil*

Conforme cita a Resolução Normativa Nº 235 [8], de 14 de novembro de 2006, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “*a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica*”.

Através do Decreto 1009, de 22 de dezembro de 1993, criou-se o SINTREL – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica – que passou a ser administrado pela ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. A partir de então, a malha básica de transmissão dos sistemas interligados das regiões Sul / Sudeste / Centro Oeste

e Norte / Nordeste passou a fazer parte de uma mesma integração, o que permitiu integrar também os autoprodutores<sup>2</sup> ao sistema.

Seguindo a tendência de países desenvolvidos, no Brasil surgem as primeiras políticas de incentivos à cogeração que permitiam a comercialização da energia elétrica produzida pelos cogeneradores aos integrantes do mesmo complexo industrial ou comercial, as quais o produtor independente<sup>3</sup> também fornecesse vapor oriundo do processo de cogeração, conforme Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995, artigo 12º [9].

No intuito de garantir o investimento em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, o governo brasileiro, através da Lei 9.991 [10], de 24 de julho de 2000, passa a estipular que as concessionárias de geração e as empresas autorizadas à produção de energia elétrica serão obrigadas a aplicar no mínimo 1% de suas receitas líquidas em pesquisa para eficiência deste setor, excluindo-se – como forma de incentivo à aplicação destas tecnologias – as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Em 26 de abril de 2002, mediante Lei Nº 10.438 [11], Artigo 26, o governo determinou que a ANEEL estipularia um percentual de redução de tarifas não inferior a 50%, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada aos empreendimentos que utilizassem fontes eólica, biomassa e cogeração qualificada.

Assim, através da Resolução Normativa Nº 77 [12], de 18 de agosto de 2004, a ANEEL estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e estipula em 50% a redução da tarifa, conforme mencionado. A ANEEL assegura ainda que para empreendimentos de cogeração qualificada que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, a redução da tarifa seria de 100%, conforme já estipulava a Resolução 219 [13], de 2003.

---

<sup>2</sup> Segundo o parágrafo único do artigo 3º, Decreto 1009 de 22 de dezembro de 1993, “*entende-se por autoprodutor a pessoa jurídica pública ou privada que esteja capacitada a produzir individualmente ou de forma consorciada energia elétrica para uso próprio, fornecendo o excedente ao concessionário de serviço público.*”

<sup>3</sup> De acordo com a Lei Nº 9.074 [9], Artigo 11, “*considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.*”

A **cogeração qualificada** foi regulamentada pela Res. ANEEL nº 21 de 2000, que, entretanto, foi cancelada e substituída pela Res. ANEEL nº 235 de 2006 [8], estabelecendo os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia segundo aspectos relacionados a racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração. Os requisitos para qualificação de centrais termelétricas cogedoras estão definidos no APÊNDICE I.

A matriz energética brasileira é composta basicamente por geração hidrelétrica devido ao grande potencial instalado no país e ao baixo custo da energia elétrica de base hidrelétrica fornecida pelas concessionárias, o que dificulta a proliferação das termelétricas – que podem fazer uso da cogeração. A matriz energética brasileira é composta em 64,34% de geração por usinas hidrelétricas enquanto que o número de empreendimentos tidos como cogeração qualificada representa 0,02 % da matriz energética total [14]. Apesar disso, com os crescentes incentivos à prática da cogeração e o aumento da oferta de gás natural, esse processo tende a ser economicamente e estrategicamente vantajoso.

Entretanto, alguns fatores inibem a consolidação da geração de energia termelétrica e, por conseguinte, a implantação de sistemas de cogeração. Existem algumas barreiras à implementação de projetos de cogeração de energia, que tangem à comercialização da energia – devido a preços não competitivos oferecidos pelas concessionárias para contratos de longo prazo, o que pode ser interpretado ainda como uma barreira política por parte das concessionárias.

No setor sucroalcooleiro, por exemplo, as concessionárias alegam instabilidade na geração da energia, baseando-se no fato de que as centrais cogedoras teriam excedente energética apenas no período de safra, e como não há obrigatoriedade legal na compra dessa eletricidade, passam a optar por outros tipos de fornecimento de energia firme<sup>4</sup>.

Outro fator relevante são os altos juros relacionados ao financiamento de novos empreendimentos baseados em cogeração, que ainda encontram dificuldades de aprovação, devido principalmente à exigência de garantias extras pelo BNDES [15].

Além disso, devido ao alto porte de investimentos requeridos pela implantação de uma planta de cogeração e à complexidade técnica acoplada a essa tecnologia, muitos empresários optam, por questões econômicas, por implantar uma tecnologia

---

<sup>4</sup> Energia firme corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida.

menos eficiente energeticamente, porém que garantam um retorno de investimento a um prazo mais curto [3].

Outros fatores legais dizem respeito aos limites de emissão de poluentes atmosféricos, determinados pelas agências locais de controle ambiental; às limitações da capacidade de geração em função do local em que se implantará o empreendimento; às taxas e impostos a serem recolhidos pelo governo, entre outros [1].

Portanto, uma série de fatores externos às questões energéticas interfere na consolidação das tecnologias de cogeração – ainda que esta seja uma das formas mais eficientes de se aproveitar os recursos disponíveis – impedindo seu desenvolvimento, evolução e crescimento dentro da matriz energética brasileira.

### 2.3 Panorama atual da cogeração no mundo

A IEA<sup>5</sup> – *International Energy Agency* – realizou um relatório, em 2007, que reuniu dados de diversos países ao redor do mundo, a fim de avaliar a participação atual da geração de energia elétrica por cogeração – CHP – na geração elétrica nacional [2].

Devido ao aumento da eficiência da fonte de energia – sendo estas na maioria das vezes renováveis e baseadas na utilização de resíduos de calor e recursos de baixa emissão de carbono – a cogeração, particularmente em conjunto com aquecimento e arrefecimento (DHC<sup>6</sup>), tornou-se parte importante nas estratégias nacionais e regionais de redução de emissões de gases de efeito estufa.

Os resultados deste relatório apontam que enquanto alguns países têm sido capazes de alcançar uma elevada participação destas tecnologias no sistema energético nacional, a maioria dos países não tem obtido grandes sucessos. Os governos e as indústrias estão investindo em políticas e medidas que promovam a utilização de CHP e DHC, como parte de um *portfolio* mais amplo de soluções de tecnologia de energia.

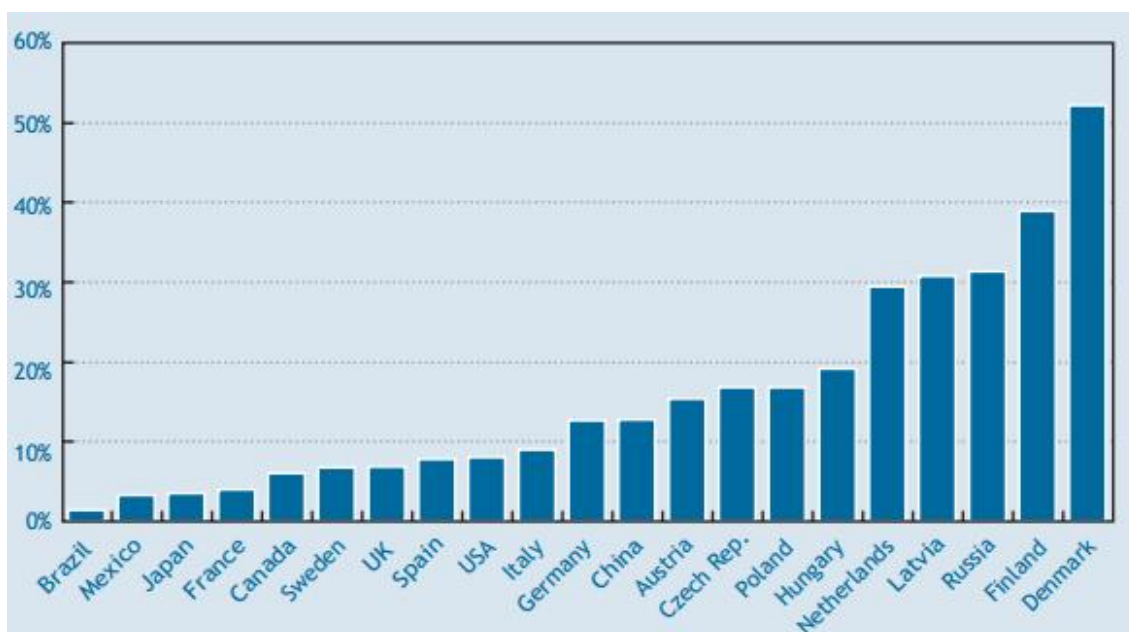
---

<sup>5</sup> A *International Energy Agency* (IEA) é uma entidade autônoma que foi estabelecida em novembro de 1974 dentro de um conjunto de diretrizes da *Organisation for Economic Co-operation and Development* (OECD), com o objetivo de implementar um programa internacional de energia. A OECD é um fórum único onde os governos de trinta democracias trabalham em conjunto para enfrentar os desafios econômicos, sociais e ambientais da globalização.

<sup>6</sup> DHC é uma sigla que representa o conceito internacional de aquecimento e arrefecimento, e deriva do termo *District Heating and Cooling*.

Segundo o relatório realizado pela IEA [2], estimou-se que a capacidade instalada em Cogeração, a nível global, se encontrava em 2007 em cerca de 330 GWe, o que correspondia a cerca de 9% da capacidade de produção elétrica mundial, ainda que seu potencial econômico fosse significativamente maior.

A Figura 2.1 apresenta um dos resultados apresentados no relatório feito pela IEA, revelando a percentagem de participação de centrais de cogeração em diversos países nas respectivas matrizes energéticas.



**Figura 2.1** – Percentagem de participação das Centrais de Cogeração na geração de energia elétrica em diversos países em 2007 [2].

Como mostra a Figura 2.1, a Dinamarca é o país onde a cogeração é mais representativa dentro da sua própria matriz energética, correspondendo a cerca de 55% de sua energia de cogeração e de recuperação de calor.

Apesar da representatividade da cogeração no panorama doméstico de alguns países, é preciso ter em mente que esta alta participação percentual não significa uma alta capacidade instalada. Por isso, para destacar os grandes geradores de energia elétrica mundial por centrais cogedoras é preciso discriminar a capacidade instalada de cada país.

Na Tabela 2.1 foram apresentados os valores para capacidade instalada, em MWe, dos países contemplados pelos estudos realizados pelo IEA, em 2007 [2].

**Tabela 2.1** – Capacidade instalada de cada país em 2007, em MWe [2].

País	Capacidade Instalada (MWe)	País	Capacidade Instalada (MWe)
EUA	84707	Coréia	4522
Rússia	65100	Suécia	3490
China	28153	Áustria	3250
Alemanha	20840	México	2838
Índia	10012	Hungária	2050
Japão	8723	Bélgica	1890
Polônia	8310	Austrália	1864
Taiwan	7378	Singapura	1602
Holanda	7160	Estônia	1600
Canadá	6765	Brasil	1316
França	6600	Indonésia	1203
Espanha	6045	Bulgária	1190
Itália	5890	Portugal	1080
Finlândia	5830	Lituânia	1040
Dinamarca	5690	Turquia	790
Reino Unido	5440	Látvia	590
Eslováquia	5410	Grécia	240
Romênia	5250	Irlanda	110
República Tcheca	5200	Total	329168

Em 2007, a geração de energia elétrica por cogeração era responsável apenas por 9% da capacidade total de geração de eletricidade dos EUA, ainda que este fosse o maior responsável pela geração de energia elétrica mundial por CHP – cerca de 26% do total. O Departamento de Energia dos Estados Unidos tem uma meta agressiva de ter CHP constituindo em 20% da capacidade de geração americana até o ano de 2030. Além disso, um estudo recente do Laboratório Nacional Oak Ridge<sup>7</sup> calculou que esta meta reduziria as emissões de gases de efeito estufa dos EUA em 600 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> – o equivalente a tirar 109 milhões de carros da estrada – em relação aos modelos usuais de geração de energia [16]. Para isso, oito Centros de Aplicação de Energia Limpa foram estabelecidos em todo o país, cuja missão é desenvolver o conhecimento necessário sobre a tecnologia de aplicação e infra-estrutura educacional necessária para consolidar as tecnologias de "energia limpa" – CHP e DHC – como opções energéticas viáveis e reduzir os riscos percebidos associados à sua implementação. O foco dos Centros de Aplicação é fornecer um programa de

<sup>7</sup> O Laboratório Nacional Oak Ridge é um laboratório de Ciência e Tecnologia gerenciado pelo Departamento de Energia – DOE – dos Estados Unidos. Os programas científicos do laboratório se concentram em tecnologia dos materiais, ciência de nêutrons, energia, computação de alto desempenho, biologia de sistemas e segurança nacional.

divulgação e implantação de tecnologia para usuários finais, governos, serviços públicos e representantes da indústria.

Em geral, com exceção da Rússia e dos Estados Unidos, CHP representa uma contribuição relativamente pequena para a produção de eletricidade nos principais países. Existe, no entanto, algumas variações entre eles, que podem ser explicadas por diferentes circunstâncias.

A Alemanha, por exemplo, fez mais progresso no aumento da contribuição da cogeração, em especial, com base no aquecimento e cogeração industrial por causa dos incentivos que isto proporciona. Já o Brasil, onde a demanda relativa para o aquecimento residencial e comercial é muito menor, baseou o seu sistema de energia elétrica no desenvolvimento de geração hidrelétrica em grande escala. Só nos últimos anos, as portas para o mercado de CHP, baseada principalmente no setor industrial, foram abertas com um foco particular de cogeração em usinas que utilizam geração a partir do bagaço de cana de açúcar.

A Rússia, com uma quota significativamente maior do que os outros países, tem uma longa tradição de fornecimento de calor para todos os setores através de redes de DH – *district heating* – ligados diretamente às usinas. Com isso, O governo russo alargou este modelo de oferta de energia em todo o país.

#### – *Potencial de Participação Futura*

Uma série de estudos europeus de potencial de cogeração cita potenciais na faixa de 150-250 GW e mais do que uma duplicação da capacidade de cogeração em 2025, dando uma quota de participação de CHP de mais de 17%, segundo estudos da *COGEN Europe* [17]. Para isso, foi implementada a Diretiva CHP da União Europeia que exige dos Estados a realização de estudos nacionais abrangentes do potencial de cogeração.

O governo canadense, em 2002, identificou um potencial de cogeração, sob um cenário de "Promoção CHP", de 15,5 GWe em 2015, cerca de 12% da capacidade nacional projetada.

No Reino Unido, estudos realizados em 2007 pelo governo identificaram um potencial econômico para a cogeração de 17% da geração da energia total nacional até 2010 – naquela época em 7,5% – com um potencial adicional de 10,6 GWe por CHP em relação aos 5,4 GWe daquele ano, até 2015.



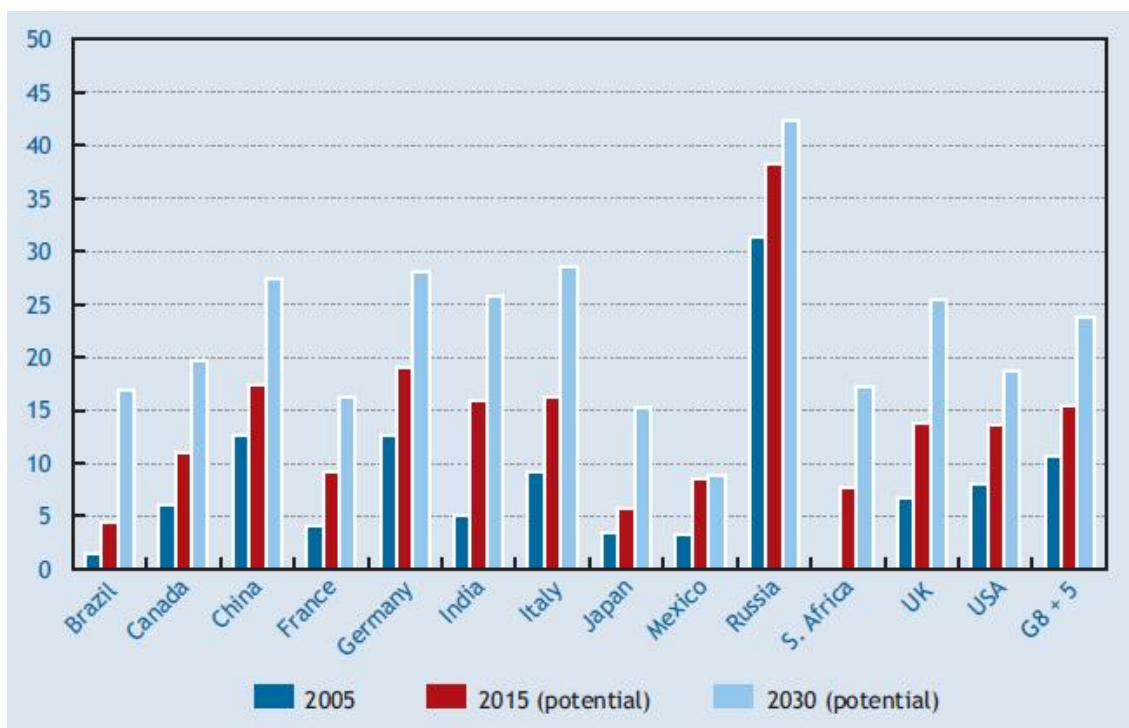
A meta alemã de participação de CHP em 2007 era alcançar cerca de 25% – duplicando em relação à participação daquele ano – em 2020, com base em um Estudo de Potencial de Interesse Nacional realizado pelo governo no âmbito da Diretiva CHP da União Européia. Este estudo também cita um potencial econômico de até 50%.

Na Índia, o objetivo é alcançar o patamar de 15% de participação até 2015 e de 25 % até 2030.

O potencial de CHP no Japão para 2030 foi identificado como em até 29,4 GW, cerca de 15% da capacidade total projetada para aquele ano.

