



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ESTUDO DA HABILIDADE DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM SUPORTAR
VARIAÇÕES FINANCEIRAS

PETRÔNIO PEREIRA DA SILVA

Orientador: Fábio Santana Magnani

Dissertação submetida à Universidade Federal de Pernambuco para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Mecânica.

RECIFE
AGOSTO DE 2012

Recife
2012
PETRÔNIO PEREIRA DA SILVA

ESTUDO DA HABILIDADE DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM SUPORTAR
VARIAÇÕES FINANCEIRAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de concentração de Processos e Sistemas Térmicos.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Santana Magnani

Catálogo na fonte
Bibliotecário Marcos Aurélio Soares da Silva, CRB-4 / 1175

S586e Silva, Petrônio Pereira da.
Estudo da habilidade de sistemas de cogeração em suportar variações financeiras / Petrônio Pereira da Silva. - Recife: O Autor, 2012.
viii, 104 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof^o Dr^o. Fábio Santana Magnani.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2012.
Inclui Referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Cogeração. 3. Programação Linear. 4. VPL (Valor Presente Líquido). 5. Sistema Térmico – Otimização. I. Magnani, Fábio Santana (orientador). II. Título.

620.1 CDD (22. ed.)

UFPE
BCTG/2013 -038

“ESTUDO DA HABILIDADE DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO EM SUPORTAR
VARIAÇÕES FINANCEIRAS”

PETRÔNIO PEREIRA DA SILVA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROCESSOS E SISTEMAS TÉRMICOS

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE

Prof. Dr. FÁBIO SANTANA MAGNANI
ORIENTADOR/PRESIDENTE

Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRÍQUEZ GUERRERO
COORDENADOR DO PROGRAMA

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. FÁBIO SANTANA MAGNANI (UFPE/PPGEM)

Prof. Dr. JOSÉ CARLOS CHARAMBA DUTRA (UFPE/PPGEM)

Prof. Dr. PAULO ROMERO MARTINS MACIEL (UFPE/CIN)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, antes de tudo, pela oportunidade que mudou minha vida no momento em que ingressei neste programa.

Agradeço aos meus pais, Mauricio e Elizabeth, minha irmã e cunhado, meus maiores incentivadores, que me permitiram encarar o desafio de largar o mercado de trabalho para voltar aos estudos.

Agradeço aos eternos amigos, que faziam destes corredores um ambiente saudável e de esperanças. Provamos que é possível vencer na vida através dos estudos. Todos os que conviveram comigo nesse tempo, todos, sem exceção, já se tornaram excelentes profissionais.

Agradeço aos funcionários do departamento em geral, que muito facilitaram minha jornada, sempre atenciosos e prestativos.

Alcides, André, Tiago, Thiago, Paulo Bomfim, Paulo Dávila, Heber, Marília, Marcelo, D. Eliane, Antônio, Álvaro, Mariana, Ladjane e etc., muito obrigado pelo companheirismo.

Agradeço a minha esposa, Erika, pela paciência, acima de tudo, grande incentivadora e amiga.

Agradeço aos professores, pela quantidade de informações novas que agora tenho. Um conhecimento que me diferencia daqueles que não tiveram acesso à educação de tão alto nível.

Agradeço ao professor Magnani, que mudou para sempre o meu conceito de interação entre professores e alunos. Por não entender bem qual meu papel no contexto entre orientador e orientando, decidi considerá-lo um amigo.

Agradeço, enfim, a todos que de alguma forma me ajudaram a chegar até aqui.

Por último, agradeço a mim. É preciso ter coragem para seguir caminhos não convencionais.

