UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO ESCOLA POLITÉCNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ARTHUR GARUTI DOS SANTOS

**Metodologia para análise termoeconômica de sistemas de
resfriamento distrital**

São Paulo

2019

ARTHUR GARUTI DOS SANTOS

Metodologia para análise termoeconômica de sistemas de resfriamento distrital

Versão Corrigida

(Versão original encontra-se na unidade que aloja o Programa de Pós-graduação)

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Área de concentração: Energia e Fluidos

Orientador: Prof. Dr. Silvio de Oliveira Junior

São Paulo

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Santos, Arthur Garuti dos

Metodologia para análise termoeconômica de sistemas de resfriamento
distrital / A. G. Santos -- versão corr. -- São Paulo, 2019.

156 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Engenharia Mecânica 2.Energia (Mecânica aplicada) I.Universidade de
São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

DEDICATÓRIA

A minha família - Patrícia, Francisco e Guilherme - que sempre me apoiaram com paciência e amor.

A minha companheira - Mariana - por sua compreensão e carinho.

A todos meus professores que me auxiliaram na elaboração deste trabalho e no meu crescimento profissional.

AGRADECIMENTOS

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade.

Ao Prof. Dr. Alberto Hernandez Neto, pelo incentivo para realização do curso de mestrado e seus conhecimentos compartilhados.

Ao Prof. Dr. Silvio de Oliveira Junior, pelo apoio em toda fase de concretização deste trabalho, pela atenção e conhecimentos adquiridos neste período.

Ao Engenheiro André Fransolin Rollo pelo auxílio e solicitude.

RESUMO

SANTOS, Arthur Garuti dos. **Metodologia para análise termoeconômica de sistemas de resfriamento distrital**. 2019. 156 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

Com o constante desenvolvimento das áreas urbanas e aumento do consumo energético destinado a conforto térmico, um estudo foi realizado para formulação de uma metodologia de análise termoeconômica de sistemas distritais de resfriamento. O objetivo principal é descrever uma metodologia referente à implantação de sistemas distritais no Brasil, por sua vez, o objetivo secundário é aplicar a metodologia no estado de São Paulo, analisando as premissas utilizadas na metodologia. Primeiramente, apresentou-se uma visão geral e revisão de literatura dos sistemas de aquecimento e resfriamento distrital, indicando suas vantagens e desvantagens, bem como as diversas aplicações e desafios para sua implantação. Aplicações no cenário mundial foram expostas e analisadas, demonstrando que sua utilização em diversos países se estende por décadas. As principais vantagens observadas nas aplicações existentes estão relacionadas a maior eficiência energética e exergética global, redução das emissões de gases poluentes e confiabilidade do sistema. Por fim, a metodologia aplicada está apresentada em cinco etapas, de forma ordenada, baseando-se nas etapas de um projeto de sistemas distritais. Seu resultado é baseado em rotinas, simulações de processos e procedimentos de otimização, bem como aplicação de indicadores energéticos. Ao final das etapas e seu desenvolvimento matemático obtém-se um estudo preliminar de viabilidade da implantação de um sistema distrital. O estudo de caso apresentado aplica a metodologia para a cidade de São Paulo buscando descrever com detalhamento as premissas e etapas descritas.

Palavras-chave: sistema de resfriamento distrital, simulação energética, análise exergética, análise termoeconômica.

ABSTRACT

SANTOS, Arthur Garuti dos. **Thermoeconomic methodology for district cooling systems analysis**. 2019. 156 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

The constant development of urban areas and increased energy consumption for thermal comfort encourage studies that formulate a methodology for thermoeconomic analysis of district cooling systems. The main objective is to describe a thermoeconomic methodology related to the implementation of district systems in Brazil. The secondary objective is to apply the methodology in the state of São Paulo, analyzing the premises used in the methodology. At first, an overview and literature review of district heating and cooling systems was presented, indicating their advantages and disadvantages, just as the various applications and challenges for their implementation. Applications on the world stage have been introduced and analyzed, demonstrating that their use in several countries extends for decades. The main advantages observed in the existing applications are related to global energy and exergy efficiency, reduction in greenhouse gases and reliability of the systems. Finally, the applied methodology is presented in five steps in an orderly manner based on the steps of a district system project. Its result is based on routines, process simulations and optimization procedures, as well as application of energy indicators. At the end of the steps and their mathematical development a preliminary study of the feasibility of the implantation of a district system is obtained. The present case study applies the methodology for the city of São Paulo and describe in detail the premises and steps.

Keywords: district cooling system, energy simulation, exergy analysis, thermoeconomic analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Equipamentos de climatização instalados em um edifício na Índia. A cidade de Mumbai, por exemplo, destina 40% de sua energia para climatização	21
Figura 2 - Sistemas distritais nos EUA e Canadá em 1951 (cada ponto no mapa representa uma central de venda de vapor e/ou água gelada)	26
Figura 3 - Sistemas distritais nos EUA e Canadá em 2017 (cada ponto no mapa representa uma central de venda de vapor e/ou água gelada)	26
Figura 4 - Campanha de incentivo europeu para instalação de sistemas distritais na União Europeia.....	27
Figura 5 - Distribuição de aquecimento distrital para consumidores europeus em 2012.....	28
Figura 6 - Comprimento do trecho instalado de tubos para resfriamento distrital em alguns países europeus	28
Figura 7 - Rede de resfriamento distrital na cidade de Paris	30
Figura 8 - Mapa de energia urbano do centro histórico de Benevento, Itália.....	34
Figura 9 - Emissão de gás carbônico entre os anos de 1977 e 2010 devido ao consumo de energia no campus da Universidade do Texas, Austin.....	43
Figura 10 - Fluxograma para o caso 4.2.1.	56
Figura 11 - Fluxograma para o caso 4.2.2.	58
Figura 12 - Fluxograma para o caso 4.2.3.	59
Figura 13 - Sistema de cogeração com turbina a gás e ciclo de resfriamento por absorção	61
Figura 14 - Balanço de custo	66
Figura 15 - Cidade Universitária - Campus Armando de Salles Oliveira - CUASO - USP.....	71
Figura 16 – Dados referentes ao consumo de energia ativa em kWh dos três primeiros dias de 2007 para a unidade de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica	72
Figura 17 - Instituto de oceanografia e sua vista pelo satélite	76
Figura 18 - Modelo da tipologia C (Hospital) referente ao HU localizado na CUASO.....	78
Figura 19 - Modelo da tipologia A (Escolas) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO.....	81
Figura 20 - Modelo da tipologia B (Residencial) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO.....	84
Figura 21 - Demandas mensais de energia elétrica e carga térmica estimada – CUASO	86

Figura 22 - Central de energia A: CHP com motor de combustão interna, <i>chiller</i> de absorção e <i>chillers</i> de compressão de vapor.....	88
Figura 23 - Central de energia B: central de água gelada com <i>chillers</i> de compressão de vapor	90
Figura 24 – Balanço de custos para a central de energia A.....	104
Figura 25 – Balanço de custos para a central de energia B	115
Figura 26 - Modelo da tipologia D (laboratórios) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO.....	141
Figura 27 - Modelo da tipologia E (escritórios) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO.....	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos de instalação da central de cogeração para um DHS em Jamestown, Nova Iorque.....	38
Tabela 2 - Custos de instalação do sistema de distribuição da central de cogeração para um DHS em Jamestown, Nova Iorque	39
Tabela 3 - Fatores para determinação do distrito a ser analisado.....	49
Tabela 4 – Matriz de decisão para determinar distrito com maior potencial para análise de instalação de DHCS.....	50
Tabela 5 - Principais tipologias para classificação.....	53
Tabela 6 - Sequência simplificada de modelagem no SketchUp (2016).....	54
Tabela 7 – Exemplos de parâmetros de entrada de uma central distrital	63
Tabela 8 - Estados termodinâmicos pré-definidos e suas possíveis propriedades termodinâmicas.....	63
Tabela 9 - Propriedades termodinâmicas e estados definidos para a central distrital	64
Tabela 10 – Quadro exemplo de comparação entre os diferentes modelos de central distrital e o modelo de referência (sistema convencional/existente)	68
Tabela 11 – Matriz de decisão aplicada para a região metropolitana de São Paulo.....	70
Tabela 12 - Resumo das tipologias e unidades adotadas no distrito.	75
Tabela 13 - Consumo de energia elétrica medido para tipologia C.....	77
Tabela 14 - Consumo de energia referente ao modelo da tipologia C	78
Tabela 15 - Proporção entre os consumos de energia para os dados medidos - tipologia C....	79
Tabela 16 - Carga Térmica - tipologia C.....	79
Tabela 17 – Dados reais de consumo de energia elétrica, área estimada e indicador de energia ativa para tipologia A	80
Tabela 18 – Consumo de energia elétrica estimado para unidades correspondentes à tipologia A	81
Tabela 19 - Proporção entre os consumos de energia para os dados medidos - tipologia A....	82
Tabela 20 - Carga Térmica - tipologia A.....	83
Tabela 21 - Consumos de energia estimados - tipologia B (uma unidade do conjunto residencial).....	84
Tabela 22 - Carga Térmica - tipologia B (uma unidade do conjunto residencial)	84

Tabela 23 - Demanda total de energia e carga térmica - CUASO.....	86
Tabela 24 - Componente principais da central de energia A.....	88
Tabela 25 – Componente principais da central de energia B	89
Tabela 26 - Estados termodinâmicos - Central de energia A	102
Tabela 27 - Balanço de energia e exergia - Central de energia A em carga nominal.....	103
Tabela 28 - Balanço de energia e exergia - Central de energia A em carga parcial.....	103
Tabela 29 - Custo de equipamento para central de energia A	106
Tabela 30 – Parâmetros de entrada para estimar custos dos equipamentos	107
Tabela 31 - Parâmetros para estimar o custo do metano em base exergética - central de energia A.....	107
Tabela 32 – Balanço de custo mensal: central de energia A	108
Tabela 33 – Balanço de custos anual: central de energia A	108
Tabela 34 - Balanço de energia e exergia - Central de energia B em carga nominal.....	114
Tabela 35 - Balanço de energia e exergia - Central de energia B em carga parcial	114
Tabela 36 – Custo de equipamento para central de energia B.....	117
Tabela 37 - Parâmetros para estimar o custo da energia elétrica - central de energia B.	117
Tabela 38 - Balanço de custos mensal e anual: central de energia B	118
Tabela 39 – Comparação das análises termoeconômicas das centrais de energia A e B.	120
Tabela 40 – Dados de consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia A....	133
Tabela 41 – Consumo de energia elétrica estimada: tipologia A	134
Tabela 42 – Proporção entre os consumos do modelo: tipologia A	135
Tabela 43 – Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia A	136
Tabela 44 – Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia A	137
Tabela 45 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia B	138
Tabela 46 - Carga térmica estimada a partir do modelo: tipologia B.....	138
Tabela 47 - Dados de Consumo médio mensais: tipologia C.....	139
Tabela 48 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia C	139
Tabela 49 - Proporção entre os consumos do Hospital Universitário (HU).....	140
Tabela 50 - Carga térmica estimada a partir do modelo: tipologia C.....	140
Tabela 51 - Dados de Consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia D ...	141
Tabela 52 - Consumo de energia elétrica estimada: tipologia D.....	142
Tabela 53 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia D.....	142
Tabela 54 - Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia D	143
Tabela 55 - Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia D .	143

Tabela 56 - Dados de Consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia E....	144
Tabela 57 - Consumo de energia elétrica estimada: tipologia E	145
Tabela 58 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia E	145
Tabela 59 - Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia E	146
Tabela 60 - Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia E..	146
Tabela 61 - Dados de Consumo médio mensal: CEPE quadras	147
Tabela 62 - Demanda total de energia e carga térmica mensais - CUASO.....	147

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ASHRAE - American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers

BOMA – Building Owners and Managers Association

CEPE – Centro de Práticas Esportivas

CGP – Centro Globo de Produção

CHP – Combined Heat and Power

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia

CRUSP – Conjunto Residencial da Universidade de São Paulo

CUASO – Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira

DCS – District Cooling System

DHCS – District Heating and Cooling System

DHDC – District Heating Development Corporation

DHS – District Heating System

DOE – U.S. Departments of Energy

ECA – Escola de Comunicação e Artes

EEFE – Escola de Educação Física e Esporte

EES – Engineering Equation Solver

EMPLASA - Empresa Paulista de Planejamento Metropolitano

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EPUSP – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

EUA – Estados Unidos da América

FAU – Faculdade de Arquitetura e Urbanismo

FEA – Faculdade de Economia e Administração

FEL – Follow Electric Load

FFLCH – Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas

FIT – Feed-in Tariff

FTL – Follow Thermal Load

FUE – Fator de Utilização de Energia

HU – Hospital Universitário

HUD – U.S. Department of Housing and Urban Development

HVAC – Heating, Ventilation and Air Conditioning

IAG – Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas

ICB – Instituto de Ciências Biomédicas

IDEA - International District Energy Association

IEA - International Energy Agency

IES – Integrated Energy Supply

IF – Instituto de Física

IME – Instituto de Matemática e Estatística

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IQ – Instituto de Química

ITS – Ice Thermal Storage

MEA – Minnesota Energy Agency

NAS - National Academy of Sciences

NRC – National Research Council

ONU – Organização das Nações Unidas

SISGEN – Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica da Universidade de São Paulo

TES – Thermal Energy Storage

TR – Toneladas de Refrigeração

UNIMAS – Universiti Malaysia Sarawak

UNRIC - Centro Regional de Informação das Nações Unidas

USP – Universidade de São Paulo

UT - Universidade do Texas

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos:

P : Pressão [Pa];

T : Temperatura [K];

x : título;

v, V : Volume específico [m^3/kg] e volume total [m^3];

h : entalpia específica [kJ/kg];

s, S : entropia específica [$\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$] e entropia total [kJ/K];

b : exergia física específica [kJ/kg];

η : rendimento ou eficiência;

COP : coeficiente de desempenho;

Q : Energia transferida [kJ];

$\dot{Q}$: taxa de transferência de energia [kW];

$\overline{bch}$: exergia química específica [kJ/mol];

PCI : Poder calorífico Inferior [kJ/kg];

m : massa [kg];

$\dot{m}$: vazão mássica [kg/s];

V : Velocidade [m/s];

z : cota [m];

g : aceleração da gravidade [m/s^2];

W : Trabalho [kJ];

$\dot{W}$: Potência [kW];

B : Exergia [kJ];

$\dot{S}$: Taxa de entropia [kW/K];

c, C : custo unitário [R\$/kJ] e custo total [R\$/s];

PCS : Poder Calorífico Superior [kJ/kg];

FC : fator de carga;

I : Investimento [R\$];

f : fração do investimento;

$Ratio$: razão mássica;

n : quantidade de equipamentos;

M : Massa Molar [kg/mol];

$\dot{B}$: Taxa de exergia [kW];

MLT: Média Logaritmica de Temperatura.

Subscritos:

$1,2,3,n$: estados termodinâmicos;

ise : isentrópico;

en : energético;

$ciclo$: referente a todo ciclo

mec : mecânico;

e, ent, i : entrada;

s, j : saída;

$comb$: combustível

o: estado de referência;

v.c.: volume de controle;

global: referente a somatória dos valores da central de energia;

ger: gerado, geração;

ex: exergético;

p: produto;

m: em base mássica;

equip: equipamento;

cap: capital;

omf: despesas fixas de operação e manutenção;

omv: despesas variáveis de operação e manutenção;

a: amortização;

th: térmico;

motor: referente ao motor da central de energia A;

abs: chiller de absorção;

cp: chiller de compressão de vapor;

100%: referente aos valores em carga nominal;

parcial: referente aos valores em carga parcial;

tc: trocador de calor;

metano: referente ao combustível metano;

air: ar;

evap: referente à capacidade de refrigeração do equipamento;

amb: ambiente;

cli: referente ao local climatizado;

molar: base molar;

ch: químico (a);

rad: radiador do motor da central de energia A;

h: calor transferido para o motor ou chiller;

ar: referente ao ar da mistura combustível-ar do motor de combustão interna;

escape: referente aos gases de escape do motor de combustão interna;

loss: energia perdida para o meio;

g: referente aos gases de escape de combustão;

cond: energia rejeitada pelos *chillers*/torres de resfriamento;

bomba: referente às bombas da central de energia A;

e: energia elétrica;

rede: excedente de energia elétrica disponível para rede da concessionária;

destr: destruída;

CO2: gás carbônico.

Unidades:

T: tera;

J: Joule;

k: quilo;

m: metro;

M: mega;

W: Watt;

h: hora;

°C: grau Celsius;

TR: tonelada de refrigeração;

s: segundo;

g: grama;

BTU: unidade térmica britânica;

bar: pressão em bar (equivalente a 100.000 Pa);

Pa: Pascal;

°F: grau Fahrenheit;

K: Kelvin;

R\$: valor monetário em real;

\$: valor monetário em dólar americano.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
2. OBJETIVOS	23
2.1. Objetivo primário.....	23
2.2. Objetivo secundário	23
3. SISTEMAS DISTRITAIS: UMA VISÃO GERAL	24
3.1. Aplicação do DHCS no cenário mundial.....	36
4. METODOLOGIA PARA ANÁLISE TERMoeCONÔMICA DE SISTEMAS DE RESFRIAMENTO DISTRITAL	47
4.1. Definição da região para análise de viabilidade do sistema distrital	49
4.2. Levantamento da demanda energética e de resfriamento referente ao distrito.....	51
4.2.1. Dados reais de consumo de energia elétrica da totalidade dos edifícios com ausência da proporção relativa ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.	52
4.2.2. Dados reais de consumo de energia elétrica de parte dos edifícios com ausência da proporção relativa ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.	56
4.2.3. Ausência dos dados reais de consumo de energia elétrica e ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.	58
4.3. Definição dos modelos de centrais de energia distritais.	60
4.4. Análise energética, exergética e econômica.....	62
4.4.1. Parâmetros de entrada e hipóteses adotadas	62
4.4.2. Definição dos estados termodinâmicos	64
4.4.3. Análise energética	64
4.4.4. Análise exergética	65
4.4.5. Análise termoeconômica	66
4.5. Avaliação comparativa dos resultados.	68
5. ESTUDO DE CASO	69
5.1. Definição da região para análise de viabilidade do sistema distrital	69

5.2.	Levantamento da demanda energética e de resfriamento referente ao distrito.....	71
5.2.1.	Tipologia C: Dados reais de consumo de energia elétrica da totalidade dos edifícios com ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.	77
5.2.2.	Tipologia A: Dados reais de consumo de energia elétrica de parte dos edifícios com ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.	79
5.2.3.	Tipologia B: Ausência dos dados reais de consumo de energia elétrica e ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.....	83
5.2.4.	Demanda de energia total da CUASO	85
5.3.	Definição dos modelos de centrais de energia distritais.....	87
5.4.	Análise energética, exergética e econômica.....	90
5.4.1.	Central de energia A: CHP com motor de combustão interna, <i>chillers</i> de absorção e <i>chillers</i> de compressão de vapor	91
5.4.2.	Central de energia B: Central de água gelada com <i>chillers</i> de compressão de vapor.....	109
5.5.	Avaliação comparativa dos resultados.	118
6.	CONCLUSÕES.....	122
7.	RECOMENDAÇÕES.....	126
8.	LISTA DE REFERÊNCIAS.....	128
	APÊNDICE A - DADOS REFERENTES AO ESTUDO DE CASO	133
	APÊNDICE B – CÓDIGOS IMPLEMENTADOS NO ENGINEERING EQUATION SOLVER (EES)	148

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento das zonas urbanas vem aumentando ano após ano. Segundo a Organização das Nações Unidas (ONU), atualmente 54% da população mundial vive em áreas urbanas e este valor deve aumentar para 66% até 2050. No Brasil não é diferente, segundo relatório da ONU-Habitat, até 2050 mais de 90% da população brasileira estará vivendo em cidades (UNRIC, 2014).

O aumento das áreas urbanas leva a uma maior demanda de energia. O Ministério de Minas e Energia realizou uma projeção do consumo de energia entre os anos de 2013 e 2022. O estudo aponta que o consumo de energia deve aumentar 5,8% ao ano para classe comercial e 4,3% ao ano para classe residencial. O aumento deve-se tanto ao crescimento do número de consumidores quanto ao aumento da demanda *per capita* (EPE, 2012).

Em países de clima prioritariamente tropical e equatorial, como o Brasil, grande parte da demanda de energia destina-se ao conforto térmico. Atualmente, os Estados Unidos da América (EUA) possuem a maior demanda mundial em equipamentos de climatização, entretanto estima-se que o Brasil irá ultrapassar essa demanda em até duas vezes nos próximos anos e países como a Índia, Figura 1, em até 14 vezes (SIVAK, 2013). A cidade de Mumbai é um dos exemplos do alto crescimento de gastos energéticos para conforto térmico.

Figura 1 - Equipamentos de climatização instalados em um edifício na Índia. A cidade de Mumbai, por exemplo, destina 40% de sua energia para climatização

Fonte: Sivak (2013)

Este cenário apresentado estimula os consumidores a buscarem soluções mais eficientes e confiáveis. Para isso, sistemas centrais de água gelada para climatização de edificações são amplamente utilizados em grandes instalações, pois diminuem os custos de operação e manutenção em relação a sistemas individuais. Entretanto, existem certas desvantagens na utilização de sistemas centrais, entre elas pode-se destacar o espaço necessário para instalação, custo inicial elevado e limitações da fonte de energia (ASHRAE, 2008).

Com isso, sistemas centralizados de grande capacidade são amplamente utilizados em diversos países buscando soluções mais eficientes e economicamente viáveis. Esses sistemas são chamados de Sistemas de Resfriamento e/ou aquecimento Distrital (DCS – *District Cooling System*; DHS – *District Heating System*).

Segundo a ASHRAE (2008), um sistema de resfriamento/aquecimento distrital consiste em uma central que distribui energia térmica para residências, comércios e indústrias através de uma rede de tubos. Por conseguinte, a geração de água gelada e água quente de todas as instalações são centralizadas, deixando de ser produzida em cada edifício. A utilização de DCS/DHS não é novidade em diversos países; por exemplo, nos EUA, no Japão e em uma grande quantidade de países europeus, sistemas distritais possuem diversos casos de sucesso e amplo apoio governamental.

No Brasil, a utilização desta tecnologia é escassa. Nenhuma grande cidade possui sistemas de resfriamento urbano gerenciados por companhias de energia e poucos empreendimentos possuem sistemas de resfriamento distrital. Deste modo, a análise e compreensão da história, evolução e exemplos desta tecnologia em outros países são fundamentais para o conhecimento dos obstáculos de implantação, vantagens e desvantagens de operação.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo primário

O objetivo primário deste trabalho é apresentar uma metodologia para análise termoeconômica referente à implantação de sistemas de resfriamento distritais no Brasil. A metodologia exposta deve ser capaz de apresentar conclusões quantitativas referentes à viabilidade da implantação de sistemas distritais em uma dada região, comparando termoeconomicamente as possíveis soluções propostas.

2.2. Objetivo secundário

O objetivo secundário é aplicar a metodologia proposta na região metropolitana de São Paulo para demonstrar de forma prática sua utilização e os possíveis resultados. Além disso, o estudo de caso deve ser usado como exemplo para discutir as premissas utilizadas, desafios de aplicação e futuras melhorias.

3. SISTEMAS DISTRITAIS: UMA VISÃO GERAL

Segundo relatório do Conselho Nacional de Pesquisa (NRC, 1985) - organização científica e um setor das Academias Nacionais dos Estados Unidos (*National Academy of Sciences* - NAS) fundada em 1916 - os sistemas de resfriamento e aquecimento distrital constituem uma rede de tubulações que distribuem água quente, água gelada ou vapor por tubos isolados termicamente, servindo a demanda de aquecimento, resfriamento e processos industriais de prédios comerciais, residências, instituições, universidades, bases militares e/ou indústrias. A energia produzida pelas centrais distritais pode ser comercializada de forma análoga à venda de combustíveis ou energia elétrica.

Sistemas distritais de aquecimento e resfriamento são utilizados há mais de um século e sua tecnologia é conhecida mundialmente, porém é desconhecido por grande parte do público geral, em parte, devido à variedade de nomeações para a mesma tecnologia.

Nos Estados Unidos da América sistemas de resfriamento e aquecimento distrital (DCS/DHS) são conhecidos também como: planta central de aquecimento, resfriamento e vapor; aquecimento, resfriamento e energia municipal; aquecimento e resfriamento de campus; sistemas de energia gerais; sistemas de utilidades integradas municipal; sistemas de energia comunitários. Por sua vez, na Europa os termos mais comuns são: aquecimento a distância; aquecimento urbano; sistemas centrais de bairro (NRC, 1985).

Segundo NRC (1985), as diferenças nos termos europeus e estadunidenses refletem as necessidades e especificidades de cada local. Na Europa, sistemas distritais são definidos por aqueles que comercializam energia para diferentes consumidores. Por exemplo, na Holanda refere-se a sistemas que utilizam resíduos térmicos de indústrias e municípios para produzir água quente ou vapor. Por outro lado, nos EUA, sistemas distritais servem em sua maioria empreendimentos unitários com grande densidade populacional, como universidades, bases militares, complexos comerciais e industriais, etc. Deste modo, nos EUA a venda de energia térmica por sistemas distritais não é comum quando comparada com os sistemas europeus.

Atualmente, existem inúmeros sistemas distritais em operação nos EUA, Europa e Japão. A maior parte destes sistemas possui como prioridade o aquecimento distrital, portanto a demanda de vapor e água quente é a principal preocupação. Em países de clima majoritariamente tropical, o DCS é o sistema distrital mais comum, e, portanto, foco desta

pesquisa. Entretanto a história do DHS, sua evolução e/ou retração ajudam a compreender os possíveis problemas e soluções para investir em DCS em países de clima tropical que não possuam estímulos para seu desenvolvimento. A Figura 2 e Figura 3 apresentam uma comparação dos sistemas distritais nos EUA e parte do Canadá entre os anos de 1951 e 2017, demonstrando o crescimento desta solução nestes países.

Historicamente, dois tipos principais de DHS foram desenvolvidos nos EUA. O primeiro é denominado como urbano e consiste de sistemas de vapor aquecido desenvolvidos no final do século XIX para servir áreas urbanas. Muitos destes sistemas eram administrados e operados pelas companhias de energia elétrica local. Com o aparecimento de grandes usinas de energia afastadas dos centros urbanos, baixo custo do petróleo e gás (substituindo o carvão como combustível) e o desenvolvimento de caldeiras individuais, ocorreu um declínio deste tipo de DHS nas décadas mais recentes. O segundo tipo é o chamado uso institucional, ou seja, sistemas centrais utilizados por universidades, bases militares, parques industriais, condomínios fechados, conjunto de escritórios e complexos comerciais. Em contraste com o sistema urbano, sistemas institucionais vêm crescendo nas últimas três décadas nos EUA. Além destes, um terceiro tipo de resfriamento e aquecimento distrital desenvolveu-se nos EUA. Este tipo é administrado pelos municípios ou pelos próprios usuários. Muitos reutilizam sistemas antigos abandonados pelas companhias de energia elétrica. Essa forma de administrar estas centrais foi incentivada e patrocinada por órgãos do governo estadunidense na década de 1980 – *U.S. Departments of Housing and Urban Development (HUD) and Energy (DOE)*, consistindo em uma das estratégias do governo para desenvolver a comunidade e economia das cidades. (NRC, 1985).

Figura 2 - Sistemas distritais nos EUA e Canadá em 1951 (cada ponto no mapa representa uma central de venda de vapor e/ou água gelada)

Fonte: National Research Council (1985).

Figura 3 - Sistemas distritais nos EUA e Canadá em 2017 (cada ponto no mapa representa uma central de venda de vapor e/ou água gelada)

Fonte: International Energy Agency (2017).

O apoio governamental para o desenvolvimento de sistemas distritais é fundamental para o crescimento deste tipo de tecnologia, principalmente sistemas de resfriamento e

aquecimento municipais. Nos países europeus, existem campanhas para incentivar cidades e complexos industriais a adotar sistemas distritais. Um exemplo deste tipo de campanha foi lançado pela *Euroheat&Power* em 2009 para promover as vantagens de sistemas distritais para os países da União Europeia (vide Figura 4) com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica e emissões anuais de CO₂.

Figura 4 - Campanha de incentivo europeu para instalação de sistemas distritais na União Europeia

Fonte: Froning (2009).

Os dados referentes a sistemas distritais na Europa demonstram que o incentivo governamental é uma das principais formas de desenvolver essa tecnologia, países com uma política de incentivo a DHCS criaram departamentos específicos para alcançar as metas de aumento da utilização de sistemas distritais e remover possíveis barreiras que atrasam o desenvolvimento desta tecnologia (IEA, 2009). A Figura 5 apresenta o total de energia (em Terajoule, TJ) vendida para consumidores europeus no ano de 2012 (EUROHEAT AND POWER, 2015). Percebe-se que a maior parte é destinada ao setor residencial. Em relação ao DCS, a Suécia possui mais de 350 quilômetros de trechos de distribuição destinados para resfriamento distrital (dados referentes ao ano de 2012), Figura 6. Além desses dados, a *Euroheat&Power* apresenta um cenário de crescimento e estabilidade segundo as empresas voltadas a este tipo de sistema (EUROHEAT AND POWER, 2015).

Figura 5 - Distribuição de aquecimento distrital para consumidores europeus em 2012

Fonte: Euroheat and Power (2015)

Figura 6 - Comprimento do trecho instalado de tubos para resfriamento distrital em alguns países europeus

Fonte: Euroheat and Power (2015).

Em Paris, França, o uso de DCS cresce anualmente a uma taxa de aproximadamente 20MW por ano. Em 2009, a rede de DCS em Paris contava com sete plantas gerando uma capacidade de refrigeração de 290 MW, três TES – *Thermal Energy Storage* com capacidade de 140 MWh, 70 km de tubulação e uma central de controle por equipamento. A Figura 7

apresenta a rede parisiense de resfriamento distrital em 2009 (POEUF; SENEJEAN; LADAURADE, 2010).