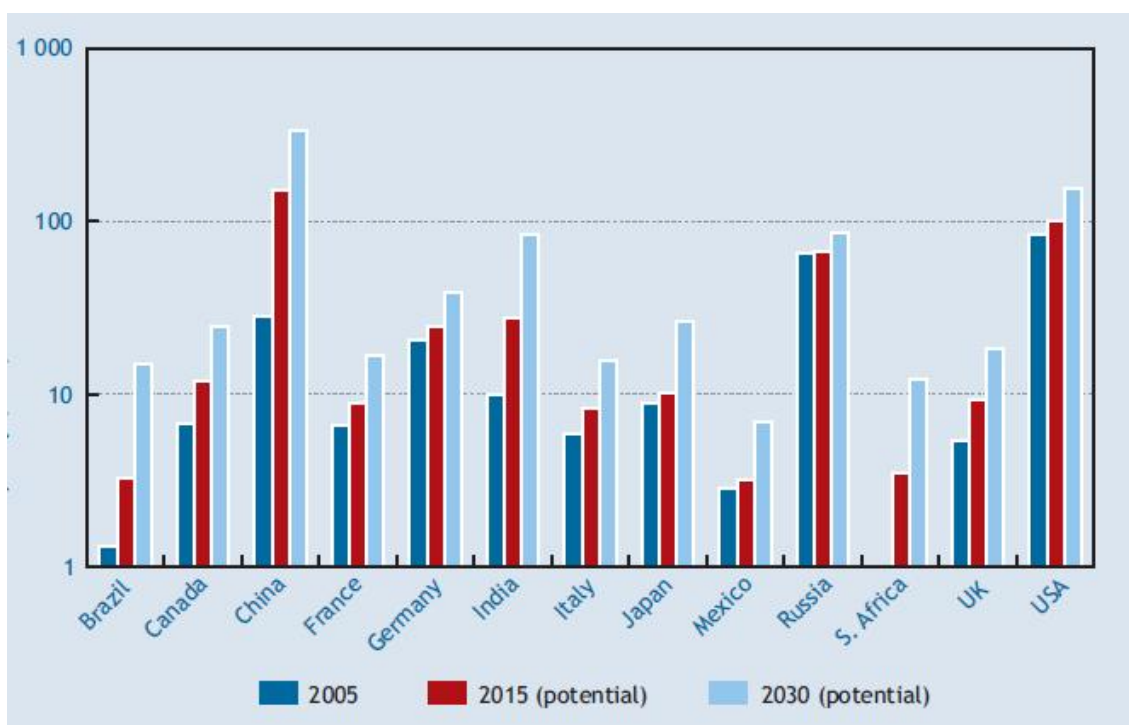
O Brasil, cujo setor energético se baseia em uma forte produção hidroelétrica em grandes centrais, encontra-se ainda algo atrasado no aproveitamento da solução de cogeração. Não existem ainda muitos estudos acerca do verdadeiro potencial do país para a aplicação massiva desta solução. Entretanto, não se espera que a evolução seja tão notória como em alguns dos países já referidos. Ainda assim, pensa-se que a posição de referência do Brasil relativamente aos biocombustíveis implica um potencial de cogeração que não deve ser desprezado.

A Figura 2.2 resume o aumento esperado de CHP nos países como uma parte de geração nacional de eletricidade. Até 2015, as perspectivas são menos otimistas comparadas ao crescimento projetado para 2030, devido aos períodos longos entre aprovações de políticas de incentivo e sua implementação de fato.



**Figura 2.2** – Perspectiva de participação de CHP na geração dos países, em % [2].

A Figura 2.3 mostra a perspectiva de capacidade instalada de cada país para 2015 e 2030, em GWe.



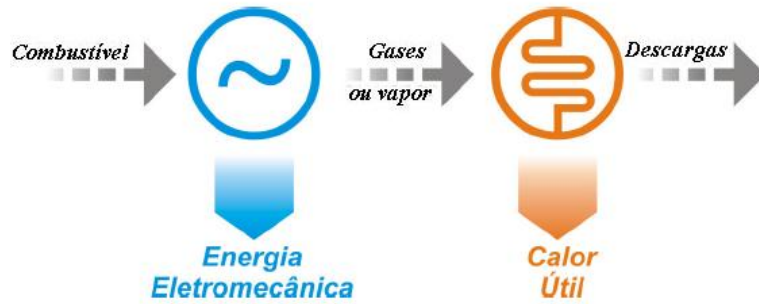
**Figura 2.3** – Perspectiva de capacidade instalada de CHP nos países, em GWe [2].

#### 2.4 Classificação geral dos sistemas de cogeração

A cogeração é uma tecnologia que pode ser aplicada tanto no setor industrial – especialmente empresas do setor sucro-alcooleiro, alimentos e bebidas em geral, de papel e celulose, indústrias químicas e petroquímicas – quanto no setor terciário – especialmente em aeroportos, hotéis, hospitais e hipermercados. Além disso, apresenta potencial de aplicação tanto em sistemas interligados quanto em sistemas isolados, distinguindo-se pelo porte dos sistemas então empregados [1].

Os sistemas de cogeração podem ser classificados de acordo com a posição relativa da geração de energia elétrica na sequência da geração e utilização de calor [4]. Quando a produção de energia elétrica ou mecânica antecede a demanda de calor útil, diz-se que o sistema é do tipo *topping* (a montante), ou seja, a utilização do combustível está diretamente relacionada à produção de energia.

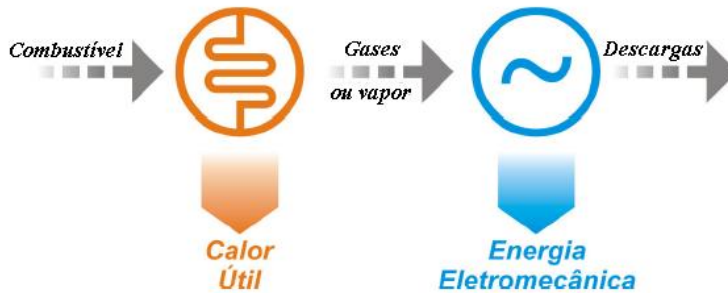
A Figura 2.4 representa um fluxograma básico do sistema de cogeração do tipo *topping*.



**Figura 2.4** – Sistema de cogeração *topping* [18] – adaptado de Barja (2006)

Por outro lado, um sistema do tipo *bottoming* (a jusante) representa a geração elétrica situando-se após a geração da energia térmica. Geralmente, o calor rejeitado em processos industriais encontra-se em níveis de temperatura insuficientes para o emprego na produção de energia eletromecânica, o que restringe a utilização de sistemas do tipo *bottoming*.

A Figura 2.5 representa um fluxograma básico do sistema de cogeração do tipo *bottoming*.



**Figura 2.5** – Sistema de cogeração *bottoming* [18] – adaptado de Barja (2006)

A configuração de sistema de cogeração do tipo *topping* é mais comumente utilizada no setor industrial devido ao fato de que o calor demandado por grande parte dos processos seja de baixa temperatura. Em geral, os processos de geração de energia eletromecânica nesta configuração operam em níveis de temperatura da ordem de 800 °C a 900 °C, enquanto a demanda de calor encontra-se a uma temperatura habitual entre 120 °C e 200°C [6]. Dessa forma, os gases de exaustão rejeitados do processo de geração de energia eletromecânica possuem condições suficientes para suprir essa necessidade.

Apesar disso, a configuração do tipo *bottoming* pode ser extremamente interessante quando já se dispõe, dentro da própria indústria, de processos que forneçam

uma quantidade importante de calor residual a alta temperatura [6], que poderá ser aproveitado na geração posterior de energia eletromecânica. Alguns processos industriais – como em usinas siderúrgicas, refinarias, fornos cerâmicos – operam em temperaturas entre 1000 e 1200 °C, e ao final de todo o processo os gases de exaustão ainda se encontram a temperatura relativamente elevadas, em torno de 500 a 600 °C, podendo ser aproveitados posteriormente.

O sistema do tipo *bottoming*, em geral, apresenta rendimentos eletromecânicos inferiores ao encontrados no sistema tipo *topping* [18], o que pode ser explicado pelas maiores temperaturas fornecidas pela queima do combustível e sua utilização como principal elemento na mencionada sequência de cogeração.

A geração independente de calor – vapor e água quente – em caldeiras convencionais para o suprimento da energia térmica e a compra de energia elétrica de concessionárias locais para suprimento da demanda de potência concorrem incessantemente com os sistemas combinados de cogeração, apesar de haver um melhor aproveitamento da energia primária consumida neste caso.

A Tabela 2.2 ilustra alguns processos e respectivas faixas de temperatura comumente utilizadas.

**Tabela 2.2** – Faixas de temperatura utilizadas em processos

<i>Temperatura [°C]</i>	<b>Discriminação dos processos</b>
<i>T &lt; 80</i>	Aquecimento de residências, escritórios
<i>80 &lt; T &lt; 200</i>	Aquecimento, secagem, cocção em indústrias alimentares, sanitárias, têxteis
<i>200 &lt; T &lt; 600</i>	Boa parte dos reatores químicos, evaporação da água e desidratação de produtos
<i>600 &lt; T &lt; 900</i>	Reatores petroquímicos
<i>900 &lt; T &lt; 1200</i>	Descarbonação e preaquecimento de materiais, fornos de evapocraqueamento
<i>1200 &lt; T &lt; 1700</i>	Cocção de produtos argilosos (refratários)
<i>T &gt; 1700</i>	Tratamentos metalúrgicos, fusão de materiais

## 2.5 Ciclos de cogeração

Os ciclos termodinâmicos de potência podem ser definidos como um conjunto de processos termodinâmicos que tem como objetivo a transformação de um suprimento energético – em forma de energia primária – em energia mecânica.

Para compreender o processo de geração de energia e como a utilização de sistemas de cogeração está inserida neste contexto, deve-se considerar a análise dos principais ciclos termodinâmicos de potência: o ciclo Rankine e o ciclo Brayton, presente no APÊNDICE II. Outro ciclo importante e de grande utilização na Europa e Estados Unidos é o ciclo Diesel – que apresenta elevada produção eletromecânica comparativamente à sua capacidade de produção térmica –, que é empregado em unidades compactas e em muitos sistemas isolados [1], porém a análise deste ciclo não será contemplada. Aliado a esses conceitos, o desenvolvimento de tecnologias permitiu o surgimento de um novo modelo de geração de energia que consegue obter níveis mais elevados de eficiência térmica, consolidando o conceito de ciclo combinado.

### – O ciclo combinado

O ciclo combinado é um conceito que unifica dois ou mais ciclos termodinâmicos, tais como os de Rankine e Brayton, com a principal finalidade de aumentar a eficiência global do processo. Esse conceito se assemelha muito com o conceito de cogeração, posto que este seja a geração de duas formas distintas de energia associadas a processos distintos. Na prática, a combinação mais utilizada é a de uma planta que alia os conceitos dos ciclos Brayton e Rankine [18].

O ciclo Rankine é um modelo que representa um ciclo termodinâmico idealizado de geração de potência através da utilização de uma turbina a vapor, que tem como principal objetivo a geração de trabalho mecânico através da transformação da energia contida em um fluxo de vapor d'água. Já o ciclo Brayton é um ciclo termodinâmico de geração de potência por combustão interna, que representa aplicações que utilizam turbinas a gás, conforme descrito no APÊNDICE II.

A principal diferença entre estes ciclos está no fato de que, no primeiro, a demanda de calor pode ser suprida a partir de diferentes fontes de calor, tais como combustão externa de algum combustível em uma caldeira, energia solar concentrada e

trocas de calor com outro fluido, desde que atendam às exigências de projeto. No ciclo Brayton, por definição, utiliza-se um combustível para a realização de uma combustão interna na câmara de combustão da turbina a gás, gerando assim o calor necessário para a operação.

Os gases rejeitados da turbina a gás, no ciclo Brayton, e o vapor que foi expandido na turbina a vapor, no ciclo Rankine, geralmente possuem condições suficientes para serem aproveitados em outros processos. Dessa maneira, analisando os ciclos separadamente e como nesta etapa há necessariamente rejeição de energia térmica para o ambiente, este é o principal ponto onde a cogeração pode ser inserida, de modo a aproveitar o calor rejeitado em outro processo posterior, caracterizando-se como um sistema do tipo *topping*.

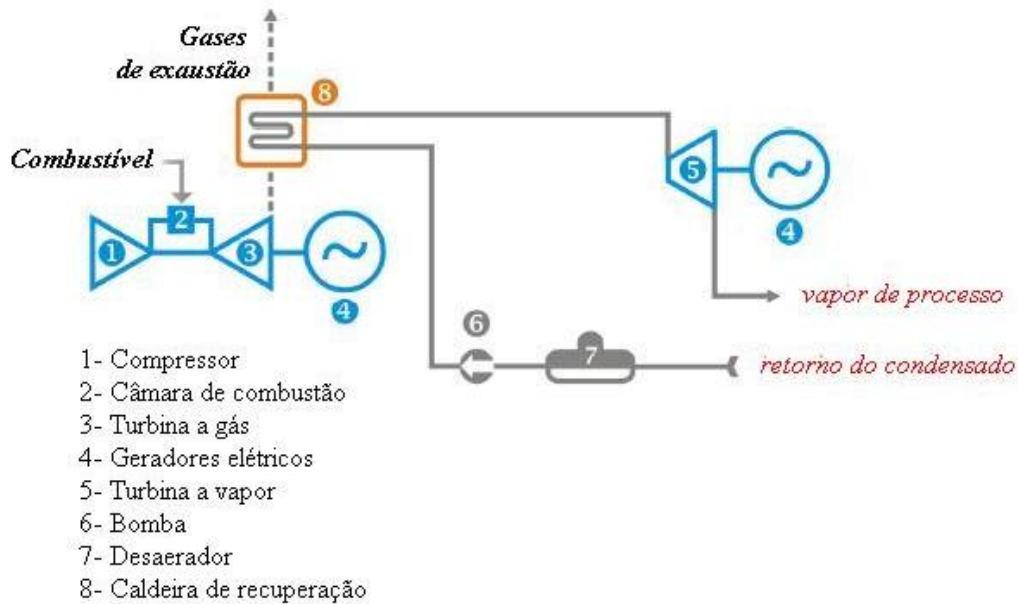
Em contrapartida, a combinação do ciclo Brayton e do ciclo Rankine, especificamente nesta ordem, onde a turbina a gás do primeiro é responsável pela geração de potência, e os gases de exaustão tornam-se a fonte energética de suprimento da caldeira para o segundo ciclo, torna esta uma configuração mais eficiente do que se os ciclos estivessem operando separadamente. É importante destacar ainda que além da geração de potência pela turbina a gás, a turbina a vapor do ciclo Rankine também será responsável por uma parte da geração de potência, utilizando-se da mesma fonte energética e que, portanto, aumenta a eficiência global da planta e pode garantir maiores níveis de excedente de energia elétrica.

No caso do ciclo combinado, a eficiência global pode ser calculada levando-se em conta o fato de que a utilização do combustível é feita apenas na turbina a gás, ainda que essa energia seja aproveitada posteriormente. Dessa forma, a eficiência global pode ser obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente aproveitadas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível, podendo chegar a valores entre 60% e 90%. Denominando  $\dot{E}$  toda a energia eletromecânica líquida gerada pelo ciclo combinado e  $\dot{S}$  a energia térmica disponibilizada [1]:

$$\eta_g = \frac{\dot{E} + \dot{S}}{\sum \dot{m}_{c,i} PCI_i} \quad (1)$$

onde o índice  $i$  representa a contribuição individual de cada elemento que utiliza o conteúdo energético fornecido pelo combustível, sendo o somatório de todas as contribuições a energia total fornecida pelo combustível.

A Figura 2.6 mostra uma configuração típica de um ciclo combinado de cogeração, onde primeiramente tem-se a geração de potência por um ciclo Brayton e posteriormente a utilização de um ciclo Rankine utilizando os gases de exaustão como fonte de energia.



**Figura 2.6** – Ciclo combinado de cogeração utilizando Brayton e Rankine [18] – adaptado de Barja (2006)

Para determinar outro conceito importante, a eficiência elétrica da planta,  $\eta_{el}$ , basta desconsiderar a parcela de energia térmica disponibilizada,  $\dot{S}$ , da equação de eficiência global:

$$\eta_{el} = \frac{\dot{E}}{\sum \dot{m}_{c,i} PCI_i} \quad (2)$$

À análise da eficiência global estão associados os conceitos de consumo específico de combustível e razão potência/calor gerado<sup>8</sup>, que são fatores determinantes para avaliação da viabilidade do retorno do investimento. O primeiro é definido como a relação entre a vazão em massa de combustível efetivamente queimada pela potência líquida obtida no ciclo:

<sup>8</sup> Em inglês, *power to heat ratio*.

$$cec = \frac{\dot{m}_c}{\dot{E}} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right] \quad (3)$$

A título de comparação, o ciclo de Rankine, normalmente, é o que apresenta maior taxa de utilização do combustível – maior consumo de combustível para gerar 1 kW – enquanto o ciclo Diesel apresenta o menor *cec* [1].

A razão potência/calor gerado,  $\Psi$ , como o próprio nome induz, pode ser facilmente obtida a partir da divisão da potência líquida gerada no ciclo,  $\dot{E}$ , pelo calor disponibilizado,  $\dot{S}$ .

$$\Psi = \frac{\dot{E}}{\dot{S}} \quad (4)$$

Os índices  $\Psi$  variam segundo faixas, dependendo da tecnologia e do ciclo adotado. É perceptível que valores superiores a 1 indicam maior capacidade do ciclo de gerar energia eletromecânica para uma quantidade unitária de energia térmica e para valores menores do que 1, tem-se o contrário.

A Tabela 2.3 apresenta as faixas usuais comumente praticadas para  $\Psi$  em ciclos térmicos.