*“A coragem é a primeira das qualidades humanas porque garante
todas as outras.”*

(Aristóteles)

RESUMO

Sistemas de cogeração podem gerar energia térmica ou elétrica a partir de uma ou mais fontes de energia. São bastante utilizados nas centrais de utilidades das indústrias e edifícios comerciais, com a finalidade de gerar e distribuir vapor, água gelada ou eletricidade a diversos tipos de processos. Apesar de eficientes, podem se tornar financeiramente arriscados quando submetidos a alterações nos parâmetros originais de projeto. Diminuições na demanda ou aumento de preços dos combustíveis, por exemplo, podem transformar um projeto tecnicamente ótimo em um fracasso econômico. O objetivo do presente trabalho é ilustrar que projetos baseados em sistemas de cogeração, ao contrário do que comumente se acredita, são muito robustos para suportar mudanças financeiras, desde que tenham flexibilidade técnica para se ajustarem às novas condições. Como ilustração da robustez dos sistemas de cogeração, usou-se neste trabalho um sistema composto por: um motor, três tipos de caldeiras e dois tipos de *chillers*. A principal característica desse sistema é que é possível combinar o uso dos equipamentos de várias maneiras diferentes, gerando inúmeras configurações de operação capazes de atender as demandas. As demandas de água gelada, eletricidade e vapor são variáveis ao longo dos dias. A otimização foi realizada pelo método clássico da Programação Linear, minimizando o VPL (Valor Presente Líquido) nas possíveis configurações de operação. Uma série de estudos de casos foram realizados no intuito de investigar o comportamento do sistema geral otimizado quando submetido a alterações financeiras. As principais conclusões são que o sistema de cogeração proposto pode suportar um aumento de até 374% na tarifa de combustível e um aumento de até 93% na tarifa de energia elétrica. Outra conclusão importante é que os sistemas de cogeração são robustos no que se refere às variações da tarifa de combustível e eletricidade após os primeiros dez anos de operação.

Palavras chave: Cogeração. VPL. Programação linear. Otimização de sistemas térmicos.

ABSTRACT

Cogeneration systems can generate electrical or thermal energy from one or more sources of energy. This kind of systems are generally used in utility sectors of industries and commercial buildings, in order to generate and distribute steam, cold water or electricity to various types of processes. Cogeneration systems can be effective, but also can become financially risky when subjected to changes in the parameters of the original design. Decreases in demand or increases in fuel prices, for example, can turn a project technically great in an economic failure. The objective of this work is to illustrate that projects based in cogeneration systems, contrary to what is commonly believed, are very robust to support financial changes if they have technical flexibility to adjust to new conditions. In order to illustrate the robustness of cogeneration systems, it was adopted a system composed of an engine, three types of boilers and two types of *chillers*. The main feature of this system is to combine the use of equipment in many different ways, generating numerous configurations of operation capable of attend the demands. The demands of chilled water, steam and electricity are variable throughout the day. The optimization was performed by the classical method of Linear Programming to minimizing the NPV (Net Present Value) of the possible operating configurations. A series of case studies were undertaken in order to investigate the behavior of the overall optimized system subjected to financial changes. The main conclusions are that the proposed cogeneration system can support up to 374% increase in the price of fuel and an increase of up to 93% in electricity tariff. Another important conclusion is that the cogeneration systems are robust with respect to variations in the tariff of fuel and electricity after the first ten years of operation.

Keywords: Cogeneration. NPV. linear programming. optimization of thermal systems.