No Brasil, o desenvolvimento de DCS é inexistente e nenhum distrito possui sistema de resfriamento gerenciado por companhias de energia. Um dos possíveis motivos reside no fato de que as políticas públicas brasileiras não tornam viável a implantação de sistemas de resfriamento distritais. Os principais problemas de viabilidade estão relacionados à comercialização de energia elétrica, incentivos para cogeração, estrutura do mercado de gás natural, o uso de bens públicos municipais, política pública de distribuição de água quente e água gelada, entre outros (COGEN et al., 2013). Por outro lado, o resfriamento distrital institucional possui alguns exemplos bem-sucedidos, como é o caso do Centro Globo de Produção – CGP (Projac) no Rio de Janeiro e do edifício Rochaverá (Rochaverá *Corporate Towers*) em São Paulo (COGEN et al., 2013). Ambos possuem plantas de cogeração que utilizam gás natural para suprir as demandas energéticas dos complexos. Tais sistemas são vantajosos tanto para o empreendimento quanto para o Brasil que possui um gargalo na matriz energética. Deste modo, com a infraestrutura energética brasileira saturada e o constante crescimento da demanda, surgem novas oportunidades para o desenvolvimento do DCS no Brasil.

Figura 7 - Rede de resfriamento distrital na cidade de Paris

Fonte: Poeuf, Senejean e Ladaurade (2010).

A utilização de DHCS e seu contínuo desenvolvimento apresentado deve-se a diversas vantagens tanto econômicas quanto ambientais. Segundo IDEA (2008), algumas características são:

- diversidade de capacidade: a combinação de diferentes instalações com picos e horários distintos de funcionamento é abastecida com mais confiança e menor custo;
- maior eficiência do processo: a grande demanda do DCS possibilita a utilização de tecnologias avançadas como, por exemplo, sistemas de armazenamento de energia (TES – *Thermal Energy Storage*) e turbinas a gás;
- infraestrutura: edifícios convencionais possuem aumento do pico de energia devida à falta de manutenção e envelhecimento dos equipamentos. A utilização do DCS reduz o pico de energia em até 87%;
- conforto: diminuição do ruído sonoro devida ausência de equipamentos pesados próximos à instalação, geração consistente de meio de resfriamento, melhor controle de temperatura e umidade, diminuição da preocupação do empreendedor com equipamentos, locais de instalação e operação;

- conveniência: fluido refrigerante sempre disponível nas tubulações, evitando o liga/desliga das unidades resfriadoras de cada edifício;
- flexibilidade: o perfil de demanda de cada tipo de instalação varia de acordo com o clima e ocupação. Com o DCS, cada edifício pode usar o necessário para cada período sem preocupação com dimensionamento e capacidade de um sistema central próprio de climatização;
- confiabilidade: os sistemas distritais possuem equipamentos de escala industrial graças à grande demanda energética, exigindo equipamentos confiáveis e profissionais especializados responsáveis pela manutenção e operação;
- riscos para o cliente: reduz os riscos de capital, pois gastos com a manutenção e equipamentos de resfriamento são evitados, além do custo para conectar o empreendimento ao DCS ser relativamente baixo;
- espaço: locais dedicados à central de resfriamento podem ser usados para outros fins, como novos leitos em um hospital ou quartos em um hotel;
- redução nos custos de energia do governo: resfriamento distrital reduz o investimento necessário para geração de energia, transmissão e distribuição;
- ambiental: aumento da eficiência, diminuição de emissões de poluentes e o menor uso de fluidos refrigerantes que atacam a camada de ozônio.

Com base no que foi apresentado pelo IDEA (2008), pode-se inferir que as maiores vantagens no uso do DCS encontram-se na operação e manutenção do sistema. Todavia, as desvantagens do DCS estão relacionadas ao planejamento, construção e projeto. O resfriamento distrital é um investimento de longo prazo, portanto problemas relacionados a erros na previsão da demanda de energia e construção podem levar a instalações subutilizadas.

O estudo da demanda de energia está diretamente relacionado com os tipos de instalações a serem abastecidas pelo DCS. Esse sistema apresenta melhores resultados para carga térmica elevadas e fator de carga anual alto. A carga térmica elevada é necessária para cobrir o capital investido na transmissão e distribuição para os consumidores, enquanto que o fator de carga anual alto é necessário visto que o investimento é intensivo em capital. Esses fatores tornam o resfriamento distrital interessante em áreas com complexos industriais, áreas

urbanas densamente povoadas e regiões com edifícios que possuam cargas térmicas elevadas (hospitais, hotéis, prédios comerciais, *shoppings centers*). (ASHRAE, 2008)

Chow et al. (2004) apresentam aplicações de DCS em clima subtropical e área densamente povoadas, mais especificamente na cidade de Hong Kong, onde o clima é quente e úmido no verão e frio e seco no inverno. O sistema selecionado rejeita o calor das unidades condensadoras por trocas de calor entre o fluido refrigerante e água do oceano, tornando a troca mais eficiente e aumentando o rendimento global da planta. Segundo Chow et al. (2004), a baixa demanda de água quente e aquecimento para conforto térmico no inverno e as pequenas diferenças das tarifas de eletricidade em Hong Kong durante o dia e noite tornam economicamente inviáveis soluções como armazenamentos de energia (TES) e cogeração.

Um exemplo de uso institucional é analisado por Abdullah et al. (2013) para a *Universiti Malaysia Sarawak* (UNIMAS), localizada no sudeste asiático. A aplicação de DCS é analisada para reduzir os custos de energia elétrica no campus comparando diferentes configurações, entre ela a utilização de armazenamento de gelo (*Ice-thermal Storage – ITS*). As configurações adotadas pelos autores podem reduzir em até 3,13% os custos de energia elétrica e uma redução adicional de até 2,43% utilizando ITS. Esses valores são baixos quando comparados com outras fontes, segundo Abdullah et al. (2013), devido aos valores baixos de tarifas e ao clima tropical desfavorável na região (pequena diferença de temperatura durante o dia e a noite).

Bahnfleth e Joyce (1994) investigam a melhora na eficiência em uma universidade nos Estados Unidos com a utilização de ITS. Segundo os autores, um sistema bem projetado com armazenamento de energia garante um aumento na eficiência global. No caso apresentado por Bahnfleth e Joyce (1994), o ITS foi adicionado à central de água gelada no verão de 1991 e comissionado durante o outono do mesmo ano. O resultado é superior ao apresentado por Abdullah et al. (2013), com um aumento de até 11% na eficiência global da central instalada na universidade.

A análise de configurações possíveis ou já existentes facilita o entendimento do potencial e aplicabilidade do DHCS, onde os principais fatores mencionados são as características climáticas e físicas do local levando a seleção de uma configuração economicamente viável. Todavia, a análise do perfil dos edifícios atendidos pelo sistema distrital requer um estudo completo de suas características, a fim de definir um perfil de consumo de energia local. O perfil de consumo de energia, segundo Chow et al. (2003), deve

ser determinado para garantir uma maior eficiência do sistema e critérios devem ser utilizados na escolha dos edifícios pertencentes ao distrito. Alguns desses critérios são discutidos pelo autor, entre eles: acrescentar o maior número de edifícios ao distrito, demanda uniforme do distrito (evitando liga/desliga de equipamentos), flutuação pode ser nivelada selecionando edifícios com perfis energéticos distintos (por exemplo, escritórios possuem grande carga térmica em dias úteis e baixa durante final de semana, com pico durante a tarde, entretanto *shoppings centers* possuem carga térmica elevada todos os dias da semana com pico no final da tarde). Resumidamente, a melhor combinação é aquela que diminui os custos de operação do sistema.

Além dos critérios já mencionados, outros fatores que influem no perfil de cada edifício devem ser verificados, por exemplo, segundo Zhou et al. (2013), o comportamento dos ocupantes influi diretamente na eficiência do DCS. Assim, deve-se isolar e justificar os fatores utilizados na determinação dos perfis de consumo de energia para escolha do distrito.

Ascione et al. (2012) apresentam uma metodologia e desenvolvimento de Mapas de Energia Urbanos (*Urban Energy Maps*) responsáveis em otimizar o projeto e permitir a visualização das demandas de diversos edifícios em um dado distrito. A metodologia analisa o perfil de consumo de energia de cada edifício separando por cores as classificações adotadas pelo autor. Na Figura 8, o Mapa de Energia é referente ao centro histórico de Benevento, Itália. A classificação adotada consiste em intervalos de valores de eficiência de energia para cada edifício (classe I – excelente, classe II – Bom, classe III – razoável, classe IV – suficiente, classe V – baixa).

Figura 8 - Mapa de energia urbano do centro histórico de Benevento, Itália

Fonte: Ascione et al. (2012).

O levantamento dos perfis e busca pela melhor configuração do distrito é necessária para garantir um custo de operação viável, ou seja, uma eficiência global adequada. As etapas de estudo preliminares anteriores às configurações da planta central são a base para um projeto bem-sucedido (Shimoda et al. 2006). Deste modo, as análises das configurações da planta central são realizadas após o estudo preliminar do distrito, todavia a espiral de projeto permite a interação entre a análise da planta e a determinação do distrito selecionado. Diversos estudos apresentam modelos e análises de diferentes configurações. Pak e Suzuki (1997) apresentam uma análise exergética de um sistema de cogeração com turbina a gás para DHCS. O estudo busca uma análise sistemática dos fluxos de energia e exergia em diferentes configurações do sistema. Tiantian et al. (2012) apresentam uma análise exergética de um ciclo Rankine para DCS na China. A partir da geração de energia em turbinas de baixa pressão produz-se água gelada em *chillers* de compressão de vapor e através dos rejeitos térmicos das turbinas produz-se água gelada em *chillers* de absorção.

Uma das dificuldades das análises é a definição dos parâmetros reais dos equipamentos utilizado. Neste sentido, Shimoda et al. (2006) realizam um estudo de eficiência

energética para DHCS utilizando parâmetros de projeto e de operação que apresenta as vantagens em utilizar parâmetros reais e fatores de operação nos modelos. Além disso, os autores destacam a importância de um estudo preliminar adequado em relação ao distrito selecionado.

A eficiência global da planta depende também da rede de tubos de distribuição para cada edifício do distrito. A localização da planta central e o comprimento da rede de tubulação devem ser analisados para melhor rendimento. Söderman (2007) apresenta um estudo de otimização da rede de um DCS em áreas urbanas. O modelo apresentado leva em consideração o número de consumidores (edifícios abastecidos pelo sistema distrital) e suas respectivas demandas, número de centrais de geração e diferentes configurações de distribuição por tubos, todos os fatores avaliados em certos períodos do ano. A grande vantagem é a otimização e auxílio para a configuração final das linhas de tubulação e localização das centrais de geração. IDEA (2008) apresenta um capítulo destinado à configuração de rede de distribuição. O grande desafio das redes de distribuição são as restrições impostas por características geológicas, obstáculos físicos, fatores externos, acessos, regulamentações estatais, etc.

As etapas de um projeto de DHCS envolvem diversas áreas do conhecimento com objetivo de garantir a viabilidade econômica do empreendimento. A vasta literatura existente das diversas etapas de implantação de um DHCS é motivação para que o Brasil inicie um desenvolvimento de sistemas distritais, sejam eles municipais ou institucionais. Esta mudança e descentralização da produção de energia permitem uma redução no gargalo energético brasileiro e novas oportunidades de desenvolvimento econômico com menor impacto ambiental.

3.1. Aplicação do DHCS no cenário mundial

As aplicações analisadas nesta secção foram apresentadas em artigos no *International Symposium on District Heating and Cooling* de 1984 e resumidos no *National Research Council (NRC)* de 1985, no relatório *Cogeneration and District Energy* da *International Energy Agency - IEA* (2009) e na circular da *Heating, Piping and Air Conditioning Engineering* de maio de 2010 (KURETICH et. al, 2010). Os estudos demonstram os problemas encontrados em plantas instaladas em cidades dos EUA, Europa e Oriente, apresentando as soluções adotadas para contornar os obstáculos e adaptar o DHCS às condições de cada local. Cada estudo de caso explana um cenário distinto, por exemplo, técnico, político ou institucional para implantar sistemas distritais ou aprimorar um existente.

Sistemas distritais em grandes complexos com diversos tipos de empreendimentos que possuem ocupações distintas são alvos de investimentos em DHCS no EUA. Exemplo disso é a central instalada no complexo da *Twentieth Century Fox*.

O desenvolvimento do *backlot* da *Twentieth Century Fox* na cidade de Los Angeles, Califórnia, levou à utilização de DHCS no começo da década de 1960. A planta central distribui água quente a 190° C e água gelada a 5° C para 18 edifícios do complexo distribuídos em uma área de aproximadamente 3,8 km². Os edifícios possuem ocupações diversas e demandas distintas de energia. Por exemplo, o único consumidor de vapor é o *Hotel Century Plaza* que possui lavanderia e cozinha. As outras edificações, incluindo prédios de escritórios, apartamentos residenciais, centros de entretenimento, centros comerciais e centros médicos recebem água quente.

A água gelada a 5° C é distribuída para todos os edifícios do complexo por uma central de água gelada composta por dois *chillers* centrífugos de 7.500 Toneladas de Refrigeração (TR) cada e uma vazão de 1,26 m³/s. Além disso, a central conta com quatro *chillers* de absorção (dois com 1.000 TR e dois com 750 TR) que são utilizados para suprir a demanda de água gelada em horários fora de pico. Com mais dois pequenos *chillers* centrífugos, a capacidade total da central de água gelada chega a 25.000 TR e o pico da demanda de aproximadamente 17.000 TR.

A produção de vapor que abastece o hotel e os *chillers* de absorção (operação contínua) é realizada por caldeiras que utilizam a energia rejeitada dos gases quentes de

escape do motor a combustão que aciona as bombas de água de alta capacidade do sistema. Além disso, utiliza-se também a extração de vapor de turbinas que acionam os *chillers* centrífugos. Duas turbinas de 272,16 kg/h são responsáveis por grande parte do vapor utilizado nos *chillers* de absorção. As duas turbinas também são responsáveis pela produção de água quente e vapor, com uma demanda média de 11,7 MW. Em caso de falha do sistema operante, duas caldeiras convencionais reservas de menor capacidade são utilizadas.

O sistema da *Century City* é apenas um de diversos outros operando no sul da Califórnia. A operação da central foi resultado da necessidade de diversificação das operações da *Pacific Lightining Corporation's*.

Inicialmente, o projeto de climatização do complexo da *Century Fox* era baseado em centrais individuais para cada edifício. Após a proposta de um DHCS e uma considerável melhora na eficiência total do complexo, os empreendedores apoiaram, pois não necessitariam investir na compra e instalação de caldeiras e *chillers*, diminuindo também o custo de manutenção. Na época do simpósio, a central operava completamente com apenas 17 funcionários.

O complexo cresceu desde que o estudo foi apresentado e segundo o NRC (1985) os novos empreendimentos são conectados à central que também se desenvolve em paralelo com a *Century City*.

Os custos relacionados a sistemas distritais são elevados; visto isso, o estudo de caso a seguir discute os valores envolvidos na implantação de uma central distrital em Jamestown, Nova Iorque, em que a *Jamestown Board of Public Utilities* reestruturou uma de suas estações de geração de energia elétrica - *Steele Street Station* – para gerar água quente em um sistema de cogeração e distribuir para uma região com alta demanda da cidade no ano de 1984.

A central existente possui duas turbinas a vapor geradoras de energia elétrica que utiliza como combustível o carvão para gerar vapor. O calor disponível na turbina secundária é pequeno quando comparado com a turbina principal, por conseguinte apenas as modificações na turbina principal foram consideradas no estudo. A turbina principal tem uma potência de 25 MW(e).

O projeto de conversão da turbina para um sistema de cogeração baseou-se nos seguintes critérios para tornar a atualização viável termoeconomicamente: máxima eficiência térmica a um baixo custo de investimento e operação, confiabilidade elevada na distribuição

de energia elétrica e térmica, operação flexível de demanda, espaço disponível, restrições mecânicas e termodinâmicas.

Com isso, o projeto consistiu em extrair vapor do décimo primeiro estágio da turbina principal e utilizá-lo em um novo condensador de 7 MW (th) do DHS. Vapor adicional pode ser fornecido por um trocador auxiliar do sistema. Para essa modificação a turbina não sofreu alterações, reduzindo os custos de instalação. A Tabela 1 apresenta os custos no ano de 1984 (valores em dólar convertidos para o ano de 2018 com base na inflação americana) para readequar o sistema da cidade de Jamestown.

Tabela 1 - Custos de instalação da central de cogeração para um DHS em Jamestown, Nova Iorque

Custos do retrofit da planta de energia de Jamestown	
Item	Custos (Dólar de 2018)
Trocadores de calor	144.000
Bombas	98.400
Tubulações e válvulas	801.600
Remoção e relocação dos equipamentos existentes	16.800
Tanque de aquecimento	60.000
Subtotal	1.120.800
Contingência	168.000
Gerenciamento de engenharia e construção	211.200
Total	1.500.000

Fonte: Adaptado de National Research Council (1985)

A distribuição da água quente para a cidade é realizada por duas tubulações em um sistema fechado, as bombas e tanque de expansão foram instaladas na *Steele Street Station*. Como parâmetro de dimensionamento, uma velocidade de 2,5 m/s do fluxo de água quente foi adotada, com uma temperatura de entrada dos edifícios de 120° C e retorno de 70° C. Os dutos foram fabricados em aço carbono, isolamento em poliuretano, luvas de polietileno e sistema de detecção de vazamentos. Sua instalação foi realizada sob as calçadas, pois o custo é menor quando comparado com sistemas distribuídos por galerias subterrâneas ou enterrados sob as ruas. A grande vantagem desse tipo de distribuição são as escavações mais rasas, pequenas interferências e pequena interrupção de tráfego na região. A Tabela 2 apresenta os custos de instalação do sistema de distribuição da central em Jamestown.

Tabela 2 - Custos de instalação do sistema de distribuição da central de cogeração para um DHS em Jamestown, Nova Iorque

Custo do sistema de tubulação do sistema distrital de Jamestown, Nova Iorque

Item	Custos (Dólar de 2018)
Tubulação de transmissão	3.979.200
Conexão com os consumidores	571.200
Gerenciamento de engenharia e construção	1.137.600
Total	5.688.000

Fonte: Adaptado de National Research Council (1985)

Além dos custos para o investidor apresentados nas Tabela 1 e Tabela 2, a readequação também foi realizada nos consumidores. Foram estimadas as atualizações de sistema em 19 edifícios que representam 90% da demanda total de água quente. A maioria dos edifícios utilizava aquecimento a vapor e a sua conversão para o aquecimento pela água quente distribuída pela central ficou estimado em \$2.226.000,00 (dólar de 2018). Este valor inclui todos os custos de projeto e instalação.

Os custos anuais de consumo de energia do consumidor final com o DHS foram determinados com o valor de consumo de cada um dos dezenove edifícios, a eficiência das caldeiras, o potencial de economia e no custo do sistema unitário. Deste modo, os ganhos econômicos dos consumidores com a adoção do sistema distrital foram avaliados pelos custos anuais de energia, com financiamento ou sem financiamento e impostos. Em todos os casos analisados, o período de retorno do investimento para os edifícios considerados foi determinado em até três anos ou menos, com um fluxo positivo no primeiro ano.

Para os investidores da central de energia, o custo de distribuição estimado foi de aproximadamente 0,017 \$/MJ distribuídos. Este valor simulado foi competitivo com o custo de gás de janeiro de 1985. Portanto, com uma eficiência do sistema anual de 70%, o DHS instalado é competitivo no mercado da época.

Alguns fatores contribuíram para que os custos de instalação, distribuição e venda fossem atrativos para o DHS de Jamestown. Entre eles podem-se citar: uma central de energia existente que gera energia queimando carvão, readequação da central com baixo custo, central administrada pelo município, poucos impostos, alta demanda de energia anual, invernos rigorosos, poucas interferências na distribuição e baixo custo de substituição do sistema por parte dos clientes.

Um fator importante para a viabilidade da construção de um DHCS é o suporte governamental e incentivo para o desenvolvimento de inovações em conservação de energia. Um exemplo, apresentado pelo NRC (1985), é o caso da cidade de Saint Paul, Minnesota no início da década de 1980 com a incorporação da *District Heating Development Corporation* (DHDC) pela cidade de Saint Paul, *St. Paul Building Owners and Managers Association* (BOMA) e *Minnesota Energy Agency* (MEA).

O sistema foi projetado para atender o centro da cidade e substituir o sistema de aquecimento de mais de 300 edifícios, dos quais: 61% utilizavam gás natural, 31% conectados a um sistema de geração de vapor e 8% utilizavam óleo ou eletricidade com mais da metade com sistema de aquecimento por água quente.

A carga térmica de aquecimento estimada foi de 245 MW, com um aumento aproximado de 40 MW até a conversão do sistema, totalizando 285 MW. Prédios governamentais e hospitais representavam um terço de toda carga térmica. Anterior a implantação do DHCS, diversas fontes de calor eram utilizadas perto da área do futuro projeto. Incluindo duas usinas a carvão, grandes caldeiras próximas ao capitólio da cidade e caldeiras unitárias nos hospitais. O projeto previa um possível aumento da carga térmica que poderia ser atendida pela conversão da turbina de uma das usinas a carvão para cogeração, contribuindo como fonte de calor para o DHCS.

Para aumentar a eficiência anual do sistema, a temperatura de distribuição era variável em relação à temperatura externa. Durante o verão, quando a carga térmica de aquecimento é pequena a temperatura de distribuição da água quente ficaria em torno de 90°C. Os tubos de aço pré-fabricados seriam dotados de isolamento com poliuretano e encamisados com polietileno.

Parte dos estudos de viabilidade foi voltado para determinar os custos de conversão dos prédios existentes para utilizar a água quente do DHS. O grande problema da região era a alta diversidade de sistemas existentes e a idade de cada um deles, com sistemas de até oito décadas. Com isso, os custos de conversão tornaram-se um dos principais problemas de viabilidade para a implantação e comercialização.

O projeto de conversão procurou encontrar a melhor relação para minimizar os custos iniciais. Uma das opções era aumentar a temperatura de distribuição para valores entre 150°C e 175°C. Entretanto, altas temperaturas diminuem a eficiência global do DHS e um maior

custo de manutenção quando comparado com temperaturas menores. Assim, decidiu-se limitar a temperatura de distribuição em 120°C, reduzindo os custos de construção e de operação.

O resultado dos estudos de conversão indicou que os edifícios que já utilizavam água quente teriam um custo de conversão de aproximadamente 120 dólares americanos (dólar de 2018) por kW(th). Por outro lado, os empreendimentos que utilizavam vapor como fonte de aquecimento teriam um custo de conversão entre 400 e 1.200 dólares americanos (dólar de 2018) por kW(th).

Visto os altos custos de conversão, os idealizadores do sistema distrital buscaram incentivos para convencer os clientes a realizarem a mudança do sistema existente. Concluiu-se que o maior incentivo seriam os ganhos energéticos ao adotar um sistema mais eficiente. Com foco nesta estratégia, a equipe desenvolveu um programa para analisar termoeconomicamente os clientes com alto potencial de comercialização. O programa simulava o investimento para a conversão e os ganhos energéticos após a atualização do sistema. Uma meta de retorno de investimento de cinco a sete anos foi estipulada.

As análises demonstraram que o retorno estipulado era viável para todos os consumidores que utilizavam gás natural. Para os consumidores que utilizavam vapor, o retorno só era garantido se tivesse um ganho energético de 25% devido ao alto custo de conversão.

Para a construção da central e do sistema de distribuição, estimou-se um valor de nove milhões de dólares com uma assistência de três milhões de dólares do Departamento de Energia dos EUA (valores em dólares convertidos para o ano de 2018). Porém, na fase de fechamento contratual com os potenciais consumidores poucos aceitaram as cláusulas impostas para o contrato de trinta anos, tendo apenas a adesão de 14 MW. As dificuldades de comercialização estavam ligadas principalmente nos custos altos de conversão dos sistemas já existentes, colocando todo projeto em risco de não ser executado.

Apesar desses problemas, os responsáveis pelo projeto buscaram soluções para tornar a construção do DHS uma realidade. Estabelecendo contratos mais atrativos e buscando melhores condições de financiamento junto a incentivos governamentais, aliado à demonstração técnica da confiabilidade e eficiência do sistema para os clientes, levaram um

maior número de consumidores a aderir ao contrato, tornando viável a construção do DHS em Saint Paul.

Em 1982, o prefeito da cidade tornou prioridade o incentivo em projetos de inovações na área de energia e contribuiu para providenciar os elementos finais necessários para o desenvolvimento do novo sistema, convencendo o Departamento de Desenvolvimento Urbano dos EUA (*U.S. Department of Housing and Urban Development – HUD*) que o projeto contribuiria para o desenvolvimento econômico da região.

Deste modo, além das dificuldades técnicas para a implantação de um DHCS, a comercialização e adesão de consumidores em centrais urbanas que distribuem água quente, água gelada e/ou vapor para diversos clientes é importante para a análise de viabilidade econômica, dependendo de incentivos governamentais para o desenvolvimento do projeto.

Segundo NRC (1985), no ano de 1984 na região metropolitana de Washington D.C. e Baltimore foram levantados um total de 160 DHCS institucionais, entre eles: 22 instalações militares, 18 campus universitários e 87 complexos residenciais, além de diversos prédios do governo.

Kurelich et al. (2010) apresentam um estudo de caso na Universidade do Texas (UT), localizada na cidade de Austin. Entre os anos de 2000 e 2010, o custo por BTU de gás natural foi de dois dólares para uma média de oito dólares. Além disso, o campus da UT teve um grande crescimento de áreas construídas. Deste modo, visto o aumento do custo de operação do sistema existente e um potencial de crescimento da UT desenvolveu-se um projeto para otimizar o DCS existente no ano de 2009.

Com um pico de demanda de 61.000 kW e consumo anual de 350 milhões de kWh, a central da UT providencia cem por cento da demanda de energia elétrica, vapor e água gelada, além de pequenas quantidades de ar comprimido e água deionizada para os laboratórios do campus. A central de resfriamento no ano de 2009 constava com quatro estações com *chillers*, somando 45.000 TR de capacidade total, distribuindo água gelada por uma rede de distribuição de aproximadamente 9,7 quilômetros para mais de 135 edifícios distribuídos em uma área de 1,6 km² e pico anual de 35.000 TR.

As quatro centrais de resfriamento possuem somadas onze *chillers* centrífugos elétricos com capacidade variando entre 3.000 e 5.000 TR com um tanque de armazenamento de água gelada anexado ao sistema para aumentar a confiabilidade do DCS.

A central de energia abastecida por gás natural e diesel como combustível reserva utiliza turbinas a gás para gerar 45.000 kW. A energia dos gases de exaustão proveniente da combustão do gás natural é recuperada para gerar vapor, produzindo 130 toneladas de vapor por hora a 31,4 bar e 377°C. Para evitar problemas de abastecimento em caso de falha do sistema distrital, o abastecimento de energia elétrica do campus possui um acordo de garantia de cem por cento da demanda com a cidade de Austin.

Com o aumento da demanda de água gelada, viu-se em 2010 uma oportunidade de atualizar o DCS com a implantação da “estação 06”: 15.000 TR de capacidade, *chillers* com variador de frequência, água gelada a 3,9°C (39°F), bombas de condensado e água gelada com variadores de frequência e um controle lógico para aumentar a eficiência global do sistema.

Após as implantações, no ano de 2010 a central produzia cem por cento da demanda elétrica, vapor e água gelada utilizando a mesma quantidade de energia consumida no ano de 1977 com aumento de 0,74 km² da área construída no campus da UT, garantindo um custo de operação menor e reduzindo as emissões de gases estufa, conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 9 - Emissão de gás carbônico entre os anos de 1977 e 2010 devido ao consumo de energia no campus da Universidade do Texas, Austin

Fonte: Adaptado de Kurelich e Erpelding (2010)

No continente europeu, o investimento em sistemas distritais vem crescendo anualmente. Parte deste crescimento nas últimas décadas deve-se a políticas de incentivos a pesquisa, desenvolvimento e operação de centrais distritais, principalmente de aquecimento.

Com a crise do petróleo na década de 1970, a Dinamarca passou a adotar um conjunto de estratégias estabelecidas pelo governo para impulsionar a utilização de sistemas mais eficientes com combustíveis renováveis e alterar a matriz energética do país em longo prazo, levando naturalmente ao foco em sistemas distritais. Por conseguinte, criou-se a “*First Heat Supply Law*” de 1979 que determinava que os municípios desenvolvessem estudos e pesquisas do potencial de DHS em suas jurisdições, garantindo um *layout* eficiente para a instalação do DHS. Paralelamente ao incentivo tecnológico, diversas regulamentações e incentivos fiscais foram realizados para permitir um mercado atrativo para sistemas de cogeração e centrais distritais, entre eles: obrigatoriedade de interligar empreendimentos a DHS e manter-se conectado, banimento do aquecimento elétrico, taxas atrativas para o DHS, obrigatoriedade para comprar energia de sistema de geração combinada (*Combined Heat and Power – CHP*), contratos de oferta padrão (*Feed-in Tariff – FIT*) e sistema de bônus para centrais que utilizassem combustíveis renováveis - biomassa ou biogás. (IEA, 2009)

Este plano em nível nacional com uma forte participação dos municípios nas primeiras etapas de desenvolvimento tecnológico levou a Dinamarca ao final do século XX a se tornar líder mundial de sistemas de cogeração, autossuficiente energeticamente em 1999, 47% da energia térmica proveniente de cogeração e 82% de DHS no ano de 2006 (IEA, 2009). Na cidade de Copenhague está instalado o maior sistema de aquecimento distrital da Dinamarca, evitando o gasto de 290.000 toneladas equivalente de petróleo (toe) por ano, quando comparado a aquecimento individual. Em 2004, sistemas DH com CHP evitaram a emissão de 8 a 11 mega toneladas de gás carbônico para atmosfera em conjunto com uma queda de até 50% no consumo de energia por metro quadrado desde os anos 70, segundo IEA (2009), tornando-se modelo internacional em tecnologia para sistemas distritais e CHP.

No Oriente, a Coreia do Sul em 1999 apresentou o IES – *Integrated Energy Supply Act*, que incentivou a instalação e desenvolvimento de sistemas de interligação em DHCS nos empreendimentos novos, tornando atrativa a compra de água quente e/ou água gelada das centrais distritais. O incentivo foi aplicado para as centrais de aquecimento e resfriamento distrital, complexos industriais com cogeração, sistemas distritais institucionais em conjuntos residenciais e para os projetistas das novas edificações. O incentivo governamental

viabilizava a instalação de DHCS, pois garantia a demanda energética, evitando problemas comerciais de adesão e conversão de sistemas unitários para distrital. Para os consumidores, a grande vantagem é a compra de uma energia mais barata, limpa e eficiente.

O IES, na Coreia do Norte, levou a uma redução de 53% no consumo de combustível para geração de energia e redução no custo anual de operação em 72% somada a uma diminuição na poluição do ar em 46%, segundo o IEA (2009). No ano de 2009, a Coreia do Sul possuía 1,6 milhões de edificações localizadas em 26 áreas abastecidas por DHCS, principalmente na região próxima a Seoul.