**Tabela 2.3** – Faixas de  $\Psi$  em ciclos térmicos (*topping*) [1]

<i>Ciclo Rankine</i>	<i>Ciclo Brayton</i>	<i>Ciclo Combinado</i>	<i>Ciclo Diesel</i>
0.1 a 0.3 – contrapressão	0.3 a 0.8	0.6 a 1.5	0.8 a 2.4
0.4 a 1.5 – condensação			

– *Estratégias de operação*

Quando se considera a estrutura industrial brasileira, nota-se que em grande parte os sistemas são voltados ao atendimento da demanda térmica, uma vez que não é prática consolidada a negociação de vapor excedente e outras formas de energia térmica [1]. Neste caso, as centrais de cogeração adotam a chamada paridade térmica, priorizando o atendimento à demanda térmica. Portanto, neste tipo de operação estratégica, a central passa a operar de acordo com a curva de demanda térmica da unidade de processo, que em alguns casos necessita ainda de um suplemento de calor



pelas unidades auxiliares devido a altas demandas. O excedente de energia elétrica produzido é exportado.

Por outro lado, na estratégia de paridade eletromecânica, a central de cogeração opera segundo a curva de demanda eletromecânica. Em geral, o calor liberado deste processo é utilizado para atender a demanda térmica, que muitas vezes precisa ser suplementada por unidades auxiliares. Caso haja excedente térmico, o calor pode ser eliminado da unidade.

Outra estratégia consolidada para centrais de cogeração é o despacho econômico, que corresponde à operação apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária apresenta um retorno interessante aos investidores das centrais de cogeração. Normalmente, adotando-se esta estratégia, a planta pode ficar desligada da concessionária quando não há uma atividade econômica rentável sob o ponto de vista dos investidores, ainda que isto implique custos devido à ociosidade dos equipamentos.

É importante que a central de cogeração não seja empregada para atender a picos de demanda, posto que sua melhor utilização é na operação próxima ao ponto de projeto, com capacidade contínua por muitas horas do ano. Os picos de demanda devem ser supridos por equipamentos auxiliares específicos para esse fim, ou até mesmo pela concessionária.

## *2.6 Principais benefícios da cogeração*

Como já mencionado, a cogeração é uma excelente alternativa para se obter uma maior eficiência global em plantas de geração de energia, e, portanto, garantir uma redução de custos e de emissões de poluentes para o meio ambiente.

Em particular, a melhoria da eficiência de abastecimento nos setores de energia elétrica e de calor oferece uma importante oportunidade de curto prazo. A eficiência média global de geração de energia de combustível fóssil tradicional manteve-se estagnada por décadas a 35-37% [2]. Ou seja, cerca de dois terços da energia primária que é convertida para a produção de energia elétrica é perdida na forma de calor rejeitado que pode, em parte, ser usado para satisfazer a demanda de calor em indústrias, edifícios, vilas e cidades.

Existe uma crescente vertente de evidências de que o desenvolvimento mais amplo de CHP no futuro, para além dos mercados tradicionais de aquecimento

industrial e do distrito, é um meio eficaz de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> nos próximos anos. Um estudo realizado pela *McKinsey & Company, Inc.*<sup>9</sup> destacou o papel que pode ser desempenhado pelo CHP em atingir reduções de emissões nos EUA. Os resultados mostraram que CHP seria responsável por cerca de 13% de todas as reduções na emissão de CO<sub>2</sub> identificadas para os edifícios em 2030 e por cerca de 53% de todas as reduções na emissão de CO<sub>2</sub> identificadas para a indústria, também em 2030 [2].

Em um estudo realizado para avaliar o custo das políticas de redução de carbono na Holanda, CHP foi identificado como uma das soluções de menor custo, avaliado em cerca de € 25 por tonelada de CO<sub>2</sub>, custo menor do que o isolamento dos edifícios, caldeiras de condensação e de geração por energia eólica [2].

Além disso, como os sistemas de cogeração são formas de produção local de energia, diminuem substancialmente as perdas na transmissão e distribuição desta energia, além de proporcionarem uma melhor relação custo-benefício em comparação às produções centralizadas.

Posto que são sistemas de produção local e, por conseguinte, de menor porte, podem ser construídos em períodos menores de tempo e obter o retorno do investimento em menor tempo em relação às grandes plantas de geração de energia, que levam tipicamente três anos para serem construídas [19]. Sob o ponto de vista de mercado, os investidores correm maiores riscos quando tentam fazer previsões futuras sobre o preço e a demanda de energia para períodos muito longos, posto que o desenvolvimento econômico pode flutuar consideravelmente.

A possibilidade de rápida alteração das condições de operação dos sistemas de cogeração é uma das maiores vantagens deste sistema. As grandes plantas, tipicamente, são projetadas apenas para uma demanda diária de energia e, portanto, operam em uma carga de produção média. No caso dos sistemas de cogeração, por se tratarem de pequenos sistemas localizados, a produção consegue seguir uma demanda flexível, podendo alterar rapidamente as condições de operação para suprir uma demanda horária dos consumidores industriais ou da rede nacional.

Outra grande vantagem deve-se ainda à produção descentralizada – localizada – destes sistemas, de menor porte, que garante uma maior confiabilidade do sistema. Este

---

<sup>9</sup> A *McKinsey & Company, Inc.* é uma empresa global de consultoria de gestão norte-americana que se concentra na resolução de questões de interesse para a gerência sênior. A *McKinsey* serve como um conselheiro para empresas, governos e instituições ao redor do mundo.

tipo de produção além de evitar uma falha de grandes impactos, pode ser utilizado estrategicamente de modo a assegurar o abastecimento local de eletricidade de funções públicas não-perecíveis, por exemplo, durante alguma falha do sistema centralizado.

A grande maioria das aplicações CHP pode ser agrupada em três categorias – industriais, comerciais ou institucionais e DHC. Os sistemas de cogeração são cada vez mais utilizados para aplicações menores nos setores comerciais e institucionais, e estão sendo incorporados mais frequentemente em sistemas DHC. A Tabela 2.4 apresenta as diferenças de alguns aspectos relacionados à CHP entre as categorias.

**Tabela 2.4** – Aspectos das aplicações de cogeração [2].

Aspecto	CHP – industrial	CHP – comercial ou institucional	DHC
<b>Consumidores Típicos</b>	Indústria química, de papel e celulose, metalúrgica, de processamento pesado (alimentos, têxtil, madeira, minerais), de cerveja, fornos de coque, fornos de vidro, de refino de petróleo	Fabricação de luz, hotéis, hospitais, grandes prédios urbanos, operações agrícolas	Todos os edifícios dentro do alcance da rede de calor, incluindo edifícios de escritórios, casas individuais, universidades, aeroportos, indústria.
<b>Facilidade de integração com as energias renováveis e energia de resíduos</b>	Moderado – Alto (particularmente fluxos de resíduos industriais de energia)	Baixo – Moderado	Alto
<b>Nível de Temperatura</b>	Alto	Baixo – Moderado	Baixo – Moderado
<b>Capacidade típica do sistema</b>	1 a 500 MWe	1 kWe a 10 MWe	Qualquer
<b>Propulsor típico</b>	Turbina a vapor, turbinas a gás, motores a pistão (ignição por compressão), ciclo combinado (sistemas complexos)	Motor alternativo (ignição por centelhamento), os motores Stirling, células de combustível, microturbinas	Turbina a vapor, turbinas a gás, incineração de resíduos, CCGT <sup>10</sup>
<b>Fonte Energética</b>	Quaisquer combustíveis líquidos, gasosos ou sólidos, gases residuais de processos industriais (por exemplo, gases de alto-forno, gases residuais do forno de coque)	Quaisquer combustíveis líquidos, gasosos	Qualquer combustível
<b>Principais <i>players</i></b>	Indústria (concessionárias de energia)	Usuários finais e utilitários	Comunidade local, serviços públicos locais e nacionais e indústrias

<sup>10</sup> Combined Cycle Gas Turbine – CCGT – é uma turbina a gás de ciclo combinado.

Apesar das diversas vantagens apresentadas, os projetos de centrais de cogeração devem ser capazes de atender às necessidades de demanda do processo associado, bem como ser economicamente viável, face aos elevados custos de investimento que a implantação apresenta, o que implica uma necessidade de adequação em termos conceituais<sup>11</sup> com limites de custo aceitáveis [1].

---

<sup>11</sup> Segundo Balestieri [1], diz-se um projeto adequado em termos conceituais “*aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo mas também consegue garantir o nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência*”.

### 3. Otimização em Engenharia

Segundo Saramago [20], otimização consiste em encontrar uma solução ou um conjunto de soluções ótimas, que minimiza ou maximiza o valor de uma determinada função ou conjunto de funções, denominadas funções objetivo, através da escolha sistemática dos valores de algumas variáveis reais ou inteiras – variáveis de decisão – dentro de um conjunto viável. Uma solução ótima é um conceito que está diretamente atrelado ao problema que se deseja otimizar, posto que, por exemplo, para um dado conjunto de funções o objetivo pode ser minimizar algumas enquanto se maximiza outras. Neste caso, pode-se ter uma única solução, um conjunto de soluções ou ainda não haver solução que satisfaça todas as funções.

A complexidade para encontrar uma solução de um determinado problema aumenta à medida que o número de funções e de variáveis aumenta. Portanto, houve a necessidade de se desenvolver técnicas matemáticas e computacionais que auxiliassem o processo de otimização, que se tornou uma grande ferramenta para resolução de problemas de engenharia.

#### 3.1. Breve histórico

Desde os primórdios da humanidade, o homem procura instintivamente formas de realizar uma determinada atividade – seja ela cotidiana ou profissional – da melhor forma possível. Grandes descobertas devem-se em grande parte ao anseio pela busca de mecanismos que facilitassem ou melhorassem o modo de realizar determinadas tarefas. A essa gana por evolução está atrelada a otimização, que se insere nesse contexto até mesmo em uma simples atividade como escolher entre várias possibilidades um trajeto mais rápido ou mais curto entre a casa e o trabalho. Para problemas mais complexos e de engenharia, artifícios técnicos foram desenvolvidos a fim de otimizar essas atividades.

A otimização se fez presente já no séc. IX a.C., por exemplo, com o conhecido episódio narrado por Virgílio, segundo o qual, a rainha Dido ao fundar a cidade de Cartago determinou qual a figura geométrica para a qual seria maximizada a área por ela delimitada para um dado perímetro constante. Ainda assim, pouca relevância foi

dada à resolução de inequações e a procura de soluções ótimas, pelo menos de uma maneira sistemática [21].

Os primeiros métodos matemáticos que objetivavam encontrar o mínimo ou o máximo de funções começaram a ser desenvolvidos no século XIX pelo matemático francês Augustin-Louis Cauchy (1789-1857) [22]. Apesar disso, o alemão Johann Carl Friedrich Gauss (1777-1855) ficou conhecido como o primeiro criador de uma técnica de otimização, denominada *Steepest Descent*, baseando-se no gradiente de funções, além de uma outra técnica muito difundida, o método dos mínimos quadrados.

Para problemas mais complexos, que lidam com funções de várias variáveis e um conjunto de restrições, surgiu a Programação Linear, a primeira técnica desenvolvida para esta finalidade e proposta por George Bernard Dantzig (1914-2005) na década de 1940. Nesse contexto, o termo programação não se referia a programação de computadores – apesar destes serem extensivamente utilizados atualmente para resolução de problemas de otimização – mas ao termo programa, utilizado pelos militares norteamericanos para referirem-se à agenda proposta de horários para treinamentos e ações logísticas, que eram os problemas que Dantzig estava estudando à época. A situação de guerra e competição que se vivia, às quais se associou um forte desenvolvimento industrial, criou condições para que melhor e mais rapidamente se procurasse desempenhar tarefas. Dantzig, então, publicou o algoritmo Simplex<sup>12</sup>, que viabilizava a solução de problemas de grande dimensão da programação linear [21].

Nesta mesma época, na então União Soviética, Leonid Kantorovich foi responsável por desenvolvimentos teóricos na resolução de problemas de equilíbrio econômico.

Nem sempre é possível minimizar funções de várias variáveis por meio de uma solução analítica. Surgem, então, métodos numéricos que visam tal objetivo, baseados em um modelo de algoritmo com buscas direcionais. Os métodos de busca direta caracterizam-se por utilizar apenas os valores da função a ser otimizada, não sendo necessário o cômputo de derivadas desta função. O método proposto por Robert Hooke e T. A. Jeeves, que data de 1961 [23], consiste em duas fases principais: uma busca exploratória em torno do ponto inicial e uma busca padrão na direção definida a partir

---

<sup>12</sup> O algoritmo Simplex permitiu que se encontrassem valores ideais em situações onde diversas necessidades e restrições influenciam em uma função que precisava ser otimizada.

da busca exploratória. Nesta mesma vertente, foi desenvolvido em meados de 1965, o método Nelder-Mead, onde os autores propuseram um método baseado em poliedros flexíveis, que consistia em minimizar uma função de várias variáveis utilizando os vértices de um poliedro de forma variável. O método proposto por Powell, 1964, para minimização de funções de várias variáveis consiste em sucessivas buscas unidimensionais utilizando um conjunto de direções conjugadas geradas pelo próprio algoritmo.

Nos anos 1950, surgiram os primeiros estudos com algoritmos heurísticos, que objetivavam simular fenômenos naturais. Entretanto, as principais técnicas probabilísticas só viriam a partir de 1975, quando John Henry Holland (1929- ) lançou o livro “*Adaptation in Natural and Artificial Systems*”, considerado a referência em Algoritmos Genéticos [22]. Nos anos 80, David Goldberg (1953- ), aluno de Holland, conseguiu o primeiro sucesso em aplicação industrial de Algoritmos Genéticos. Desde então, estes algoritmos vêm sendo aplicados com sucesso nos mais diversos problemas de otimização e aprendizado de máquinas [24].

Em 1983, Kirkpatrick *et al.* introduziram o *Simulated Annealing*, técnica baseada na simulação do comportamento das moléculas durante o recozimento de metais. Devido ao aumento da capacidade de processamento de máquinas computadorizadas ocorrido nos anos 1980, essa técnica ficou bastante conhecida no meio científico como o primeiro método de otimização heurística. A partir de então, devido às facilidades computacionais, o método de Algoritmos Genéticos se tornou um dos mais difundidos nos dias de hoje.

Outras duas técnicas probabilísticas vieram mais tarde. Em 1995, Kennedy e Eberhart propuseram a técnica *Particle Swarm*, baseada no compartilhamento das informações entre indivíduos de uma população e, em 1996, Dorigo *et al.* propuseram um algoritmo chamado *Ant Colony*, baseado na observação de uma colônia de formigas na busca por alimentos [22].

### 3.2. Conceitos básicos

Basicamente, o problema de otimização pode ser escrito de forma genérica como [25]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{minimizar } f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito a } g(\mathbf{x}) \leq 0 \\ \text{e } h(\mathbf{x}) = 0 \end{array} \right\}$$

onde  $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$  representa o vetor que contém as variáveis de projeto que se deseja otimizar,  $g(\mathbf{x}) = [g_1(\mathbf{x}), g_2(\mathbf{x}), \dots, g_n(\mathbf{x})]$  e  $h(\mathbf{x}) = [h_1(\mathbf{x}), h_2(\mathbf{x}), \dots, h_m(\mathbf{x})]$  representam as restrições inerentes ao problema a ser otimizado. A cuidadosa análise das restrições de igualdade e desigualdade do problema é um ponto importante desse processo, uma vez que a excessiva imposição de restrição pode penalizar ou inviabilizar a busca da solução e, por outro lado, o baixo rigor estabelecido pode afastar o problema das condições reais de operação [1].

A solução do problema de otimização pode representar um mínimo local ou um mínimo global conforme seguintes definições [25]:

- ✓ Um ponto  $\mathbf{x}^* \in \Omega$  é um mínimo local – ou mínimo relativo – de  $f(\mathbf{x})$  em  $\Omega$  se existir uma vizinhança  $\Delta \equiv \{\mathbf{x} \in \Omega / \|\mathbf{x} - \mathbf{x}^*\| \leq \delta\}$  tal que  $f(\mathbf{x}) \geq f(\mathbf{x}^*)$  para todo  $\mathbf{x} \in \Delta$ . Além disso, se  $f(\mathbf{x}) > f(\mathbf{x}^*)$  para todo  $\mathbf{x} \in \Delta$ , então  $\mathbf{x}^*$  é um mínimo local estrito.
- ✓ Um ponto  $\mathbf{x}^* \in \Omega$  é um mínimo global – ou mínimo absoluto – de  $f(\mathbf{x})$  em  $\Omega$  se  $f(\mathbf{x}) \geq f(\mathbf{x}^*)$  para todo  $\mathbf{x} \in \Omega$ .

É perceptível que um mínimo global é por definição um mínimo local. Os métodos de otimização tem como principal objetivo encontrar o mínimo global de um problema. Porém, ao contrário das expectativas, o mínimo global apenas pode ser encontrado para alguns casos particulares, devido à complexidade dos problemas a serem otimizados com esse fim.

Em geral, os métodos de otimização podem ser entendidos como aplicações iterativas, que requer um conjunto inicial de variáveis de projeto, denominadas  $\mathbf{x}_0$ . Sendo assim, para cada iteração, o conjunto de variáveis de projeto recebe um novo valor, que tende a se aproximar da minimização desejada. Basicamente, tem-se que:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + a^* \mathbf{d}_k \quad (5)$$



onde  $k$  representa o número da iteração,  $\mathbf{x}$  representa o vetor das variáveis de projeto,  $\mathbf{d}$  o vetor de direção de busca no espaço de projeto e  $\alpha^*$  é passo que se deseja dar na direção de  $\mathbf{d}$ .

### 3.3. Comparação entre Métodos de Otimização

Os métodos de otimização podem ser classificados como métodos determinísticos – *Deterministic Optimization*, métodos de busca direta – *Direct Search Algorithms*, ou como métodos randômicos – *Random Strategies* [20].

#### – Métodos Determinísticos

Os métodos de otimização baseados nos algoritmos determinísticos – maioria dos métodos clássicos – geram uma sequência determinística de possíveis soluções requerendo, na maioria das vezes, o uso de pelo menos a primeira derivada da função objetivo em relação às variáveis de projeto.

Nestes métodos, a função objetivo e as restrições são dadas como funções matemáticas e relações funcionais. Além disso, a função objetivo deve ser contínua e diferenciável no espaço de busca.