FIGURAS

Figura 1. Esquema de Planta de Cogeração Genérica.....	2
Figura 2. Sistema Térmico Rígido.....	4
Figura 3. Sistema Térmico Adaptativo.....	5
Figura 4. Planta de Cogeração com Três Demandas.....	8
Figura 5. Cogeração com Turbina a Gás.....	8
Figura 6. Sistema de Cogeração Dotado de ORC.....	9
Figura 7. Demandas Energéticas.....	10
Figura 8. Demandas Energéticas – Verão.....	11
Figura 9. Variação de Taria de Energia Elétrica.....	13
Figura 10. Variação de Eficiência - Máquina Térmica.....	15
Figura 11. Demandas de Água Gelada nos Períodos de Inverno e Verão.....	22
Figura 12. Demanda de Água Gelada.....	23
Figura 13. Demanda de Energia Elétrica Média - Dias Úteis - Set/2007.....	24
Figura 14. Demanda de Energia Elétrica.....	24
Figura 15. Sistema de Cogeração Genérico.....	25
Figura 16. Potências de Entrada - <i>Chillers</i> de Compressão e Absorção.....	26
Figura 17. Potências de Entrada - Caldeiras.....	27
Figura 18. Potências de Entrada - Máquina Térmica.....	28
Figura 19. Sistema de Cogeração Genérico.....	37
Figura 20. Demanda de Energia Elétrica Média - Dias Úteis Set/2007.....	41
Figura 21. Sistema Operando no Horário de Ponta.....	51
Figura 22. Sistema Operando no Horário Fora de Ponta.....	52
Figura 23. VPL para o Estudo de Caso 1.....	57
Figura 24. VPL para o Estudo de Caso 2.....	60
Figura 25. VPL para o Estudo de Caso 3.....	63
Figura 26. Sistema Operando no Horário de Ponta.....	64
Figura 27. Evolução do VPL com a Variação de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$	66
Figura 28. VPL para o Estudo de Caso 5.....	69
Figura 29. Sistema Operando no Horário de Ponta.....	73
Figura 30. Sistema Operando no Horário de Ponta.....	73
Figura 31. Sistema Operando no Horário de Ponta.....	73
Figura 32. VPL para o Estudo de Caso 6.....	74
Figura 33. VPL para o Estudo de Caso 7.....	78
Figura 34. VPL para o Estudo de Caso 8.....	80
Figura 35. Demanda de Energia Elétrica.....	83
Figura 36. Venda de Energia Elétrica.....	83
Figura 37. VPL para o Estudo de Caso 9.....	85
Figura 38. Venda de Energia Elétrica Excedente.....	88
Figura 39. Sistema Operando no Horário de Ponta - Dia Útil.....	88
Figura 40. Sistema Operando no Horário de ponta - Dia Não Útil.....	89

Figura 41. Sistema Operando com baixo k_{fuel}	90
Figura 42. Venda de Energia Elétrica Excedente.	91
Figura 43. Sistema Operando no Horário de Ponta.	92
Figura 44. Sistema Operando no Horário de Ponta.	92
Figura 45. Sistema Operando no Horário de Ponta.	93
Figura 46. Sistema Operando no Horário de Ponta.	93
Figura 47. Perfil de Operação das caldeiras ao longo do tempo (kW X horas).	94
Figura 48. VPL para o estudo de caso 10.	96

TABELAS

Tabela 1. Preços das Tarifas de Energia Elétrica e Combustível, e valor do PCI.	17
Tabela 2. Custo Inicial - Aquisição e Instalação dos Equipamentos.....	18
Tabela 3. Eficiências Térmicas dos Equipamentos.	19
Tabela 4. Tempo de Vida de Projeto e Taxa de Financiamento.....	20
Tabela 5. Descrição dos Dias Representativos.....	21
Tabela 6. Resultado de Simulação para o Estudo de Caso.....	50
Tabela 7. Resultado das Simulações para o Estudo de Caso 1.....	55
Tabela 8. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 1.	58
Tabela 9. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 2.	59
Tabela 10. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 3.	62
Tabela 11. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 3.	64
Tabela 12. Resultado das Simulações para o Estudo de Caso 4.....	65
Tabela 13. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 4.	67
Tabela 14. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 5.	68
Tabela 15. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 5.	70
Tabela 16. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 6.	71
Tabela 17. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 6.	75
Tabela 18. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 7.	76
Tabela 19. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 7.	78
Tabela 20. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 8.	79
Tabela 21. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 8.	81
Tabela 22. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 9.	82
Tabela 23. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 9.	85
Tabela 24. Resultados das Simulações para o estudo de caso 10.....	87
Tabela 25. Resumo dos Resultados para o estudo de caso 10.....	95