Na cidade de Shinjuku, no Japão, encontra-se o maior DHCS instalado do mundo. O sistema atende 22 empreendimentos, como hotéis, comércios, estações de metrô, edifícios comerciais e o governo municipal. A central possui uma capacidade de 59.000 TR, gera aproximadamente 8,5 MW(e) para a rede da distribuidora de energia. A área atendida é de aproximadamente 2.200.000 m² e utiliza como insumo primário o gás natural (ECOGEN, 2017).

A partir dos estudos apresentados nesta seção, conclui-se que no cenário mundial, a utilização de sistemas distritais é recorrente. Seu maior desenvolvimento e incentivo teve início após a crise do petróleo na década de 1970. Atualmente, a utilização de DHCS é estratégica para a economia de diversos países e seu desenvolvimento, juntamente com sistemas de cogeração, continua crescendo.

No Brasil, a utilização de sistemas distritais é pequena. Em grandes centros urbanos, não existe central distrital com distribuição de água gelada, água quente e vapor para um conjunto de edificações independentes. Os poucos sistemas distritais de resfriamento existentes são os institucionais. Assim, serão apresentados dois estudos de caso brasileiros: sistema distrital da Central Globo de Produção (CGP) em Jacarepaguá no Rio de Janeiro e o sistema distrital do complexo corporativo Rochaverá, localizado na zona sul da cidade de São Paulo.

A CGP possui uma área total de 1.650.000 m², com 156.000 m² de área construída e 160.000 m² de cidades cenográficas, considerado o maior centro de produção da televisão da América Latina. A central de cogeração instalada no complexo possui dois motores à combustão interna de gás natural que geram 2.500 kW cada.

Em São Paulo, o sistema instalado no edifício Rochaverá Corporate Towers atende uma área locável de aproximadamente 125.000 m². A central consiste em um sistema de cogeração que atende 100% da demanda elétrica do complexo e 100% da demanda de climatização. O sistema possui quatro geradores a gás natural com 2.055 kW cada. Em trocadores de calor, o calor dos gases de escape da combustão e o calor do sistema de arrefecimento são utilizados para produzir água gelada por 04 (quatro) *chillers* de absorção de 540 TR. Além disso, a central conta com um *chiller* de absorção com queima direta de gás natural de 320 TR, dois *chillers* elétricos de 340 TR e três *chillers* elétricos de 450 TR. O DCS do complexo Rochaverá é considerado a maior central de cogeração em edifício corporativo implantado no Brasil.

A ausência de sistemas distritais no Brasil é consequência de políticas públicas não voltadas ao incentivo de sistemas mais eficientes e falta de planejamento e adequação dos custos envolvidos nestes tipos de sistemas. Além das políticas públicas, a falta de diversificação da iniciativa privada e baixo investimento em pesquisa e desenvolvimento contribuem para a estagnação do Brasil frente à tendência global de buscar sistemas mais eficientes energeticamente.

4. METODOLOGIA PARA ANÁLISE TERMoeCONÔMICA DE SISTEMAS DE RESFRIAMENTO DISTRITAL

Os desafios e obstáculos do cenário brasileiro relacionados a sistemas distritais levam a preconceitos regulatórios e empresariais em soluções de geração distribuída. Para modificar essa realidade é necessário que estudos preliminares de viabilidade da implementação de DCS apresentem comparativos demonstrando as vantagens econômicas e energéticas deste tipo de solução. A metodologia proposta nesta seção permite de maneira objetiva estimar e comparar soluções para uma dada região definida, apresentando diferentes etapas de análise para cenários em que a falta de dados prevalece. Além disso, promove a investigação inicial e incentiva a sua implantação, pois a partir de valores reais e aproximados indica quantitativamente a comparação de custos, eficiência e capacidade de geração energética entre DHCS e demais sistemas.

A metodologia aplicada está apresentada de forma ordenada baseando-se nas etapas de desenvolvimento de um projeto de sistemas distritais. Cada etapa representa o desenvolvimento de modelos matemáticos, simuladores de processos, rotinas e procedimentos de otimização, bem como a aplicação de indicadores energéticos. Esses modelos são aplicados a configurações de plantas síntese, representativas do conjunto de processos estudados. As etapas são:

- 1) definição da região para análise de viabilidade do sistema distrital: a região delimitada para análise consiste em uma área com edificações que possuam alta demanda de energia. Sua definição baseia-se em fatores que influem diretamente na viabilidade de instalação e operação de uma central distrital. Esta etapa da metodologia consiste em uma análise qualitativa representada em uma matriz de decisão comparativa entre diferentes áreas do local avaliado.
- 2) levantamento da demanda energética referente ao distrito: a demanda energética consiste em uma curva mês-a-mês de um ano típico de consumo de energia elétrica e carga térmica total das edificações do distrito. Para a determinação do consumo de energia e carga térmica utilizam-se os dados coletados e avaliados para cada unidade ocupada do distrito avaliado. Deste modo, as principais informações que devem ser levantadas nesta etapa são: consumo real ou

estimado de energia elétrica; parcela do consumo de energia destinada à climatização; carga térmica de cada zona térmica dos edifícios.

- 3) definição dos modelos de centrais de energia distritais: os sistemas distritais podem ter diferentes configurações de centrais para a produção de água gelada, água quente, vapor e/ou energia elétrica. Os sistemas analisados devem levar em consideração as tecnologias mais atuais existentes visando um projeto viável e eficiente. Os parâmetros utilizados nas configurações a serem analisadas são o perfil de consumo de energia do distrito, insumo de combustíveis (energia elétrica da rede, gás natural) disponível e o regime de operação. Além disso, outros parâmetros serão analisados, como o espaço físico disponível, ruído, manutenção, complexidade e confiabilidade. O detalhamento das configurações se limitará aos equipamentos que compõem a central de produção de água gelada, energia elétrica e/ou água quente/vapor, ou seja, o sistema de distribuição (rede de tubulações) não será modelado.
- 4) análise energética, exergética e termoeconômica: a análise energética será realizada utilizando a conservação de massa e energia para os volumes de controle estabelecidos em cada modelo de central, obtendo como parâmetros os fluxos de energia e rendimentos energéticos. A análise exergética, por sua vez, utiliza os conceitos da primeira e segunda lei da Termodinâmica a fim de detalhar a qualidade dos fluxos de energia de cada modelo. A última etapa é a análise termoeconômica dos modelos na qual são avaliadas a viabilidade econômica das centrais com base nos balanços de custos para cada sistema.
- 5) avaliação comparativa dos resultados: os resultados obtidos na análise termoeconômica são avaliados e comparados a modelos de referência preestabelecidos. A avaliação determina o potencial de instalação, bem como as vantagens e desvantagens de sua implementação.

4.1. Definição da região para análise de viabilidade do sistema distrital

Um distrito compreende uma região delimitada que possui edificações com demanda energética em potencial. Um distrito pode ser descrito a partir dos seguintes parâmetros:

- localização;
- perímetro limite;
- número de edifícios;
- clima típico.

A sua escolha deve levar em consideração informações e critérios que favorecem a implantação de um sistema distrital. Os principais fatores que influenciam na viabilidade de um DHCS, segundo ASHRAE (2008), são uma carga térmica elevada e o fator de carga anual alto, ou seja, valores elevados de consumo de energia em conjunto com uma demanda uniforme durante o ano.

Visto que a determinação inicial do distrito será realizada a priori sem dados quantitativos em relação às demandas, a escolha será baseada em uma matriz de decisão qualitativa, apresentando os principais fatores que influem na viabilidade de um DHCS. Esta etapa inicial direciona a análise para distritos com maior potencial, todavia, a concretização do distrito será obtida após análise dos dados de consumo na seção 4.2., não excluindo a possibilidade de reavaliar a matriz de decisão.

Os principais fatores de escolha estão listados na Tabela 3. Cada fator possui um peso que pode variar de 0 (zero) a 10 (dez), sendo valores mais próximos de “10” uma maior possibilidade de instalação de DHCS no distrito avaliado.

Tabela 3 - Fatores para determinação do distrito a ser analisado.

Fator	Descrição
I	Carga térmica alta
II	Número de edifícios
III	Diversidade de tipologias
IV	Espaço físico disponível
V	Incentivo governamental

Fonte: próprio autor.

Os cinco fatores apresentados podem ser avaliados sem conhecimento detalhado do consumo do distrito. Por esse motivo, o fator de carga anual não será considerado para a escolha inicial.

Para aplicar a matriz de decisão são necessários no mínimo três candidatos a distritos. O distrito com a melhor pontuação possui maior potencial para instalação. O modelo adotado para a matriz de decisão está apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Matriz de decisão para determinar distrito com maior potencial para análise de instalação de DHCS.

Matriz de decisão - Potencial de instalação de DHCS			
Objetivo: Determinar distrito com maior potencial para análise de instalação de DHCS.			
Critério: Distrito com maior somatório das pontuações de cada fator.			
Fator: Características com grande influência no potencial de instalação de DHCS.			
Peso: Zero (0) - Baixo potencial a dez (10) - alto potencial.			
Fator	Distrito A	Distrito B	Distrito C
I	-	-	-
II	-	-	-
III	-	-	-
IV	-	-	-
V	-	-	-
Total	-	-	-

Fonte: próprio autor.

4.2. Levantamento da demanda energética e de resfriamento referente ao distrito

A demanda energética e de resfriamento do distrito consiste em uma curva com os valores mês a mês de um ano típico do consumo de energia elétrica e a carga térmica total das edificações.

Os dados utilizados para determinar a curva anual típica de demanda energética devem ser os dados reais de consumo e a carga térmica de cada edificação, sendo estes dados medidos individualmente em cada edificação em um período superior a dois anos e sua carga térmica calculada para cada zona térmica. Deste modo, os seguintes levantamentos são realizados:

- levantamento do consumo real de energia elétrica das edificações em um período mínimo de dois anos;
- levantamento do consumo real de energia elétrica destinada à climatização em um período mínimo de dois anos;
- cálculo da carga térmica de todas as zonas térmicas de cada edificação.

Contudo, grande parte dos edifícios possuem poucos dados coletados e arquivados do consumo de energia elétrica. Além disso, o cálculo de carga térmica de todas as zonas torna-se inviável para uma metodologia que pretende obter uma análise inicial do potencial para instalação de um DHCS. Deste modo, serão apresentados cenários com diferentes dados disponíveis e os procedimentos para determinar a demanda energética e a carga térmica total do distrito.

Nas próximas etapas da metodologia, os programas de modelagem e simulação podem ser substituídos por programas computacionais similares, desde que os conceitos, premissas e indicadores possam ser replicados.

4.2.1. Dados reais de consumo de energia elétrica da totalidade dos edifícios com ausência da proporção relativa ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

Neste cenário têm-se os dados reais de consumo de energia elétrica de todas as edificações pertencentes ao distrito. Esses dados apresentam o consumo total de energia ativa (kWh) por dia. Portanto, para obter o consumo total de energia ativa devem-se somar os valores médios de consumo de cada dia do mês dos anos de coleta de dados, obtendo uma curva do consumo para cada mês do ano típico (médio).

O consumo energético total encontrado pela somatória das médias mensais pode ser dividido em duas parcelas principais:

- I) consumo realizado pela demanda de iluminação e equipamentos (lâmpadas, computadores, refrigeração, fornos, resistências);
- II) consumo realizado pela demanda dos sistemas de climatização (ventiladores, *chillers*, *fan-coils*).

A ausência de dados para determinação da parcela II impossibilita o levantamento real do seu consumo. Deste modo, deve-se calcular o consumo e a carga térmica das zonas térmicas de cada edificação a partir de uma simulação no programa OpenStudio (2016). Este programa gratuito de modelagem utiliza uma interface simples para modelar e simular demandas energéticas em edificações usando o programa EnergyPlus (2016). A modelagem das edificações pode ser realizada em três dimensões por um *plug-in* do OpenStudio (2016) para o programa SketchUp (2016).

As simulações computacionais serão baseadas em valores típicos de ocupação, materiais construtivos, iluminação e carga de equipamentos, apresentados pela ASHRAE 90.1 (2016) e disponíveis em bibliotecas do OpenStudio (2016). Por conseguinte, as edificações do distrito devem ser classificadas em diferentes tipologias. As principais tipologias adotados estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Principais tipologias para classificação.

Tipologia	Ocupação	Descrição
A	Escola	Centros de ensino, escolas, faculdades e universidades.
B	Residencial	Condomínios verticais, horizontais, múltiplos apartamentos.
C	Hospital	Hospitais, clínicas, prontos-socorros.
D	Laboratório	Escolas com atividade de pesquisa e laboratório
E	Escritório	Prédios comerciais, escritórios.
F	Hotel	Hotéis, apart-hotel, flats.
G	Shopping	Centros comerciais, Shopping centers, Lojas.
H	Moradia	Moradia unifamiliar, pequenos condomínios.

Fonte: próprio autor.

Cada tipologia apresentada possui os valores em biblioteca baseados na ASHRAE 90.1 (2016), entretanto as tipologias de ocupação relacionados aos padrões de funcionamento em horários de pico, períodos de férias, finais de semana, entre outros, devem ser ajustados, independente dos valores já atribuídos pela biblioteca do OpenStudio (2016). Esses valores podem ser modificados com facilidade pela interface do programa, acrescentando para cada perfil valores típicos diários para um ano padrão simulado.

A etapa de modelagem no programa SketchUp (2016) deve ser realizada adotando-se o máximo de informações que podem ser levantadas nos locais ou em projetos arquitetônicos. Cada tipologia poderá ter inúmeros tipos arquitetônicos de construção para o mesmo distrito, por este motivo adotar-se-á um modelo padrão com as principais ocupações encontradas no interior de cada tipologia. A sequência simplificada de modelagem no programa SketchUp (2016) com o *plug-in* do OpenStudio (2016) pode ser observada na Tabela 6.

A modelagem de diferentes padrões de edificação para cada tipologia permite que seja realizada uma simulação energética. A simulação é baseada em um clima típico da região onde o DHCS será instalado. O EnergyPlus (2016) possui uma biblioteca extensa (WEATHER DATA, 2016) com climas típicos (arquivo .EPW) de todas regiões do globo. A simulação é realizada “hora a hora” em um ano típico para a região definida com base em dias típicos (arquivo .DDY).

A simulação pelo OpenStudio (2016) gera um relatório extenso com inúmeras informações a respeito do modelo. Os dados de consumo são apresentados pela somatória

dos consumos diários de cada mês. Por esse motivo, os dados da demanda total de energia do DHCS serão apresentados mensalmente para o ano típico considerado.

Tabela 6 - Sequência simplificada de modelagem no SketchUp (2016).

Sequência para modelagem no SketchUp (2016) com plug-in OpenStudio (2016).			
EnergyPlus (2016) versão 8.5.0			
OpenStudio (2016) versão 1.12.0			
SketchUp (2016) versão 2016			
Etapas	Descrição	Ação no programa	Objetivo
1	Adicionar novo modelo e padrão de ocupação.	<i>New OpenStudio (2016) Model from Wizard</i>	Criar modelo de construção baseados nos valores típicos de construção da ASHRAE 90.1 (2016) e zonas climáticas.
2	Modelagem da arquitetura.	<i>Render by surface type</i>	Modelagem do <i>layout</i> de arquitetura, janelas, brises, pavimentos, portas, etc.
3	Condição de contorno das fronteiras dos ambientes.	<i>Render by boundary condition (Surface matching)</i>	Define a integração das paredes, pisos e coberturas com suas fronteiras (internas e/ou externas).
4	Definição da ocupação dos ambientes internos do modelo.	<i>Render by space type (Set attributes for selected spaces)</i>	Define a ocupação de cada ambiente do modelo baseado em ocupações típicas do perfil adotado utilizando a ASHRAE 90.1 (2016).
5	Definição das zonas térmicas do modelo.	<i>Render by thermal zone (Set attributes for selected spaces)</i>	Define as zonas térmicas do modelo. Cada zona térmica pode incluir mais de um ambiente pré-definido na etapa 4.
6	Configuração do modelo no OpenStudio (2016)	<i>Launch OpenStudio (2016)</i>	Abre o programa <i>OpenStudio (2016)</i> para detalhamento do modelo.
7	Definição do clima e dias típicos para local considerado.	<i>Weather File / Import from DDY</i>	Adiciona ao modelo o clima típico e dia típico baseado em observações meteorológicas anuais para cada localidade. Arquivos .EPW (arquivo clima) e .DDY (arquivo dia).
8	Definição dos horários de ocupação.	<i>Schedules</i>	Define o perfil de horários de ocupação do modelo, configurando diferentes fatores para dias úteis, finais de semana, férias, etc.
9	Definição dos sistemas de climatização.	<i>HVAC Systems</i>	Configura os sistemas de climatização para cada zona térmica inserida no modelo.
10	Simulação.	<i>Run Simulation.</i>	Simula o modelo no <i>EnergyPlus (2016)</i> .
11	Resultados de simulação.	<i>Results Summary</i>	Gera os resultados de simulação.

Fonte: próprio autor.

Após a modelagem e simulação das tipologias existentes no distrito deve-se calcular os indicadores que serão aplicados em cada tipologia. Os indicadores de energia são calculados utilizando a área construída de cada tipologia modelada e os indicadores de proporção utilizam a razão entre diferentes consumos.

Para o cálculo da parcela de consumo de energia elétrica destinada à climatização calcula-se o indicador de proporção. Este indicador utiliza os valores simulados de consumo total de energia e o consumo simulado de climatização referente a cada tipologia encontrada no distrito. A equação (1) apresenta o cálculo geral para uma tipologia:

$$Proporção_{climatização} = \frac{\text{Consumo de climatização do modelo [kWh]}}{\text{Consumo total de energia do modelo [kWh]}} \quad (1)$$

Para o caso 4.2.1. o valor encontrado pela equação (1) é multiplicado mensalmente à somatória dos valores medidos de consumo de energia elétrica total de cada edificação do distrito, obtendo-se o valor estimado do consumo de energia para climatização em kWh para a tipologia considerada.

Por fim, o cálculo da carga térmica de cada modelo é estimado. O OpenStudio (2016) não possui como dado de saída os valores de carga térmica dos modelos construídos. Deste modo, pode-se utilizar o EnergyPlus (2016) para obter os valores de carga térmica em Watts (W) para cada hora do ano típico simulado.

Com os valores encontrados para cada hora do ano, adota-se o maior valor de cada mês, obtendo-se a carga térmica mensal da tipologia modelada. Para obter a carga térmica total do distrito, define-se um indicador de carga térmica por metro quadrado para cada tipologia a partir da equação (2).

$$Indicador_{carga\ térmica/área} = \frac{\text{Carga Térmica Total do modelo por mês [TR]}}{\text{Área do modelo [m}^2\text{]}} \quad (2)$$

Os indicadores para cada tipologia são multiplicados pela área total construída de cada edifício. Deste modo, têm-se a carga térmica estimada para cada edificação existente dentro do perímetro do distrito.

A Figura 10 apresenta um fluxograma das etapas para definição da demanda energética do caso 4.2.1.

Figura 10 - Fluxograma para o caso 4.2.1.

Fluxograma de processos para obtenção da demanda total de energia do distrito – caso 4.2.1.

Fonte: próprio autor.

4.2.2. Dados reais de consumo de energia elétrica de parte dos edifícios com ausência da proporção relativa ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

Neste cenário têm-se os dados reais de consumo de energia elétrica de parte das edificações pertencentes ao distrito. Esses dados apresentam o consumo total de energia ativa (kWh) por dia. Portanto, para obter o consumo total de energia ativa dos edifícios devem-se somar os valores médios de consumo de cada dia do mês dos anos de coleta de dados, obtendo-se uma curva do consumo para cada mês do ano típico (médio).

Entretanto, parte das edificações não possui dados de consumo de energia. Neste caso, devem-se classificar as edificações do distrito em tipologias, de forma análoga ao item 4.2.1., ver Tabela 5. A classificação dos edifícios em tipologias permite o cálculo de indicadores de

consumo de energia ativa em kWh por metro quadrado para cada tipologia. O indicador de consumo de energia ativa é apresentado pela equação (3):

$$Indicador_{energia\ ativa} = \frac{Consumo\ médio\ total\ das\ edificações\ [kWh]}{Área\ total\ das\ edificações\ [m^2]} \quad (3)$$

Deste modo, para obter o consumo total de energia ativa das edificações que não possuem dados, multiplica-se o indicador da correspondente tipologia pela área construída da edificação, obtendo-se uma curva do consumo para cada mês do ano típico.

O consumo energético total encontrado pela somatória das médias mensais e pela utilização dos indicadores pode ser dividido em duas parcelas principais:

- I) Consumo realizado pela demanda de iluminação e equipamentos (lâmpadas, computadores, refrigeração, fornos, resistências);
- II) Consumo realizado pela demanda dos sistemas de climatização (ventiladores, *chillers*, *fan-coils*).

A ausência de dados para determinação da parcela II impossibilita o levantamento real do seu consumo. Deste modo, deve-se calcular o consumo e a carga térmica das zonas térmicas de cada edificação a partir de uma simulação no programa OpenStudio (2016). As etapas necessárias para obter-se a demanda energética total são análogas às apresentadas no item 4.2.1. (ver Tabela 6).

A Figura 11 apresenta um fluxograma das etapas para definição da demanda energética do item 4.2.2.

Figura 11 - Fluxograma para o caso 4.2.2.

Fluxograma de processos para obtenção da demanda total de energia do distrito – caso 4.2.2.

Fonte: próprio autor.

4.2.3. Ausência dos dados reais de consumo de energia elétrica e ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

Neste cenário não são conhecidos nenhum tipo de dados relacionados às demandas energéticas dos edifícios do distrito. Por conseguinte, o consumo de energia ativa total e a parcela destinada à climatização devem ser modeladas e simuladas.

A modelagem deve ser análoga ao item 4.2.1. utilizando o OpenStudio (2016). Para cada tipologia modela-se um edifício com as características padrões e simula-se para o clima típico. Com os valores de consumo de energia e sua proporção, calcula-se um indicador de consumo por metro quadrado para a tipologia considerada, equação (4):

$$Indicador_{consumo\ estimado} = \frac{Consumo\ total\ de\ energia\ do\ modelo\ [kWh]}{\acute{Area\ total\ do\ modelo\ [m^2]} \quad (4)$$

Com os indicadores determinados a partir das simulações, multiplica-se pelas áreas reais das edificações do distrito. Deste modo, obtêm-se os perfis de demanda energética das edificações.

A Figura 12 apresenta um fluxograma das etapas para definição da demanda energética do item 4.2.3.

Figura 12 - Fluxograma para o caso 4.2.3.

Fluxograma de processos para obtenção da demanda total de energia do distrito – caso 4.2.3.

Fonte: próprio autor.

4.3. Definição dos modelos de centrais de energia distritais.

Após determinação da demanda total de energia do distrito, deverão ser avaliados e definidos diferentes modelos de centrais de produção de energia do distrito. Os modelos devem apresentar todos os componentes necessários para atender as demandas de energia do distrito, como por exemplo: turbinas a gás, geradores a gás, ciclos de potência, condensadores, caldeiras, geradores de vapor, bombas, trocadores de calor, entre outros componentes.

Os modelos definidos devem ser apresentados de forma simplificada, ou seja, cada componente é apresentado em blocos representativos, com os respectivos dados de entrada e saída. Os dados específicos de cada componente poderão ser retirados de catálogos dos fabricantes ou estimados por modelos matemáticos. Um exemplo de modelo está apresentado na Figura 13.

- demanda total do distrito: demanda total do distrito obtida na seção 4.2.;
- possibilidade de comercializar energia elétrica com a rede: a comercialização de energia para a rede é parâmetro fundamental para viabilidade econômica de um sistema distrital, portanto deve ser avaliado para seleção dos modelos;
- regime de operação: determina qual curva de demanda a central irá atender – atender a demanda elétrica (FEL – *Follow Electric Load*) ou atender a demanda térmica (FTL – *Follow Thermal Load*).

O número de modelos definidos deve ser o suficiente para analisar e comparar a viabilidade da implantação do DHCS no distrito determinado.

4.4. Análise energética, exergética e econômica.

Nesta seção os modelos definidos em 4.3. serão analisados com base nas primeira e segunda leis da Termodinâmica. A primeira lei será aplicada a central realizando um balanço energético do sistema. Em conjunto com a segunda lei da Termodinâmica é realizado um balanço exergético do sistema. Com ambas as análises realizadas, será possível determinar o rendimento de cada equipamento e o rendimento global. Por fim, para a análise termoeconômica um balanço de custo é aplicado a cada um dos modelos.

4.4.1. Parâmetros de entrada e hipóteses adotadas

Para a análise de cada modelo de central é necessário obter os parâmetros de entrada dos estados e/ou dos equipamentos. Os parâmetros de entrada utilizados serão baseados em valores típicos encontrados na literatura e disponíveis em catálogos técnicos. Os principais parâmetros de entrada estão apresentados na Tabela 7.

Após a definição de todos os parâmetros de entrada pertinentes a cada um dos modelos, os estados termodinâmicos de cada etapa do processo devem ser pré-definidos. De forma análoga aos parâmetros de entrada, os valores pré-definidos serão baseados utilizando como referência valores encontrados na literatura e em catálogos técnicos. Portanto, cada

estado termodinâmico do ciclo será numerado sequencialmente e os valores das propriedades termodinâmicas (pressão - P, temperatura - T, título - x, volume específico - v, entalpia específica - h, entropia específica - s e exergia específica - b) pré-definidos.

As Tabela 7 e Tabela 8 apresentam um exemplo de definição de parâmetros de entrada:

Tabela 7 – Exemplos de parâmetros de entrada de uma central distrital

PARÂMETROS DE ENTRADA	
Rendimentos Isentrópicos	
η_{ise}	
Rendimentos Energéticos (Coeficientes de Eficácia)	
η_{en}	COP_{ciclo}
Rendimento Mecânico	
η_{mec}	
Temperaturas de Entrada e Saída	
T_{ent}	$T_{saída}$
Carga Térmica Total	
Q_e	
Exergia Química (SZARGUT, 2007) e Poder Calorífico Inferior do Combustível	
$\bar{bch}_{comb}$	PCI_{comb}
Estado de Referência (Ambiente)	
T_o	p_o

Fonte: próprio autor.

Tabela 8 - Estados termodinâmicos pré-definidos e suas possíveis propriedades termodinâmicas

ESTADOS PRÉ-DEFINIDOS							
Estado 01							
P_1	T_1	v_1	x_1	h_1	s_1	b_1	
Estado 02							
P_2	T_2	v_2	x_2	h_2	s_2	b_2	
Estado 03							
P_3	T_3	v_3	x_3	h_3	s_3	b_3	
Estado n							
P_n	T_n	v_n	x_n	h_n	s_n	b_n	

Fonte: próprio autor.

Ao fim desta seção, todos os parâmetros de entrada e estados pré-definidos de cada modelo devem estar determinados com as hipóteses apresentadas.

4.4.2. Definição dos estados termodinâmicos

Para determinar o estado termodinâmico de uma substância pura são necessárias duas propriedades termodinâmicas independentes. Os estados pré-definidos na seção 4.4.1. podem ter apenas uma propriedade, por conseguinte a definição dos estados termodinâmicos deve ser realizada utilizando os parâmetros de entrada da Tabela 7 e suas definições. A Tabela 9 demonstra os estados termodinâmicos e suas propriedades:

Tabela 9 - Propriedades termodinâmicas e estados definidos para a central distrital

PROPRIEDADES E PARÂMETROS TERMODINÂMICOS							
	Vazão	P	T	x	h	s	b
Estado	kg/s	MPa	K	-	kJ/kg	kJ/(kg.K)	kJ/kg
Referência	-	-	-	-	-	-	-
01	-	-	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	-	-	-
03	-	-	-	-	-	-	-
n	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: próprio autor.

4.4.3. Análise energética

A análise energética deve ser realizada em cada componente dos modelos e o rendimento energético global deve ser calculado.

A análise será realizada utilizando a definição de balanço energético para volumes de controle em regime permanente (1º lei da Termodinâmica) e conservação de massa, equações (5) e (6).

$$Q_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + z_e \cdot g \right) = \sum \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + z_s \cdot g \right) + W_{v.c.} \quad (5)$$

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \quad (6)$$

Aplicam-se as equações (5) e (6) para cada volume de controle, obtendo os valores de trabalho e energia de cada componente do modelo.

O rendimento energético global é obtido a partir da equação (7), com base nos valores determinados pelos balanços de energia.

$$\eta_{en,global} = \frac{\text{efeito útil}}{\text{Insumos}} \quad (7)$$

4.4.4. Análise exergetica

A análise exergetica deve ser realizada em cada componente dos modelos e o rendimento exergetico de cada componente e global devem ser calculados.

A análise será realizada utilizando a definição de balanço exergetico para volumes de controle, equação (8).

$$\dot{B}_{v.c.} = \sum_j \left(1 - \frac{T_0}{T_j}\right) \cdot \dot{Q}_j - \sum \dot{W}_{v.c.} + \sum_e \dot{m}_e (h_e - T_0 \cdot s_e) - \sum_s \dot{m}_s (h_s - T_0 \cdot s_s) - T_0 \cdot \dot{S}_{ger} \quad (8)$$

Aplica-se a equação (8) para cada volume de controle determinado, obtendo os valores do fluxo de exergia que atravessam o volume de controle de cada componente do modelo01.

O rendimento exergetico global é obtido a partir da equação (9), com base nos valores determinados pelos balanços de exergia.

$$\eta_{ex,global} = \frac{\text{efeito útil}}{\text{Insumos}} \quad (9)$$

4.4.5. Análise termoeconômica

A análise termoeconômica é aplicada utilizando os conceitos de balanço de custo (Figura 14) e custo médio unitário do elemento, equação (10):

Figura 14 - Balanço de custo

Fonte: próprio autor.

$$c_p = \frac{C_p}{N_p} \quad (10)$$

No qual $N_p = \dot{B}, \dot{Q}, etc.$

Para determinar os custos envolvidos no processo, definem-se os seguintes tipos de custos:

A. Custo específico dos insumos

Custo dos insumos utilizados no processo na base energética e exergética, equações (11) e (12):

$$c_{pen} = \frac{c_{pm}}{PCI} [R\$/kJ] \quad (11)$$

$$c_{p_{ex}} = \frac{c_{p_m}}{b_p} [R\$/kJ] \quad (12)$$

B. Custo dos equipamentos

Os custos dos equipamentos são calculados levando em consideração o valor de aquisição e instalação do equipamento, despesas fixas e variáveis de operação e manutenção e fator de amortização do capital investido. A equação (13) apresenta todos os parâmetros envolvidos para o cálculo.

$$C_{equip} = C_{cap} + C_{omf} + FC \cdot C_{omv} = I \cdot (f_a + f_{omf} + FC \cdot f_{omv}) [R\$/s] \quad (13)$$

C. Critérios de partição de custos dos produtos

Os custos dos produtos dos processos analisados podem ser calculados por diferentes métodos. Calculam-se os custos dos produtos nas bases energéticas e exergéticas para cada um dos seguintes métodos (se aplicável):

C.1. método da igualdade de custos: neste método o componente/equipamento analisado deve suprir todas as demandas exergéticas e consequentemente todos os produtos possuem o mesmo custo exergético. Após isso, todos os custos são divididos pelos produtos em base exergética (OLIVEIRA JÚNIOR, 2013).