Os métodos determinísticos apresentam teoremas que lhes garantem a convergência para uma solução ótima que não é necessariamente a solução ótima global. Como nesses métodos a solução encontrada é extremamente dependente do ponto de partida fornecido, pode-se convergir para um ótimo local, por isso não possuem bom desempenho em otimizar funções multimodais, isto é, funções que possuem vários ótimos locais.

Basicamente, os métodos determinísticos estão divididos de acordo com as características da função objetivo e restrições de projeto. Quando a função objetivo e as restrições são funções lineares das variáveis de projeto, os métodos são considerados de Programação Linear – assim como o algoritmo Simplex, que é o método mais tradicional para solucionar este tipo de problema de otimização. Quando se trata de problemas que envolvem função objetivo, ou pelo menos uma das restrições, de característica não-linear das variáveis de projeto, os métodos são considerados de Programação Não-Linear. Nesta classe, os métodos que mais se destacam são: Método

de Programação Linear Sequencial, Método de Programação Quadrática Sequencial, Método das Direções Viáveis e Método do Gradiente Reduzido, entre outros.

Em geral, apesar do tempo e esforço computacional dedicados à solução utilizando esses métodos, a complexidade exigida pelos métodos determinísticos para programação computacional impulsiona a utilização de outros métodos de otimização, como os Métodos Randômicos, que são relativamente simples.

#### – *Métodos de Busca Direta*

Dentro do amplo conjunto dos métodos conhecidos como *derivative-free* – métodos que não calculam derivadas – estão os métodos de busca direta. Um método de busca direta, além de não calcular ou aproximar as derivadas, não requer o conhecimento do comportamento da função objetivo. Este termo refere-se a um método iterativo em que um conjunto de pontos é testado a cada iteração, associado a uma estratégia que usa somente avaliações da função objetivo para definir a aproximação seguinte para o minimizador.

Os algoritmos de busca direta são de crescente interesse por apresentarem, em geral, bons resultados teóricos de convergência, por serem fáceis de implementar e por representarem uma alternativa em ocasiões onde métodos mais elaborados falham.

Dentre os métodos de busca direta, destacam-se os métodos de Hooke-Jeeves, Powell e Nelder-Mead – que está entre os mais utilizados em anos de computação científica.

#### – *Métodos Randômicos*

Os métodos randômicos apresentam eventos aleatórios em seus algoritmos matemáticos, e dentre eles, podem ser citados o método do Recozimento Simulado – *Simulated Annealing*, o método do Enxame de Partículas – *Particle Swarm*, e os Algoritmos Genéticos – *Genetic Algorithms*. Estes métodos baseiam-se na observação de processos da natureza e não apresentam fundamentação matemática teórica.

Assim como para os métodos de busca direta, não é necessário que a função a ser otimizada apresente continuidade ou diferenciabilidade. Portanto, estes algoritmos apresentam caráter genérico, podendo ser aplicados a problemas com função objetivo discreta, contínua ou não diferenciável, e por isso são considerados métodos de ordem

zero. Em adição, os métodos randômicos apresentam a potencialidade de evitar a convergência prematura para pontos de mínimos locais.

Outras grandes vantagens destes métodos são a relativa facilidade de se realizar a programação computacional e a ausência de restrições na formulação do ponto de partida dentro do espaço de busca, embora seus resultados demandem um tempo de processamento e esforço computacional relativamente maiores.

### *3.4. A otimização aplicada a cogeração*

Na aplicação às centrais de cogeração, no âmbito de projeto ou de operação, verifica-se a presença de duas vertentes: a otimização termodinâmica – que permite buscar a configuração mais adequada para um certo problema, na fase de síntese do projeto, maximizando a eficiência do ciclo e identificando soluções que deverão ser analisadas para adequação à realidade física – e a otimização termoeconômica – que buscam a otimização de variáveis importantes do projeto, como temperaturas, pressões, composição química dos fluxos, entre outras, a partir de uma configuração previamente definida de modo a minimizar os custos envolvidos [1]. Esta, por sua vez, vem apresentando maior destaque no meio acadêmico, principalmente após a apresentação de um conjunto de artigos representados pelas principais correntes de pesquisadores na revista *Energy*, 1994, [26] e identificados pela sigla CGAM – que representava os principais autores de cada corrente de pesquisa, *Christos Frangopoulos, Georges Tsatsaronis, Antonio Valero e Michael Von Spakovsky*. Nesta ocasião os pesquisadores realizaram uma análise comparativa das diferentes metodologias aplicadas a uma mesma central de cogeração, o que contribuiu significativamente para a difusão destes conceitos.

#### 4. Sistema Energético de Interesse

Em particular, no Brasil, a geração de energia térmica está se tornando cada vez mais estratégica, devido aos recentes períodos irregulares de chuvas que vem ameaçando o fornecimento de energia doméstica das hidrelétricas tradicionais. Gás natural, devido a sua abundância na América do Sul, tem sido o combustível eleito para alimentar a maioria das usinas termelétricas brasileiras.

Conceitos e formalismos termoeconômicos podem ser utilizados em conjunto com técnicas de otimização para realizar a análise e projeto de sistemas de energia, levando a um melhor compromisso entre eficiência energética e impacto ambiental, por um lado, e minimização de custos do outro [27].

Neste trabalho, objetiva-se realizar uma otimização termodinâmica e termoeconômica aplicada a uma central de cogeração de ciclo combinado real localizada na cidade do Rio de Janeiro, no Brasil.

A planta contém mais de 60 componentes térmicos, incluindo duas turbinas a gás, uma turbina a vapor e duas caldeiras de recuperação de calor – HRSG, do inglês *heat recovery steam generator*. A simulação de uma condição operacional da planta requer a consolidação de centenas de variáveis. A planta foi projetada para produzir nominalmente 380 MW de potência e exportar um fluxo mássico entre 200 ton/h e 400 ton/h de vapor superaquecido para processos, a 45 bar e 404 °C, para uma refinaria vizinha.

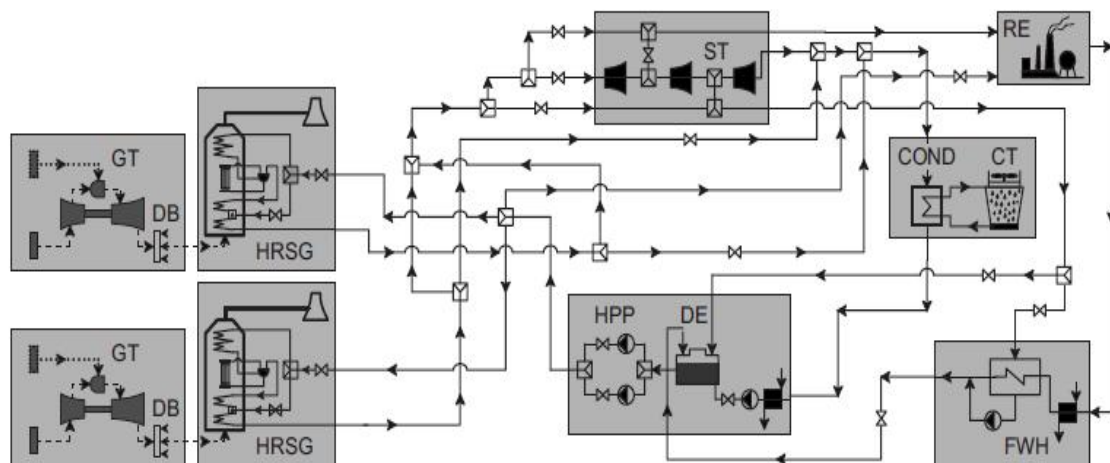
A central de cogeração opera submetida a um cenário econômico, que pode variar com o tempo devido à variação dos preços de combustível, energia elétrica e de vapor. Portanto, para controlar a planta, é importante conhecer o custo mínimo operacional, quando um fluxo mássico fixo de vapor de processo tem que ser exportada, enquanto uma quantidade variável de potência elétrica é produzida.

Um teste de desempenho oficial nas condições de projeto indicou uma potência líquida de 382,1 MW, 5897 kJ/kWh de taxa de cogeração de calor – o que corresponde a uma razão potência/calor gerado de 1,64 – e 201,4 ton/h de fluxo mássico de vapor de processo.

##### 4.1. Descrição da central de cogeração estudada

Duas turbinas a gás – GT, do inglês *gas turbine* – operam em regime paralelo e com auxílio subsequente de dois queimadores suplementares – DB, do inglês *duct burner* – e duas caldeiras de recuperação de calor – HRSG. As turbinas queimam gás natural para produzir 107,2 MW de potência, cada uma em plena carga, sendo que neste caso a temperatura dos gases à entrada do HRSG é 795 °C, após passagem nos queimadores suplementares. Os queimadores podem praticamente dobrar a produção de vapor, e suas configurações operacionais dependem da quantidade de vapor exportado. O HRSG opera em um nível de pressão única, e as condições de projeto para a produção de vapor são 124,1 bar de pressão e temperatura 568 °C. Em cada HRSG, os gases quentes de exaustão da turbina a gás passam – pelo lado do casco dos trocadores de calor do tipo casco e tubo – através de dois superaquecedores, um evaporador e dois economizadores, sofrendo uma perda de carga total de 27 mbar. Em condições de projeto, um total de 2107682 m<sup>3</sup>/h de gases de combustão a 112 °C deixam os HRSGs pelas duas chaminés.

Na Figura 4.1 o diagrama esquemático de fluxos de processo da planta de interesse descrita é apresentado.



**Figura 4.1** – Diagrama esquemático de fluxos de processo do sistema energético de interesse [28] – adaptado de Vieira (2010)

Para compensar o fluxo mássico de vapor de processo exportado, tanques de água desmineralizada alimentam o circuito da planta de água/vapor. A água é então direcionada para o desaerador – DE, do inglês *deaerator* – e em seguida entra nas bombas de alta pressão – HPP, do inglês *high pressure pump*. A água que sai das

bombas flui através do lado do tubo de cada HRSG e ganha energia primeiramente nos dois economizadores. Vapor saturado é então formado no evaporador, e segue para o primeiro superaquecedor. Em condições normais de funcionamento, o vapor de água superaquecido produzido nos HRSGs segue para a primeira fase da turbina a vapor – ST, do inglês *steam turbine*.

A turbina a vapor de condensação foi projetada para variar as condições operacionais de pressão, e produz 179,3 MW de potência a plena carga e 200 ton/h de vapor exportado. Após a expansão, na primeira fase, certa quantidade de vapor é extraída, a 417 ° C e 45,2 bar para gerar as 200 ton/h de vapor exportado, que servirão a linha de processo de uma refinaria vizinha – RE, do inglês *refinery*. Na segunda fase mais vapor é extraído, para servir o desaerador. Finalmente, depois de expansão no terceiro estágio, vapor a 0,08 bar e 41,1 °C segue para o condensador refrigerado a água. O condensador recebe água de resfriamento a 25 °C, a partir de uma torre de resfriamento por convecção forçada – CT, do inglês *cooling tower* – e a água sai a 37,1 °C. Uma bomba de baixa pressão dirige o condensado para o desaerador.

A Tabela 4.1 apresenta um resumo das principais condições termodinâmicas de projeto da planta de cogeração de interesse, que foram admitidos como base para a realização das simulações.

**Tabela 4.1** – Condições termodinâmicas de projeto da planta estudada [27].

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	156,4	82,1	356,2	95,1
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	124,1	567,4	3519,8	95,1
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,03	540,3	591,1	385,6
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	795,0	907,0	388,1
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,01	112,3	119,1	388,1
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	120,0	565,0	3517,7	190,2
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,0	2239,1	122,0
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,0	171,8	122,0
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,1	172,5	122,0
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,2	172,5	122,0
<i>Vapor de processo gerado</i>	45,2	404,3	3217,0	55,6

Válvulas de bloqueio e controle, misturadores e divisores são utilizados em todo o sistema para dirigir, juntar e separar os diferentes fluxos de massa.

#### 4.2. O simulador *IPSEpro*

Uma das maiores preocupações atuais no desenvolvimento de projetos de engenharia relaciona-se ao uso eficiente da energia, principalmente nas indústrias em que o custo da energia exerce grande influência nos custos operacionais, como plantas de geração de eletricidade e de refrigeração e ar condicionado. O uso eficiente da energia não apenas reduz o consumo dos recursos não renováveis, como também em muito reduz os impactos ambientais provenientes dos resíduos industriais.

Observa-se na prática um interesse cada vez maior no desenvolvimento e uso de ferramentas de modelagem, análise e otimização para serem utilizadas já no projeto de engenharia e, também, na avaliação da operação de sistemas existentes [29].

Especificamente nesse estudo, o simulador de processos *IPSEpro* é utilizado não apenas para modelar termodinamicamente o sistema energético, como também para otimizá-lo utilizando funções objetivo de naturezas termodinâmica e termoeconômica.

O *IPSEpro* é um simulador computacional bastante flexível e detalhado, ideal para modelagem e análise de plantas e processos termodinâmicos, dividindo cada função específica em módulos integrados. Através deste programa é possível calcular os balanços de massa, energia e entropia, monitorar e otimizar o desempenho de uma planta, realizar estimativas de custos durante o projeto conceitual e verificar e validar medições durante os testes de aceitação.

O programa oferece uma biblioteca com componentes que podem ser arranjados da forma desejada para modelagem de plantas térmicas, denominada *APP\_lib*<sup>13</sup>. Para casos específicos, o padrão dos componentes oferecidos pode não ser satisfatório – por exemplo, devido a divergências entre dados conhecidos de uma planta real e dados de entrada requeridos pelo componente. Para isso, o *IPSEpro* possui um módulo – *MDK*<sup>14</sup> – de personalização dos componentes para que o usuário possa utilizá-los a fim de analisar um ciclo específico. Neste presente trabalho houve a necessidade de se utilizar uma biblioteca diferente da padronizada devido à complexidade do sistema analisado e

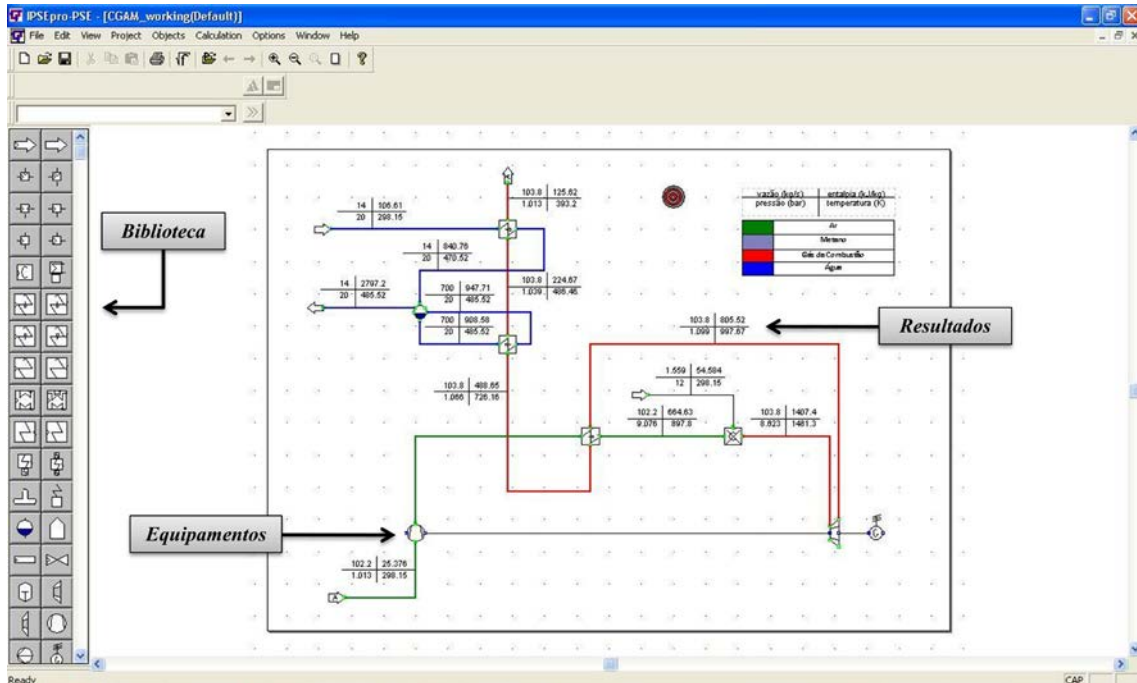
---

<sup>13</sup> *APP\_lib* – *Advanced Power Plant Library*.

<sup>14</sup> *MDK* – *Model Development Kit*.

dos dados de projeto disponíveis, e portanto foi utilizada uma biblioteca desenvolvida por Vieira et al. [27], denominada *CGAM\_lib*.

A Figura 4.2 apresenta o ambiente de simulação disponibilizado pelo *IPSEpro*.



**Figura 4.2** – Ambiente de simulação do *IPSEpro – PSE*<sup>15</sup>

#### 4.3. Descrição do modelo realizado no simulador

Sondermann [30] realizou a simulação termodinâmica das condições de projeto da central de cogeração de interesse, utilizando o simulador *IPSEpro*. Para tal, foram utilizados componentes da biblioteca *CGAM\_lib* de modo a garantir a consistência entre os dados requeridos e os dados reais disponíveis.

Uma das premissas adotadas para esta simulação foi a composição química do combustível a ser utilizado nas turbinas a gás. De fato, como este em grande parte é constituído por Metano ( $\text{CH}_4$ ) [27], considerou-se um poder calorífico inferior – PCI – do combustível igual a 50000 kJ/kg, que corresponde ao PCI do  $\text{CH}_4$ . Além disso, as condições de referência do ambiente externo foram simuladas com  $T_{amb} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $P_{amb} = 1.01 \text{ bar}$  e 75% de umidade relativa do ar.