SUMÁRIO

RESUMO	iv
ABSTRACT	v
FIGURAS	vi
TABELAS	vii
SUMÁRIO	viii
1. Introdução	1
1.1. Sistema térmico de cogeração	2
1.2. Problema	4
1.3. Objetivos e metas	4
1.3.1. Objetivo Geral	6
1.3.2. Objetivos Específicos	6
1.4. Estrutura da Dissertação	7
2. Revisão bibliográfica	8
3. Dados.....	17
3.1. Parâmetros Gerais de Projeto	17
3.2. Demandas Energéticas	20
3.2.1. Dias Representativos	20
3.2.2. Demanda de água gelada	22
3.2.3. Demanda de Eletricidade.....	23
3.2.4. Demanda de vapor.....	25
3.3. Potências nominais dos equipamentos.....	25
4. Fundamentação Teórica	31
4.1. VPL (valor presente líquido)	31
4.2. Programação Linear	32
4.2.1. Forma padrão	32
4.2.2. Forma matricial	34
5. Modelagem	37
5.1. Modelo de cogeração	37
5.2. Função objetivo	38
5.3. Restrições	43
5.4. Processo de Otimização	47
6. Estudos de caso - resultados e discussão.....	50
6.1. Caso de referência	50
6.2. Estudos de caso gerais e Elasticidade	53
6.2.1. Estudo de caso 1 - Variação da tarifa de combustível.....	54
6.2.2. Estudo de caso 2 - Variação da tarifa de combustível após os dez primeiros anos de operação	58
6.2.3. Estudo de caso 3 - Variação dos custos iniciais: <i>Chiller</i> de Absorção e Caldeira de recuperação.....	60
6.2.4. Estudo de caso 4 - Variação dos custos iniciais: <i>Chiller</i> de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{\text{fuel}} = 30\%$	64

6.2.5. Estudo de caso 5 - Variação dos custos iniciais: <i>Chiller</i> de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{fuel} = 40\%$	67
6.2.6. Estudo de caso 6 - Variação dos custos iniciais: <i>Chiller</i> de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{fuel} = 150\%$	70
6.2.7. Estudo de caso 7 - Variação das tarifas de energia elétrica.....	75
6.2.8. Estudo de caso 8 - Variação das tarifas de energia elétrica após os dez primeiros anos de operação.....	79
6.2.9. Estudo de caso 9 - Variação da tarifa de combustível para um sistema térmico com duas demandas.....	81
6.2.10. Estudo de caso 10 - Variação da tarifa de combustível de um sistema com três demandas.....	86
7. Conclusão.....	97
Referências.....	101

1. Introdução

Os sistemas térmicos são importantes nas indústrias em geral, pois trabalham com o objetivo de suprir demandas energéticas exigidas por um determinado processo industrial. As demandas energéticas mais comuns são: vapor, água gelada e energia elétrica. Os sistemas térmicos consistem em um conjunto de equipamentos que são interligados entre si, projetados para fornecer demandas energéticas de acordo com a necessidade do processo.

Devido ao elevado custo de aquisição e operação dos equipamentos utilizados, os sistemas térmicos convencionais usualmente projetados são rígidos. A configuração dos equipamentos visa ao fornecimento de demandas energéticas com baixo custo de projeto, preparados para operar em cenários onde as tarifas de insumos energéticos são invariantes no tempo.

Os sistemas convencionais são ditos rígidos por que são incapazes de responder bem a variações de custos operacionais (tarifas de insumos, por exemplo), pois possuem modos limitados de operação, uma vez que os equipamentos foram dimensionados para operar em cenários financeiros bem definidos.

Com o auxílio de ferramentas de otimização é possível projetar sistemas adaptativos, isto é, capazes de mudar sua configuração de operação para se ajustar a cenários financeiros variáveis. Isso se deve ao fato de que o sistema adaptativo conta com uma maior gama de maquinário, possibilitando mais opções de combinações de equipamentos capazes de operar para atender às demandas solicitadas. Devido a essa capacidade, esse tipo de sistema é considerado robusto.

Por exemplo, um sistema térmico genérico possui três configurações de operação: A, B e C, sujeito a três cenários financeiros distintos: I, II e III. Cada cenário apresenta uma faixa de preço para o combustível que é consumido durante a operação da planta.

No cenário I o preço do combustível é o normalmente praticado no mercado e a configuração A apresenta o melhor custo de operação. Após certo período de operação, considerando que o sistema está agora submetido ao cenário II, uma alta no preço do combustível acontece. A configuração B é a adequada para ajustar a operação do sistema ao novo cenário de custo e deve ser escolhida ao invés da configuração A. No cenário III, um

reajuste ainda maior no preço do combustível ocorre, e a configuração C pode ser utilizada, pois apresenta um custo de operação melhor que demais opções.

No exemplo anterior, o sistema térmico é adaptativo possuindo mais de uma forma de operar para atender à demanda do processo. É capaz de mudar a sua configuração de operação, visando obter o melhor custo de operacional de acordo com o cenário.