C.2. método da extração: este método o componente/equipamento analisado possui apenas uma função e o seu produto é imputado com os custos de capital, operação e manutenção. Deste modo, o usuário do produto pagará a taxa de exergia gasta, bem como os custos de capital, manutenção e outros custos operacionais (OLIVEIRA JÚNIOR, 2013).

O resultado da análise termoeconômica apresenta os custos totais de produção dos processos para cada modelo definido.

4.5. Avaliação comparativa dos resultados.

Os resultados obtidos para cada modelo analisado são comparados em relação ao consumo total do distrito com ausência do sistema distrital instalado, ou seja, a comparação de valores e seus custos serão avaliados em relação a um modelo próximo da situação existente do distrito considerado.

Os critérios de decisão da viabilidade de instalação do DHCS devem ser econômicos e ambientais para o distrito definido. O critério com maior peso e fundamental para a decisão é o termoeconômico. Com isso, o custo anual de cada solução é fundamental para viabilizar a implantação de uma central distrital.

Além dos aspectos termoeconômicos, também são levados em consideração os fatores ambientais e disponibilidade de recursos. O fator ambiental utilizado será a produção anual de gás carbônico. A Tabela 10 demonstra o quadro exemplo de comparação para a tomada de decisão da viabilidade do sistema:

Tabela 10 – Quadro exemplo de comparação entre os diferentes modelos de central distrital e o modelo de referência (sistema convencional/existente)

Modelo	Insumo energético	Rendimento Energético Global	Rendimento Exergético Global	Custo Anual	Produção Anual de Gás Carbônico
A	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-
Referências	-	-	-	-	-

Fonte: próprio autor.

5. ESTUDO DE CASO

Os capítulos apresentados definem a metodologia geral, não apresentando resultados e conclusões numéricas em cada etapa da análise. Com isso, apresenta-se um estudo de caso utilizando as etapas descritas.

O estudo de caso deve aplicar a metodologia conforme apresentada no capítulo 04 com objetivo de avaliar a viabilidade de um sistema distrital, desde a definição do distrito até a análise termoeconômica. Para cada etapa da metodologia as premissas e parâmetros adotados serão apresentados e discutidos.

A metodologia será aplicada na região metropolitana de São Paulo.

5.1. Definição da região para análise de viabilidade do sistema distrital

A matriz de decisão para determinação da área a ser avaliada será a região metropolitana de São Paulo. Com aproximadamente 21,4 milhões de habitantes (EMPLASA, 2017), a região possui um consumo total de energia elétrica de 53,4 TW, segundo o Anuário de Energéticos por Município no Estado de São Paulo (SÃO PAULO, 2017), sendo 18,1 TW para as residências, 15,7 TW para o setor comercial e 12,9 TW para as indústrias. Além disso, o consumo de gás natural é de aproximadamente 1,87 bilhão de m³ para o período, sendo 1,11 bilhão de m³ para indústria, 267,5 milhões de m³ para termogeração, 216,9 milhões de m³ para residências, 18,4 milhões de m³ para cogeração e 118,7 milhões de m³ para o setor comercial. (SÃO PAULO, 2017)

Os números de consumo e a ausência de sistemas distritais na região demonstram um grande potencial a ser avaliado, por conseguinte, a matriz de decisão é aplicada para três possíveis distritos: Distrito A – Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira (CUASO); Distrito B – Região do centro expandido (Avenida Paulista); Distrito C – Complexos comerciais, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Matriz de decisão aplicada para a região metropolitana de São Paulo

Matriz de decisão - Potencial de instalação de DHCS			
Objetivo: Determinar distrito com maior potencial para análise de instalação de DHCS.			
Critério: Distrito com maior somatório das pontuações de cada fator.			
Fator: Características com grande influência no potencial de instalação de DHCS.			
Peso: Zero (0) - Baixo potencial a dez (10) - alto potencial.			
Fator	CUASO	Centro expandido	Complexos Comerciais
Carga Térmica	9	10	8
Número de edificações	8	10	5
Diversidade de tipologias	8	10	6
Espaço físico disponível	10	5	7
Incentivo governamental	6	4	10
Total	41	39	36

Fonte: próprio autor.

A matriz de decisão demonstra uma alta demanda de carga térmica para os três possíveis distritos. Em relação ao número de edificações de tipologias o complexo comercial carece de diversidade. Por outro lado, distritos localizados próximos ao centro urbano possuem grande vantagem em relação a este fator. O grande desafio dos centros aglomerados urbanos é o espaço físico disponível para instalação da central de energia e a necessidade de um incentivo governamental, uma vez que grande parte da rede de distribuição será realizada em galerias e vias públicas. Para os complexos comerciais a necessidade de incentivo públicos é reduzida, pois a rede de distribuição e central de energia tendem a serem implementadas em propriedades privadas. A CUASO possui grande vantagem em relação ao espaço físico disponível e uma diversidade de tipologias elevada. Entretanto o incentivo governamental para viabilizar um sistema distrital na cidade universitária é primordial, pois trata-se de um espaço público.

Após análise qualitativa dos principais fatores de decisão, a área definida para estudo de caso e aplicação da metodologia é o distrito A – CUASO. Seus edifícios compreendem prédios de ensino e pesquisa, refeitórios, bibliotecas, hospital, prédios administrativos,

residenciais, centros esportivos e laboratórios presentes em uma área total de aproximadamente 3.650.000 m² com uma circulação média diária de 80.000 a 100.000 pessoas (Figura 15).

Figura 15 - Cidade Universitária - Campus Armando de Salles Oliveira - CUASO - USP

Fonte: USP Prefeitura (2019).

5.2. Levantamento da demanda energética e de resfriamento referente ao distrito

Para o levantamento da curva mês-a-mês da demanda energética e de resfriamento da CUASO deve-se coletar os dados reais medidos de consumo de energia elétrica de cada edifício. Essa etapa é essencial e os parâmetros utilizados influenciam diretamente na análise termoeconômica.

Os dados de consumo da CUASO foram extraídos do Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica da Universidade de São Paulo (SISGEN). As informações foram extraídas de diversas edificações da cidade universitária em um período de até 2 anos, dependendo da unidade. Os dados apresentados possuem informações diárias de consumo e suas demandas máximas. Os dados energéticos foram utilizados por Favato e Pinto (2009) em um estudo de indicadores de eficiência energética nos edifícios da USP. Os indicadores energéticos obtidos por Favato e Pinto (2009) serão comparados com os indicadores calculados nesta metodologia. A Figura 16 apresenta uma amostra dos dados utilizados.

Figura 16 – Dados referentes ao consumo de energia ativa em kWh dos três primeiros dias de 2007 para a unidade de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica

Dia	Energia ativa(kwh)			
	ponta	f. ponta	res.	total
01/01/07	0	2.113	660	2.774
02/01/07	461	3.360	683	4.503
03/01/07	590	3.910	747	5.247

Fonte: SISGEN (2015)

Os dados do SISGEN (2015) não compreendem todos os edifícios existentes na CUASO, por conseguinte serão selecionados unidades com dados reais medidos e unidades que não possuem informações completas de consumo. Essa ausência dos dados permite uma aplicação completa da metodologia proposta para o caso crítico de distritos com carência de dados energéticos disponíveis.

A seguir estão listadas as edificações que serão consideradas no distrito:

- **edificações com dados reais de consumo de energia elétrica:** Instituto de Oceanografia; Escola Politécnica (Biênio, Engenharia de Materiais, Engenharia Elétrica, Engenharia Naval); Faculdade de Economia e Administração; Escola de Educação Física e Esporte; Hospital Universitário; Instituto de Ciências Biomédicas (ICB 01 e ICB 02);

Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia; Prédio da Reitoria; Centro de Práticas Esportivas;

- **edificações com dados estimados de consumo de energia elétrica:** Escola Politécnica (Engenharia de Minas e Petróleo, Engenharia Civil, Administração da Escola Politécnica); Instituto de Psicologia, Escola de Comunicação e Artes; Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas; Instituto de Química; Instituto de Matemática e Estatística; Faculdade de Arquitetura e Urbanismo; Instituto de Física; Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Instituto de Geociências; Faculdade de Educação; Conjunto Residencial (CRUSP); Faculdade de Odontologia; Instituto de Ciências Biomédicas (ICB 04); Instituto de Biociências.

Cada unidade apresentada acima é dividida em ocupações com tipologia de acordo com ASHRAE 90.1 (2016). As tipologias utilizadas e unidades são:

- **tipologia A (Escolas):** Instituto de Oceanografia; Escola Politécnica (Biênio, Engenharia de Materiais, Engenharia Elétrica, Engenharia Naval, Engenharia de Minas e Petróleo, Engenharia Civil,); Faculdade de Economia e Administração; Escola de Educação Física e Esporte; Instituto de Psicologia, Escola de Comunicação e Artes; Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas; Instituto de Química; Instituto de Matemática e Estatística; Faculdade de Arquitetura e Urbanismo; Instituto de Física; Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Instituto de Geociências; Faculdade de Educação;
- **tipologia B (Residencial):** Conjunto Residencial (CRUSP);
- **tipologia C (Hospital):** Hospital Universitário;
- **tipologia D (Laboratório):** Faculdade de Odontologia; Instituto de Ciências Biomédicas (ICB); Instituto de Biociências; Faculdade de Medicina Veterinária e Zootecnia;
- **tipologia E (Escritórios/Administrativo):** Prédio da Reitoria, Administração da Escola Politécnica.

O centro de prática esportiva não será classificado e apenas o consumo de energia elétrica (iluminação) das quadras será considerado, ver apêndice A (Tabela 61).

Com a definição das unidades da CUASO e sua situação referente ao nível de informação disponível foi realizado um levantamento arquitetônico de cada edifício para obtenção da área estimada construída de cada unidade.

O método para estimar a área de cada edificação baseou-se na área de projeção de cada edifício multiplicada pelo número de pavimentos. A área de projeção foi estimada utilizando imagens por satélite disponibilizadas pelo Google (2016). O número de pavimentos e suas características foram levantadas em campo. Na Figura 17 têm-se a foto da edificação e sua respectiva vista pelo satélite.

As áreas do conjunto residencial (CRUSP) e Hospital Universitário (HU) foram estimadas pela área do modelo implementado no SketchUp (2016).

A Tabela 12 apresenta os valores de área e detalhes de cada edificação.

Tabela 12 - Resumo das tipologias e unidades adotadas no distrito.

Tipologia	Dados de consumo	Proporção para HVAC e Carga térmica	Unidade	Área (m²)
A	SISGEN	OpenStudio	Inst. Oceanografia	21.617,24
			EPUSP - Biênio	25.498,32
			FEA	21.779,86
			EPUSP - Materiais	8.702,46
			EPUSP - Elétrica	22.927,06
			EPUSP- Naval	31.618,68
			EEFE	10.149,96
	Estimado	OpenStudio	EPUSP - Minas	10.462,56
			EPUSP - Civil	21.029,52
			Inst. Psicologia	9.170,94
			ECA	8.192,70
			FFLCH	37.159,91
			IQ	32.500,00
			IME	14.285,06
			FAU	10.192,28
			IF	13.370,64
			IAG	8.299,29
			Geofísica	15.526,44
			Educação	8.631,06
B	Estimado	OpenStudio	CRUSP (un.)	3.915,97
			CRUSP (8 un.)	31.327,76
C	SISGEN	OpenStudio	HU	34.654,04
D	SISGEN	OpenStudio	ICB 01	27.044,28
			ICB 02	10.581,57
			Veterinária	11.645,78
	Estimado	OpenStudio	Odontologia	8.987,99
			ICB 04	2.656,11
			Biociências	2.304,74
E	SISGEN	OpenStudio	Reitoria	12.605,74
	Estimado		EPUSP - Administração	7.721,74
-	SISGEN	-	CEPE - Quadras	-

Fonte: próprio autor.

Figura 17 - Instituto de oceanografia e sua vista pelo satélite

Fonte: próprio autor.

Com a definição das tipologias e edificações a serem consideradas no distrito, os modelos de cada tipo são implementados no SketchUp (2016). Os modelos foram construídos utilizando as etapas descritas na Tabela 6. A volumetria arquitetônica das tipologias A, D e E são aproximações da maior parte dos edifícios existentes na CUASO. Para as tipologias B e C adotou-se uma arquitetura próxima da existente, uma vez que a arquitetura do CRUSP e HU não se replicam em outras edificações. Os ambientes e *layouts* internos foram estimados de acordo com o levantamento em campo realizado e padrões típicos.

Os modelos e resultados apresentados a seguir serão referentes à tipologia A (escolas), B (residencial) e C (hospital), pois cada uma dessas três tipologias utiliza indicadores e

estimativas distintas. O detalhamento teórico está apresentado na seção 4.2. Além disso, todos os indicadores foram calculados mês-a-mês; entretanto, nesta seção serão apresentados apenas os valores para o mês de março e julho, que correspondem, respectivamente, ao pico e vale de carga térmica do distrito.

As informações completas de todas as tipologias mês-a-mês estão apresentadas no apêndice A. Para as tipologias D e E adotaram-se os indicadores da seção 5.2.2. Os valores referentes aos consumos de energia e carga térmica estão apresentados nas Tabela 51, Tabela 52, Tabela 53, Tabela 54, Tabela 55, Tabela 56, Tabela 57, Tabela 58, Tabela 59 e Tabela 60. Os modelos adotados para as tipologias D e E estão apresentados nas Figura 26 e Figura 27, respectivamente.

5.2.1. Tipologia C: Dados reais de consumo de energia elétrica da totalidade dos edifícios com ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

A tipologia C corresponde ao hospital universitário. Os dados de consumo de energia elétrica reais do HU foram extraídos do SISGEN (2015) entre os anos de 2007 e 2011. A Tabela 13 apresenta os valores de consumo de energia elétrica médio medido dos meses de março e julho. Os dados de todos os meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 47.

Tabela 13 - Consumo de energia elétrica medido para tipologia C.

Consumo de energia elétrica - SISGEN (kWh)	
Março	Julho
570.582	476.782

Fonte: próprio autor.

O modelo construído no SketchUp (2016) apresenta uma área total de 34.654,04 m² com uma volumetria aproximada ao hospital existente, Figura 18. Os ambientes internos e *layouts* foram estimados com base na ocupação e uso de cada pavimento. Por exemplo os pavimentos superiores destinados a quartos de repouso e leitos.

Figura 18 - Modelo da tipologia C (Hospital) referente ao HU localizado na CUASO

Fonte: próprio autor.

O modelo apresentado foi simulado no OpenStudio (2016) e os consumos do modelo estão apresentados na Tabela 14. Para o HU foi considerado no modelo uma central de água gelada para todo o empreendimento. Os dados de todos os meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 48.

A diferença entre o consumo de energia do modelo e os valores medidos deve-se ao fato de que no modelo consideraram-se todos os ambientes climatizados. Visto isso, a premissa adotada é de que a proporção se mantém, apesar da diferença das zonas térmicas consideradas. Aplicando-se a equação (1) determina-se a proporção entre o consumo de climatização e o consumo de energia elétrica (equipamentos, iluminação). Os valores dos indicadores de proporção calculados para os meses de março e julho são 0,547 e 0,552 respectivamente. Os valores dos indicadores de proporção para todos os meses e os respectivos consumos estão apresentados no Apêndice A, Tabela 48.

Tabela 14 - Consumo de energia referente ao modelo da tipologia C

	Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) (kWh)	
	Março	Julho
Equipamentos e iluminação.	671.789	644.596
Climatização	810.614	793.753
Total	1.482.402	1.438.349

Obs.: indicador de proporção de março 0,547 e julho 0,552.

Fonte: próprio autor.

O indicador de proporção é aplicado ao consumo medido total, Tabela 15. Os dados completos mensais estão apresentados no Apêndice A, Tabela 49.

Tabela 15 - Proporção entre os consumos de energia para os dados medidos - tipologia C

	Proporção entre consumo de energia elétrica e climatização - SISGEN (kWh)	
	Março	Julho
Equipamentos e iluminação.	258.574	213.670
Climatização	312.008	263.112
Total	570.582	476.782

Fonte: próprio autor.

A carga térmica é obtida a partir do modelo. O EnergyPlus (2016) apresenta os valores de hora em hora para todo o ano típico considerado. Os valores apresentados na Tabela 16 são os valores máximos apresentados para os meses de março e julho. Os valores máximos de cada mês estão apresentados no apêndice A, Tabela 50.

Tabela 16 - Carga Térmica - tipologia C

	Carga Térmica (kW)	
	Março	Julho
Total	5.624	3.934

Fonte: próprio autor.

5.2.2. Tipologia A: Dados reais de consumo de energia elétrica de parte dos edifícios com ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

A tipologia A - Escolas - corresponde à principal tipologia existente na CUASO. Os dados de consumo de energia elétrica reais de parte das unidades foram extraídos do SISGEN (2015) entre os anos de 2007 e 2011. A Tabela 17 apresenta os valores de consumo de energia elétrica médio medido nos meses de março e julho para cada unidade e indicador de energia ativa, aplicando-se a equação (3).

Os indicadores calculados estão próximos dos valores obtidos por Favato e Pinto (2009) no estudo de indicadores energéticos e ambientais na Universidade de São Paulo. O indicador de consumo médio mensal apresentado nos estudos Favato e Pinto (2009) é próximo de 5 kWh/m² para as tipologias consideradas na Tabela 17. Os valores aproximados dos indicadores de energia ativa calculados para os meses de março e julho são 7,0 kWh/m² e 4,1 kWh/m², respectivamente. Os valores dos indicadores e consumo de energia elétrica para os doze meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 40.

Tabela 17 – Dados reais de consumo de energia elétrica, área estimada e indicador de energia ativa para tipologia A

Unidade	Consumo de energia elétrica - SISGEN (kWh)		Área estimada
	Março	Julho	m ²
Instituto de Oceanografia	107.435	73.006	21.617
Escola Politécnica (Biênio)	58.520	33.668	25.498
FEA	234.205	101.608	21.780
Escola Politécnica (Materiais)	95.803	69.244	8.702
Escola Politécnica (Elétrica)	255.032	159.349	22.927
Escola Politécnica (Naval)	186.763	118.582	31.619
EEFE	60.325	33.829	10.150
Total	998.083	589.286	142.294

Obs.: indicador de energia ativa de março 7,0 kWh/m² e julho 4,1 kWh/m².

Fonte: próprio autor.

Os indicadores de energia ativa são aplicados à demais edificações que não possuem o consumo definido, multiplicando os valores obtidos na Tabela 17 pela área estimada de cada unidade. A Tabela 18 apresenta os valores estimados e as unidades consideradas. Os valores mensais podem ser verificados no Apêndice A, Tabela 41.

Tabela 18 – Consumo de energia elétrica estimado para unidades correspondentes à tipologia A

Unidade	Consumo de energia elétrica - estimada (kWh)		Área estimada
	Março	Julho	m ²
Escola Politécnica (Minas)	73.387	43.329	10.463
Escola Politécnica (Civil)	147.506	87.090	21.030
Psico	64.327	37.980	9.171
ECA	57.466	33.929	8.193
FFLCH	260.649	153.892	37.160
Instituto de Química	227.963	134.594	32.500
IME	100.199	59.159	14.285
FAU	71.491	42.210	10.192
Instituto de Física	93.785	55.372	13.371
IAG	58.213	34.370	8.299
Geologia	108.906	64.300	15.526
Educação	60.540	35.744	8.631

Fonte: próprio autor.

A proporção entre o consumo de energia elétrica destinado à climatização e consumo de iluminação e equipamentos é calculado pelo OpenStudio (2016) com modelo construído no SketchUp (2016) apresentando uma área total de 19.820,03 m² com uma volumetria média para a tipologia A existente na CUASO, Figura 19. Os ambientes internos e *layouts* foram estimados com base na ocupação e uso de cada pavimento.

Figura 19 - Modelo da tipologia A (Escolas) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO

Fonte: próprio autor.

Análogo ao item 5.2.1. a diferença entre o consumo de energia do modelo e os valores medidos deve-se ao fato de que no modelo foi considerado todos os ambientes climatizados. Visto isso, a premissa adotada é de que a proporção se mantém, apesar da diferença das zonas térmicas consideradas. Aplicando-se a equação (1) determina-se a proporção entre o consumo de climatização e o consumo de energia elétrica (equipamentos, iluminação), Tabela 19. Os valores dos indicadores de proporção calculados para os meses de março e julho são 0,376 e 0,100 respectivamente. Os valores de proporção e consumo de todos os meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 42.

Tabela 19 - Proporção entre os consumos de energia para os dados medidos - tipologia A

	Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) (kWh)	
	Março	Julho
Equipamentos e iluminação.	169.245	137.332
Climatização	102.181	15.193
Total	271.426	152.525

Obs.: indicador de proporção de março 0,376 e julho 0,100

Fonte: próprio autor.

O indicador de proporção é aplicado ao consumo medido pelo SISGEN. Os valores do consumo para cada unidade da tipologia A estão apresentados no apêndice A, Tabela 43.

A carga térmica é obtida a partir do modelo de forma análoga ao item 5.2.1. Entretanto o modelo apresenta uma área diferente das áreas estimadas de cada unidade. Deste modo, o indicador de carga térmica - equação (2) - referente ao modelo é aplicado a cada uma das unidades. Os valores para os meses de março e julho estão apresentados na Tabela 20 com um indicador de carga térmica referente a março de 0,0215 TR/m² e para julho de 0,0088 TR/m². Os valores de carga térmica de todos os meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 44.

Tabela 20 - Carga Térmica - tipologia A

	Carga Térmica (TR)	
	Março	Julho
Instituto de Oceanografia	465	190
Escola Politécnica (Biênio)	548	224
FEA	468	192
Escola Politécnica (Metais)	187	77
Escola Politécnica (Elétrica)	493	202
Escola Politécnica (Naval)	680	278
EEFE	218	89
Escola Politécnica (Minas)	225	92
Escola Politécnica (Civil)	452	185
Instituto de Psicologia	197	81
ECA	176	72
FFLCH	799	327
Instituto de Química	699	286
IME	307	126
FAU	219	90
Instituto de Física	287	118
IAG	178	73
Geologia	334	137
Educação	186	76

Obs.: indicador de carga térmica de março 0,0215 TR/m² e julho 0,0088 TR/m².

Fonte: próprio autor.

5.2.3. Tipologia B: Ausência dos dados reais de consumo de energia elétrica e ausência da proporção em relação ao consumo de energia elétrica destinada à climatização.

A tipologia B corresponde ao conjunto residencial da USP (CRUSP), que corresponde a oito blocos de apartamentos localizados na CUASO. Para este caso, os dados de consumo de energia elétrica levantados pelo SISGEN (2015) não são consistentes, portanto, o consumo utilizado será baseado no modelo construído no SketchUp (2016) e os valores simulados no OpenStudio (2016).

O modelo apresenta uma área total de 3.915,96 m² com uma volumetria aproximada a uma unidade do conjunto residencial, Figura 20. Os ambientes internos e *layouts* foram estimados com base na ocupação e número de apartamentos.

Figura 20 - Modelo da tipologia B (Residencial) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO

Fonte: próprio autor.

O consumo de energia elétrica e carga térmica de uma unidade típica da tipologia B estão apresentados nas Tabela 21 e Tabela 22. Os indicadores de consumo estimado do modelo para os meses de março e julho são 15,1 kWh/m² e 12,6 kWh/m², respectivamente. Os indicadores de consumo e a carga térmica para todos os meses estão apresentados no Apêndice A, Tabela 45 e Tabela 46.

Tabela 21 - Consumos de energia estimados - tipologia B (uma unidade do conjunto residencial)

	Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) (kWh)	
	Março	Julho
Equipamentos e iluminação.	40.060	40.060
Climatização	19.085	9.437
Total (uma unidade residencial)	59.145	49.497

Obs.: indicador de consumo estimado de março 15,1 kWh/m² e julho 12,6 kWh/m².

Fonte: próprio autor.

Tabela 22 - Carga Térmica - tipologia B (uma unidade do conjunto residencial)

	Carga Térmica (TR)	
	Março	Julho
CRUSP (un.)	51,5	38,0
CRUSP (total)	414,0	304,0

Fonte: próprio autor.

5.2.4. Demanda de energia total da CUASO

A demanda de energia total da CUASO é a somatória dos consumos reais e estimados das edificações consideradas no distrito. Apesar da modelagem e simulação energética de todas as tipologias existentes, a curva mês-a-mês apresentada utiliza como premissa os valores medidos e estimativas provenientes dos indicadores relacionados aos dados do SISGEN (2015), exceto para as tipologias sem valores reais medidos. Por outro lado, a carga térmica considerada é determinada unicamente por indicadores relacionados à simulação no OpenStudio (2016) e EnergyPlus (2016).

A curva apresentada no Figura 21 corresponde à demanda de energia elétrica mensal da CUASO e a carga térmica para cada mês. As barras apresentam a proporção entre o consumo de energia elétrica e climatização. Percebe-se que o pico de consumo energético e carga térmica ocorre no mês de março e o vale do consumo energético e carga térmica no mês de julho. O comportamento do consumo e carga térmica está diretamente relacionado à circulação de pessoas na CUASO e clima típico da região. Os meses de janeiro, fevereiro, julho e dezembro possuem uma queda considerável de consumo devida à época de férias. Além disso, percebe-se no gráfico que no mês de dezembro tem-se uma queda no consumo de energia e um aumento da carga térmica e no mês de fevereiro um aumento considerável da carga térmica com um pequeno aumento do consumo. Esse comportamento distinto entre a carga térmica e o consumo deve-se pelo fato de a carga térmica possuir como premissa um maior número de zonas térmicas simuladas em relação ao consumo que foi estimado com base nos dados do SISGEN (2015), onde apenas uma parte dos ambientes das edificações possuem climatização. Outro fator deve-se pelo fato desses meses corresponderem ao clima quente da região e época de férias, ou seja, têm-se uma carga térmica elevada, porém uma menor utilização dos equipamentos de climatização. O mês de março, por exemplo, possui um pequeno aumento de carga térmica, todavia um grande aumento no consumo de energia ocasionado pela volta das férias e grande número de atividades universitárias neste período.

Figura 21 - Demandas mensais de energia elétrica e carga térmica estimada – CUASO

Fonte: próprio autor.

A Tabela 23 apresenta os valores para os meses de março e julho. Os valores completos da demanda total de energia da CUASO para todos os meses do ano estão apresentados no Apêndice A, Tabela 62.

Tabela 23 - Demanda total de energia e carga térmica - CUASO

	Demanda total de energia e carga térmica - CUASO	
	Março	Julho
Energia elétrica (kWh)	3.187.533	2.848.445
Climatização (kWh)	1.811.024	670.950
Total (kWh)	4.998.557	3.519.395
Carga térmica (TR)	11.217	5.876
Carga térmica (kW)	39.449	20.665

Fonte: próprio autor.

5.3. Definição dos modelos de centrais de energia distritais.

Para avaliar a viabilidade de um sistema distrital na CUASO que atenda à demanda de energia é necessário estabelecer premissas anteriores à definição do modelo:

- serão definidas duas centrais de energia;
- as principais fontes de energia disponíveis são: gás natural e energia elétrica disponível na rede;
- apenas uma central de energia no distrito deve atender à demanda energética preestabelecida;
- o regime de operação da central deve prioritariamente atender à demanda térmica do distrito, ou seja, regime de operação FTL;
- os principais componentes das centrais devem possuir equipamentos existentes com as especificações disponíveis em catálogos técnicos;
- para permitir uma comparação entre diferentes sistemas de climatização (água gelada, gás refrigerante), as temperaturas utilizadas na análise exergética referentes ao calor transferido para os *chillers* devem ser a temperatura ambiente (externa) e a temperatura da zona térmica em regime permanente (ambiente climatizado).

A partir das premissas descritas duas centrais nomeadas “A” e “B” serão apresentadas para posterior análise. A central A terá combinação de geração de energia elétrica e energia térmica, ou seja, será uma central com cogeração. A central B terá como função única a produção de energia térmica (água gelada):

A) CHP com motor de combustão interna, chillers de absorção e chillers de compressão de vapor:

A central de cogeração proposta para análise possui um motor de combustão interna a gás natural. O calor dissipado pela jaqueta/radiador do motor e gases quentes são recuperados em um trocador de calor para gerar água quente para os chiller de absorção. Os *chillers* de absorção atendem parte da demanda térmica do distrito e a energia elétrica produzida pelo motor é utilizada para acionar *chillers* de compressão de vapor que atendem o restante da demanda de água gelada do distrito. A seguir serão apresentados os componentes principais do sistema e diagrama simplificado para análise, Tabela 24 e Figura 22.

Tabela 24 - Componente principais da central de energia A

Componente	Modelo	Quantidade	Especificações técnicas
Motor Combustão interna	CATERPILLAR CAT G20CM34	01	Potência mecânica: 10.000 kW
			Rendimento térmico: 0,489
			Rendimento mecânico: 0,975
			Combustível: Gás Natural
Chiller de Absorção	THERMAX MODEL 5G8LC	02	Capacidade de refrigeração: 1.163 TR
			COP: 0,8
			Insumo: Água quente
Chiller Compressão de vapor	HITACHI HC-F2000GXG-S	04	Capacidade de refrigeração: 2.000 TR
			COP: 6,99
			Insumo: energia elétrica

Fonte: próprio autor.

Os demais componentes da central serão estimados sem especificação técnica de fabricantes, eles são: trocador de calor, bombas e torres de resfriamento.

Figura 22 - Central de energia A: CHP com motor de combustão interna, *chiller* de absorção e *chillers* de compressão de vapor

Fonte: próprio autor.

A central de energia utilizará como insumo principal gás natural para o motor de combustão interna. O motor produzirá uma potência mecânica que então será transformada

em elétrica por um gerador acoplado ao seu eixo. O calor dissipado pela jaqueta/radiador e gases quentes será recuperado em um trocador de calor para gerar água quente para os chillers de absorção. A representação do trocador de calor está simplificada, pois considera em uma única etapa as trocas de calor entre o radiador, gases quentes de escape da combustão e circuito de água quente dos *chillers* de absorção.