<sup>15</sup> *PSE – Process Simulator Environment.*

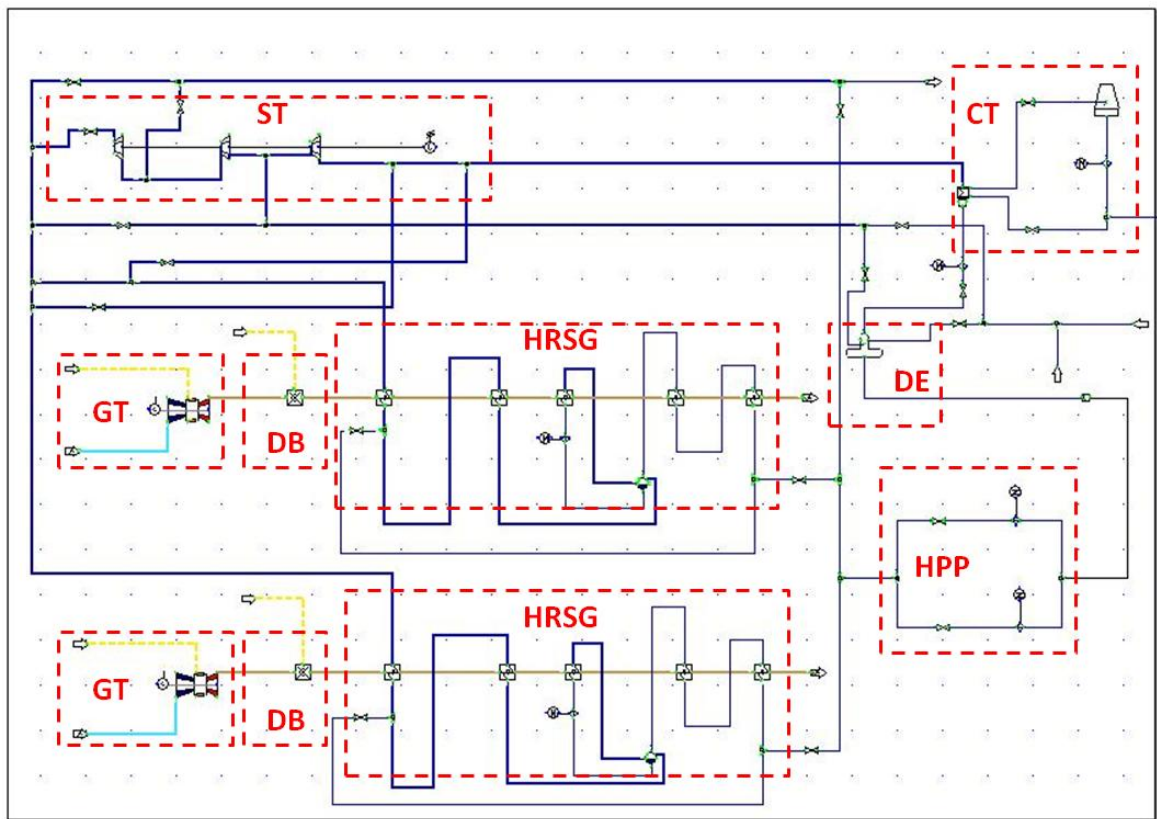


A Tabela 4.2 apresenta a composição química do combustível admitido pelas turbinas a gás.

**Tabela 4.2** – Composição química do combustível considerado [29].

<i>Componente</i>	<i>Composição (kg/kg)</i>
<i>Metano (CH<sub>4</sub>)</i>	0.82856
<i>Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)</i>	0.1114
<i>Propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>)</i>	0.03822
<i>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</i>	0.011
<i>Nitrogênio (N<sub>2</sub>)</i>	0.01082

A Figura 4.3 mostra o diagrama esquemático de fluxos de processo da planta simulada no *IPSEpro*.



**Figura 4.3** – Diagrama esquemático da simulação da central de cogeração realizada no *IPSEpro* [30] – adaptado de Sondermann (2013)

Para dar prosseguimento ao estudo de otimização desta planta, algumas mudanças em relação ao modelo simulado por Sondermann [30] tiveram que ser realizadas, no intuito de transformar os principais dados referentes ao projeto em dados de entrada da simulação, para que possivelmente pudessem ser escolhidos como variáveis de decisão do modelo a ser otimizado.

Na Tabela 4.3 foram apresentadas as condições termodinâmicas finais simuladas no *IPSEpro*, baseando-se nos dados apresentados na Tabela 4.1. Notam-se algumas pequenas divergências – em geral, menores que 1,5% – que, se analisadas individualmente, não apresentam impactos significantes nos cálculos finais. Na única variável em que houve uma maior discrepância relativa ao valor de projeto – pressão da água entrando no HRSG – foi feita uma correção utilizando um componente auxiliar, neste caso uma válvula de controle. Foi considerado que as turbinas a gás operam em plena carga, em conformidade às condições de projeto.

**Tabela 4.3 - Condições termodinâmicas finais simuladas no *IPSEpro*.**

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	<b>181,9</b>	81,9	357,3	95,4
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	122,2	567,4	3521,6	95,4
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,09	540,3	589,8	381,5
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	795,0	904,8	384,0
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,01	112,3	119,0	384,0
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	120,0	566,5	3521,5	185,2
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,0	2280,9	124,8
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,0	171,8	124,8
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	124,8
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	124,8
<i>Vapor de processo gerado</i>	45,2	404,3	3217,0	55,6

Tendo em vista que as condições de operação podem ser alteradas conforme a demanda de vapor de processo a ser exportado, que depende principalmente do preço atual de mercado deste produto, foram considerados diferentes cenários de operação onde o vapor exportado admitiu valores de 100, 200 e 400 ton/h, considerando 100% de

carga nas turbinas a gás. Os principais resultados obtidos para os diferentes cenários de operação foram resumidos na Tabela 4.4.

**Tabela 4.4** – Resultados do modelo termodinâmico simulado para 100, 200 e 400 ton/h de vapor de processo exportado e 100% de carga nas GTs.

<i>Resultado</i>	<b>100 ton/h</b> <b>(27,78 kg/s)</b>	<b>200 ton/h</b> <b>(55,56 kg/s)</b>	<b>400 ton/h</b> <b>(111,12 kg/s)</b>
<i>Potência das GTs (kW)</i>	205389	205389	205389
<i>Potência das STs (kW)</i>	201191	174492	121092
<i>Potência bruta da planta (kW)</i>	406580	379880	326481
<i>Consumo de combustível (kW)*</i>	879143	879143	879143
<i>Consumo auxiliar (kW)</i>	7396	6950	6058
<i>Potência líquida da planta (kW)</i>	399183	372930	320422
<i>Energia de vapor exportada (kW)</i>	89369	178737	357474
<i>Razão potência/calor gerado</i>	4,47	2,09	0,90
<i>Eficiência Elétrica (%)*</i>	45,41	42,42	36,45
<i>Eficiência Global (%)*</i>	55,57	62,75	77,11

\* baseado no PCI do combustível utilizado.

## 5. Otimização Integrada ao Simulador

Para alcançar o objetivo deste trabalho – que tange à otimização do sistema energético de interesse aliada à análise da operação em função de suas condições termodinâmicas e termoeconômicas – foi utilizado o módulo de otimização do simulador de processos utilizado, o *IPSEpro-PSOptimize*.

O módulo em questão utiliza Algoritmos Genéticos – GA, do inglês *genetic algorithm* – como método evolucionário de solução, uma vez que este não requer grandes esforços de programação do usuário, que pode então dedicar-se integralmente a análise conceitual da simulação em detrimento a implantação de um método mais sofisticado.

### – Algoritmos genéticos

Ainda que o tempo computacional demandado pelo GA seja superior ao de métodos determinísticos, a simplicidade de utilização e a ausência de limitações, comparados aos outros métodos, fazem deste uma excelente alternativa para a obtenção dos resultados requeridos. A grande vantagem dos algoritmos genéticos está no fato de não ser necessário conhecer o funcionamento da função objetivo, apenas tê-la disponível para ser aplicada aos indivíduos e comparar os resultados.

Os métodos de otimização que utilizam algoritmos genéticos, em geral, usam técnicas inspiradas pela biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e *crossover*<sup>16</sup>.

Para utilizar adequadamente o módulo integrado *PSOptimize* oferecido pelo simulador de processos *IPSEpro*, é ideal que se tenha em mente a importância de alguns parâmetros característicos dos algoritmos genéticos.

A evolução do método geralmente se inicia a partir de uma população de indivíduos – representando possíveis soluções – gerados aleatoriamente. A partir de um processo iterativo, novas populações são geradas. A cada iteração, a população de indivíduos é denominada **geração**. Em cada geração, a aptidão de cada indivíduo na população é avaliada, a fim de se comparar o valor da função objetivo do problema de otimização a ser resolvido. Os indivíduos mais aptos são selecionados da população

---

<sup>16</sup> *Crossover* é a condição de recombinação, ou cruzamento, realizada pelos algoritmos genéticos.

atual e o genoma de cada indivíduo é modificado – por *crossover* ou possivelmente por mutação – para formar uma nova geração. A nova geração de candidatos a soluções é utilizada como referência para a próxima iteração do algoritmo. Comumente, o algoritmo termina quando o número máximo de gerações foi produzido, ou um nível de soluções satisfatório foi alcançado para as gerações.

O **tamanho da população** – *population size* – afeta o desempenho global e a eficiência dos GAs. Uma vez que uma população pequena fornece uma pequena cobertura do espaço de busca do problema, o desempenho do método pode cair. Uma grande população, em geral, fornece uma cobertura representativa do domínio do problema, além de prevenir possíveis convergências prematuras para soluções locais ao invés de globais. No entanto, neste caso são necessários maiores recursos computacionais, ou que o algoritmo trabalhe por um período de tempo muito maior.

A **probabilidade de crossover** – *probability of crossover* – está relacionada com a capacidade do método em gerar novas estruturas para serem introduzidas na população. É preciso que este valor seja adequado ao problema, pois altas probabilidades podem causar a substituição de grande parte da população, inclusive aqueles indivíduos com boas aptidões. Além disso, uma probabilidade baixa de *crossover* pode tornar o algoritmo muito lento em termo de convergência.

Outro parâmetro importante é a **probabilidade de mutação** – *probability of mutation*. A probabilidade de mutação previne que uma dada posição fique estagnada em um valor, além de possibilitar que se chegue em qualquer ponto do espaço de busca. Apesar disso, com uma taxa muito alta a busca se torna essencialmente aleatória [31].

#### – *Premissas do Modelo de Otimização*

A proposta de otimização da central de cogeração de interesse foi dividida em duas diferentes vertentes, de modo a obter resultados tanto para a otimização termodinâmica – Caso I – quanto para a otimização termoeconômica – Caso II – das condições de operação da planta. Além disso, fez-se do Caso I referência para a validação dos resultados gerados pelo módulo de otimização do *IPSEpro* e para a escolha dos parâmetros do GA que mais se adequaram ao problema de otimização em questão. Os parâmetros que geraram melhores resultados foram posteriormente utilizados no Caso II, que tem mais relevância prática na Engenharia.

A abordagem de otimização deste trabalho se limita a variação das condições de operação da planta, ou seja, não foi considerada a possibilidade de mudanças estruturais da central de cogeração estudada, e portanto a configuração descrita no capítulo 4 é fixa. Além disso, considerou-se que as duas turbinas a gás, as respectivas caldeiras de recuperação de calor e as turbinas a vapor estarão sempre em operação.

### 5.1. Caso I – Otimização Termodinâmica

Primeiramente, deve-se definir o problema de otimização a ser estudado a partir da determinação da função objetivo  $f(\mathbf{x})$ , das variáveis de decisão e dos intervalos de variação permitidos, do ponto inicial para convergência  $\mathbf{x}_o$  e das restrições do problema. Definidos, podemos aplicar o método tal que o objetivo seja:

$$\left. \begin{array}{l} \text{minimizar } f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito a } g(\mathbf{x}) \leq 0 \\ \text{e } h(\mathbf{x}) = 0 \end{array} \right\}$$

#### – Função Objetivo

Nesta primeira abordagem, foi definida uma função objetivo de interesse termodinâmico, denominada  $f_1(\mathbf{x})$ . Sendo  $\dot{E}$  toda a energia eletromecânica líquida gerada pelo ciclo combinado e  $\dot{S}$  a energia térmica disponibilizada pela corrente de vapor de processo exportado, a eficiência global da planta pode ser escrita, conforme Equação (1), como [1]:

$$\eta_g = \frac{\dot{E} + \dot{S}}{\sum \dot{m}_{c,i} PCI_i} \quad (1)$$

O denominador da equação expressa todo o conteúdo energético fornecido para o ciclo a partir do combustível, ou seja, o consumo de combustível nas duas turbinas a gás e nos dois DBs. Basicamente, a eficiência global representa a quantidade de energia disponibilizada pelo ciclo por energia necessária de combustível utilizada.

A energia eletromecânica líquida,  $\dot{E}$ , corresponde ao somatório das potências líquidas das duas turbinas a gás e dos três estágios da turbina a vapor, descontando o consumo de potência pelos equipamentos auxiliares, como as bombas da HRSG.

Neste caso, deseja-se maximizar a eficiência global da planta e, portanto, foi utilizado um artifício para a definição da função objetivo, tal que:

$$f_1(\mathbf{x}) = -\eta_g \quad (6)$$

– *Variáveis de decisão*

O conjunto de variáveis de decisão foi escolhido baseando-se no modelo proposto por Vieira et al. [27], e em alguns testes preliminares realizados para validação do comportamento da planta. Notou-se que a escolha de outras variáveis não apresentou impacto significativo no resultado requerido.

Portanto, o conjunto selecionado foi composto pelo fator de carga das duas turbinas a gás –  $\phi_{GT1}$  e  $\phi_{GT2}$  – pelos fluxos mássicos de combustível nos queimadores suplementares –  $\dot{m}_{DB1}$  e  $\dot{m}_{DB2}$  – pelas pressões de operação dos dois HRSGs –  $P_{HRSG_1}$  e  $P_{HRSG_2}$  – e pelos fluxos mássicos de vapor nos dois HRSGs –  $\dot{m}_{HRSG_1}$  e  $\dot{m}_{HRSG_2}$ . Admitiu-se que o ponto inicial seriam as próprias condições de projeto simuladas.

A Tabela 5.1 apresenta o intervalo admissível adotado para as variáveis de decisão selecionadas, bem como uma breve descrição de cada uma delas e o ponto inicial de convergência.

**Tabela 5.1** – Variáveis de decisão, intervalo admissível adotado e ponto inicial.

<i>Variável de decisão</i>	<b>Descrição</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	$\mathbf{x}_0$
$\phi_{GT_1}$	Fator de carga da GT <sub>1</sub>	80%	100%	100%
$\phi_{GT_2}$	Fator de carga da GT <sub>2</sub>	80%	100%	100%
$\dot{m}_{DB_1}$	Fluxo mássico de combustível no DB <sub>1</sub>	0 kg/s	3 kg/s	2,52 kg/s
$\dot{m}_{DB_2}$	Fluxo mássico de combustível no DB <sub>2</sub>	0 kg/s	3 kg/s	2,52 kg/s
$P_{HRSG_1}$	Pressão de operação do HRSG <sub>1</sub>	100 bar	150 bar	125 bar
$P_{HRSG_2}$	Pressão de operação do HRSG <sub>2</sub>	100 bar	150 bar	125 bar
$\dot{m}_{HRSG_1}$	Fluxo mássico de vapor no HRSG <sub>1</sub>	70	110	92,85
$\dot{m}_{HRSG_2}$	Fluxo mássico de vapor no HRSG <sub>2</sub>	70	110	92,85

### – Restrições do modelo

De fato, os próprios balanços de massa e energia do sistema compõem o conjunto de restrições de igualdade do modelo de otimização e, portanto, estão integrados ao simulador de processos através dos cálculos termodinâmicos.

As restrições compostas por inequações estão diretamente ligadas às características operacionais dos equipamentos presentes na planta [27], sendo elas:

- ✓ o limite mínimo admissível para a potência de cada turbina a gás, 64,5 MW;
- ✓ o mínimo fluxo mássico no último estágio da turbina a vapor, 13 kg/s;
- ✓ a máxima temperatura na saída do desaerador, 81 °C;
- ✓ o mínimo fluxo mássico de gás nos DBs, 2100 m<sup>3</sup>/h;
- ✓ a máxima temperatura de saída dos DBs, 795 °C;
- ✓ a máxima e mínima temperatura de saída dos gases no HRSG, 100 °C e 200 °C;
- ✓ a máxima temperatura de saída de vapor do HRSG, 567,4 °C;
- ✓ a máxima pressão de entrada do vapor no HRSG, 229 bar;
- ✓ a mínima e a máxima pressão do vapor exportado, 41,5 bar e 48 bar.

As restrições compostas por inequações podem ser incorporadas ao algoritmo de otimização através de penalidades na função objetivo, onde cada desvio – proporcional à diferença entre o valor proposto para a variável e o limite de restrição da mesma – representará um incremento significativo na função objetivo a ser otimizada, invalidando a candidatura do valor proposto à solução do problema.

Portanto, assim tem-se o problema de otimização formulado. Basta selecionar os melhores parâmetros do algoritmo genético para que o método possa iniciar o processo iterativo de convergência.

### – Escolha dos parâmetros do algoritmo genético

Valores típicos para o tamanho da população estão entre 20 e 200. Para a probabilidade de *crossover*, geralmente utilizam-se valores entre 0,5 e 1,0, enquanto para a probabilidade de mutação valores entre 0,001 e 0,02 [32].



Baseando-se neste valores típicos, a escolha dos parâmetros do algoritmo genético mais adequados ao problema de otimização em questão foi feita a partir de uma comparação entre os valores da função objetivo para cinco diferentes conjuntos de parâmetros, sendo eles denotados por A, B, C, D e E e apresentados na Tabela 5.2.

**Tabela 5.2** – Conjuntos de parâmetros do GA previamente escolhidos.

<i>Parâmetro</i>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>
<i>População</i>	100	60	60	60	50
<i>Gerações</i>	30	30	30	20	15
<i>Probabilidade de mutação</i>	0,7	0,7	0,5	0,5	0,3
<i>Probabilidade de crossover</i>	0,02	0,02	0,02	0,04	0,01

Considerou-se a escolha dos parâmetros para o caso onde 200 ton/h de vapor de processo são exportados. A análise dos resultados encontrados permite a escolha do conjunto que melhor se adequará ao problema, que então será aplicado inclusive para o modelo de otimização do Caso II.