Parte da energia gerada pelo motor será utilizada para acionar os compressores dos *chillers* de compressão de vapor, o excedente será utilizado para consumo da CUASO e o restante vendido à rede.

A distribuição de água gelada é realizada por tubulação com isolamento térmico, enviando para cada unidade da CUASO a vazão correspondente para atender carga térmica da edificação.

B) central de água gelada com chillers de compressão de vapor

A central de água gelada considerada é usualmente utilizada em grandes empreendimentos: *chillers* de compressão de vapor elétricos geram água gelada para atender à demanda térmica do distrito. Deste modo, a central de energia B proposta não possui recuperação de calor, focando em um menor custo de instalação e manutenção. A seguir serão apresentados os componentes principais do sistema e diagrama simplificado para análise, Tabela 25 e Figura 23.

Tabela 25 – Componente principais da central de energia B

Componente	Modelo	Quantidade	Especificações técnicas
<i>Chiller</i> Compressão de vapor	HITACHI HC-F2000GXG-S	06	Capacidade de refrigeração: 2.000 TR
			COP: 6,99
			Insumo: energia elétrica

Fonte: próprio autor.

Figura 23 - Central de energia B: central de água gelada com *chillers* de compressão de vapor

Fonte: próprio autor.

A central de energia utilizará como insumo a energia elétrica da rede para acionar o compressor dos *chillers*. A distribuição de água gelada é análoga à central de energia B.

5.4. Análise energética, exergética e econômica.

Nesta seção serão apresentadas as análises energéticas, exergéticas e econômicas para cada uma das duas centrais definidas na seção 5.3. As análises apresentadas serão consideradas com o sistema em regime permanente, fluídos incompressíveis, calor rejeitado pelas torres de resfriamento é transferido para o ambiente (referência).

Os cálculos foram implementados no EES (2018) e os códigos das simulações estão disponíveis no apêndice B.

5.4.1. Central de energia A: CHP com motor de combustão interna, *chillers* de absorção e *chillers* de compressão de vapor

Parâmetros de entrada:

- Rendimento térmico do motor: $\eta_{th_{motor}} = 0,489$;
- Rendimento mecânico do motor: $\eta_{mec_{motor}} = 0,975$;
- Rendimento isentrópico das bombas: $\eta_{ise_{bomba}} = 0,75$;
- COP do *chiller* de absorção: $COP_{abs} = 0,8$;
- COP do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal: $COP_{cp_{100\%}} = 6,99$;
- COP estimado do *chiller* de compressão de vapor em função da carga parcial:
 $COP_{cp_{parcial}} = 1,67 \cdot carga_{parcial} + 5,32$;
- Eficiência do trocador de calor: $\eta_{tc} = 1,00$;
- Poder calorífico inferior do gás natural (será considerado 100% metano): $PCI_{metano} = 50.020 \text{ kJ/kg}$
- Relação ar-combustível do motor: $Ratio_{air} = 17,2$
- Trabalho mecânico do motor: $\dot{W}_{motor} = 10.000 \text{ kW}$
- Capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal:
 $\dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} = 7.032 \text{ kW}$;
- Quantidade de *chillers* de compressão de vapor instalados na central; $n_{cp} = 05$;
- Estado de referência:
 - Pressão $P_0 = 101,325 \text{ kPa}$;
 - Temperatura $T_0 = 298,15 \text{ K}$;
- Temperatura ambiente: $T_{amb} = 298,15 \text{ K}$
- Temperatura do ambiente climatizado: $T_{cli} = 295,15 \text{ K}$
- Exergia química do metano em base molar: $b_{ch_{molar_{metano}}} = 831,2 \text{ kJ/mol}$;
- Massa molar do metano: $M_{metano} = 0,01604 \text{ kg/mol}$;
- Exergia química do metano em base mássica: $b_{ch_{metano}} = 51.820 \text{ kJ/kg}$;
- Temperatura de saída dos gases de escape (estado 06): $T_6 = 487 \text{ °C}$;
- Pressão de saída dos gases de escape (estado 06): $P_6 = 100 \text{ kPa}$;
- Temperatura de saída dos gases de escape após trocador de calor (estado 07): $T_7 = 120 \text{ °C}$;

- Pressão de saída dos gases de escape após trocador de calor (estado 07): $P_7 = 100 \text{ kPa}$;
- Temperatura de saída da água do radiador (estado 03): $T_3 = 90^\circ\text{C}$
- Pressão de saída da água do radiador (estado 03): $P_3 = 600 \text{ kPa}$;
- Temperatura de saída da água do radiador após trocador de calor (estado 04): $T_4 = 82^\circ\text{C}$;
- Pressão de saída da água do radiador após trocador de calor (estado 04): $P_4 = 500 \text{ kPa}$;
- Temperatura de saída da bomba do radiador (estado 05): $T_5 = 82^\circ\text{C}$;
- Pressão de saída da água da bomba do radiador (estado 05): $P_5 = 600 \text{ kPa}$;
- Pressão da água quente para *chiller* de absorção (estado 08): $P_8 = 700 \text{ kPa}$;
- Temperatura da água quente para *chiller* de absorção (estado 08): $T_8 = 90^\circ\text{C}$;
- Pressão da água quente na saída do *chiller* de absorção (estado 09): $P_9 = 600 \text{ kPa}$;
- Temperatura da água quente na saída do *chiller* de absorção (estado 09): $T_8 = 80^\circ\text{C}$;
- Pressão de saída da bomba de retorno do *chiller* de absorção (estado 10): $P_{10} = 700 \text{ kPa}$.

Balanco de energia:

- vazões mássicas:

As vazões mássicas são calculas a partir da conservação de massa e balanços energéticos dos componentes do sistema. Equações (14), (15), (16), (17), (18) e (19):

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 \cdot \text{Ratio}_{air} \quad (14)$$

$$\dot{m}_2 = \frac{\dot{W}_{motor}}{\eta_{th_{motor}} \cdot PCI_{metano}} \quad (15)$$

$$\dot{m}_3 = \frac{-\dot{Q}_{rad}}{(h_3 - h_5)} \quad (16)$$

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 = \dot{m}_5 \quad (17)$$

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 \quad (18)$$

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_9 = \dot{m}_{10} = \frac{-\dot{Q}_{gv}}{(h_8 - h_{10})} \quad (19)$$

Sendo:

$\dot{m}_1$: vazão mássica de ar em kg/s;

$\dot{m}_2$: vazão mássica de combustível em kg/s;

$\dot{m}_{3,4,5}$: vazão mássica da água do radiador em kg/s;

$\dot{m}_{6,7}$: vazão mássica dos gases quentes de escape do motor em kg/s;

$\dot{m}_{8,9,10}$: vazão mássica de água quente do *chiller* de absorção em kg/s.

– motor:

O balanço de energia do motor é definido pelas equações (20), (21), (22) e (23).

$$\dot{Q}_h = \dot{W}_{motor} - (\dot{Q}_{comb} + \dot{Q}_{ar} + \dot{Q}_{escape}) \quad (20)$$

$$\dot{Q}_{comb} = \dot{m}_2 \cdot PCI_{metano} \quad (21)$$

$$\dot{Q}_{escape} = -\dot{m}_6 \cdot \dot{h}_6 \quad (22)$$

$$\dot{Q}_{ar} = \dot{m}_1 \cdot \dot{h}_1 \quad (23)$$

Sendo:

$\dot{Q}_h$: taxa de energia dissipada para radiador e perdido pela carcaça [kW];

$\dot{Q}_{comb}$: taxa de energia fornecida pelo combustível [kW];

$\dot{Q}_{ar}$: fluxo de entalpia do ar da mistura ar-combustível [kW];

$\dot{Q}_{escape}$: fluxo de entalpia dos gases quentes de escape [kW].

Considerando uma perda pela carcaça de 5% do valor de $\dot{Q}_h$ têm-se, equações (24) e (25):

$$\dot{Q}_{loss_{motor}} = 0,05. \dot{Q}_h \quad (24)$$

$$\dot{Q}_{rad} = 0,95. \dot{Q}_h \quad (25)$$

Na qual $\dot{Q}_{loss_{motor}}$ é a taxa de energia perdida para o ambiente pela carcaça do motor e $\dot{Q}_{rad}$ é a taxa de energia disponível no radiador.

– trocador de calor:

O balanço de energia do trocador de calor é definido pelas equações (26), (27), (28) e (29).

$$\dot{Q}_{tc} = -\eta_{tc}. (\dot{Q}_g + \dot{Q}_{rad_{tc}}) \quad (26)$$

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_6. (\dot{h}_6 - \dot{h}_7) \quad (27)$$

$$\dot{Q}_{rad_{tc}} = \dot{m}_3. (\dot{h}_3 - \dot{h}_4) \quad (28)$$

$$\dot{Q}_{loss_{tc}} = -((1 - \eta_{tc}). (\dot{Q}_g + \dot{Q}_{rad_{tc}})) \quad (29)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{tc}$: taxa de energia disponível para produção de água quente[kW];

$\dot{Q}_g$: taxa de energia disponível pelos gases quentes de escape [kW];

$\dot{Q}_{rad_{tc}}$: taxa de energia fornecida pelo radiador [kW];

$\dot{Q}_{loss_{tc}}$: taxa de energia perdida pelo trocador de calor para o ambiente [kW].

– chiller de absorção:

O balanço de energia do *chiller* de absorção é definido pelas equações (30), (31) e (32).

$$\dot{Q}_{cond_{abs}} = -(\dot{Q}_{evap_{abs}} + \dot{Q}_{h_{abs}}) \quad (30)$$

$$\dot{Q}_{evap_{abs}} = COP_{abs} \cdot \dot{Q}_{h_{abs}} \quad (31)$$

$$\dot{Q}_{h_{abs}} = \dot{m}_8 \cdot (\dot{h}_8 - \dot{h}_9) \quad (32)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{cond_{abs}}$: taxa de energia dissipada para o ambiente pelas torres de resfriamento [kW];

$\dot{Q}_{evap_{abs}}$: capacidade de resfriamento dos *chiller* de absorção (duas unidades) [kW];

$\dot{Q}_{h_{abs}}$: taxa de energia fornecida para o *chiller* de absorção [kW].

– bomba 01 - radiador

O balanço de energia da bomba 01 é definido pela equação (33).

$$\dot{W}_{bomba_{01}} = \dot{m}_4 \cdot (\dot{h}_4 - \dot{h}_5) \quad (33)$$

Sendo:

$\dot{W}_{bomba_{01}}$: potência necessária para bomba 01 [kW].

– bomba 02 - chiller de absorção

O balanço de energia da bomba 02 é definido pela equação (34).

$$\dot{W}_{bomba_{02}} = \dot{m}_9 \cdot (\dot{h}_9 - \dot{h}_{10}) \quad (34)$$

Sendo:

$\dot{W}_{bomba_{02}}$: potência necessária para bomba 02 [kW].

- potência elétrica disponível para os *chillers* de compressão de vapor e consumo elétrico

A potência elétrica disponível para os *chiller* é definido pela equação (35).

$$\dot{W}_e = \dot{W}_{motor} \cdot \eta_{mec_{motor}} \quad (35)$$

Sendo:

$\dot{W}_e$: potência elétrica disponível [kW];

- *chiller* de compressão de vapor em capacidade nominal (pico de carga térmica do distrito)

O balanço de energia do *chiller* de compressão de vapor em capacidade nominal é definido pelas equações (36) e (37).

$$\dot{Q}_{cond_{cp100\%}} = (\dot{W}_{e_{cp100\%}} - \dot{Q}_{evap_{cp100\%}}) \cdot n_{cp} \quad (36)$$

$$\dot{W}_{e_{cp100\%}} = \frac{-\dot{Q}_{evap_{cp100\%}}}{COP_{cp100\%}} \quad (37)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{cond_{cp100\%}}$: taxa de energia dissipada para o ambiente em carga nominal [kW];

$\dot{W}_{e_{cp100\%}}$: potência necessária para acionar o compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal [kW];

$\dot{Q}_{evap_{cp100\%}}$: capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal [kW].

- *chiller* de compressão de vapor em capacidade parcial (vale de carga térmica do distrito)

Sendo $carga_{parcial}$ a porcentagem de carga dos *chillers* de compressão de vapor, tem-se, equações (38), (39) e (40):

$$\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} = \dot{Q}_{evap_{cp100\%}} \cdot carga_{parcial} \quad (38)$$

$$\dot{Q}_{cond_{cp_{parcial}}} = (\dot{W}_{e_{cp_{parcial}}} - \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}}) \cdot n_{cp} \quad (39)$$

$$\dot{W}_{e_{cp_{parcial}}} = \frac{-\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}}}{COP_{cp_{parcial}}} \quad (40)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{cond_{cp_{parcial}}}$: taxa de energia dissipada para o ambiente em carga parcial [kW];

$\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}}$: capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga parcial [kW].

$\dot{W}_{e_{cp_{parcial}}}$: potência necessária para acionar o compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga parcial [kW];

- capacidade total de resfriamento da planta de cogeração – carga nominal

A capacidade total de resfriamento da planta de cogeração é definida pela (41).

$$\dot{Q}_{evap_{global_{100\%}}} = \dot{Q}_{evap_{abs}} + n_{cp} \cdot \dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} \quad (41)$$

- capacidade total de resfriamento da planta de cogeração – carga parcial

A capacidade total de resfriamento da planta de cogeração é definida pela equação (42).

$$\dot{Q}_{evap_{global_{parcial}}} = \dot{Q}_{evap_{abs}} + n_{cp} \cdot \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \quad (42)$$

- potência elétrica excedente disponível – carga nominal

A potência elétrica excedente disponível em carga nominal é calculada pela equação (43).

$$\dot{W}_{rede_{100\%}} = \dot{W}_e + n_{cp} \cdot \dot{W}_{e_{cp_{100\%}}} + \dot{W}_{bomba_{01}} + \dot{W}_{bomba_{02}} \quad (43)$$

- potência elétrica excedente disponível – carga parcial

A potência elétrica excedente disponível em carga nominal é calculada pela equação (44).

$$\dot{W}_{rede_{parcial}} = \dot{W}_e + n_{cp} \cdot \dot{W}_{e_{cp_{parcial}}} + \dot{W}_{bomba_{01}} + \dot{W}_{bomba_{02}} \quad (44)$$

- fator de utilização de energia (FUE) da central de energia – carga nominal

O FUE da central de energia em carga nominal é calculado pela equação (45).

$$FUE_{global_{100\%}} = \frac{\dot{Q}_{evap_{global_{100\%}}} + \dot{W}_{rede_{100\%}}}{\dot{Q}_{comb}} \quad (45)$$

- fator de utilização de energia (FUE) da central de energia – carga parcial

O FUE da central de energia em carga nominal é calculado pela equação (46).

$$FUE_{global_{parcial}} = \frac{\dot{Q}_{evap_{global_{parcial}}} + \dot{W}_{rede_{parcial}}}{\dot{Q}_{comb}} \quad (46)$$

Balanco de exergia:

- motor

O balanço de exergia no motor é definido pelas equações (47) e (48).

$$\dot{B}_{destr_{motor}} = (\dot{m}_1 \cdot b_1 + \dot{m}_3 \cdot b_3 + \dot{B}_{metano}) - (\dot{m}_5 \cdot b_5 + \dot{m}_6 \cdot b_6) - \dot{W}_{motor} \quad (47)$$

$$\dot{B}_{metano} = b_{ch_{metano}} \cdot \dot{m}_2 \quad (48)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{motor}}$: exergia destruída no motor [kW].

$\dot{B}_{metano}$: exergia do combustível [kW].

- trocador de calor

O balanço de exergia no trocador de calor é definido pela equação (49).

$$\dot{B}_{destr_{tc}} = (\dot{m}_3 \cdot b_3 + \dot{m}_6 \cdot b_6 + \dot{m}_{10} \cdot b_{10}) - (\dot{m}_4 \cdot b_4 + \dot{m}_7 \cdot b_7 + \dot{m}_8 \cdot b_8) \quad (49)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{tc}}$: exergia destruída no trocador de calor [kW].

- bomba 01 – radiador

O balanço de exergia na bomba 01 é definido pela equação (50).

$$\dot{B}_{destr_{bomba_{01}}} = \dot{m}_4 \cdot b_4 - \dot{m}_5 \cdot b_5 - \dot{W}_{bomba_{01}} \quad (50)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{bomba_{01}}}$: exergia destruída na bomba 01 [kW].

- bomba 02 – chiller de absorção

O balanço de exergia na bomba 02 é definido pela equação (51).

$$\dot{B}_{destr_{bomba_{02}}} = \dot{m}_9 \cdot b_9 - \dot{m}_{10} \cdot b_{10} - \dot{W}_{bomba_{02}} \quad (51)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{bomba_{02}}}$: exergia destruída na bomba 02 [kW].

- chiller de absorção

O balanço de exergia no *chiller* de absorção é definido pela equação (52).

$$\dot{B}_{destr_{abs}} = (\dot{m}_8 \cdot b_8 - \dot{m}_9 \cdot b_9) + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \quad (52)$$

$$MLT = \frac{T_{cli} - T_{amb}}{\ln(T_{cli}) - \ln(T_{amb})} \quad (53)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{abs}}$: exergia destruída nos *chillers* de absorção [kW];

MLT: média logarítmica de temperatura, equação (53).

- chiller de compressão de vapor – carga nominal

O balanço de exergia no *chiller* de compressão de vapor em carga nominal é definido pela equação (54).

$$\dot{B}_{destr_{cp100\%}} = \dot{Q}_{evap_{cp100\%}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) - \dot{W}_{ecp100\%} \quad (54)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{cp100\%}}$: exergia destruída nos *chillers* de compressão de vapor carga nominal [kW];

- chiller de compressão de vapor – carga parcial

O balanço de exergia no *chiller* de compressão de vapor em carga nominal é definido pela equação (55).

$$\dot{B}_{destr_{cp_{parcial}}} = \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) - \dot{W}_{ecp_{parcial}} \quad (55)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{cp_{parcial}}}$: exergia destruída nos *chillers* de compressão de vapor carga parcial [kW];

- rendimento exergético global – carga nominal

O rendimento exergético global em carga nominal é definido pela equação (56).

$$\eta_{ex_{global100\%}} = \frac{\dot{Q}_{evap_{cp100\%}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \cdot n_{cp} + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) + \dot{W}_{rede100\%}}{\dot{B}_{metano}} \quad (56)$$

- rendimento exergético global – carga parcial

O rendimento exergético global em carga parcial é definido pela equação (57).

$$\eta_{exglobalparcial} = \frac{\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \cdot n_{cp} + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) + \dot{W}_{rede_{parcial}}}{\dot{B}_{metano}} \quad (57)$$

Resultados numéricos das análises energéticas e exergéticas:

As equações foram implementadas no EES (2018) e os valores obtidos apresentados nas Tabela 26, Tabela 27 e Tabela 28.

Tabela 26 - Estados termodinâmicos - Central de energia A

Estados termodinâmicos							
	Vazão	P	T	h	x	s	b
Estado	kg/s	kPa	K	kJ/kg		kJ/(kg.K)	kJ/kg
Referência	-	101,3	298,15	104,9	-	0,367	-
1	7,032	-	-	298,6	-	5,696	0,00
2	0,4088	-	-	-	-	-	-
3	241,100	600,0	363,20	377,4	-	1,192	26,47
4	241,100	500,0	355,20	343,8	-	1,099	20,67
5	241,100	600,0	355,20	343,9	-	1,099	20,77
6	7,441	100,0	760,20	542,4	-	1,092	221,30
7	7,441	100,0	393,20	106,1	-	0,313	17,45
8	271,100	700,0	363,20	377,5	-	1,192	26,57
9	271,100	600,0	353,20	335,5	-	1,075	19,44
10	271,100	700,0	353,20	335,6	-	1,075	19,55

Fonte: próprio autor.

Os resultados na Tabela 27 está considerando uma capacidade total de resfriamento de aproximadamente 44.284 kW (aprox. 12.590 TR), valor acima do pico de carga térmica de março. A Tabela 28 considera a central em carga parcial atendendo o vale de carga térmica com uma capacidade total de resfriamento de aproximadamente 20.726 kW (5.900 TR).

Tabela 27 - Balanço de energia e exergia - Central de energia A em carga nominal

CENTRAL DE ENERGIA A - CARGA NOMINAL			
		Balanço energético	Balanço exerético
		kW	kW
Consumo	Combustão	$\dot{Q}_{comb} = 20.450$	$\dot{B}_{metano} = 21.186$
	Bomba 01	$\dot{W}_{bomba_{01}} = -33,12$	$\dot{W}_{bomba_{01}} = -33,12$
	Bomba 02	$\dot{W}_{bomba_{02}} = -37,18$	$\dot{W}_{bomba_{02}} = -37,18$
Perdas/Irreversibilidades	Moto-gerador	$\dot{Q}_{loss_{motor}} = -425,7$	$\dot{B}_{destr_{motor}} = 10.913$
	Trocador de calor	$\dot{Q}_{loss_{gv}} = 0$	$\dot{B}_{destr_{gv}} = 1.012$
	Chiller Absorção	$\dot{Q}_{cond_{abs}} = -20.528$	$\dot{B}_{destr_{abs}} = 1.887$
	Chiler compressão Vapor	$\dot{Q}_{cond_{cp_{100\%}}} = -40.190$	$\dot{B}_{destr_{cp_{100\%}}} = 970,4$
	Bomba 01	-	$\dot{B}_{destr_{bomba_{01}}} = 6,950$
	Bomba 02	-	$\dot{B}_{destr_{bomba_{02}}} = 7,846$
Perda/Irreversib. Total		61.144	14.797
Efeito Útil		48.933	4.425
$FUE_{global_{100\%}}$		2,39	-
$\eta_{ex_{global_{100\%}}}$		-	20,82%

Fonte: próprio autor.

Tabela 28 - Balanço de energia e exergia - Central de energia A em carga parcial

CENTRAL DE ENERGIA A - CARGA PARCIAL			
		Balanço energético	Balanço exerético
		kW	kW
Consumo	Combustão	$\dot{Q}_{comb} = 20.450$	$\dot{B}_{metano} = 21.186$
	Bomba 01	$\dot{W}_{bomba_{01}} = -33,12$	$\dot{W}_{bomba_{01}} = -33,12$
	Bomba 02	$\dot{W}_{bomba_{02}} = -37,18$	$\dot{W}_{bomba_{02}} = -37,18$
Perdas/Irreversibilidades	Moto-gerador	$\dot{Q}_{loss_{motor}} = -425,7$	$\dot{B}_{destr_{motor}} = 10.913$
	Trocador de calor	$\dot{Q}_{loss_{gv}} = 0$	$\dot{B}_{destr_{gv}} = 1.012$
	Chiller Absorção	$\dot{Q}_{cond_{abs}} = -20.528$	$\dot{B}_{destr_{abs}} = 1.887$
	Chiler compressão Vapor	$\dot{Q}_{cond_{cp_{parcial}}} = -13.578$	$\dot{B}_{destr_{cp_{parcial}}} = 383,3$
	Bomba 01	-	$\dot{B}_{destr_{bomba_{01}}} = 6,950$
	Bomba 02	-	$\dot{B}_{destr_{bomba_{02}}} = 7,846$
Perda/Irreversib. Total		34.531	14.210
Efeito Útil		28.431	7.599
$FUE_{global_{parcial}}$		1,39	-
$\eta_{ex_{global_{parcial}}}$		-	35,75%

Fonte: próprio autor.

Balanço de custos:

O balanço de custo da central de energia A é baseado em estimativas e valores típicos para a realidade brasileira. O balanço de custos será aplicado ao esquema da Figura 24. O balanço de custos será apresentado em base exergética e será utilizado o método da igualdade.

Figura 24 – Balanço de custos para a central de energia A

Fonte: próprio autor.

Sendo:

C_{comb} : custo do insumo energético (metano) [R\$/s]

C_{equip} : custos dos equipamentos, mão-de-obra, instalação e projetos [R\$/s]

C_e : custo do produto (energia elétrica) [R\$/s]

C_{th} : custo do produto (demanda térmica) [R\$/s]

Define-se o custo específico dos insumos e produtos, equações (58), (59) e (60):

$$c_{comb} = \frac{C_{comb}}{b_{ch_{metano}}} \quad (58)$$

$$c_e = \frac{C_e}{\dot{W}_{rede}} \quad (59)$$

$$c_{th} = \frac{C_{th}}{\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \cdot n_{cp} + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \right|} \quad (60)$$

Sendo:

c_{comb} : custo específico do metano [R\$/kJ]

c_e : custo específico da energia elétrica [R\$/kJ]

c_{th} : custo específico da demanda térmica [R\$/kJ]

Deste modo tem-se o balanço de custos para a central de energia A, equação (61):

$$c_{comb} \cdot \dot{B}_{metano} + C_{equip} = c_e \cdot \dot{W}_{rede} + c_{th} \cdot \left(\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \cdot n_{cp} + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \right| \right) \quad (61)$$

Considera-se o método da igualdade em que os custos de energia elétrica são considerados iguais aos custos para atender a demanda térmica, equação (62):

$$c_e = c_{th} \quad (62)$$

Portanto o custo para atender a demanda térmica em base exergética está apresentado pela equação (63).

$$c_{th} = \frac{c_{comb} \cdot \dot{B}_{metano} + C_{equip}}{\dot{W}_{rede} + \left(\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \cdot n_{cp} + \dot{Q}_{evap_{abs}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) \right| \right)} \quad (63)$$

Para estimar os custos dos equipamentos utiliza-se a equação 13. A Tabela 29 apresenta os equipamentos instalados na central de energia A e os custos estimados.

Os custos do motor, trocadores de calor, bombas, *chillers*, torres de resfriamento e evaporadoras foram estimados com base em valores usualmente utilizados no mercado para análise de custos. A tubulação de água gelada foi estimada considerando-se uma tubulação de 36 polegadas com isolamento térmico e rechapeada, incluindo soldas, conexões, suportes. O comprimento total da tubulação foi estimado em 10 km com base nas dimensões da cidade universitária. O item “outros” inclui serviços diversos, como obra civil, equipamentos auxiliares e serviços. Por fim, acrescentou-se um fator de correção de 20% a mais no valor total referente a projetos e custos não apresentados (ROLLO, 2018).

A estimativa do C_{equip} considera, conforme Tabela 30, os seguintes valores de amortização do capital investido, taxa de juros, custos de operação e manutenção.

Tabela 29 - Custo de equipamento para central de energia A

Custo equipamento - equipamentos, instalação, projetos e mão-de-obra						
Equipamento	Custo unitário (ROLLO, 2018)		Custo em dólar americano	Capital de investimento (I)	Custo Anual	C_{equip} (R\$/s)
Moto-gerador	430	U\$/kWe	\$ 4.192.500,00	R\$ 15.512.250,00	R\$ 3.162.215,33	0,18
Trocadores de calor	-	-	-	R\$ 750.000,00	R\$ 152.889,59	0,01
Bombas	-	-	-	R\$ 2.000.000,00	R\$ 407.705,57	0,02
Chiller Absorção	540	U\$/TR	\$ 1.188.000,00	R\$ 4.395.600,00	R\$ 896.055,29	0,05
Chiller Compressão	360	U\$/TR	\$ 3.600.000,00	R\$ 13.320.000,00	R\$ 2.715.319,07	0,15
Torres de resfriamento	-	-	-	R\$ 1.750.000,00	R\$ 356.742,37	0,02
Tubulação água gelada	4.000	R\$/m	-	R\$ 40.000.000,00	R\$ 8.154.111,32	0,45
Evaporadoras	1.000	\$/un.	\$ 2.500.000,00	R\$ 9.250.000,00	R\$ 1.885.638,24	0,10
Outros	-	-	-	R\$ 25.000.000,00	R\$ 5.096.319,57	0,28
Total (+20%)	-	-	-	R\$ 134.373.420,00	R\$ 27.392.395,62	1,52

Fonte: próprio autor.

Tabela 30 – Parâmetros de entrada para estimar custos dos equipamentos

Taxa anual de juros	7,0%
Período	15 anos
f_a	0,11
f_{omf}	9,0%
f_{omv}	1,0%
Fator de carga (FC)	0,75
Horas de operação anual	5.000 horas

Fonte: próprio autor.

O custo específico do metano e seus parâmetros de entrada estão apresentados na Tabela 31. O custo do metro cúbico do metano é baseado no valor apresentado pela COMGAS (2018) para tarifas relacionadas a plantas de cogeração.

Tabela 31 - Parâmetros para estimar o custo do metano em base exergética - central de energia A

Massa específica do metano	0,656	kg/m ³
Custo volumétrico metano	0,139	R\$/m ³
Custo mássico do metano	0,212	R\$/kg
$b_{ch_{metano}}$	51.820	kJ/kg
c_{comb}	4,10E-06	R\$/kJ
$\dot{B}_{metano}$	21.186	kW

Fonte: próprio autor.

A curva de carga térmica apresentada na seção 5.2. possui um pico em março conforme discutido anteriormente. A central foi dimensionada para atender à demanda térmica de pico, portanto em grande parte do ano a central irá operar em carga parcial. Para evitar perda de eficiência do motor e do *chiller* de absorção, optou-se por operar em carga parcial apenas os *chillers* de compressão de vapor da central. Essa configuração permite aumentar o excedente de energia elétrica e sua respectiva venda para o mercado livre de energia. Entretanto, o COP dos *chillers* em carga parcial variam de acordo com o percentual de carga em relação à nominal. Estimou-se uma variação linear do COP dos *chillers* de compressão entre 5,84 e 6,99, respectivamente para 33% da carga (julho) e 100% da carga (março).

Visto isso, têm-se uma variação mensal do excedente de energia elétrica que será comercializado com o mercado livre de energia e, portanto, a análise de custos da central de energia A é avaliada mensalmente e os custos totais de cada mês somados. A Tabela 32

apresenta o balanço de custos total da central de energia A para cada mês e a Tabela 33 o balanço anual. O preço de venda da energia elétrica utilizando gás natural é estimado pelo valor do teto do mercado livre de energia, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o valor corresponde a R\$505,18/MWh para o ano de 2018 (CCEE, 2018). Além disso, consideram-se as 5.000 horas de operação divididas igualmente nos 12 meses do ano típico.