Definido o problema de otimização a ser minimizado, determinou-se o melhor conjunto de solução para as diferentes demandas de vapor de processo a ser exportado, a 100, 200 e 400 ton/h.

### 5.2. Caso II – Otimização Termoeconômica

Apesar da relevância técnica abordada na otimização termodinâmica, é de senso comum afirmar que os empresários pautam suas decisões de investimentos pelos custos envolvidos na produção de determinado produto. Sendo assim, tendo como produtos energia eletromecânica e térmica, a proposta da otimização termoeconômica é minimizar os custos de produção da central de cogeração de interesse.

Tipicamente, o problema de otimização abordado pela otimização termoeconômica envolve uma função objetivo que é constituída pelo somatório do custo de investimento inicial da planta, dos custos de operação e manutenção, e dos custos com as fontes de suprimento – tais como combustíveis, eletricidade e correntes de processo [27].

Contudo, para dar ênfase ao estudo das condições de operação da planta, neste trabalho os custos de investimento, de operação e de manutenção foram negligenciados, e portanto, o custo total da planta por unidade de tempo,  $\hat{C}_T$ , é formado pelo custo de consumo de combustível – neste caso  $\text{CH}_4$  – e outras fontes de suprimento, sendo:

$$\hat{C}_T = c_c \dot{m}_c PCI + \hat{C}_{fontes} \quad (7)$$

onde  $c_c$ ,  $\dot{m}_c$  e  $PCI$  são, respectivamente, o custo de combustível por unidade de energia, o fluxo mássico total de combustível consumido e o poder calorífico inferior do combustível. O termo  $\hat{C}_{fontes}$  representa todos os custos associados a outras fontes.

Como no sistema em questão um fluxo mássico fixo de vapor de processo tem que ser exportado, enquanto uma quantidade variável de potência elétrica é produzida, o objetivo da formulação do problema de otimização é a minimização dos custos de consumo das fontes de suprimento por megawatt-hora produzido. Portanto, a função objetivo a ser minimizada para o Caso II,  $f_2(\mathbf{x})$ , pode ser expressa por:

$$f_2(\mathbf{x}) = \frac{\hat{C}_T}{\dot{E}} = \frac{c_c \dot{m}_c PCI + \hat{C}_{fontes}}{\dot{E}} \quad (8)$$

onde  $\dot{E}$  representa a potência elétrica líquida produzida pela planta. Como  $\hat{C}_T$  é geralmente escrito em unidade monetária por hora – US\$/h – e  $\dot{E}$  pode ser expressado em MW, a unidade da função objetivo do Caso II é representada por US\$/MWh. Em muitas aplicações a função objetivo definida é chamada de COE – *cost of energy*.

Foram consideradas as mesmas variáveis de decisão e ponto inicial do modelo apresentado no Caso I, e como se trata da mesma central de interesse, as mesmas restrições do modelo foram consideradas. Os parâmetros característicos do algoritmo genético foram escolhidos a partir da comparação feita para o Caso I, onde o melhor conjunto de parâmetros foi definido.

A Tabela 5.3 apresenta os custos associados às fontes de suprimento da planta de interesse e os preços de venda dos produtos, em bases comerciais.

**Tabela 5.3** – Custos associados às fontes de suprimento da planta.

<i>Fluxo</i>	<b>Custo associado</b>
Ar*	0,00 US\$/(kg/s)
Gás Natural**	17,14 US\$/MMBTU
<i>Make-up</i> <sup>17</sup> de Água*	0,00 US\$/(kg/s)
Eletricidade consumida*	60,00 US\$/MWh
Eletricidade vendida*	8,80 US\$/MWh
Vapor de Processo*	20,35 US\$/ton

\* valores informados pelos proprietários da planta de interesse [27]

\*\* tarifa média do Gás Natural para a indústria no Brasil [33]

Como no Caso I, definido o problema de otimização a ser minimizado, determinou-se o melhor conjunto de solução para as diferentes demandas de vapor de processo a ser exportado, a 100, 200 e 400 ton/h.

Na Tabela 5.4 são apresentados os valores resultantes da avaliação da função objetivo  $f_2(x_p)$  no ponto de projeto, para as diferentes demandas de vapor de processo exportado.

**Tabela 5.4** – Função objetivo termoeconômica avaliada no ponto de projeto  $x_p$ .

<i>Resultado</i>	<b>100 ton/h</b> (27,78 kg/s)	<b>200 ton/h</b> (55,56 kg/s)	<b>400 ton/h</b> (111,12 kg/s)
$f_2(x_p)$ [em US\$/MWh]	129,92	138,99	161,64

<sup>17</sup> *Make-up* representa a quantidade de uma determinada corrente que compensa perdas ou exportação da mesma quantidade em outros pontos do sistema, para que o balanço de massa seja atendido.

## 6. Resultados

### 6.1. Caso I – Otimização Termodinâmica

O método proposto foi aplicado para os diferentes conjuntos de parâmetros do algoritmo genético, conforme descrito na Tabela 5.2, de forma a avaliar os resultados encontrados e decidir o melhor conjunto de parâmetro a ser utilizado posteriormente.

A Tabela 6.1 apresenta os resultados obtidos para as variáveis de decisão em cada conjunto de parâmetros escolhido para o algoritmo genético para 200 ton/h de vapor exportado.

**Tabela 6.1** – Resultados para os diferentes conjuntos de parâmetros do GA.

<i>Variável</i>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>
$\phi_{GT1}$	82,5 %	95,1 %	<b>97,2 %</b>	99,3 %	88,1 %
$\phi_{GT2}$	99,8 %	99,0 %	<b>97,9 %</b>	89,4 %	89,3 %
$\dot{m}_{DB1}$	1,52 kg/s	1,57 kg/s	<b>1,53 kg/s</b>	1,64 kg/s	2,26 kg/s
$\dot{m}_{DB2}$	1,60 kg/s	1,85 kg/s	<b>1,55 kg/s</b>	1,79 kg/s	1,50 kg/s
$P_{HRSG_1}$	137,1 bar	132,5 bar	<b>137,7 bar</b>	122,4 bar	129,8 bar
$P_{HRSG_2}$	137,1 bar	132,5 bar	<b>137,7 bar</b>	122,4 bar	129,8 bar
$\dot{m}_{HRSG_1}$	71,41 kg/s	78,47 kg/s	<b>78,47 kg/s</b>	80,20 kg/s	76,59 kg/s
$\dot{m}_{HRSG_2}$	80,04 kg/s	81,14 kg/s	<b>79,57 kg/s</b>	77,22 kg/s	74,24 kg/s
$-f_1(x)$	65,79 %	65,26 %	<b>65,92 %</b>	64,99 %	64,34 %

Nota-se que o conjunto C apresentou o melhor resultado para a minimização da função objetivo, obtendo um aumento relativo de eficiência global em 5,1% em comparação com as condições de projeto apresentadas na Tabela 4.4.

Definido o conjunto de parâmetros do algoritmo genético que será utilizado, buscou-se a minimização da função objetivo para diferentes demandas de vapor de processo, para 100, 200 e 400 ton/h. As mesmas variáveis de decisão e restrições do problema de otimização foram consideradas.

A Tabela 6.2 apresenta os resultados otimizados para as variáveis de decisão para as diferentes demandas de vapor de processo.

**Tabela 6.2** – Resultados ótimos para as variáveis de decisão e função objetivo para 100, 200 e 400 ton/h, para o Caso I.

<i>Variável de decisão</i>	<b>100 ton/h</b> (27,78 kg/s)	<b>200 ton/h</b> (55,56 kg/s)	<b>400 ton/h</b> (111,12 kg/s)
$\phi_{GT1}$	99,7 %	97,2 %	80,0 %
$\phi_{GT2}$	99,5 %	97,9 %	90,7 %
$\dot{m}_{DB1}$	1,88 kg/s	1,53 kg/s	1,54 kg/s
$\dot{m}_{DB2}$	2,26 kg/s	1,55 kg/s	1,51 kg/s
$P_{HRSG_1}$	136,1 bar	137,7 bar	136,7 bar
$P_{HRSG_2}$	136,1 bar	137,7 bar	136,7 bar
$\dot{m}_{HRSG_1}$	84,75 kg/s	78,47 kg/s	70,31 kg/s
$\dot{m}_{HRSG_2}$	84,59 kg/s	79,57 kg/s	75,65 kg/s
$-f_1(x)$	56,81%	65,92%	83,44%

A Tabela 6.3 apresenta os principais resultados para as diferentes demandas de vapor de processo.

**Tabela 6.3** – Resultados do modelo termodinâmico otimizado para 100, 200 e 400 ton/h de vapor de processo exportado, para o Caso I.

<i>Resultado</i>	<b>100 ton/h</b> (27,78 kg/s)	<b>200 ton/h</b> (55,56 kg/s)	<b>400 ton/h</b> (111,12 kg/s)
<i>Potência das GTs (kW)</i>	204907	200333	175463
<i>Potência das STs (kW)</i>	183806	136652	69523
<i>Potência bruta da planta (kW)</i>	388713	336985	244986
<i>Consumo de combustível (kW)*</i>	829378	773565	716759
<i>Consumo auxiliar (kW)</i>	6918	5758	4361
<i>Potência líquida da planta (kW)</i>	381796	331228	240625
<i>Energia de vapor exportada (kW)</i>	89369	178737	357474
<i>Razão potência/calor gerado</i>	4,27	1,85	0.67
<i>Eficiência Elétrica (%)*</i>	46,03	42,82	33,57
<i>Eficiência Global (%)*</i>	56,81	65,92	83,44

\* baseado no PCI do combustível utilizado.

Definindo o ganho percentual relativo,  $GP$ , como a razão entre o ganho absoluto – diferença entre o valor de uma variável otimizada e o valor de referência da variável – e o valor de referência da variável, tem-se que:

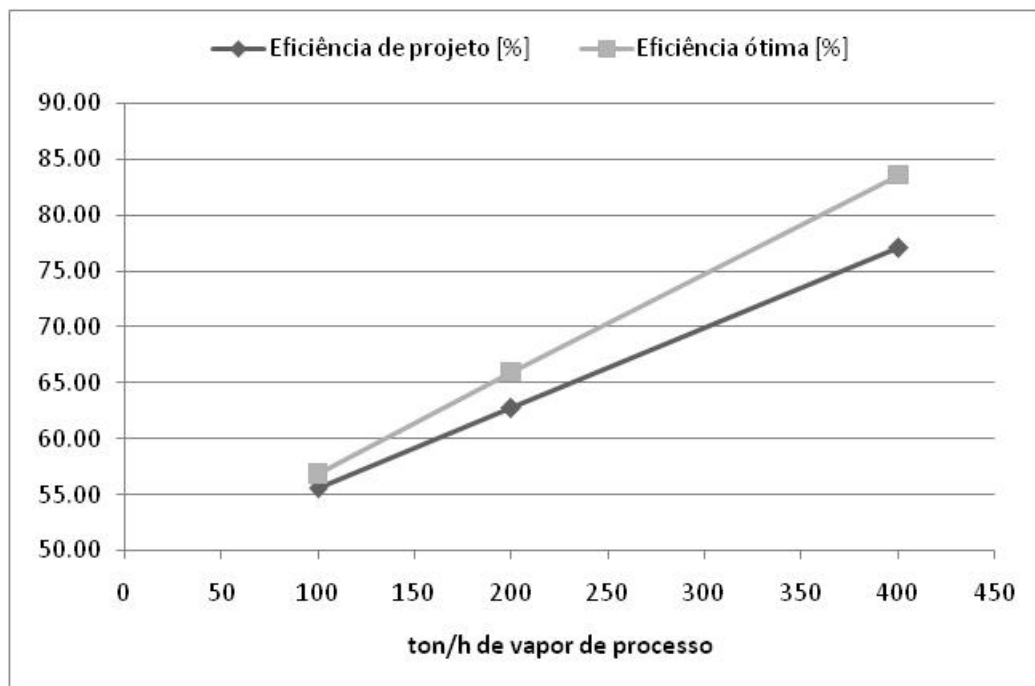
$$GP = \frac{V_o - V_r}{V_r} \quad (9)$$

A Tabela 6.4 apresenta o ganho percentual relativo da eficiência global para as diferentes demandas de vapor de processo exportado.

**Tabela 6.4** – Ganho percentual após otimização da eficiência global de projeto.

<i>Vapor Exportado</i> [ton/h]	<b>Eficiência de projeto</b> [%]	<b>Eficiência ótima</b> [%]	<b>Ganho percentual relativo</b> [%]
100	55,57	56,81	2,2
200	62,75	65,92	5,1
400	77,11	83,44	8,3

A Figura 6.1 apresenta um gráfico comparativo entre a eficiência global ótima e a eficiência global de projeto, para as diferentes demandas de vapor de processo, a 100, 200 e 400 ton/h.



**Figura 6.1** – Comparação entre a Eficiência Global otimizada e a de projeto.

A Tabela 6.5 apresenta as principais condições termodinâmicas ótimas da planta de interesse para 100 ton/h de vapor de processo exportado. A Tabela 6.6 e a Tabela 6.7 apresentam os resultados para 200 ton/h e 400 ton/h, respectivamente. Em alguns pontos não houve simetria entre os dois conjuntos de turbina a gás e caldeira de recuperação.

**Tabela 6.5** – Condições ótimas termodinâmicas para 100 ton/h, para o Caso I

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	188,15	82,0	358,2	86,0 91,5
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	133,07	567,4	3511,1	86,0 91,5
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	589,8	381,4 379,9
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	732,8 770,6	825,5 873,5	383,3 382,1
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,6	383,3 382,1
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	132,90	567,3	3511,0	171,9
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2263,3	138,6
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,9	138,6
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	138,6
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	138,6

**Tabela 6.6** – Condições ótimas termodinâmicas para 200 ton/h, para o Caso I

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	189,07	82,0	358,33	79,4 80,0
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	134,66	567,4	3509,5	79,4 80,0
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	589,90	373,3 375,3
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	701,0 702,6	785,69 787,61	374,8 376,9
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,46	374,8
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	134,49	567,31	3509,5	153,8
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2261,1	92,8
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,9	92,8
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	92,8
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	92,8

**Tabela 6.7** – Condições ótimas termodinâmicas para 400 ton/h, para o Caso I

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	188,47	82,0	358,3	72,1 76,0
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	133,68	567,4	3510,5	72,1 76,0
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	590,0	323,6 353,3
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	726,2 707,3	817,5 793,7	325,1 354,8
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,6	325,1 354,8
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	133,51	567,3	3510,4	142,5
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2262,4	26,0
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,9	26,0
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	26,0
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	26,0

### 6.2. Caso II – Otimização Termoeconômica

A Tabela 6.8 apresenta os resultados obtidos para as variáveis de decisão e da função objetivo para uma demanda de vapor de processo exportado de 100, 200 e 400 ton/h, utilizando o conjunto C de parâmetros do algoritmo genético.

**Tabela 6.8** – Resultados ótimos para as variáveis de decisão e função objetivo para 100, 200 e 400 ton/h, para o Caso II.

<i>Variável de decisão</i>	<b>100 ton/h</b> (27,78 kg/s)	<b>200 ton/h</b> (55,56 kg/s)	<b>400 ton/h</b> (111,12 kg/s)
$\phi_{GT1}$	100%	100 %	100%
$\phi_{GT2}$	100%	100 %	100%
$\dot{m}_{DB1}$	2,46 kg/s	2,26 kg/s	2,51 kg/s
$\dot{m}_{DB2}$	1,62 kg/s	1,78 kg/s	2,52 kg/s
$P_{HRSG_1}$	137,1 bar	138,0 bar	137,5 bar
$P_{HRSG_2}$	137,1 bar	138,0 bar	137,5 bar
$\dot{m}_{HRSG_1}$	90,08 kg/s	90,39 kg/s	88,67 kg/s
$\dot{m}_{HRSG_2}$	80,98 kg/s	82,55 kg/s	90,39 kg/s
$f_2(x)$	128,12 US\$/MWh	137,31 US\$/MWh	160,48 US\$/MWh



Nota-se que nos três casos abordados, o método convergiu para um fator de carga das turbinas de 100%, o que era esperado devido ao fato de que este fator representa a fração da energia disponibilizada pelo combustível que é aproveitada pela turbina a gás para gerar energia.

A Tabela 6.9 apresenta os principais resultados do modelo termoeconômico otimizado, para as diferentes demandas de vapor de processo propostas.

**Tabela 6.9** – Resultados do modelo termoeconômico otimizado para 100, 200 e 400 ton/h de vapor de processo exportado, para o Caso II.