Tabela 32 – Balanço de custo mensal: central de energia A

Mês	$\dot{W}_{redeparcial}$ (kW)	Excedente total energia elétrica (kWh)	C_e (R\$/s)	Custo bruto central A	Retorno da venda do excedente	Balanço mensal
Jan.	6.344	2.643	1,61	R\$ 2.412.008,22	R\$ 1.335.359,13	-R\$ 1.076.649,09
Fev.	5.330	2.221	1,61	R\$ 2.411.756,77	R\$ 1.121.920,58	-R\$ 1.289.836,19
Mar.	5.206	2.169	1,61	R\$ 2.411.723,57	R\$ 1.095.819,62	-R\$ 1.315.903,96
Abr.	5.713	2.380	1,61	R\$ 2.411.855,14	R\$ 1.202.538,89	-R\$ 1.209.316,25
Mai.	6.114	2.548	1,61	R\$ 2.411.953,51	R\$ 1.286.946,05	-R\$ 1.125.007,46
Jun.	6.344	2.643	1,61	R\$ 2.412.008,22	R\$ 1.335.359,13	-R\$ 1.076.649,09
Jul.	7.704	3.210	1,61	R\$ 2.412.304,12	R\$ 1.621.627,80	-R\$ 790.676,32
Ago.	6.023	2.510	1,61	R\$ 2.411.931,99	R\$ 1.267.791,31	-R\$ 1.144.140,68
Set.	6.776	2.823	1,61	R\$ 2.412.107,08	R\$ 1.426.291,53	-R\$ 985.815,55
Out.	5.456	2.273	1,61	R\$ 2.411.789,36	R\$ 1.148.442,53	-R\$ 1.263.346,82
Nov.	5.669	2.362	1,61	R\$ 2.411.844,07	R\$ 1.193.277,26	-R\$ 1.218.566,81
Dez.	5.498	2.291	1,61	R\$ 2.411.800,42	R\$ 1.157.283,18	-R\$ 1.254.517,24

Fonte: próprio autor.

Tabela 33 – Balanço de custos anual: central de energia A

Custo bruto anual	R\$ 28.943.082,47
Retorno anual da venda do excedente de energia	R\$ 15.192.657,03
Balanço anual	- R\$ 13.750.425,45

Fonte: próprio autor.

Observa-se que a venda do excedente de energia elétrica pela central ao mercado livre de energia reduz o balanço de custo anual da central. Além da venda para o mercado livre de energia, o excedente pode ser utilizado para atender a demanda de energia elétrica da USP. Os valores de compra, segundo USP PREFEITURA (2018) é igual a 432,00 R\$/MWh.

5.4.2. Central de energia B: Central de água gelada com *chillers* de compressão de vapor

Parâmetros de entrada:

- Rendimento mecânico do compressor: $\eta_{mec_{cp}} = 0,90$;
- COP do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal: $COP_{cp_{100\%}} = 6,99$;
- COP estimado do *chiller* de compressão de vapor em função da carga parcial: $COP_{cp_{parcial}} = 2,30 \cdot carga_{parcial} + 4,69$;
- Capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal: $\dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} = 7.032 \text{ kW}$;
- Quantidade de *chillers* de compressão de vapor instalados na central; $n_{cp} = 06$;
- Estado de referência:
 - Pressão $P_0 = 101,325 \text{ kPa}$;
 - Temperatura $T_0 = 298,15 \text{ K}$;
- Temperatura ambiente: $T_s = 298,15 \text{ K}$;
- Temperatura do ambiente climatizado: $T_s = 295,15 \text{ K}$.

Balanço de energia:

- *chiller* de compressão de vapor em capacidade nominal (pico de carga térmica do distrito)

O balanço de energia do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal é definido pelas equações (64), (65) e (66).

$$\dot{Q}_{cond_{cp_{100\%}}} = (\dot{W}_{e_{cp_{100\%}}} - \dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}}) \cdot n_{cp} \quad (64)$$

$$\dot{W}_{cp_{100\%}} = \frac{-\dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}}}{COP_{cp_{100\%}}} \quad (65)$$

$$\dot{W}_{e_{cp_{100\%}}} = \frac{\dot{W}_{cp_{100\%}}}{\eta_{mec_{cp}}} \quad (66)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{cond_{cp_{100\%}}}$: taxa de energia dissipada para o ambiente em carga nominal [kW];

$\dot{W}_{cp_{100\%}}$: potência mecânica disponível no compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal [kW];

$\dot{W}_{e_{cp_{100\%}}}$: potência elétrica necessária para acionar o compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal [kW];

$\dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}}$: capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga nominal [kW].

– *chiller* de compressão de vapor em capacidade parcial (vale de carga térmica do distrito)

Sendo $carga_{parcial}$ a porcentagem de carga dos *chillers* de compressão de vapor, tem-se o balanço de energia para o *chiller* em carga parcial, equações (67), (68), (69) e (70):

$$\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} = \dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} \cdot carga_{parcial} \quad (67)$$

$$\dot{Q}_{cond_{cp_{parcial}}} = (\dot{W}_{e_{cp_{parcial}}} - \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}}) \cdot n_{cp} \quad (68)$$

$$\dot{W}_{cp\text{parcial}} = \frac{-\dot{Q}_{evap\text{cp}\text{parcial}}}{COP_{cp\text{parcial}}} \quad (69)$$

$$\dot{W}_{ecp\text{parcial}} = \frac{\dot{W}_{cp\text{parcial}}}{\eta_{mec\text{cp}}} \quad (70)$$

Sendo:

$\dot{Q}_{cond\text{cp}\text{parcial}}$: taxa de energia dissipada para o ambiente em carga parcial[kW];

$\dot{Q}_{evap\text{cp}\text{parcial}}$: capacidade de resfriamento do *chiller* de compressão de vapor em carga parcial [kW].

$\dot{W}_{cp\text{parcial}}$: potência mecânica disponível no compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga parcial [kW];

$\dot{W}_{ecp\text{parcial}}$: potência elétrica necessária para acionar o compressor do *chiller* de compressão de vapor em carga parcial [kW];

– capacidade total de resfriamento da central de água gelada – carga nominal

A capacidade total de resfriamento da central de água gelada em carga nominal é definida pela equação (71).

$$\dot{Q}_{evap\text{global}100\%} = n_{cp} \cdot \dot{Q}_{evap\text{cp}100\%} \quad (71)$$

– capacidade total de resfriamento da central de água gelada – carga parcial

A capacidade total de resfriamento da central de água gelada em carga parcial é definida pela equação (72).

$$\dot{Q}_{evap\text{global}\text{parcial}} = n_{cp} \cdot \dot{Q}_{evap\text{cp}\text{parcial}} \quad (72)$$

– COP da central de energia – carga nominal

O COP da central de água gelada em carga nominal é definido pela equação (73).

$$COP_{global_{100\%}} = \frac{-\dot{Q}_{evap_{global_{100\%}}}}{\dot{W}_{ecp_{100\%}} \cdot n_{cp}} \quad (73)$$

– COP da central de energia – carga parcial

O COP da central de água gelada em carga nominal é definido pela equação (74).

$$COP_{global_{parcial}} = \frac{-\dot{Q}_{evap_{global_{parcial}}}}{\dot{W}_{ecp_{parcial}} \cdot n_{cp}} \quad (74)$$

Balanço de exergia:

- chiller de compressão de vapor – carga nominal

O balanço de exergia nos *chillers* de compressão de vapor em carga nominal é definido pela equação (75).

$$\dot{B}_{destr_{cp_{100\%}}} = \dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) - \dot{W}_{ecp_{100\%}} \quad (75)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{cp_{100\%}}}$: exergia destruída nos *chillers* de compressão de vapor carga nominal [kW];

MLT: média logarítmica de temperatura.

- chiller de compressão de vapor – carga parcial

O balanço de exergia nos *chillers* de compressão de vapor em carga parcial é definido pela equação (76).

$$\dot{B}_{destr_{cp_{parcial}}} = \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right) - \dot{W}_{e_{cp_{parcial}}} \quad (76)$$

Sendo:

$\dot{B}_{destr_{cp_{parcial}}}$: exergia destruída nos *chillers* de compressão de vapor carga parcial [kW];

- rendimento exergético global – carga nominal

O rendimento exergético global em carga nominal é definido pela equação (77).

$$\eta_{ex_{global_{100\%}}} = \frac{\dot{Q}_{evap_{cp_{100\%}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right)}{\dot{W}_{e_{cp_{100\%}}}} \quad (77)$$

- rendimento exergético global – carga parcial

O rendimento exergético global em carga parcial é definido pela equação (78).

$$\eta_{ex_{global_{parcial}}} = \frac{\dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT}\right)}{\dot{W}_{e_{cp_{parcial}}}} \quad (78)$$

Resultados numéricos das análises energéticas e exergéticas:

Os resultados apresentados na Tabela 34 está considerando o pico de carga térmica do distrito, com uma capacidade total de resfriamento de aproximadamente 42.192 kW (12.000 TR). A Tabela 35 considera a central em carga parcial atendendo o vale de carga térmica com uma capacidade total de resfriamento de aproximadamente 21.096 kW (6.000 TR).

Tabela 34 - Balanço de energia e exergia - Central de energia B em carga nominal

CARGA NOMINAL - CENTRAL DE ENERGIA B			
		Balanço energético	Balanço exergético
		kW	kW
Consumo	Potência elétrica	$\dot{W}_{ecp100\%} = -6.707$	$\dot{W}_{ecp100\%} = -6.707$
Perdas	Chiller compressão Vapor	$\dot{Q}_{condcp100\%} = -48.899$	$\dot{B}_{destrcp100\%} = 6.493$
	Efeito Útil	42.192	214
	COP_{global100%}	6,29	-
	$\eta_{exglobal100\%}$	-	3,19%

Fonte: próprio autor.

Tabela 35 - Balanço de energia e exergia - Central de energia B em carga parcial

CARGA NOMINAL - CENTRAL DE ENERGIA B			
		Balanço energético	Balanço exergético
		kW	kW
Consumo	Potência elétrica	$\dot{W}_{ecpparcial} = -6.707$	$\dot{W}_{ecpparcial} = -6.707$
Perdas	Chiller compressão Vapor	$\dot{Q}_{condcpparcial} = -48.899$	$\dot{B}_{destrcpparcial} = 6.493$
	Efeito Útil	21.096	106,9
	COP_{globalparcial}	5,26	-
	$\eta_{exglobalparcial}$	-	2,66%

Fonte: próprio autor.

Balanço de custos:

O balanço de custo da central de energia B é baseado em estimativas e valores típicos análogos aos apresentados para a central de energia A. O balanço de custos será aplicado ao esquema da Tabela 26. O balanço de custos será apresentado em base exergética e será utilizado o método da igualdade.

Figura 25 – Balanço de custos para a central de energia B

Fonte: próprio autor.

Sendo:

C_{equip} : custos dos equipamentos, mão-de-obra, instalação e projetos [R\$/s]

C_e : custo do insumo (energia elétrica) [R\$/s]

C_{th} : custo do produto (demanda térmica) [R\$/s]

Define-se o custo específico dos insumos e produtos, equações (79) e (80):

$$c_e = \frac{C_e}{\dot{W}_e} \quad (79)$$

$$c_{th} = \frac{C_{th}}{\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT} \right) \cdot n_{cp} \right|} \quad (80)$$

Sendo:

c_e : custo específico da energia elétrica [R\$/kJ]

c_{th} : custo específico para atender a demanda térmica [R\$/kJ]

Deste modo tem-se o balanço de custos para a central de energia B, equação (81) :

$$C_{equip} + c_e \cdot \dot{W}_e = c_{th} \cdot \left(\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT} \right) \cdot n_{cp} \right| \right) \quad (81)$$

Considera-se o método da igualdade em que os custos de energia elétrica são considerados iguais aos custos para atender a demanda térmica, equação (82) :

$$c_e = c_{th} \quad (82)$$

Portanto o custo para atender a demanda térmica em base exergetica está apresentado pela equação (83).

$$c_{th} = \frac{c_e \cdot \dot{W}_e + C_{equip}}{\left| \dot{Q}_{evap_{cp_{parcial}}} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{MLT} \right) \cdot n_{cp} \right|} \quad (83)$$

Para estimar os custos dos equipamentos utiliza-se a equação 13. A Tabela 36 apresenta os equipamentos instalados na central de energia B e os custos estimados.

Os custos das bombas, *chillers*, torres de resfriamento e evaporadoras foram estimados com base em valores usualmente utilizados no mercado para análise de custos. A tubulação de água gelada foi estimada de forma análoga à central de energia A. O item “outros” inclui serviços diversos, como obra civil, equipamentos auxiliares e serviços. Por fim, acrescentou-se um fator de correção de 20% a mais no valor total referente a projetos e custos não apresentados (ROLLO, 2018).

A estimativa do C_{equip} considera, conforme Tabela 30, os valores de amortização do capital investido, taxa de juros, custos de operação e manutenção.

Tabela 36 – Custo de equipamento para central de energia B

Custo equipamento - equipamentos, instalação, projetos e mão-de-obra						
Equipamento	Custo unitário (ROLLO, 2018)		Custo em dólar americano	Capital de investimento (I)	Custo Anual	C_{equip}
Bombas	-	-	-	R\$ 2.000.000,00	R\$ 407.705,57	0,02
Chiller Compressão	360	U\$/TR	\$ 4.320.000,00	R\$ 15.984.000,00	R\$ 3.258.382,88	0,18
Torres de resfriamento	-	-	-	R\$ 1.750.000,00	R\$ 356.742,37	0,02
Tubulação água gelada	4.000	R\$/m	-	R\$ 40.000.000,00	R\$ 8.154.111,32	0,45
Evaporadoras	1.000	\$/un.	\$ 2.500.000,00	R\$ 9.250.000,00	R\$ 1.885.638,24	0,10
Outros	-	-	-	R\$ 16.250.000,00	R\$ 3.312.607,72	0,18
Total (+20%)	-	-	-	R\$ 102.280.800,00	R\$ 20.850.225,72	1,16

Fonte: próprio autor.

O custo específico da energia elétrica consumida na CUASO e seus parâmetros de entrada estão apresentados na Tabela 37 em R\$/kWh e R\$/kJ. O custo por kWh é baseado no valor apresentado pela USP PREFEITURA (2018) em relação aos informes mensais de energia elétrica da unidade Butantã. Como parâmetro utilizou-se a média aritmética dos custos mensais referentes ao ano de 2018.

Tabela 37 - Parâmetros para estimar o custo da energia elétrica - central de energia B.

c_e	0,43200	R\$/kWh
c_e	0,00012	R\$/kJ

Fonte: próprio autor.

A curva de carga térmica apresentada na seção 5.2. possui um pico em março conforme discutido anteriormente. A central foi dimensionada para atender a demanda térmica de pico, portanto grande parte do ano a central irá operar em carga parcial. Deste modo, o COP dos *chillers* de compressão de vapor em carga parcial varia de acordo com o percentual de carga em relação à nominal. Estimou-se uma variação linear do COP dos *chillers* de compressão entre 5,84 e 6,99, respectivamente para 50% da carga (julho) e 100% da carga (março).

Visto isso, têm-se uma variação mensal do consumo de energia elétrica e, portanto, a análise de custos da central de energia A é avaliada mensalmente e os custos totais de cada

mês somados. A Tabela 38 apresenta o balanço de custos mensal e anual da central de energia B. Além disso, consideram-se as 5.000 horas de operação divididas igualmente nos 12 meses do ano típico.

Tabela 38 - Balanço de custos mensal e anual: central de energia B

Mês	$\dot{W}_e$ (kW)	C_e (R\$/s)	Custo bruto planta B
Jan.	5.481	1,82	R\$ 2.724.121,65
Fev.	6.524	1,94	R\$ 2.911.865,99
Mar.	6.707	1,96	R\$ 2.944.806,76
Abr.	6.096	1,89	R\$ 2.834.824,21
Mai.	5.743	1,85	R\$ 2.771.282,74
Jun.	5.534	1,82	R\$ 2.733.661,87
Jul.	4.014	1,64	R\$ 2.460.055,54
Ago.	5.795	1,85	R\$ 2.780.642,96
Set.	5.041	1,76	R\$ 2.644.919,81
Out.	6.384	1,92	R\$ 2.886.665,41
Nov.	6.145	1,90	R\$ 2.843.644,41
Dez.	6.337	1,92	R\$ 2.878.205,21
Custo total anual	-	-	R\$ 33.414.696,56

Fonte: próprio autor.

5.5. Avaliação comparativa dos resultados.

As análises termoeconômicas das centrais de energia A e B são comparadas com as referências adotadas no distrito. As referências representam a situação atual da cidade universitária ou um cenário não ideal esperado para as usuais soluções energéticas utilizadas do campus. Anualmente novas áreas passam a ser climatizadas no campus ou novos edifícios são construídos ou reformados e usualmente utilizam-se de sistemas de janela e/ou tipo split para atender à demanda térmica dos ambientes. Esse cenário é representado pelas referências I e II.

A referência I apresenta o consumo de energia total de climatização apresentado pela curva de demanda do distrito estimada com base nos indicadores energéticos apresentados no capítulo 4. Esse consumo não contempla uma grande quantidade de áreas climatizadas, pois grande parte dos indicadores foram baseados no consumo real de energia elétrica entre os

anos de 2007 e 2011. Deste modo, a referência I apresenta um consumo de energia elétrica de uma carga térmica inferior à adotada pelos modelos A e B.

A referência II possui a mesma situação de infraestrutura e condição da referência I, todavia o consumo de energia elétrica considerado refere-se ao consumo estimado de energia do distrito na condição de atendimento da mesma carga térmica dos modelos A e B. O consumo foi estimado de forma análoga ao consumo total de energia da central de energia B, porém com um COP do sistema estimado em 2,5 (INMETRO, 2014) relacionado aos sistemas de climatização de janela ou tipo split e 5.000 horas de operação dos equipamentos.

Para ambas as referências não foi considerado custo de equipamento, operação e manutenção, ou seja, o custo anual apresentado refere-se apenas ao gasto com as tarifas de energia elétrica destinada para atender a demanda térmica do distrito. O custo médio de energia elétrica adotado é o mesmo apresentada na Tabela 37.

A Tabela 39 apresenta de forma resumida os dados obtidos na análise termoeconômica. O parâmetro ambiental de produção de gás carbônico por ano foi definido para o modelo A considerando a reação estequiométrica de combustão completa do metano que para 1,0 mol de metano produz-se o equivalente a 1,0 mol de gás carbônico. Deste modo, a produção total de gás carbônico por ano em toneladas é obtida pela equação (84) para 5.000 horas de operação anual.

$$m_{CO_2} = \dot{m}_2 \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{M_{metano}} \right) \cdot (5000) \cdot (3,6) \quad (84)$$

Sendo:

m_{CO_2} : massa de gás carbônico produzido em um ano de operação [toneladas]

M_{CO_2} : massa molar do gás carbônico [kg/mol]

M_{metano} : massa molar do metano [kg/mol]

A produção de gás carbônico da central de energia B e referências I e II foram estimadas considerando a matriz energética brasileira e a produção de CO₂ para cada kWh

gerado para a rede, esse valor é estimado em 62,09 g/kWh segundo (ORREGO-FLÓREZ; SILVA; OLIVEIRA JÚNIOR, 2014).

Tabela 39 – Comparação das análises termoeconômicas das centrais de energia A e B.

	Modelo A	Modelo B	Referência I	Referência II
Insumo energético	Gás Natural	Energia Elétrica	Energia Elétrica	Energia Elétrica
Consumo/ Excedente (kWh)	18.325.020	29.081.000	13.744.612	98.620.000
	30.072.000			
FUE COP	1,39 - 2,39	5,26 - 6,29	2,5 - 3,00	2,5 - 3,00
$\eta_{exglobal}$	20,82% - 35,75%	3,19%	1,14% - 1,37%	1,14% - 1,37%
Custo anual estimado	R\$ 13.750.425,45* / R\$ 15.951.222,47**	R\$ 33.414.696,56	R\$ 5.937.809,83	R\$ 42.604.826,20
Produção Anual de Gás Carbônico (toneladas_{CO2})	20.188,0	1.805,8	853,4	6.123,0
Índice Anual de Gás Carbônico (MWh/toneladas_{CO2})	2,40	16,11	16,11	16,11

Obs.: valores em vermelho correspondem ao consumo anual e valores em verde correspondem ao excedente anual.

*Valor para venda do excedente com o preço de teto de mercado.

**Valor para venda do excedente igual ao custo médio de energia elétrica da CUASO.

Fonte: próprio autor.

O modelo A apresenta o segundo menor custo anual para atender à carga térmica do distrito, maiores valores de rendimentos exergéticos e a possibilidade de comercializar energia elétrica com o mercado livre de energia ou atender parte da demanda de energia elétrica da CUASO. Entretanto, o custo anual depende dos valores de venda do excedente levando a uma sensibilidade do balanço de custos que depende diretamente dos valores praticados no mercado livre. Outros fatores importantes são a possibilidade de acompanhar o crescimento do campus, maior confiabilidade na entrega dos produtos e facilidade de futuras mudanças de *layout* das edificações. Todavia, a central de cogeração utiliza como insumo energético o gás natural com uma produção anual de gás carbônico até oito vezes superior aos demais modelos de comparação. Deste modo, a central de energia A, quando comparada com a referência I, apresenta uma maior capacidade de refrigeração e um custo relativo a capacidade anual inferior com o ônus de uma produção superior de gás carbônico. Em relação

à referência II, a central B apresenta um custo anual de aproximadamente três vezes inferior para a mesma capacidade de refrigeração.

O modelo B possui um custo anual elevado apesar de o seu COP ser bem superior às referências. Isso ocorre uma vez que os custos de instalação, operação e manutenção são mais elevados. Entretanto, a possibilidade de expansão e confiabilidade do sistema é equivalente ao modelo A e o parâmetro ambiental de produção de gás carbônico acompanha a matriz energética brasileira. Por fim, a central B, quando comparada com a referência I, apresenta um custo superior, porém a capacidade de refrigeração é maior. Em relação à referência II, o custo anual é aproximadamente 20% para a mesma capacidade de refrigeração.

6. CONCLUSÕES

O dimensionamento de um projeto distrital e sua viabilidade baseiam-se na estimativa da demanda de energia e nos custos de implementação. Em geral, a maior parte dos DHCS nos EUA são projetados para edificações novas e suas cargas térmicas são calculadas sem históricos de consumo nas quais os indicadores reais são usualmente utilizados para checar os valores simulados (IDEA ,2008). A metodologia proposta nesta dissertação e as cinco etapas descritas utilizam um cenário em que a maior parte dos projetos de sistemas distritais no Brasil estejam relacionados a adaptações em distritos com edificações existentes e que as informações simuladas em conjunto com os dados de consumo reais levam a estimativas próximas da realidade de operação. Assim, a importância de não obter dados superestimados é crucial em projetos distritais, pois de acordo com IDEA (2008) estimativas erradas podem levar à inviabilidade econômica do sistema e dificuldade de acordos financeiros com os potenciais clientes da central distrital.

A primeira etapa utiliza parâmetros qualitativos para definir o distrito a ser avaliado. Todavia, a matriz de decisão apresentada deve ser utilizada para um direcionamento inicial do estudo, não excluindo de uma possível avaliação das regiões não definidas pela matriz.

A segunda etapa da metodologia é a mais sensível a variações e possui caminhos distintos para o levantamento da curva mensal de demanda de energia do distrito. O grande desafio é a aquisição de dados confiáveis de consumo de energia das edificações existente no distrito, portanto a modelagem e simulação para estimar o consumo é um método eficiente e aproximado. Além disso, o cálculo da carga térmica de cada zona climatizada das edificações do distrito é uma tarefa complicada, principalmente para distritos com diferentes proprietários em cada edificação onde os dados referentes à ocupação dos ambientes e arquitetura são de difícil acesso. A solução para a ausência de dados utilizando a modelagem leva a resultados próximos quando baseados em indicadores energéticos para a mesma tipologia, todavia em números absolutos as variações podem ser elevadas o suficiente para que o valor estimado inviabilize a implementação de uma central de energia. Isso ocorre uma vez que a simulação do consumo de energia depende de muitos fatores com variáveis específicas de cada edificação e principalmente dos locais realmente climatizados e/ou ocupados.

A dificuldade apresentada para o levantamento da curva mensal de demanda energética levou à utilização da mescla entre indicadores reais e simulados, conforme apresentados na seção 4.2. A metodologia assume a mistura de indicadores energéticos baseados nos dados reais de consumo de cada tipologia e indicadores calculados por simulação no EnergyPlus (2016) e OpenStudio (2016). A vantagem de mesclar indicadores é a verificação contínua da ordem de grandeza do consumo calculado para cada tipologia.

A terceira e quarta etapa da metodologia são consideradas triviais em qualquer tipo de estudo preliminar em projeto de centrais energéticas. A definição dos modelos pode variar de acordo com a tecnologia disponível e tipo de insumo usualmente utilizado na região estudada.

Para uma análise inicial, a complexidade proposta na metodologia é suficiente para estimar os custos relativos de operação das plantas. As análises energéticas e exergéticas dos modelos definidos são essenciais para a análise termoeconômica e apresentam uma visão geral dos fluxos de energia e exergia, além da ordem de grandeza do consumo e produção de insumos.

A etapa final e conclusiva da metodologia compara os resultados obtidos com as referências propostas. A sensibilidade da comparação entre as soluções propostas está na definição dos sistemas de referência, uma vez que esses sistemas representam a situação atual do distrito ou uma projeção de acordo com o grau de expansão da região.

Os parâmetros comparativos utilizados podem variar dependendo dos critérios utilizados e região avaliada. Contudo, os parâmetros econômicos e ambientais são fundamentais para tomada de decisão, pois determinam diretamente a utilização de recursos financeiros e a interação com o meio ambiente.

Para exemplificar a aplicação da metodologia realizou-se um estudo de caso para a região metropolitana de São Paulo visando explorar as dificuldades e soluções apresentadas anteriormente. Esse estudo não considera uma grande variação de localizações e modelos, pois o objetivo é auxiliar na aplicação da metodologia discutindo-se os parâmetros adotados e os desafios encontrados.

O distrito definido pela matriz de decisão é a CUASO localizada na região oeste da cidade de São Paulo. O fator determinante para a sua escolha entre as outras opções propostas foi o espaço físico disponível para a implantação de uma central de grande porte. O levantamento da curva mensal de demanda de energia utilizou indicadores de consumo real

baseados nos dados disponibilizados pelo SISGEN (2015) e indicadores obtidos dos modelos simulados no OpenStudio (2016). Conforme previsto, a mescla dos indicadores gerou uma inconsistência entre a carga térmica total e o valor total do consumo de energia elétrica devida a diferença de zonas climatizadas. Além disso, a curva apresentou um pico de carga térmica elevado para o mês de março do ano típico e quase o dobro em relação ao mês de julho. Essa condição leva à operação em carga parcial dos equipamentos da planta, reduzindo os rendimentos globais e aumentando os custos de operação e manutenção, não sendo favorável para as centrais distritais. Para atender às demandas estimadas definiram-se dois tipos de centrais usualmente utilizadas e disponíveis para instalação no Brasil: central de energia A – cogeração com motor a combustão interna de gás natural e *chillers* de absorção e de compressão de vapor; central de energia B – central de água gelada com *chillers* de compressão de vapor. Os parâmetros econômicos utilizados são estimativas de mercado e os valores encontrados não devem ser considerados como estimativas absolutas e sim relativas entre os modelos discutidos e as referências definidas.

As referências definidas para a comparação dos resultados obtidos levam em consideração a inconsistência de consumo de energia e a carga térmica estimada. Esse fato levou a utilização de duas referências: a referência I considera parte das zonas térmicas climatizadas (próximo do atual) e a referência II propõe todas as zonas térmicas modeladas com climatização (cenário ideal para conforto térmico dos ocupantes do campus).

A Tabela 39 resume o estudo de caso e o compara com as referências. Nota-se que o custo anual da central A é o segundo menor e possui uma capacidade de refrigeração superior à referência I próxima da atual. Isso ocorre por conta da comercialização da energia excedente produzida pelo motor movido a gás natural em que os valores de venda – 505,18 R\$/MWh - são superiores aos valores de compra – 432,00 R\$/MWh - atualmente utilizados pela CUASO. Portanto, o custo anual da central de energia A aumenta consideravelmente caso a venda do excedente utilize o valor médio de compra adotado pela CUASO atualmente. Neste caso, o excedente pode ser utilizado diretamente para atender parte da demanda de energia elétrica do campus. Deste modo, apesar da grande variação e sensibilidade do custo anual em função do valor de venda do excedente a solução possui grande potencial de ampliação, confiabilidade e custos baixos quando comparados à referência II. Vale salientar que o ônus da cogeração no Brasil é a produção de gás carbônico oito vezes superior ao demais sistemas por conta da especificidade da matriz energética brasileira.

As vantagens dos sistemas distritais a longo prazo são essenciais para o desenvolvimento energético do Brasil e requer incentivo para sua gradativa implantação pelas cidades do país, tanto nos valores de insumos e venda de produtos quanto no capital de investimento. Para isso é necessário demonstrar quantitativamente as vantagens financeiras e energéticas da instalação, além das inúmeras oportunidades existentes. A metodologia proposta permite de maneira simples e direta confeccionar um estudo preliminar de áreas com alto potencial de instalação distrital e apresentar os principais parâmetros para tomada de decisão de investidores públicos e/ou privados.

7. RECOMENDAÇÕES

A metodologia busca avaliar as diversas etapas para implementação de um sistema distrital. A aplicação da metodologia proposta identificou questões importantes que devem ser aprimoradas e detalhadas em estudos futuros.

Para a definição do distrito, o uso de critérios qualitativos pode ser insuficiente para determinar com uma exatidão mínima um local para implementação da central. Deste modo, a utilização de dados de consumo ou indicadores gerais de sistemas distritais existentes, bem como adicionar pesos diferentes para cada critério podem ser avaliados para uma melhor identificação das necessidades da realidade brasileira. Além disso, o acréscimo do fator de carga anual na matriz de decisão pode produzir uma escolha mais assertiva. Neste caso, os levantamentos das curvas de demanda de todas as opções devem ser avaliados.

Para a modelagem das tipologias faz-se necessário um ajuste na quantidade de zonas térmicas consideradas no cálculo para que a carga térmica simulada não seja inconsistente com os valores de consumo de energia obtidos com a aplicação dos indicadores reais baseados em dados medidos. Na presente metodologia considerou-se que a diferença entre os consumos dos modelos e das edificações existentes não interfere na proporção entre o consumo destinado a climatização. Essa premissa deve ser avaliada para que os pontos sensíveis da modelagem possam ser estudados para evitar aproximações que distanciam o modelo da realidade.

A definição da demanda energética do distrito possui grande sensibilidade e não possui critérios para seleção das edificações que o compõem. Esses fatores influem diretamente no resultado final da análise e seu detalhamento é essencial para o aperfeiçoamento da metodologia.

Visto isso, um estudo mais detalhado e específico das edificações e sua seleção é essencial para a definição da curva mensal de demanda de energia. Esse estudo pode ser realizado utilizando mapas de energia conforme apresentado por Ascione et al. (2012). Deste modo, um desenvolvimento mais aprofundado dos padrões energéticos das edificações anterior à delimitação da área é fundamental para a definição do distrito. Por conseguinte, o acréscimo desta etapa pode ser uma melhoria significativa na metodologia apresentada.

Nas análises energéticas e exergéticas não foram considerados efeitos reais do uso dos equipamentos em carga parcial, bem como a degradação dos equipamentos ao longo dos anos, uma vez que as centrais de energia são projetadas a atender a demanda a longo prazo. Portanto, a utilização de modelos matemáticos que acrescentam os fatores de carga parcial e diminuição da eficiência do sistema ao longo dos anos pode ser fundamental para o estudo preliminar da implemetanção de um sistema distrital.

A análise de custos das centrais e referências comparativas foram realizadas considerando todo o sistema no balanço de custos, ou seja, a análise termoeccômica não considerou os equipamentos e seus componentes separadamente. Essa premissa pode levar a aproximações não compatíveis com a realidade sendo necessária a avaliação e comparação de uma análise termoeccômica mais detalhada.

O estudo de caso apresentado foi realizado em uma região que apresenta necessidade de um *retrofit* das áreas existentes para a utilização da nova central distrital. Esse fator não foi considerado na análise, entretanto os critérios entre projetos novos e existentes podem ser avaliados para uma estimativa mais precisa e comparados entre si.

Por fim, um dos critérios com custos mais elevados e com alta complexidade para sua análise é a implementação da rede de tubulações no distrito e o número de centrais que atendem à respectiva demanda. As diferentes configurações de distribuição e possíveis soluções podem levar a grandes variações nos custos finais, sendo de suma importância o estudo detalhado para avaliação preliminar desse elemento dos sistemas distritais e seu acréscimo na metodologia apresentada.

8. LISTA DE REFERÊNCIAS

ABDULLAH, M.O.; YIL, L.P.; JUNAIDI, E.; TAMBI, G.; MUSTAPHA, M.A. **Electricity cost saving comparison due to tariff change and ice thermal storage (ITS) usage based on a hybrid centrifugal-ITS system for buildings: A university district cooling perspective.** Elsevier Journal: Energy and Buildings 67, pp. 70-78. Samarahan, Sarawak, Malásia, 2013.

AMERICAN SOCIETY OF HEATING, REFRIGERATION AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS, INC. **ASHRAE Handbook: 2008 HVAC Systems and Equipment.** Atlanta, GA, EUA: ASHRAE Research, 2008. cap 11.

ASCIONE, F.; DE MASI, R. F.; DE ROSSI, F.; FISTOLA, R. SASSO, M.; VANOLI, G. P. **Analysis and diagnosis of the energy performance of buildings and districts: Methodology, validation and development of Urban Energy Maps.** Elsevier Journal: Cities 35, pp. 270-283. Benevento, Itália, 2012.

ASHRAE 90.1. **Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings.** Atlanta, GA, EUA: ASHRAE Research, 2016.

BAHNFLETH, W.; JOYCE, W. **Energy use in a district cooling system with stratified chilled water storage.** ASHRAE Transactions 100(1), pp. 1767-1778, 1994.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, CCEE. **CCEE: PLD bate no teto e chega a R\$505,18/Mhh.** São Paulo: Agência CanalEnergia, 2018. Disponível em: < <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53065793/ccee-pld-bate-no-teto-e-chega-a-r-50518-mwh> > Acesso em: 01 maio 2019.

CHOW, T.T.; AU, W.H.; YAU, R.; CHENG, V.; CHAN, A.; FONG, K.F. **Applying district-cooling technology in Hong Kong.** Elsevier Journal: Applied Energy 79, pp. 275-289. Hong Kong, China, 2004.

CHOW, T.T.; CHAN, APPLE L.S.; SONG, C.L. **Building-mix optimization in district-cooling system implementation.** Elsevier Journal: Applied Energy 77, pp. 1-13. Hong Kong, China, 2003.

COGEN; PROMON; IX CONSULTORIA; DAIMON; COMGAS. **Relatório Final: SP COGEN MASTER PLAN 2020**. São Paulo, Brasil, 2013.

ECOGEN. **Case: Rochaverá Corporate Tower**. São Paulo, Brasil: Secretaria de energia e mineração, 2017. Disponível em: <
<http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/657.pdf>> Acesso em: 20 março de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. **Série Estudos da Demanda – Nota técnica DEA 22/12 - Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022)**. Rio de Janeiro, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2012. Disponível em: <
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf> Acesso em: 18 set. 2015.

EMPRESA PAULISTA DE PLANEJAMENTO METROPOLITANO S.A., EMPLASA. **Região Metropolitana de São Paulo**. Governo do Estado de São Paulo, 2017. Disponível em: <
<https://www.emplasa.sp.gov.br/RMSP>> Acesso em: 10 ago. 2017.

ENERGYPLUS. **Version 8.5.0**. National Renewable Energy Laboratory, 2016.

EnergyPlus: Weather Data. EUA: Departamento de energia dos EUA (DOE), 2016. Disponível em: <
<https://www.energyplus.net/weather>> Acesso em: 14 out. 2016.

ENGINEERING EQUATION SOLVER, EES. **Version 10.437**. F-chart Softwares, 2018.

EUROHEAT AND POWER. **District Heating and Cooling – Statistics**. Bruxelas, Bélgica, 2015. Disponível em: <
<http://euroheat.org/Statistics-69.aspx>> Acesso em: 20 out. 2015.

FAVATO, LEONARDO B.; PINTO, R. T. S. **Análises de metodologias de gestão de energia e proposições visando suas implantações: estudo de caso: Universidade de São Paulo**. São Paulo, 2009. 106 p.

FRONING, SABINE. **Learning from European Energy Policies: Opportunities for district heating and cooling**. Westborough, Massachusetts, EUA: International District Energy Association: 2009.

GOOGLE. **Google Earth.** Google, 2016. Disponível em: <
<https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>> Acesso em: 05 ago. 2016.

INMETRO. **Etiqueta Nacional de Conservação de Energia: Tabela CA.** INMETRO, 2014. Disponível em: <
http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/condicionadores_ar_janela_indice-antigo.pdf> Acesso em: 4 jan. 2019.

INTERNATIONAL DISTRICT ENERGY ASSOCIATION, IDEA. **District Cooling Best Practice Guide.** 1º edição. Westborough, Massachusetts, EUA, 2008.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. **Cogeneration and District Energy.** Paris, França: 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA. **Resources: System Maps.** Massachusetts, EUA: 2017. Disponível em: <
<https://www.districtenergy.org/resources/resources/system-maps>> Acesso em: 03 out. 2017.

JRADI, M. E RIFFAT, S. **Tri-generation systems: Energy policies, prime movers, cooling technologies, configurations and operation strategies.** Elsevier Journal: Renewable and Sustainable Energy Reviews 32, pp. 396-415. Noringham, Reino Unido, 2014.

KURETICH, KEVIN M.; ERPELDING, BEN. **The University of Texas at Austin: Large-Campus District Cooling.** Heating, Piping and Air Conditioning Engineering: Circular 165 de maio de 2010, pp. 26-33. Cleveland, Ohio, EUA, 2010.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL, NRC. **District Heating and Cooling in the United States: Prospects and Issues.** Washington, D.C., EUA: National Academy Press, 1985.

OLIVEIRA JÚNIOR, Silvio. **Exergy: Production, Cost and Renewability.** London: Springer Verlag, 2013.

OPENSTUDIO. **Version 1.12.0.** National Laboratory Of The U.S. Department Of Energy, 2016.

ORREGO-FLÓREZ, D.; SILVA, JULIO A. M.; OLIVEIRA JÚNIOR, SILVIO. **Renewable and non-renewable exergy cost and specific CO₂ emission of electricity generation: The Brazilian case.** Elsevier Journal: Energy Conversion and Management 85, pp. 619-629. Brasil, 2014.

PAK, P. S.; SUZUKI, Y. **Exergetic evaluation of gas turbine cogeneration systems for district heating and cooling.** International Journal of Energy Research: Vol. 21, pp. 209-220. Osaka, Japão, 1997.

POEUF, P.; SENEJEAN, B.; LADAUDE, C. **District Cooling System: The most efficient system for urban applications.** Sustainable Refrigeration and Heat Pump Technology Conference, KTH Royal Institute of Technology, Suécia, 2010.

ROLLO, ANDRÉ FRANSOLIN. **Custo estimados de instalação.** Mensagem recebida por <andre.rollo@unionrhac.com.br> em 21 dez. 2018.

SÃO PAULO (ESTADO). SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO. **Anuário de Energéticos por Município no Estado de São Paulo – 2017 ano base 2016.** Secretaria de Energia e Mineração. São Paulo, 2017.

SHIMODA, Y.; NAGOTA, T.; ISAYAMA, N.; MIZUNO, M. **Verification of energy efficiency of district heating and cooling system by simulation considering desing and operation parameters.** Elsevier Journal: Building and Environment 43, pp. 569-577. Osaka, Japão, 2006.

SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, SISGEN. **Dados de consumo de energia elétrica das unidades da USP.** São Paulo: SISGEN, 2015.

SIVAK, MICHAEL. Home. Past Issues. Article Detail. **Will AC put a Chill on the Global Energy Supply?** EUA, 2013: American Scientist. Disponível em: <<http://www.americanscientist.org/issues/pub/will-ac-put-a-chill-on-the-global-energy-supply/99999>>. Acesso em: 18 set. 2015

SKETCHUP. **Version 2016.** Trimble Inc, 2016.

SÖDERMAN, JARMO. **Optimisation of structure and operation of district cooling networks in urban regions**. Elsevier Journal: Applied Thermal Engineering 27, pp. 2665-2676. Abo, Finlândia, 2007.

SZARGUT, J. **Egzergia. Poradnik obliczania I stosowania**. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Shlaskej, 2007. Disponível em: <
<http://web.mit.edu/2.813/www/readings/APPENDIX.pdf>> Acesso:
 10/11/2015.

TIANTIAN, Z.; YUFEI, T.; LI'A, B. **Numerical simulation of a new district cooling system in cogeneration plants**. Elsevier Journal: Energy Procedia 14, pp. 855-860. China, 2012.

UNRIC - CENTRO REGIONAL DE INFORMAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Relatório da ONU mostra população mundial cada vez mais urbanizada, mais de metade vive em zonas urbanizadas ao que se podem juntar 2,5 mil milhões em 2050**. Nova Iorque, EUA, 2014. Disponível em: < <http://www.unric.org/pt/actualidade/31537-relatorio-da-onu-mostra-populacao-mundial-cada-vez-mais-urbanizada-mais-de-metade-vive-em-zonas-urbanizadas-ao-que-se-podem-juntar-25-mil-milhoes-em-2050>>. Acesso em: 18 set. 2015.

USP PREFEITURA, CAMPUS DA CAPITAL. **Informe Mensal de energia elétrica de unidades monitoradas em tempo real**. PUSPC, 2018. Disponível em: <
<http://www.puspc.usp.br/>> Acesso em: 15 dez. 2018.

USP PREFEITURA, CAMPUS DA CAPITAL. **Mapa CUASO**. PUSPC, 2019. Disponível em: <<http://www.puspc.usp.br/wp-content/uploads/sites/159/2017/07/Mapa-CUASO.pdf>> Acesso em: 15 jan. 2019.

ZHOU, X.; YAN, D.; DENG, G. **Influence of occupant behavior on the efficiency of a district cooling system**. Chambéry, França: 13th Conference of International Building Performance Simulation Association, 2013. pp. 1739-1745.

APÊNDICE A - Dados referentes ao estudo de caso

Nesta seção serão apresentados os dados referentes ao estudo de caso para região metropolitana de São Paulo.

Tabela 40 – Dados de consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia A

Consumo de energia elétrica - SISGEN [kWh]									Indicador energia ativa (kWh/m ²)
Mês	Instituto de Oceanografia	EPUSP Biênio	FEA	EPUSP Materiais	EPUSP Elétrica	EPUSP Naval	EEFE	Total	
Jan.	75.681	31.245	119.645	75.388	168.404	117.685	39.041	627.089	4,4
Fev.	75.513	35.275	145.882	79.528	191.998	144.999	35.631	708.826	5,0
Mar.	107.435	58.520	234.205	95.803	255.032	186.763	60.325	998.083	7,0
Abr.	89.139	36.150	109.135	91.459	157.184	99.913	49.002	631.982	4,4
Mai.	83.290	44.053	148.404	73.096	190.667	138.370	48.343	726.223	5,1
Jun.	76.071	38.907	126.614	72.284	167.150	138.685	48.343	668.054	4,7
Jul.	73.006	33.668	101.608	69.244	159.349	118.582	33.829	589.286	4,1
Ago.	77.565	40.554	143.277	67.382	183.767	144.362	45.856	702.763	4,9
Set.	66.041	36.798	148.233	73.711	178.460	153.424	45.636	702.303	4,9
Out.	86.697	44.997	170.771	90.556	213.791	179.833	53.170	839.815	5,9
Nov.	80.487	39.183	132.214	82.388	195.921	148.243	44.569	723.005	5,1
Dez.	75.681	32.778	133.206	82.866	188.722	152.143	36.587	701.983	4,9

Fonte: próprio autor.

Tabela 41 – Consumo de energia elétrica estimada: tipologia A

Consumo de energia elétrica - estimada [kWh]						
Mês	EPUSP Minas	EPUSP Civil	Psicologia	ECA	FFLCH	IQ
Jan.	46.109	92.677	40.416	36.105	163.764	143.228
Fev.	52.119	104.757	45.684	40.811	185.110	161.897
Mar.	73.387	147.506	64.327	57.466	260.649	227.963
Abr.	46.468	93.400	40.732	36.387	165.042	144.345
Mai.	53.398	107.328	46.806	41.813	189.653	165.870
Jun.	49.121	98.731	43.057	38.464	174.462	152.584
Jul.	43.329	87.090	37.980	33.929	153.892	134.594
Ago.	51.673	103.861	45.294	40.462	183.526	160.512
Set.	51.639	103.793	45.264	40.436	183.406	160.407
Out.	61.750	124.116	54.127	48.353	219.317	191.815
Nov.	53.161	106.853	46.598	41.628	188.812	165.135
Dez.	51.615	103.746	45.243	40.417	183.323	160.334
Mês	IME	FAU	IF	IAG	Geologia	Educação
Jan.	62.954	44.917	58.925	36.575	68.425	38.037
Fev.	71.160	50.772	66.605	41.342	77.344	42.995
Mar.	100.199	71.491	93.785	58.213	108.906	60.540
Abr.	63.446	45.268	59.384	36.860	68.959	38.334
Mai.	72.907	52.018	68.240	42.357	79.242	44.050
Jun.	67.067	47.852	62.774	38.964	72.895	40.522
Jul.	59.159	42.210	55.372	34.370	64.300	35.744
Ago.	70.551	50.338	66.035	40.989	76.682	42.627
Set.	70.505	50.305	65.992	40.962	76.632	42.599
Out.	84.310	60.155	78.913	48.982	91.637	50.940
Nov.	72.584	51.788	67.937	42.169	78.891	43.855
Dez.	70.473	50.282	65.962	40.943	76.597	42.580

Fonte: próprio autor.

Tabela 42 – Proporção entre os consumos do modelo: tipologia A

Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) [kWh]				
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total	Indicador de proporção
Jan.	112.180	62.000	174.180	35,6%
Fev.	123.887	72.672	196.559	37,0%
Mar.	169.245	102.181	271.426	37,6%
Abr.	159.595	70.900	230.494	30,8%
Mai.	170.138	48.869	219.006	22,3%
Jun.	168.527	38.034	206.561	18,4%
Jul.	137.332	15.193	152.525	10,0%
Ago.	172.539	48.059	220.597	21,8%
Set.	162.784	41.757	204.541	20,4%
Out.	167.718	58.105	225.823	25,7%
Nov.	163.430	69.266	232.695	29,8%
Dez.	140.762	73.553	214.314	34,3%

Fonte: próprio autor.

Tabela 43 – Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia A

Consumo de energia elétrica para climatização - estimada [kWh]							
Mês	Instituto de Oceanografia	EPUSP Biênio	FEA	EPUSP Materiais	EPUSP Elétrica	EPUSP Naval	EEFE
Jan.	26.939	11.122	42.588	26.835	59.944	41.890	13.897
Fev.	27.919	13.042	53.936	29.403	70.986	53.609	13.174
Mar.	40.445	22.030	88.169	36.066	96.009	70.309	22.710
Abr.	27.419	11.120	33.570	28.133	48.350	30.733	15.073
Mai.	18.585	9.830	33.115	16.311	42.545	30.876	10.787
Jun.	14.007	7.164	23.313	13.310	30.777	25.536	8.901
Jul.	7.272	3.354	10.121	6.898	15.873	11.812	3.370
Ago.	16.898	8.835	31.214	14.680	40.035	31.450	9.990
Set.	13.482	7.512	30.262	15.048	36.433	31.322	9.317
Out.	22.308	11.578	43.940	23.300	55.009	46.272	13.681
Nov.	23.958	11.663	39.356	24.524	58.319	44.127	13.267
Dez.	25.974	11.249	45.716	28.440	64.769	52.215	12.557
Mês	EPUSP Minas	EPUSP Civil	Psicologia	ECA	FFLCH	IQ	IME
Jan.	16.412	32.989	14.386	12.852	58.292	50.982	22.409
Fev.	19.269	38.731	16.891	15.089	68.439	59.857	26.309
Mar.	27.627	55.530	24.217	21.634	98.124	85.819	37.721
Abr.	14.294	28.730	12.529	11.193	50.767	44.400	19.516
Mai.	11.915	23.949	10.444	9.330	42.319	37.012	16.268
Jun.	9.045	18.179	7.928	7.082	32.124	28.095	12.349
Jul.	4.316	8.675	3.783	3.380	15.329	13.407	5.893
Ago.	11.257	22.627	9.868	8.815	39.982	34.969	15.370
Set.	10.542	21.189	9.241	8.255	37.442	32.747	14.394
Out.	15.889	31.936	13.927	12.442	56.431	49.355	21.693
Nov.	15.824	31.807	13.871	12.391	56.203	49.155	21.606
Dez.	17.714	35.606	15.528	13.871	62.916	55.026	24.186
Mês	FAU	IF	IAG	Geologia	Educação		
Jan.	15.989	20.974	13.019	24.356	13.539		
Fev.	18.772	24.625	15.285	28.596	15.896		
Mar.	26.914	35.306	21.915	40.999	22.791		
Abr.	13.924	18.267	11.338	21.212	11.791		
Mai.	11.607	15.227	9.452	17.682	9.829		
Jun.	8.811	11.559	7.175	13.422	7.461		
Jul.	4.205	5.516	3.424	6.405	3.561		
Ago.	10.966	14.386	8.930	16.706	9.287		
Set.	10.270	13.472	8.362	15.644	8.697		
Out.	15.478	20.305	12.603	23.579	13.107		
Nov.	15.416	20.223	12.552	23.483	13.054		
Dez.	17.257	22.638	14.052	26.288	14.613		

Fonte: próprio autor.

Tabela 44 – Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia A

Carga térmica - estimada [TR]								
Mês	Instituto de Oceanografia	EPUSP Biênio	FEA	EPUSP Materiais	EPUSP Elétrica	EPUSP Naval	EEFE	Indicador de carga térmica [TR/m²]
Jan.	301	355	304	121	320	441	141	0,0139
Fev.	464	547	467	187	492	678	218	0,0215
Mar.	465	548	468	187	493	680	218	0,0215
Abr.	407	480	410	164	432	596	191	0,0188
Mai.	382	451	385	154	405	559	179	0,0177
Jun.	362	427	364	146	384	529	170	0,0167
Jul.	190	224	192	77	202	278	89	0,0088
Ago.	389	459	392	157	412	569	183	0,0180
Set.	307	362	310	124	326	449	144	0,0142
Out.	449	530	453	181	477	657	211	0,0208
Nov.	426	503	429	172	452	623	200	0,0197
Dez.	459	542	463	185	487	672	216	0,0213

Mês	EPUSP - Minas	EPUSP - Civil	Psicologia	ECA	FFLCH	IQ	IME	Indicador de carga térmica [TR/m²]
Jan.	146	293	128	114	518	453	199	0,0139
Fev.	225	451	197	176	797	697	307	0,0215
Mar.	225	452	197	176	799	699	307	0,0215
Abr.	197	396	173	154	700	612	269	0,0188
Mai.	185	372	162	145	657	575	253	0,0177
Jun.	175	352	153	137	622	544	239	0,0167
Jul.	92	185	81	72	327	286	126	0,0088
Ago.	188	378	165	147	668	585	257	0,0180
Set.	149	299	130	116	528	462	203	0,0142
Out.	217	437	191	170	772	676	297	0,0208
Nov.	206	415	181	162	733	641	282	0,0197
Dez.	222	447	195	174	790	691	304	0,0213

Mês	FAU	IF	IAG	Geologia	Educação	Indicador de carga térmica [TR/m²]
Jan.	142	186	116	216	120	0,0139
Fev.	219	287	178	333	185	0,0215
Mar.	219	287	178	334	186	0,0215
Abr.	192	252	156	292	163	0,0188
Mai.	180	236	147	275	153	0,0177
Jun.	171	224	139	260	144	0,0167
Jul.	90	118	73	137	76	0,0088
Ago.	183	240	149	279	155	0,0180
Set.	145	190	118	221	123	0,0142
Out.	212	278	173	323	179	0,0208
Nov.	201	264	164	306	170	0,0197
Dez.	217	284	176	330	183	0,0213

Fonte: próprio autor.

Tabela 45 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia B

Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) [kWh]				
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total	Indicador de proporção
Jan.	30.505	15.748	46.253	34,0%
Fev.	27.553	14.437	41.990	34,4%
Mar.	40.060	19.085	59.145	32,3%
Abr.	38.767	15.827	54.594	29,0%
Mai.	40.060	11.994	52.054	23,0%
Jun.	38.767	9.858	48.625	20,3%
Jul.	40.060	9.437	49.497	19,1%
Ago.	40.060	11.600	51.659	22,5%
Set.	38.767	10.625	49.393	21,5%
Out.	40.060	12.226	52.286	23,4%
Nov.	38.767	13.326	52.093	25,6%
Dez.	30.505	14.322	44.828	32,0%

Fonte: próprio autor.

Tabela 46 - Carga térmica estimada a partir do modelo: tipologia B

Carga Térmica estimada [TR]			
Mês	CRUSP (un.)	CRUSP (total)	
Jan.	43,2	346	
Fev.	39,2	314	
Mar.	51,5	412	
Abr.	48,0	384	
Mai.	44,3	354	
Jun.	41,5	332	
Jul.	38,0	304	
Ago.	45,7	365	
Set.	43,5	348	
Out.	45,7	366	
Nov.	45,7	365	
Dez.	38,5	308	

Fonte: próprio autor.

Tabela 47 - Dados de Consumo médio mensais: tipologia C

Consumo de energia elétrica - SISGEN [kWh]	
Mês	HU
Jan.	492.679
Fev.	461.798
Mar.	570.582
Abr.	528.673
Mai.	499.035
Jun.	457.279
Jul.	476.782
Ago.	466.519
Set.	451.711
Out.	495.717
Nov.	470.294
Dez.	504.364

Fonte: próprio autor.

Tabela 48 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia C

Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) [kWh]				
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total	Indicador de proporção
Jan.	663.849	804.919	1.468.768	54,8%
Fev.	602.971	718.614	1.321.584	54,4%
Mar.	671.789	810.614	1.482.402	54,7%
Abr.	630.694	800.189	1.430.883	55,9%
Mai.	661.400	851.969	1.513.370	56,3%
Jun.	636.123	752.678	1.388.801	54,2%
Jul.	644.596	793.753	1.438.349	55,2%
Ago.	659.854	817.742	1.477.595	55,3%
Set.	632.225	816.347	1.448.572	56,4%
Out.	655.209	851.278	1.506.487	56,5%
Nov.	642.776	815.172	1.457.949	55,9%
Dez.	656.767	814.633	1.471.401	55,4%

Fonte: próprio autor.

Tabela 49 - Proporção entre os consumos do Hospital Universitário (HU)

Proporção do consumo de energia elétrica - estimado [kWh]			
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total
Jan.	222.679	270.000	492.679
Fev.	210.695	251.103	461.798
Mar.	258.574	312.008	570.582
Abr.	233.025	295.648	528.673
Mai.	218.097	280.938	499.035
Jun.	209.451	247.828	457.279
Jul.	213.670	263.112	476.782
Ago.	208.335	258.184	466.519
Set.	197.148	254.563	451.711
Out.	215.600	280.117	495.717
Nov.	207.342	262.952	470.294
Dez.	225.126	279.238	504.364

Fonte: próprio autor.

Tabela 50 - Carga térmica estimada a partir do modelo: tipologia C

Carga Térmica estimada [TR]	
Mês	HU
Jan.	1.466,6
Fev.	1.413,1
Mar.	1.599,1
Abr.	1.354,0
Mai.	1.121,9
Jun.	1.090,2
Jul.	1.118,6
Ago.	1.146,8
Set.	1.047,0
Out.	1.356,9
Nov.	1.316,4
Dez.	1.433,8

Fonte: próprio autor.

Figura 26 - Modelo da tipologia D (laboratórios) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO

Fonte: próprio autor.

Tabela 51 - Dados de Consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia D

Consumo de energia elétrica - SISGEN [kWh]				
Mês	ICB 01	ICB 02	Veterinária	Indicador energia ativa [kWh/m²]
Jan.	216.953	244.030	196.563	13,3
Fev.	214.235	230.598	191.571	12,9
Mar.	271.669	279.586	243.666	16,1
Abr.	235.408	246.174	215.629	14,2
Mai.	210.766	206.140	205.296	12,6
Jun.	195.561	176.577	201.610	11,6
Jul.	207.267	206.945	204.572	12,6
Ago.	209.723	220.190	218.869	13,2
Set.	211.163	204.870	215.531	12,8
Out.	232.771	219.222	232.759	13,9
Nov.	209.664	205.320	208.300	12,6
Dez.	218.353	205.440	192.523	12,5

Fonte: próprio autor.

Tabela 52 - Consumo de energia elétrica estimada: tipologia D

Consumo de energia elétrica - estimada [kWh]			
Mês	Odontologia	ICB 04	Biociências
Jan.	359.843	106.340	92.273
Fev.	348.273	102.921	89.306
Mar.	435.022	128.557	111.550
Abr.	381.550	112.755	97.839
Mai.	340.501	100.624	87.313
Jun.	313.984	92.788	80.513
Jul.	338.630	100.071	86.833
Ago.	355.047	104.923	91.043
Set.	345.624	102.138	88.627
Out.	374.732	110.740	96.090
Nov.	341.093	100.799	87.465
Dez.	337.280	99.672	86.487

Fonte: próprio autor.

Tabela 53 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia D

Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) [kWh]				
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total	Indicador de proporção
Jan.	127.825	54.267	182.092	29,8%
Fev.	115.779	49.338	165.117	29,9%
Mar.	128.991	52.811	181.802	29,0%
Abr.	122.703	40.758	163.462	24,9%
Mai.	128.991	31.173	160.164	19,5%
Jun.	124.587	25.069	149.655	16,8%
Jul.	127.108	23.502	150.609	15,6%
Ago.	128.991	30.336	159.326	19,0%
Set.	123.869	27.869	151.738	18,4%
Out.	127.825	33.881	161.706	21,0%
Nov.	124.587	37.776	162.362	23,3%
Dez.	102.341	41.054	143.395	28,6%

Fonte: próprio autor.

Tabela 54 - Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia D

Consumo de energia elétrica para climatização - estimada [kWh]						
Mês	ICB 01	ICB 02	Veterinária	Odontologia	ICB 04	Biociências
Jan.	64.656	72.726	58.580	107.241	31.691	27.499
Fev.	64.015	68.904	57.243	104.066	30.753	26.685
Mar.	78.916	81.216	70.782	126.368	37.344	32.404
Abr.	58.698	61.382	53.766	95.137	28.115	24.396
Mai.	41.022	40.122	39.958	66.273	19.585	16.994
Jun.	32.758	29.578	33.771	52.595	15.543	13.487
Jul.	32.343	32.293	31.922	52.841	15.616	13.550
Ago.	39.931	41.924	41.672	67.601	19.977	17.334
Set.	38.783	37.628	39.586	63.479	18.759	16.278
Out.	48.771	45.932	48.769	78.515	23.203	20.133
Nov.	48.781	47.770	48.464	79.359	23.452	20.350
Dez.	62.514	58.817	55.119	96.563	28.536	24.761

Fonte: próprio autor.

Tabela 55 - Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia D

Carga térmica estimada [TR]							
Mês	ICB 01	ICB 02	Veterinária	Odontologia	ICB 04	Biociências	Indicador de carga térmica [TR/m²]
Jan.	503	197	217	502	148	129	0,0186
Fev.	499	195	215	498	147	128	0,0185
Mar.	498	195	215	497	147	127	0,0184
Abr.	477	187	206	476	141	122	0,0177
Mai.	436	170	188	434	128	111	0,0161
Jun.	410	160	176	408	121	105	0,0151
Jul.	381	149	164	380	112	97	0,0141
Ago.	431	169	186	430	127	110	0,0159
Set.	375	147	162	374	111	96	0,0139
Out.	481	188	207	479	142	123	0,0178
Nov.	445	174	192	444	131	114	0,0165
Dez.	394	154	170	393	116	101	0,0146

Fonte: próprio autor.

Figura 27 - Modelo da tipologia E (escritórios) referente às características padrões das unidades encontradas na CUASO

Fonte: próprio autor.

Tabela 56 - Dados de Consumo médio mensais e indicador de energia ativa: tipologia E

Consumo de energia elétrica - SISGEN [kWh]		
Mês	Reitoria	Indicador energia ativa [kWh/m²]
Jan.	87.787	7,0
Fev.	90.044	7,1
Mar.	101.515	8,1
Abr.	93.939	7,5
Mai.	74.841	5,9
Jun.	84.394	6,7
Jul.	84.791	6,7
Ago.	88.998	7,1
Set.	92.464	7,3
Out.	98.762	7,8
Nov.	85.229	6,8
Dez.	83.907	6,7

Fonte: próprio autor.