<i>Resultado</i>	<b>100 ton/h</b> <b>(27,78 kg/s)</b>	<b>200 ton/h</b> <b>(55,56 kg/s)</b>	<b>400 ton/h</b> <b>(111,12 kg/s)</b>
<i>Potência das GTs (kW)</i>	205389	205389	205389
<i>Potência das STs (kW)</i>	184926	157597	123196
<i>Potência bruta da planta (kW)</i>	390315	362985	328585
<i>Consumo de combustível (kW)*</i>	832664	830377	878231
<i>Consumo auxiliar (kW)</i>	6952	6481	6211
<i>Potência líquida da planta (kW)</i>	383363	356504	322373
<i>Energia de vapor exportada (kW)</i>	89369	178737	357474
<i>Razão potência/calor gerado</i>	4,29	1,99	0,90
<i>Eficiência Elétrica (%)*</i>	46,04	42,93	36,71
<i>Eficiência Global (%)*</i>	56,77	64,46	75,58

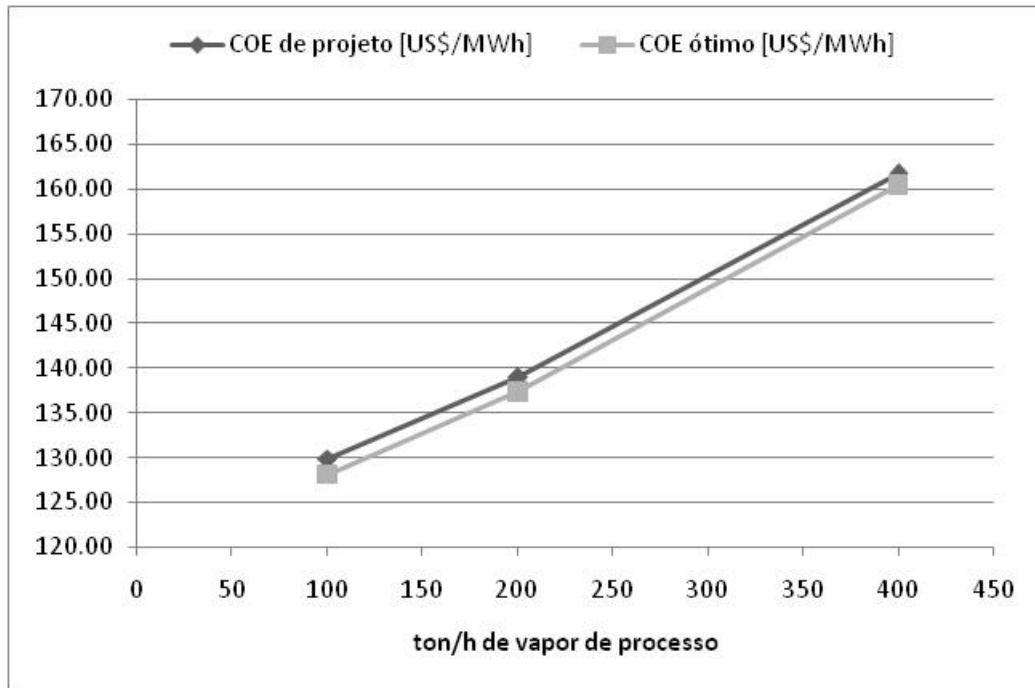
\* baseado no PCI do combustível utilizado.

A Tabela 6.10 apresenta o ganho percentual relativo da função objetivo termoeconômica, o COE, para as diferentes demandas de vapor de processo exportado.

**Tabela 6.10** – Ganho percentual após otimização do COE.

<i>Vapor Exportado</i> <i>[ton/h]</i>	<b>COE de projeto</b> <b>[US\$/MWh]</b>	<b>COE ótimo</b> <b>[US\$/MWh]</b>	<b>Ganho percentual</b> <b>relativo [%]</b>
100	129,92	128,12	-1,4
200	138,99	137,31	-1,2
400	161,64	160,48	-0,7

A Figura 6.2 apresenta uma comparação entre a função objetivo ótima e a função objetivo avaliada no ponto de projeto.



**Figura 6.2** – Comparação entre o COE ótimo e o COE de projeto.

A Tabela 6.11 apresenta as principais condições termodinâmicas ótimas da planta de interesse para 100 ton/h de vapor de processo exportado. Em alguns pontos não houve simetria entre os dois conjuntos de turbina a gás e caldeira de recuperação.

**Tabela 6.11** – Condições ótimas termodinâmicas para 100 ton/h, para o Caso II

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	188,71	82,0	358,3	94,8 82,0
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	134,03	567,4	3510,1	94,8 82,0
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	589,8	381,5
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	789,1 707,1	897,2 793,2	383,9 383,1
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,9	383,9 383,1
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	133,86	567,3	3510,1	171,3
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2262,0	138,0
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,86	138,0
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,46	138
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,46	138

A Tabela 6.12 e a Tabela 6.13 apresentam os resultados para 200 ton/h e 400 ton/h, respectivamente.

**Tabela 6.12** – Condições ótimas termodinâmicas para 200 ton/h, para o Caso II

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	189,23	82,0	358,4	91,8 84,4
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	135,00	567,4	3509,2	91,8 84,4
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	589,8	381,5
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	769,7 722,3	872,4 812,3	383,7 383,3
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,8	383,7 383,3
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	134,8	567,3	3509,2	170,6
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2260,7	109,5
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,9	109,5
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	109,5
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	109,5

**Tabela 6.13** – Condições ótimas termodinâmicas para 400 ton/h, para o Caso II

<i>Fluxo</i>	<i>P</i> (bar)	<i>T</i> (°C)	<i>h</i> (kJ/kg)	<i>m</i> (kg/s)
<i>Água entrando no HRSG</i>	188,89	82,0	358,3	95,6 95,8
<i>Vapor superaquecido pelo HRSG</i>	134,42	567,4	3509,8	95,6 95,8
<i>Gases de exaustão das GTs</i>	1,10	540,3	589,8	381,5
<i>Gases de exaustão dos DBs</i>	1,01	794,0 794,9	903,6 904,8	384,0
<i>Gases de exaustão após o HRSG</i>	1,00	112,3	118,9	384,0
<i>Vapor entrando no 1º estágio da ST</i>	134,2	567,3	3509,7	185,8
<i>Vapor saindo do 3º estágio da ST</i>	0,08	41,1	2261,4	69,2
<i>Água após passagem no condensador</i>	0,08	41,1	171,9	69,2
<i>Água após bomba de baixa pressão</i>	6,00	41,8	175,5	69,2
<i>Água entrando no desaerador</i>	0,47	41,9	175,5	69,2

### *6.3. Comparação entre Caso I e Caso II*

Apesar do fato de que cada caso possui um objetivo específico, é possível tecer alguns comentários sobre os resultados obtidos, a fim de esclarecer e validar divergências e consolidar semelhanças.

Nota-se uma diferença no fluxo mássico de vapor nos HRSGs entre os casos considerados. A partir da análise termodinâmica dos processos, percebe-se que esta variável está diretamente ligada ao fluxo mássico de combustível nos DBs, através do balanço energético. Ou seja, admitindo que a condição de saída do vapor do HRSG é fixa, a partir do momento que se queira aumentar a vazão mássica de vapor, para obter ganhos de potência nas turbinas a vapor como no Caso II, necessariamente deve-se aumentar a quantidade de combustível queimado nos DBs. Consequentemente, este aumento de combustível queimado explica também as maiores temperaturas na saída dos DBs obtidas para o Caso II.

Observou-se uma regularidade na pressão de operação do HRSG, que para ambos os casos, obteve resultados próximos a 137 bar.

Em relação aos ganhos percentuais das funções objetivo, destaca-se valores significativos para a função objetivo do Caso I, chegando a obter resultados de 8,3% para condições de 400 ton/h de vapor de processo exportado. Já no Caso II, o máximo ganho percentual obtido foi para a condição de 100 ton/h, onde a função objetivo obteve ganho de 1,4%. De fato, como os casos analisados possuem enfoques diferentes, é possível definir qual estratégia foi utilizada na definição das condições de projeto do sistema energético de interesse, ou seja, aquela que mais se aproxima da condição ótima de cada caso.

Em geral, as demais condições termodinâmicas não apresentaram divergências significativas devido às restrições impostas pelo problema, às próprias condições operacionais que fixavam determinados valores e aos valores ótimos que eram intrínsecos ao sistema, independente do objetivo em questão.

## 7. Conclusões

A cogeração – entendida como o processo de produção simultânea de formas distintas de energia útil, como a energia elétrica ou mecânica e a térmica, a partir de uma mesma fonte de energia primária – vem se destacando no cenário energético de muitos países, principalmente do norte europeu, onde foram registrados os primeiros sistemas de cogeração, implementados para atender uma demanda de vapor para conforto. O clima e as características térmicas dessa região favoreceram a implementação desses sistemas que atualmente chegam a atingir uma participação de cerca de 55% na Dinamarca, 40% na Finlândia e 30% na Rússia [2]. Ainda assim, os Estados Unidos detém a maior parcela global de produção de energia por cogeração, estimada em 84,7 GWe, devido aos altos investimentos e incentivos governamentais.

A participação da cogeração no cenário energético brasileiro ainda tem valores modestos, devido principalmente à grande disponibilidade dos recursos hídricos e às barreiras impostas pelos financiadores de investimentos e pelas concessionárias de energia.

Na escolha do algoritmo genético como método de otimização, alguns pontos devem ser notados. Primeiramente, a simplicidade de utilização do método favoreceu o estudo de otimização e a análise detalhada das operações termodinâmicas envolvidas na planta.

Em contrapartida, o método se mostrou demasiadamente lento para a convergência para a solução final. Em média, o algoritmo levou 0,5s para cada indivíduo de uma população. Ou seja, num espaço amostral de 30 gerações com 60 indivíduos, como no conjunto C escolhido, levou-se em média 15 minutos para cada solução.

É importante notar ainda que a escolha dos parâmetros do algoritmo genético não deve ser baseada apenas em uma escolha condicionada à quantidade de indivíduos gerados, que é proporcional ao espaço amostral de busca por soluções. Notou-se que apesar do conjunto A possuir uma quantidade total maior de indivíduos, o que significou um tempo computacional significativo, esse conjunto não obteve a melhor resposta, devido aos valores adotados para os demais parâmetros.

Ainda que centrais cogedoras, por definição, possuam eficiências globais superiores aos ciclos individuais de produção de energia, a abordagem da otimização

termodinâmica se insere neste contexto com o objetivo de incrementar os valores, já elevados, da eficiência global da planta.

De fato, com a aplicação do método para a otimização termodinâmica, a partir do algoritmo genético disponibilizado pelo *IPSEpro*, obteve-se um ganho percentual significativo para as eficiências globais em diferentes demandas de vapor de processo exportado, atingindo valores de 56,8%, 65,9% e 83,4% para 100, 200 e 400 ton/h respectivamente, elevando os valores de projeto que eram de 55,5%, 62,7% e 77,1%, respectivamente.

Em relação à otimização termoeconômica, o custo otimizado da energia em comparação com o custo de projeto da energia obteve ganhos percentuais, em média, de cerca de 1%, negativo, ou seja, minimizando a função objetivo. Valores de projeto do custo de energia iguais a 129,92 US\$/MWh, 138,99 US\$/MWh e 161,64 US\$/MWh para 100, 200 e 400 ton/h de vapor de processo exportado, respectivamente, passaram a 128,12 US\$/MWh, 137,31 US\$/MWh e 160,48 US\$/MWh, respectivamente. Para quantificar o resultado, assumindo que a planta opere em média 8000 horas no ano, gerando 380 MW, para as condições de 200 ton/h tem-se uma economia de cerca de US\$5,1 milhões por ano.

Outras considerações importantes podem ser feitas a partir dos resultados da otimização termoeconômica. Independentemente da demanda de vapor de processo a ser exportado, o fator de carga nas turbinas convergiu para o valor de 100%, por representar uma condição de máxima eficiência. Além disso, os resultados apontaram uma diminuição da vazão mássica de combustível nos queimadores suplementares em relação à condição de projeto, e por isso, conclui-se que o ganho de potência nas turbinas a vapor gerado pela implantação destes equipamentos não é vantajoso sob o ponto de vista da minimização dos custos de operação, devido ao consumo adicional de combustível necessário.

A partir da análise dos ganhos percentuais em cada caso, pode-se concluir ainda que as condições de projeto da planta de interesse foram ajustadas a fim de satisfazer uma condição ótima termoeconômica, e não termodinâmica, já que no Caso I os ganhos percentuais foram significativamente altos em relação aos do Caso II.

Pode-se perceber, então, que a aplicação do método de otimização foi realizada com sucesso. Entretanto, o grande esforço computacional e de tempo demandados pelo método de algoritmos genéticos favorece o surgimento de novas propostas. Deve-se ter

em mente que, apesar das limitações apresentadas no capítulo 3, é de interesse prático, como alternativa de estudo futuro, a realização de uma integração do simulador *IPSEpro* com métodos determinísticos de otimização.

Além disso, uma abordagem diferente envolvendo uma função objetivo que representaria a maximização dos lucros da central de cogeração de interesse pode ser objeto de análise futura.

Por fim, considerou-se que os objetivos e propostas deste trabalho foram atingidos, tanto em relação ao contexto bibliográfico da cogeração – que encontra-se atualmente pouco difundido na literatura – e otimização, quanto em relação às aplicações da otimização termodinâmica e termoeconômica à central de cogeração estudada.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BALESTIERI, J. A. P., “*Cogeração: Geração combinada de eletricidade e calor*”, 1ª edição, Editora da UFSC. Florianópolis – SC, 2002.
- [2] IEA – *International Energy Agency*, “*Combinated Heat and Power: Evaluating the benefits of greater global investment*”, 2008. Disponível em <http://www.iea.org/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [3] RAMON, D., MARQUES, E., “*Análise e recomendações para superação das barreiras à co-geração com bagaço de cana no Nordeste*”, Brasília – DF, 2001. Disponível em <http://www.vibhava.com.br/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [4] ELETROBRÁS, Centrais Elétricas Brasileiras, “*Guia técnico de Gestão Energética*”, Rio de Janeiro – RJ, 2005.
- [5] VOLTIMUM PORTUGAL, “*Evolução da cogeração no mundo*”, 2011. Disponível em <http://www.voltimum.pt/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [6] SANTOS, F. B., ALVES, L. M., “*Fundamentos teóricos relacionados à cogeração e o exemplo da central de cogeração Infoglobo*”, Projeto Final de Graduação, UFRJ. Rio de Janeiro – RJ, 2008.
- [7] COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia, “*Cogeração: Conceito e Tecnologias*”. São Paulo – SP. Disponível em <http://www.cogen.com.br/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [8] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “*Resolução Normativa N° 235*”. Brasília – DF, 14 de Novembro de 2006. Consultado em 04 de Novembro de 2013.
- [9] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, “*Lei N° 9074*”. Brasília – DF, 07 de Julho de 1995. Consultado em 04 de Novembro de 2013.
- [10] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, “*Lei N° 9991*”. Brasília – DF, 24 de Julho de 2000. Consultado em 04 de Novembro de 2013.
- [11] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, “*Lei N° 10438*”. Brasília – DF, 26 de Abril de 2002. Consultado em 04 de Novembro de 2013.



- [12] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “*Resolução Normativa N° 77*”. Brasília – DF, 18 de Agosto de 2004. Consultado em 04 de Novembro de 2013.
- [13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “*Resolução Normativa N° 219*”. Brasília – DF, 23 de Abril de 2003. Consultado em 04 de Novembro de 2013.
- [14] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “*Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil*”. Brasília – DF, 2013. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [15] NEST – Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída, “*Barreiras e Propostas de políticas para implementação da cogeração no Brasil*”. UNIFEI, 2003. Disponível em <http://www.nest.unifei.edu.br/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [16] C2ES – *Center for Climate and Energy Solutions*, “*Cogeneration: Combined Heat and Power (CHP)*”, Março de 2011. Disponível em <http://www.c2es.org/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [17] COGEN Europe – *The European Association for the Promotion of Cogeneration*, “*A framework for 2030 climate and energy policies*”, Junho de 2013. Disponível em <http://www.cogeneurope.eu/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [18] BARJA, G. J. A., “*A Cogeração e sua inserção ao sistema elétrico*”, Dissertação de Mestrado, UnB. Brasília – DF, 2006.
- [19] FERRÃO, P. D. M., WEBER, F. A., “*Cogeração: Uma abordagem socioeconômica*”, UFSC, Florianópolis – SC, 2001.
- [20] SARAMAGO, S. P., STEFFEN, V., “*Introdução às técnicas de otimização em engenharia*”, UFU, Uberlândia – MG.
- [21] OMATI, M. L. V., “*Otimização em grids em n estágios*”, Dissertação de Mestrado, UnB. Brasília – DF, 2012.
- [22] CÔRTEZ, C. F. M., “*Otimização do Projeto da superestrutura de pontes pré-fabricadas pelo Método dos Algoritmos Genéticos*”, Tese de Doutorado, UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro – RJ, 2010.
- [23] PEDROSO, L. G., DINIZ-EHRHARDT, M. A., “*Busca direta em minimização irrestrita*”, UNICAMP, Campinas – SP.

- [24] MAIA, A. C. P., MICHELAN, R., “*Algoritmos Genéticos*”, Departamento de Informática, UEM. Maringá – PR.
- [25] HERSKOVITS, J. “*A View On Nonlinear Optimization*”, em “*Advances in Structural Optimization*”. 1ª edição, KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, 1995, v. 25, p. 71-116.
- [26] CORDEIRO, A. S., “*Otimização e melhoramento exergoeconômico de sistemas térmicos modelados em um simulador de processos utilizando Métodos de busca direta e estocástico*”, Dissertação de Mestrado, UFRJ. Rio de Janeiro – RJ, 2007.
- [27] Vieira, L., Cruz, M., Guedes, V., et. al., “*Optimization of the operation of a complex combined-cycle cogeneration plant using a Professional process simulator*”, no Congresso Internacional de Engenharia Mecânica, IMECE, 2008. Boston, Massachusetts, EUA.
- [28] Vieira, L., Cruz, M., Guedes, V., et. al., “*Maximization of the Profit of a Complex Combined-Cycle Cogeneration Plant using a Professional process simulator*”, no *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, ASME, 2010, Vol. 132.
- [29] CAZAGRANDE, R., “*Otimização termoeconômica de sistemas energéticos utilizando um simulador de processos*”, na XXXIII Jornada Giulio Massarani de Iniciação Científica, Artística e Cultural, UFRJ. Rio de Janeiro – RJ, 20011.
- [30] SONDERMANN, C.N., “*Simulação e análise exérgica de uma planta de cogeração real utilizando o simulador de processos IPSE-pro*” 2013. Projeto Final de Graduação, UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.
- [31] CARVALHO, A. P. L., “*Algoritmos Genéticos: Parâmetros Genéticos*”, Departamento de Ciência da Computação, USP. São Carlos – SP.
- [32] BARCELLOS, J. C. H., “*Algoritmos Genéticos Adaptativos: Um estudo comparativo*”, Dissertação de Mestrado, USP. São Carlos – SP, 2000.
- [33] FIRJAN, “*O preço do Gás Natural para a Indústria no Brasil e nos Estados Unidos – Comparativo e Competitividade*”. Estudo realizado pela Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos e pela Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo, Maio de 2013.