Tabela 57 - Consumo de energia elétrica estimada: tipologia E

Consumo de energia elétrica - estimada [kWh]	
Mês	EPUSP Adm.
Jan.	53.777
Fev.	55.159
Mar.	62.186
Abr.	57.545
Mai.	45.846
Jun.	51.698
Jul.	51.941
Ago.	54.519
Set.	56.642
Out.	60.500
Nov.	52.210
Dez.	51.400

Fonte: próprio autor.

Tabela 58 - Proporção entre os consumos do modelo: tipologia E

Consumo de energia elétrica - OpenStudio (2016) [kWh]				
Mês	Equipamentos e iluminação.	Climatização	Total	Indicador de proporção
Jan.	68.502	36.962	105.463	35,0%
Fev.	62.147	32.763	94.910	34,5%
Mar.	69.686	35.571	105.257	33,8%
Abr.	65.119	24.352	89.471	27,2%
Mai.	69.686	18.097	87.783	20,6%
Jun.	67.173	13.832	81.005	17,1%
Jul.	67.632	12.366	79.998	15,5%
Ago.	69.686	18.946	88.632	21,4%
Set.	66.304	17.641	83.944	21,0%
Out.	68.502	22.156	90.658	24,4%
Nov.	67.173	25.941	93.114	27,9%
Dez.	67.632	33.468	101.101	33,1%

Fonte: próprio autor.

Tabela 59 - Consumo de energia elétrica para climatização: tipologia E

Consumo de energia elétrica para climatização - estimada [kWh]		
Mês	Reitoria	EPUSP Adm.
Jan.	30.767	18.847
Fev.	31.083	19.041
Mar.	34.306	21.015
Abr.	25.568	15.663
Mai.	15.429	9.451
Jun.	14.411	8.828
Jul.	13.107	8.029
Ago.	19.024	11.654
Set.	19.431	11.903
Out.	24.137	14.786
Nov.	23.744	14.545
Dez.	27.777	17.015

Fonte: próprio autor.

Tabela 60 - Carga térmica estimada a partir dos indicadores de carga térmica: tipologia E

Carga térmica estimada [TR]			
Mês	Reitoria	EPUSP Adm.	Indicador de carga térmica [TR/m²]
Jan.	262	161	0,0208
Fev.	249	152	0,0197
Mar.	254	156	0,0202
Abr.	226	139	0,0179
Mai.	211	130	0,0168
Jun.	174	107	0,0138
Jul.	160	98	0,0127
Ago.	201	123	0,0159
Set.	202	124	0,0160
Out.	248	152	0,0197
Nov.	212	130	0,0168
Dez.	244	149	0,0193

Fonte: próprio autor.

Tabela 61 - Dados de Consumo médio mensal: CEPE quadras

Consumo de energia elétrica - SISGEN [kWh]	
Mês	CEPE - Quadras
Jan.	18.132
Fev.	19.677
Mar.	29.181
Abr.	29.247
Mai.	25.274
Jun.	28.036
Jul.	19.917
Ago.	26.126
Set.	26.683
Out.	24.677
Nov.	21.702
Dez.	15.156

Fonte: próprio autor.

Tabela 62 - Demanda total de energia e carga térmica mensais - CUASO

Demanda total de energia elétrica e carga térmica mensais estimadas - CUASO					
Mês	Energia elétrica (kWh)	Climatização (kWh)	Consumo total (kWh)	Carga térmica (TR)	Carga térmica (kW)
Jan.	2.353.011	1.318.120	3.671.132	8.547	30.058
Fev.	2.392.914	1.368.841	3.761.755	10.914	38.384
Mar.	3.187.533	1.811.024	4.998.557	11.217	39.449
Abr.	2.648.144	1.229.630	3.877.774	9.947	34.983
Mai.	2.881.235	998.155	3.879.389	9.141	32.146
Jun.	2.790.971	809.550	3.600.521	8.624	30.330
Jul.	2.848.445	670.950	3.519.395	5.876	20.664
Ago.	2.897.066	960.623	3.857.689	9.243	32.507
Set.	2.883.755	913.181	3.796.936	7.692	27.052
Out.	3.110.963	1.177.723	4.288.686	10.625	37.365
Nov.	2.685.859	1.169.659	3.855.518	10.052	35.350
Dez.	2.444.225	1.317.156	3.761.381	10.501	36.932

Fonte: próprio autor.

APÊNDICE B – Códigos implementados no Engineering Equation Solver (EES)

Nesta seção serão apresentados os códigos implementados no EES (2018).

Código para central de energia A:

```
{Central de Energia A}

{vazões mássicas}
m_dot[1] = m_dot[2]*(Ratio_air) {vazão massica ar}
m_dot[2] = (W_dot_motor) / (eta_th_motor_1*PCI_gn) {vazão massica combustível}
m_dot[3] = - (Q_dot_rad/(h[3]-h[5])) {vazão massica radiador - vem do balanço de energia no motor}
m_dot[4] = m_dot[3] {vazão massica radiador}
m_dot[5] = m_dot[3] {vazão massica radiador}
m_dot[6] = m_dot[7] {vazão mássica gases quentes}
m_dot[7] = m_dot[1] + m_dot[2] {vazão mássica gases quentes}
m_dot[8] = -(Q_dot_tc / (h[8]-h[10])) {vazão mássica chiller absorção}
m_dot[9] = m_dot[8] {vazão mássica chiller absorção}
m_dot[10] = m_dot[9] {vazão mássica chiller absorção}

{horas de operação da central}
Horas_mensal = 5000/12

{rendimento térmico do motor CAT G20CM34}
eta_th_motor_1 = 0,489

{coeficiente de performance do chiller de abs água quente THERMAX MODEL 5G 8L C - 1163 TR}
COP_abs = 0,8

{coeficiente de performance do chiller de compressão - HC-F2000GXG-S HITACHI}
COP_cp_100% = 6,99

{coeficiente estimado de performance do chiller de compressão carga parcial - HC-F2000GXG-S HITACHI}
COP_cp_parcial = 1,67*carga_parcial + 5,323 {linear entre 5,84 para 31% e 6,99 para 100%}

{rendimento mecânico transmissao}
eta_mec_motor = 0,975

{rendimento mecânico do compressor}
eta_mec_cp = 0,9

{eficiencia do trocador de calor}
eta_tc = 1,00

{pci do gás natural}
PCI_gn = 50020

{exergia quimica do metano}
b_ch_molar_metano = 831,2
M_metano = 0,01604
b_ch_metano = b_ch_molar_metano/M_metano

{relação ar-combustível - ESTIMADO}
Ratio_air = 17,2
```

{ numero de chiller elétricos }

$n_{cp} = 5$

{ estado de referência }

$P[0] = 101,325$

$T[0] = 298,15$

$h[0] = \text{enthalpy}(\text{Water}; T=T[0]; P=P[0])$

$s[0] = \text{entropy}(\text{Water}; T=T[0]; P=P[0])$

{ propriedades de cada estado }

{ ar da mistura ar-combustível }

$b[1] = (h[0] - h[0]) - T[0]*(s[0]-s[0])$

$h[1] = \text{enthalpy}(\text{Air}; T=T[0])$

$s[1] = \text{entropy}(\text{Air}; T=T[0]; P=P[0])$

{ combustível }

$B_{dot_metano} = b_{ch_metano} * m_{dot}[2]$

{ saída do radiador }

$T[3] = 90 + 273,15$

$P[3] = 600$

$h[3] = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T=T[3]; P=P[3])$

$s[3] = \text{Entropy}(\text{Water}; T=T[3]; P=P[3])$

$b[3] = (h[3] - h[0]) - T[0]*(s[3]-s[0])$

{ saída do trocador de calor - radiador }

$T[4] = 82 + 273,15$

$P[4] = 500$

$h[4] = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T=T[4]; P=P[4])$

$s[4] = \text{Entropy}(\text{Water}; T=T[4]; P=P[4])$

$b[4] = (h[4] - h[0]) - T[0]*(s[4]-s[0])$

{ saída da bomba e entrada no motor - radiador }

$T[5] = 82 + 273,15$

$P[5] = 600$

$h_{5_ise} = \text{Enthalpy}(\text{Water}; s=s[4]; P=P[5])$

$h[5] = (h_{5_ise} - h[4] + h[4]*0,75)/0,75$

$s[5] = \text{Entropy}(\text{Water}; h=h[5]; P=P[5])$

$b[5] = (h[5] - h[0]) - T[0]*(s[5]-s[0])$

{ saída dos gases quentes do motor - escape }

$T[6] = 487 + 273,15$

$P[6] = 100$

$h[6] = (y_{N2}*h_{N2_6} + y_{H2O}*h_{H2O_6} + y_{O2}*h_{O2_6} + y_{CO2}*h_{CO2_6})/M_g$

$s[6] = (y_{N2}*s_{N2_6} + y_{H2O}*s_{H2O_6} + y_{O2}*s_{O2_6} + y_{CO2}*s_{CO2_6})/M_g$

$b[6] = (h[6] - h[0]) - T[0]*(s[6]-s[0])$

{ saída dos gases quentes do trocador de calor - escape }

$T[7] = 120 + 273,15$

$P[7] = 100$

$h[7] = (y_{N2}*h_{N2_7} + y_{H2O}*h_{H2O_7} + y_{O2}*h_{O2_7} + y_{CO2}*h_{CO2_7})/M_g$

$s[7] = (y_{N2}*s_{N2_7} + y_{H2O}*s_{H2O_7} + y_{O2}*s_{O2_7} + y_{CO2}*s_{CO2_7})/M_g$

$b[7] = (h[7] - h[0]) - T[0]*(s[7]-s[0])$

$y_{N2} = 0,625$

$y_{H2O} = 0,205$

$y_{O2} = 0,06$

$y_{CO2} = 0,11$

$M_g = y_{N2} * \text{molarmass}(N2) + y_{O2} * \text{molarmass}(O2) + y_{CO2} * \text{molarmass}(CO2) + y_{H2O} * \text{molarmass}(H2O)$

$h_{N2_6} = (\text{enthalpy}(N2; T=T[6]) - \text{enthalpy}(N2; T=T[0])) * \text{molarmass}(N2)$

```

h_H2O_6 = (enthalpy(H2O;T=T[6])-enthalpy(H2O;T=T[0]))*molar mass(H2O)
h_O2_6 = (enthalpy(O2;T=T[6])-enthalpy(O2;T=T[0]))*molar mass(O2)
h_CO2_6 = (enthalpy(CO2;T=T[6])-enthalpy(CO2;T=T[0]))*molar mass(CO2)
h_N2_7 = (enthalpy(N2;T=T[7])-enthalpy(N2;T=T[0]))*molar mass(N2)
h_H2O_7 = (enthalpy(H2O;T=T[7])-enthalpy(H2O;T=T[0]))*molar mass(H2O)
h_O2_7 = (enthalpy(O2;T=T[7])-enthalpy(O2;T=T[0]))*molar mass(O2)
h_CO2_7 = (enthalpy(CO2;T=T[7])-enthalpy(CO2;T=T[0]))*molar mass(CO2)
s_N2_6 = (entropy(N2;T=T[6];P=P[6])-entropy(N2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(N2)
s_H2O_6 = (entropy(H2O;T=T[6];P=P[6])-entropy(H2O;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(H2O)
s_O2_6 = (entropy(O2;T=T[6];P=P[6])-entropy(O2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(O2)
s_CO2_6 = (entropy(CO2;T=T[6];P=P[6])-entropy(CO2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(CO2)
s_N2_7 = (entropy(N2;T=T[7];P=P[7])-entropy(N2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(N2)
s_H2O_7 = (entropy(H2O;T=T[7];P=P[7])-entropy(H2O;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(H2O)
s_O2_7 = (entropy(O2;T=T[7];P=P[7])-entropy(O2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(O2)
s_CO2_7 = (entropy(CO2;T=T[7];P=P[7])-entropy(CO2;T=T[0];P=P[0]))*molar mass(CO2)

```

```

{ água quente de entrada chiller abs }
P[8] = 700 { catálogo: Pmax = 750 kPa }
T[8] = 90 + 273,15
h[8] = Enthalpy (Water;P=P[8];T=T[8])
s[8] = Entropy (Water;P=P[8];T=T[8])
b[8] = (h[8] - h[0]) - T[0]*(s[8]-s[0])

```

```

{ saída do chiller de abs - retorno chiller abs }
P[9] = 600
T[9] = 80 + 273,15
h[9] = Enthalpy (Water;P=P[9];T=T[9])
s[9] = Entropy (Water;P=P[9];T=T[9])
b[9] = (h[9] - h[0]) - T[0]*(s[9]-s[0])

```

```

{ saída da bomba de retorno - chiller abs }
P[10] = 700
T[10] = T[9]
h_10_ise = Enthalpy (Water;s=s[9];P=P[10])
h[10] = (h_10_ise - h[9] + h[9]*0,75)/0,75
s[10] = Entropy (Water;P=P[10];h=h[10])
b[10] = (h[10] - h[0]) - T[0]*(s[10]-s[0])

```

```

{ BALANÇOS DE ENERGIA }

```

```

{ trabalho mecânico do motor - catálogo }
W_dot_motor = 10000

```

```

{ Taxa de energia sai do motor -> perdido + radiador }
Q_dot_comb = m_dot[2]*PCI_gn

```

```

{ taxa de energia do ar de entrada no motor }
Q_dot_ar = m_dot[1]*h[1]

```

```

{ balanço de energia no motor }
Q_dot_h = W_dot_motor + m_dot[6]*h[6] - (Q_dot_comb + Q_dot_ar )

```

```

{ taxa de energia fornecido pelo radiador }
Q_dot_rad= 0,95*Q_dot_h

```

```

{ taxa de energia fornecido pelo radiador }
Q_dot_loss_motor= 0,05*Q_dot_h

```

```

{ fluxo de entalpia dos gases de escape }

```


$$Q_dot_escape = -m_dot[6]*(h[6])$$

{ taxa de energia fornecido pelos gases quentes }

$$Q_dot_g = m_dot[6]*(h[6]-h[7])$$

{ taxa de energia fornecida pelo radiador no trocador de calor }

$$Q_dot_rad_tc = m_dot[3]*(h[3]-h[4])$$

{ Balanço de energia no trocador de calor - sem perdas }

$$Q_dot_tc = -eta_tc*(Q_dot_g + Q_dot_rad_tc)$$

{ taxa de energia perdida no trocador de calor }

$$Q_dot_loss_tc = -((1-eta_tc)*(Q_dot_g + Q_dot_rad_tc))$$

{ Taxa de energia fornecida para o chiller de abs }

$$Q_dot_h_abs = m_dot[8]*(h[8]-h[9])$$

{ Capacidade de resfriamento do chiller de abs - duas unidades }

$$Q_dot_evap_abs = COP_abs*Q_dot_h_abs$$

{ Balanço de energia nos chiller de abs - duas unidades }

$$Q_dot_cond_abs = -(Q_dot_evap_abs + Q_dot_h_abs)$$

{ potência para necessário para bomba 1 - radiador }

$$W_dot_bomba_1 = m_dot[4]*(h[4] - h[5])$$

{ potência para necessário para bomba 1 - chiller abs }

$$W_dot_bomba_2 = m_dot[9]*h[9] - m_dot[10]*h[10]$$

{ potência elétrica disponível }

$$W_dot_e = W_dot_motor*eta_mec_motor$$

{ PICO DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A 100% DA CAPACIDADE }

{ Capacidade de resfriamento do chiller elétrico - HC-F2000GXG-S - 100% }

$$Q_dot_evap_cp_100\% = 7032$$

{ potência elétrico no chiller - 100% }

$$W_dot_e_cp_100\% = -Q_dot_evap_cp_100\%/COP_cp_100\%$$

{ Balanço de energia - chiller cp - 100% }

$$Q_dot_cond_cp_100\% = W_dot_e_cp_100\%*n_cp - Q_dot_evap_cp_100\%*n_cp$$

{ Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração }

$$Q_dot_evap_global_100\% = Q_dot_evap_abs + n_cp*Q_dot_evap_cp_100\%$$

{ potência excedente disponível - pico com todos chiller elétricos a 100% }

$$W_dot_rede_100\% = W_dot_e + n_cp*W_dot_e_cp_100\% + W_dot_bomba_1 + W_dot_bomba_2$$

{ FUE - 100% }

$$FUE_global_100\% = (Q_dot_evap_global_100\% + W_dot_rede_100\%) / (Q_dot_comb)$$

{ VALE DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A CAPACIDADE PARCIAL }

carga_parcial = 0,33 { valor implementado para as cargas parciais de cada mês do ano típico, sendo 0,33 correspondente a julho }

{ Capacidade de resfriamento d chiller elétrico - HC-F2000GXG-S - parcial }

$$Q_dot_evap_cp_parcial = Q_dot_evap_cp_100\%*carga_parcial$$

```

{potência elétrica no chiller - parcial}
W_dot_e_cp_parcial = -Q_dot_evap_cp_parcial/COP_cp_parcial

{Balanço de energia - chiller cp - 100% }
Q_dot_cond_cp_parcial = W_dot_e_cp_parcial*n_cp - Q_dot_evap_cp_parcial*n_cp

{Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração}
Q_dot_evap_global_parcial = Q_dot_evap_abs + n_cp*Q_dot_evap_cp_parcial

{potência excedente disponível - pico com todos chiller elétricos parcial}
W_dot_rede_parcial = W_dot_e + n_cp*W_dot_e_cp_parcial + W_dot_bomba_1 + W_dot_bomba_2

{FUE - PARCIAL}
FUE_global_parcial = (Q_dot_evap_global_parcial+W_dot_rede_parcial) / (Q_dot_comb)

{consumo mensal de energia para climatização}
Consumo_HVAC_mensal = -W_dot_e_cp_parcial*n_cp*Horas_mensal
Excedente_mensal = W_dot_rede_parcial*Horas_mensal

{Balanço de exergia}

{exergia detruída no motor}
B_dot_destr_motor = (m_dot[1]*b[1]+m_dot[3]*b[3]+B_dot_metano)-(m_dot[5]*b[5]+m_dot[6]*b[6])-
W_dot_motor

{rendimento exergetico motor}
eta_ex_motor = W_dot_motor / (B_dot_metano)

{exergia destruida no trocador de calor}
B_dot_destr_tc = -
(m_dot[3]*b[3]+m_dot[6]*b[6]+m_dot[10]*b[10])+(m_dot[4]*b[4]+m_dot[7]*b[7]+m_dot[8]*b[8])

{rendimento exergetico trocador de calor}
eta_ex_tc = (m_dot[10]*b[10]+m_dot[8]*b[8]) / (m_dot[6]*b[6]-m_dot[7]*b[7]+m_dot[3]*b[3]-m_dot[4]*b[4])

{exergia destruida na bomba 1 - radiador}
B_dot_destr_bomba_1 = m_dot[4]*b[4] - m_dot[5]*b[5] - W_dot_bomba_1

{rendimento exergetico bomba 1}
eta_ex_bomba_1 = (m_dot[4]*b[4] - m_dot[5]*b[5]) / (W_dot_bomba_1)

{exergia destruida na bomba 2 - chiller abs}
B_dot_destr_bomba_2 = m_dot[9]*b[9] - m_dot[10]*b[10] - W_dot_bomba_2

{rendimento exergetico bomba 2}
eta_ex_bomba_2 = (m_dot[9]*b[9] - m_dot[10]*b[10]) / (W_dot_bomba_2)

{exergia destruida no chiller absorção}
B_dot_destr_abs = (m_dot[8]*b[8]-m_dot[9]*b[9])+Q_dot_evap_abs*(1-(T[0]/MLT))
T_e = 25 + 273,15
T_s = 22 + 273,15
MLT = (T_e - T_s) / ((ln(T_e))-ln(T_s))
eta_ex_abs = -(Q_dot_evap_abs*(1-(T[0]/MLT))) / (m_dot[8]*b[8]-m_dot[9]*b[9])

{exergia destruida no chiller compressão de vapor - 100% }
B_dot_destr_cp_100% = Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT)) - W_dot_e_cp_100%

{redimento exergetico do chiller de compressão a vapor - 100% }
eta_ex_cp_100% = (Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT))) / W_dot_e_cp_100%
{exergia destruida no chiller compressão de vapor -parcial}

```

```

B_dot_destr_cp_parcial = Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT)) - W_dot_e_cp_parcial

{rendimento exergetico do chiller de compressão a vapor - parcial}
eta_ex_cp_parcial = (Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT))) / W_dot_e_cp_parcial

{rendimento exergetico global - 100% }
Eta_ex_global_100% = (((Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT)))*n_cp) + (Q_dot_evap_abs*(1-(T[0]/MLT)))
+ W_dot_rede_100%) / (B_dot_metano -W_dot_bomba_1-W_dot_bomba_2 )
efeito_util_global_100% = (((Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT)))*n_cp) + (Q_dot_evap_abs*(1-
(T[0]/MLT))) + W_dot_rede_100%)
teta_abs = Q_dot_evap_abs*(1-(T[0]/MLT))
teta_cp_100% = Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT))*n_cp
teta_cp_parcial = Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT))*n_cp

{rendimento exergetico global - parcial}
Eta_ex_global_parcial = (((Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT)))*n_cp) + (Q_dot_evap_abs*(1-
(T[0]/MLT))) + W_dot_rede_parcial) / (B_dot_metano -W_dot_bomba_1-W_dot_bomba_2 )
efeito_util_global_parcial = (((Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT)))*n_cp) + (Q_dot_evap_abs*(1-
(T[0]/MLT))) + W_dot_rede_parcial)

{Produção de gás carbonico}
Ratio_CH4CO2 = molarmass(CO2)/molarmass(CH4)
m_dot_CO2 = m_dot[2]*Ratio_CH4CO2
Horas = 5000
massa_CO2_anual = m_dot_CO2*Horas*3,6 {em toneladas}

```

Código para central de energia B:

```

{Central de Energia B}

{coeficiente de performance do chiller de compressão - HC-F2000GXG-S HITACHI}
COP_cp_100% = 6,99

{coeficiente estimado de performance do chiller de compressão carga parcial - HC-F2000GXG-S HITACHI}
COP_cp_parcial = 2,3*carga_parcial+4,69 {linear para 5,84 50% e 6,99 100%}

{rendimento mecânico do compressor}
eta_mec_cp = 0,9

{numero de chiller elétricos}
n_cp = 6

{estado de referência}
P[0] = 101,325
T[0] = 298,15
h[0] = enthalpy(Water;T=T[0];P=P[0])
s[0] = entropy(Water;T=T[0];P=P[0])

{BALANÇOS DE ENERGIA}
{PICO DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A 100% DA CAPACIDADE}

{Capacidade de resfriamento d chiller elétrico - HC-F2000GXG-S - 100% }
Q_dot_evap_cp_100% = 7032

{Potência mec compressor no chiller - 100% }
W_dot_cp_100% = -Q_dot_evap_cp_100%/COP_cp_100%

{Balanço de energia - chiller cp - 100% }

```

$$Q_{\text{dot_cond_cp_100\%}} = W_{\text{dot_e_cp_100\%}} * n_{\text{cp}} - Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * n_{\text{cp}}$$

{Potência elétrico no chiller - 100% }

$$W_{\text{dot_e_cp_100\%}} = W_{\text{dot_cp_100\%}} / \eta_{\text{mec_cp}}$$

{Potência elétrico no chiller GLOBAL - 100% }

$$W_{\text{dot_e_cp_global_100\%}} = (W_{\text{dot_cp_100\%}} * n_{\text{cp}}) / \eta_{\text{mec_cp}}$$

{Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração}

$$Q_{\text{dot_evap_global_100\%}} = n_{\text{cp}} * Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}}$$

{COP - 100% }

$$\text{COP}_{\text{global_100\%}} = (-Q_{\text{dot_evap_global_100\%}}) / (W_{\text{dot_e_cp_global_100\%}})$$

{VALE DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A CAPACIDADE PARCIAL}

carga_parcial = 0,50 {valor implementado para as cargas parciais de cada mês do ano típico, sendo 0,50 correspondente a julho}

{Capacidade de resfriamento d chiller elétrico - HC-F2000GXG-S - parcial}

$$Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} = Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * \text{carga_parcial}$$

{Potência mec compressor no chiller - parcial}

$$W_{\text{dot_cp_parcial}} = -Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} / \text{COP}_{\text{cp_parcial}}$$

{Balanço de energia - chiller cp - parcial}

$$Q_{\text{dot_cond_cp_parcial}} = W_{\text{dot_e_cp_parcial}} * n_{\text{cp}} - Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} * n_{\text{cp}}$$

{Potência elétrico no chiller - parcial}

$$W_{\text{dot_e_cp_parcial}} = W_{\text{dot_cp_parcial}} / \eta_{\text{mec_cp}}$$

{Potência elétrico no chiller GLOBAL - parcial}

$$W_{\text{dot_e_cp_global_parcial}} = (W_{\text{dot_cp_parcial}} * n_{\text{cp}}) / \eta_{\text{mec_cp}}$$

{Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração}

$$Q_{\text{dot_evap_global_parcial}} = n_{\text{cp}} * Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}}$$

{COP - parcial}

$$\text{COP}_{\text{global_parcial}} = (-Q_{\text{dot_evap_global_parcial}}) / (W_{\text{dot_e_cp_global_parcial}})$$

{Balanço de exergia}

$$T_e = 22 + 273,15$$

$$T_s = 25 + 273,15$$

$$\text{MLT} = (T_e - T_s) / ((\ln(T_e)) - (\ln(T_s)))$$

{exergia destruída no chiller compressão de vapor - 100% }

$$B_{\text{dot_destr_cp_100\%}} = (Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) - W_{\text{dot_e_cp_100\%}} * n_{\text{cp}}$$

{rendimento exergetico do chiller de compressão a vapor - 100% }

$$\eta_{\text{ex_cp_100\%}} = (Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) / W_{\text{dot_e_cp_100\%}}$$

{exergia destruída no chiller compressão de vapor -parcial}

$$B_{\text{dot_destr_cp_parcial}} = (Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) - W_{\text{dot_e_cp_parcial}} * N_{\text{CP}}$$

{rendimento exergetico do chiller de compressão a vapor - parcial}

$$\eta_{\text{ex_cp_parcial}} = (Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) / W_{\text{dot_e_cp_parcial}}$$

{rendimento exergetico global - 100% }

$$\eta_{\text{ex_global_100\%}} = (((Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) * n_{\text{cp}})) / (W_{\text{dot_e_cp_global_100\%}})$$

```

efeito_util_global_100% = (Q_dot_evap_cp_100%*(1-(T[0]/MLT))*n_cp)

{rendimento exergetico global - parcial}
Eta_ex_global_parcial = (Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT))*n_cp) / (W_dot_e_cp_global_parcial)
efeito_util_global_parcial = (Q_dot_evap_cp_parcial*(1-(T[0]/MLT))*n_cp)

{produção de CO2}

Horas_mensal = 5000/12
Consumo_parcial = -W_dot_e_cp_global_parcial*Horas_mensal
Mix_brazil = 62,09 {g/kWh}
massa_CO2_parcial = Consumo_parcial*Mix_brazil/1000000 {t}

```

Código para referência I:

```

{Referência I}

{coeficiente de performance estimado para referência - INMETRO}
COP_cp_100% = 3,0

{coeficiente estimado de performance estimado para referência - INMETRO}
COP_cp_parcial = 2,5

{rendimento mecânico do compressor}
eta_mec_cp = 0,9

{estado de referência}
P[0] = 101,325
T[0] = 298,15
h[0] = enthalpy(Water;T=T[0];P=P[0])
s[0]=entropy(Water;T=T[0];P=P[0])

{BALANÇOS DE ENERGIA}

{PICO DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A 100% DA CAPACIDADE}

{Capacidade de resfriamento total}
Q_dot_evap_cp_100% = 39449

{Potência mec compressor - 100%}
W_dot_cp_100% = -Q_dot_evap_cp_100%/COP_cp_100%

{Balanço de energia - 100%}
Q_dot_cond_cp_100% = W_dot_e_cp_100% - Q_dot_evap_cp_100%

{Potência elétrica - 100%}
W_dot_e_cp_100% = W_dot_cp_100%/eta_mec_cp

{Potência elétrica GLOBAL - 100%}
W_dot_e_cp_global_100% = (W_dot_cp_100%)/eta_mec_cp

{Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração}
Q_dot_evap_global_100% = Q_dot_evap_cp_100%

{COP - 100%}
COP_global_100% = (-Q_dot_evap_global_100%) / (W_dot_e_cp_global_100%)

```

{ VALE DE CARGA TÉRMICA COM CHILLERS ELÉTRICOS A CAPACIDADE PARCIAL }

carga_parcial = 0,50

{ Capacidade de resfriamento - parcial }

$Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} = Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * \text{carga_parcial}$

{ Potência mec compressor - parcial }

$W_{\text{dot_cp_parcial}} = -Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} / \text{COP_cp_parcial}$

{ Balanço de energia - parcial }

$Q_{\text{dot_cond_cp_parcial}} = W_{\text{dot_e_cp_parcial}} - Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}}$

{ Potência elétrico - parcial }

$W_{\text{dot_e_cp_parcial}} = W_{\text{dot_cp_parcial}} / \text{eta_mec_cp}$

{ Potência elétrico GLOBAL - parcial }

$W_{\text{dot_e_cp_global_parcial}} = (W_{\text{dot_cp_parcial}}) / \text{eta_mec_cp}$

{ Capacidade total de resfriamento da planta de cogeração }

$Q_{\text{dot_evap_global_parcial}} = Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}}$

{ COP - parcial }

$\text{COP_global_parcial} = (-Q_{\text{dot_evap_global_parcial}}) / (W_{\text{dot_e_cp_global_parcial}})$

{ Balanço de exergia }

$T_e = 22 + 273,15$

$T_s = 25 + 273,15$

$\text{MLT} = (T_e - T_s) / ((\ln(T_e)) - (\ln(T_s)))$

{ rendimento exergético global - 100% }

$\text{Eta_ex_global_100\%} = (((Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * (1 - (T[0] / \text{MLT})))) / (W_{\text{dot_e_cp_global_100\%}})$

$\text{efeito_util_global_100\%} = (Q_{\text{dot_evap_cp_100\%}} * (1 - (T[0] / \text{MLT})))$

{ rendimento exergético global - parcial }

$\text{Eta_ex_global_parcial} = (Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} * (1 - (T[0] / \text{MLT}))) / (W_{\text{dot_e_cp_global_parcial}})$

$\text{efeito_util_global_parcial} = (Q_{\text{dot_evap_cp_parcial}} * (1 - (T[0] / \text{MLT})))$

{ produção de CO2 }

Horas = 5000

$\text{Consumo_medio} = Q_{\text{dot_evap_global_parcial}} * \text{Horas}$

Mix_brazil = 62,09 { g/kWh }

$\text{massa_CO2} = \text{Consumo_medio} * \text{Mix_brazil} / 1000000 \text{ {t}}$