- [34] FENG – Faculdade de Engenharia, PUC-RS. “*Turbinas: Finalidades e Aplicações*”. Disponível em <http://www.feng.pucrs.br/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [35] GE – *General Electric Company*, “*Steam Turbines: SC/SAC Series*”. Disponível em <http://www.ge-energy.com/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.
- [36] SIEMENS AG – *Energy Sector*, “*Industrial Power: Industrial Gas Turbines*”, Catálogo. Disponível em <http://www.energy.siemens.com/>. Acessado em 04 de Novembro de 2013.

## APÊNDICE A – QUALIFICAÇÃO DE CENTRAIS COGERADORAS

A Resolução Normativa Nº 235 da ANEEL [8], de 14 de novembro de 2006, estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia e dá outras providências. Os requisitos para qualificação de uma central termelétrica cogedora são apresentados.

### – Terminologia e Conceitos

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

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogedora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogedora a que está conectado, condicionando aquelas à exequibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor.

**Cogeração qualificada:** atributo concedido a cogedores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração.

**Energia da fonte ( $E_f$ ):** energia recebida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI).

**Energia da utilidade eletromecânica ( $E_e$ ):** energia cedida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos

líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central.

**Energia da utilidade calor ( $E_t$ ):** energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central.

**Eficiência Energética:** índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor.

**Eficiência Exergética:** índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica.

**Fator de cogeração ( $F_c$  %):** parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética.

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

*– Requisitos para qualificação*

A central termelétrica cogeneradora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender os seguintes requisitos:

- ✓ Estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução N° 112, de 18 de maio de 1999; e
- ✓ Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (10)$$

$$\frac{\left(\frac{Et}{Ef}\right)}{X} + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc \% \quad (11)$$

Os valores de “X” e “Fc” deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte. A Tabela A.1 apresenta os valores que devem ser utilizados.

**Tabela A.1** – Valores recomendados de **X** e **Fc** %

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

## APÊNDICE B – CICLOS TERMODINÂMICOS DE INTERESSE

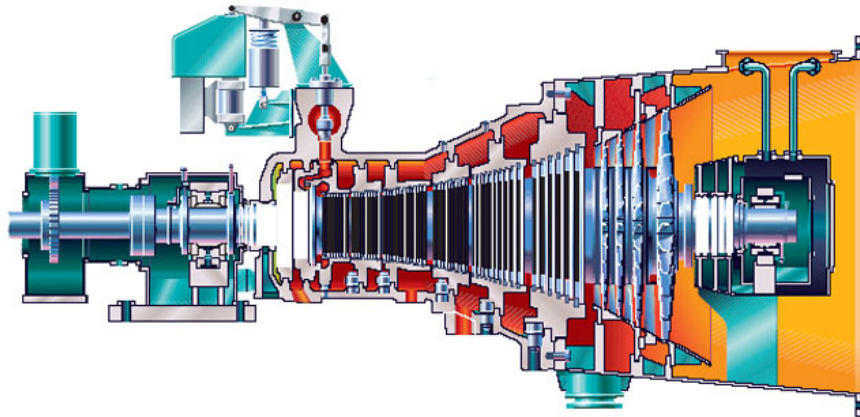
### - *Ciclo Rankine*

O ciclo Rankine é um modelo que representa um ciclo termodinâmico idealizado de geração de potência através da utilização de uma turbina a vapor, que tem como principal objetivo a geração de trabalho mecânico através da transformação da energia contida em um fluxo de vapor d'água.

A turbina a vapor é denominada máquina rotativa pura, por ter como característica a aplicação da força diretamente no elemento rotativo – o rotor – e não necessitar de um elemento intermediário – como no caso do dispositivo biela-manivela dos motores alternativos. Apesar dos grandes esforços os quais está sujeita, os impulsos aplicados pelo vapor nas palhetas da turbina são regulares [34], devido ao fluxo permanente de vapor, o que garante uma uniformidade na aplicação do torque. Dentre as principais vantagens da utilização da turbina a vapor, podem ser citadas a facilidade de operação e manutenção e a longa vida útil deste equipamento, que utiliza água como fluido de trabalho.

O elemento básico da turbina é o rotor, onde estão geometricamente dispostas paletas, hélices ou lâminas colocadas ao redor de sua circunferência, de maneira que uma força tangencial seja produzida pelo fluido em movimento, impulsionando o rotor ao movimento rotativo. Essa energia mecânica gerada pelo movimento rotativo é, então, transferida a um eixo acoplado, por exemplo, a uma máquina, um compressor, um gerador elétrico ou uma hélice.

A Figura B.1 é uma representação ilustrativa de uma turbina a vapor da fabricante *General Electric*.



**Figura B.1** – Turbina a vapor SC/SAC Series da fabricante *General Electric*, com capacidade de geração de até 100 MW, operando a 15000 rpm [35]

Quando a pressão de descarga da turbina a vapor for superior a pressão atmosférica, classifica-se como uma turbina de contrapressão, que é comumente utilizada quando o vapor de exaustão é utilizado posteriormente por algum processo industrial. Por outro lado, quando a pressão de descarga for menor que a pressão atmosférica, convencionou-se como turbinas de condensação, geralmente utilizadas a fim de aumentar a eficiência do ciclo.

A geração de energia pelo ciclo Rankine é responsável por cerca de 90% de toda a energia elétrica mundial. O que impulsiona a sua ampla utilização é o fato de que a combustão neste ciclo é feita externamente, ou seja, qualquer combustível pode ser utilizado na combustão e geração do calor que será fornecido ao fluido de trabalho, neste caso, a água.

O ciclo inicia com o aumento da pressão através do bombeamento da água, em forma líquida, até o gerador de vapor ou caldeira. Nesta, a energia térmica liberada pela combustão do combustível escolhido é transferida ao fluido de trabalho de modo a garantir o superaquecimento – condição de pressão e temperatura que representa o estado de vapor superaquecido da substância – da água. Deve-se notar que como o objetivo da caldeira é estritamente fornecer calor ao fluido principal, qualquer forma de geração energia que garanta as condições de projeto exigidas pode ser utilizada, como



por exemplo os reatores nucleares ou a utilização de fontes alternativas como biomassa e radiação solar concentrada [18].

Dessa forma, o vapor, a uma pressão e temperatura elevadas, é então direcionado para uma turbina, onde é expandido, ou seja, uma parte da quantidade de energia contida no vapor é transformada em trabalho de eixo, que acoplada a um gerador, pode ser transformado em energia.

No ciclo Rankine, após o estágio da turbina, o vapor encontra-se a uma temperatura e pressão relativamente baixas, porém em condições insuficientes para novamente ser direcionado ao bombeamento, posto que para isso o fluido necessita estar em sua fase líquida devido a características operacionais das bombas. Nesta etapa do ciclo, o fluido de trabalho obrigatoriamente rejeita uma quantidade calor tal que atinja a sua total condensação. Para tal, utiliza-se o condensador, um trocador de calor que vai permitir a troca entre o vapor a ser condensado e o ambiente.

Dessa maneira, como nesta etapa há necessariamente rejeição de energia térmica, este é o principal ponto onde a cogeração pode ser inserida, de modo a aproveitar o calor rejeitado em outro processo posterior, caracterizando-se como um sistema do tipo *topping*. Ao retornar dos processos que demandam a energia térmica, a água, em devidas condições, é direcionada então ao processo de bombeamento para completar o ciclo. Além dessa, existem outras formas de implantação da cogeração num ciclo Rankine, onde o vapor pode ser extraído de outros pontos do ciclo, como nos estágios intermediários da turbina [18].

Do ponto de vista termodinâmico, a eficiência global do ciclo de Rankine pode ser descrita como:

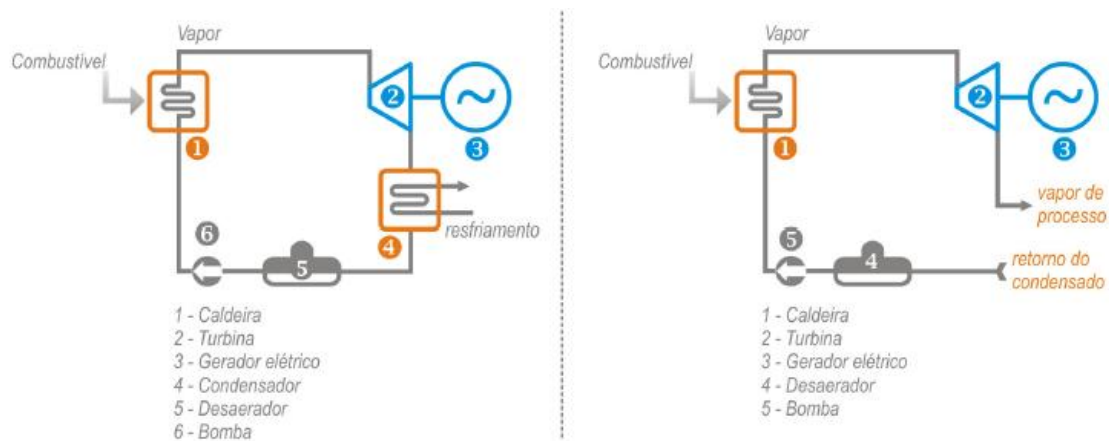
$$\eta_{Rankine} = \frac{w_{líquido}}{q_H} \quad (12)$$

$$w_{líquido} = w_{turbina} - w_{bomba} \quad (13)$$

onde o  $w_{líquido}$  e o  $q_H$  representam respectivamente o trabalho líquido gerado pelo ciclo e o calor fornecido pela caldeira, que podem ser calculados conhecendo-se as propriedades termodinâmicas de cada ponto do ciclo. Em geral, calcula-se  $q_H$  através do poder calorífico do combustível.

Outra forma de implantação da cogeração em um ciclo Rankine seria a substituição da queima de combustíveis, por uma fonte térmica proveniente de outro processo anterior, caracterizando-se como um sistema do tipo *bottoming*.

Na Figura B.2 faz-se uma comparação entre o ciclo Rankine simples e um sistema de cogeração do tipo *topping* que faz uso do ciclo Rankine. Neste caso, é nítida a percepção de que a eficiência global do segundo caso é significativamente maior do que a do primeiro caso, devido ao reaproveitamento do calor rejeitado por este.



**Figura B.2** – a) Ciclo Rankine simples; b) Ciclo Rankine com implementação de cogeração do tipo *topping* [18] – adaptado de Barja (2006)

A maior vantagem encontrada pela indústria para a utilização de ciclos Rankine é indubitavelmente a possibilidade de utilização de qualquer fonte energética que seja capaz de fornecer a energia necessária à água, até mesmo utilizando calor residual de processo. Como consequência, a inserção de calor ao ciclo através de trocas de calor garante uma maior estabilidade e controle sobre as condições termodinâmicas do fluido de trabalho em detrimento a outros ciclos que utilizam combustão interna, como será visto para o caso do ciclo Brayton.

O rendimento de um ciclo Rankine pode ser melhorado através de pequenas modificações, como o reaquecimento, à temperatura de saída da caldeira, do vapor superaquecido entre os estágios de expansão da turbina. Nesta configuração, os estágios da turbina podem expandir o vapor até o limite de saturação aceitável pelas características operacionais da turbina, e então reaquecê-lo para adentrar o próximo estágio, aumentando a eficiência global do ciclo.

Outra variação deste ciclo é conhecida como ciclo Rankine regenerativo, onde em estágios intermediários de expansão da turbina o vapor é extraído e misturado ao montante de fluido que deixa o condensador. Dessa forma, uma quantidade menor de energia do combustível passa a ser demandada, devido ao fato de que esta energia é então suprida pelo próprio fluido de trabalho extraído, obtendo-se então uma maior eficiência global.

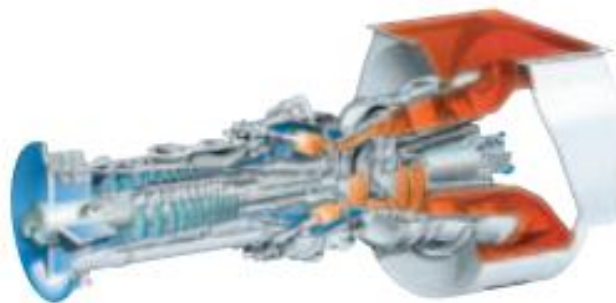
#### - Ciclo Brayton

O ciclo Brayton é um ciclo termodinâmico de geração de potência por combustão interna, que representa aplicações que utilizam turbinas a gás.

A denominação dada a esse tipo turbina pode conduzir a erros de interpretação em relação ao combustível utilizado, que pode ser tanto gasoso – como o gás natural e o gás liquefeito de petróleo (GLP) – quanto líquido – como querosene e o óleo diesel. O nome deste equipamento, assim como no caso das turbinas a vapor, deve-se ao fluido de trabalho utilizado, posto que este é uma mistura de gases resultantes da combustão.

As turbinas a gás possuem uma alta razão de potência gerada por peso de equipamento – densidade de potência – em relação a outros equipamentos de geração de potência, como os motores alternativos. Essa característica possibilitou a sua ampla utilização em aplicações de propulsão de aviões e outros tipos de aeronaves, uma vez que permite maiores eficiência e capacidade de carga.

A Figura B.3 é uma representação ilustrativa de uma turbina a gás da fabricante *Siemens*.



**Figura B.3** – Turbina a Gás SGT-700 da fabricante *Siemens*, com capacidade de geração de até 31.21 MW, operando a 6500 rpm [36].

Geralmente, as aplicações que operam segundo o ciclo Brayton utilizam o sistema em regime aberto, apesar de ser convencional considerar, apenas para análises termodinâmicas, que os gases de exaustão são reutilizados, fazendo com que o sistema opere em regime fechado.

O ciclo é composto basicamente por uma turbina a gás que, apesar do nome, representa o conjunto dos componentes *compressor*, *câmara de combustão* e *expansor*. A operação tem seu início pela admissão de ar atmosférico pelo compressor, que tem como objetivo transferir o movimento rotativo de suas pás – energia cinética – para o ar, através da realização de trabalho de modo a gerar um aumento significativo de pressão, cuja relação de pressão – razão entre a pressão de saída e a pressão de entrada – é da ordem de 15 a 30 [18].

Após a pressurização do ar, este é direcionado para a câmara de combustão, onde o combustível – geralmente o gás natural – é pulverizado e, ao entrar em contato com as condições de pressão e temperatura do ar, a mistura é submetida à combustão, gerando um acréscimo significativo de temperatura e pressão.

Ao deixar a câmara de combustão, os gases da mistura estão em níveis energéticos elevados. Portanto, são direcionados para a etapa de expansão da turbina a gás, onde a energia cinética dos gases é transformada em potência de eixo que, acoplado a um gerador, pode ser transformada em energia.

Deve-se notar que o trabalho realizado pelo compressor exige que uma demanda de potência externa seja alimentada. Dessa forma, uma parte da potência gerada pela turbina – ou por uma sequência de estágios de expansão – é consumida pelo compressor.

Adotando o mesmo procedimento realizado para o ciclo de Rankine, a eficiência global do ciclo de Brayton pode ser descrita como:

$$\eta_{Rankine} = \frac{w_{líquido}}{q_H} \quad (14)$$

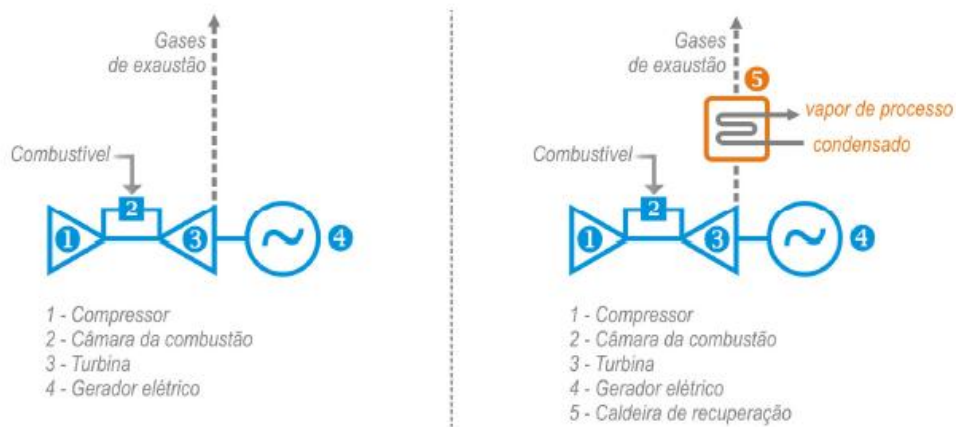
$$w_{líquido} = w_{turbina} - w_{compressor} \quad (15)$$

onde o  $w_{líquido}$  e o  $q_H$  representam respectivamente o trabalho líquido gerado pelo ciclo e o calor liberado pela queima do combustível, que também podem ser calculados

conhecendo-se as propriedades termodinâmicas de cada ponto do ciclo. Em geral, calcula-se  $q_H$  através do poder calorífico do combustível.

Apesar da expansão feita pela turbina, os gases de exaustão encontram-se ainda em temperaturas elevadas e, portanto, podem ser aproveitados por outros processos industriais específicos, ou pela utilização de um sistema de Ciclo Combinado, conforme visto, compondo, portanto, um sistema de cogeração do tipo *topping*. Uma das formas de aproveitamento dos gases para o aumento da eficiência do ciclo Brayton é o uso da regeneração. Nesta configuração os gases de exaustão, a temperaturas elevadas, fornecem uma parte da quantidade de calor total demandada para o ar, antes deste ser direcionado à câmara de combustão, diminuindo assim a quantidade de combustível necessária.

Na Figura B.4 faz-se uma comparação entre o ciclo Brayton simples e um sistema de cogeração do tipo *topping* que faz uso do ciclo Brayton. Assim como no caso do ciclo Rankine, a eficiência global do segundo caso é significativamente maior do que a do primeiro caso, devido ao reaproveitamento dos gases de exaustão.



**Figura B.4** – a) Ciclo Brayton simples; b) Ciclo Brayton com implementação de cogeração do tipo *topping* [18] – adaptado de Barja (2006)