Um sistema rígido contaria com apenas uma configuração de operação, visando atender a um único cenário financeiro. Assim, tal sistema poderia se tornar inviável, caso venham a ocorrer mudanças tarifárias significativas e inesperadas ao longo do tempo de vida do projeto. Do exemplo acima, um sistema projetado apenas para operar com a configuração A apresentaria um custo operacional inviável se o sistema operar submetido a mesma tarifa de combustível aplicada no cenário III.

1.1. Sistema térmico de cogeração

O sistema térmico adotado neste trabalho é baseado na planta de cogeração utilizada por GUERRA (2011), conforme apresentado na Figura 1.

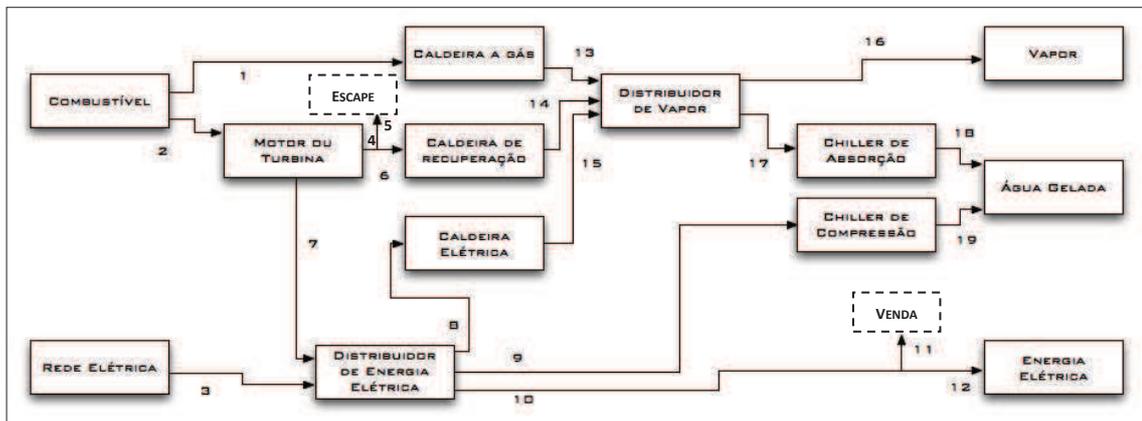


Figura 1. Esquema de Planta de Cogeração Genérica.

Os blocos apresentam o nome de um equipamento. Cada seta recebe uma numeração que denomina uma linha de fluxo. O número 1 abaixo da seta significa que se trata da linha de fluxo de energia 1, por exemplo. As setas utilizadas indicam o sentido em que o fluxo de energia percorre através dos equipamentos. Equipamentos auxiliares como bombas e

tubulações não serão considerados. As fontes de energia de entrada do processo estão no lado esquerdo da Figura 1: combustível e energia elétrica. As fontes de energia geralmente são terceirizadas.

O combustível alimenta uma caldeira a gás pela linha 1 ou uma máquina térmica (motor ou turbina) pela linha 2. Os tipos de combustíveis mais comuns são o óleo diesel e o gás natural. A máquina térmica (a partir do combustível recebido através da linha 2) produz um trabalho de eixo. Este equipamento é acoplado a um alternador, convertendo o trabalho de eixo em eletricidade. Assim, a eletricidade do sistema será comprada da rede pública ou gerada pela máquina térmica.

A energia elétrica é comprada da rede pública ou produzida pela máquina térmica, seguindo então para um painel de distribuição elétrica através da linha 3, que por sua vez, distribui a energia para uma caldeira elétrica (usando a linha 8), para um *chiller* de compressão (usando a linha 9) ou para atender diretamente a demanda de eletricidade do processo (usando a linha 12).

No lado direito da Figura 1, temos três blocos, que representam as três possíveis demandas que o sistema deverá atender. Vapor (pela linha 16), energia elétrica (pela linha 12) e água gelada (pelas linhas 18 e 19).

Três opções de caldeiras com princípios de funcionamento distintos são capazes suprir a demanda de vapor do processo. A caldeira a gás realiza a queima direta de combustível para produzir vapor. Já a caldeira de recuperação aproveita os gases quentes de escape da máquina térmica. A caldeira elétrica consome eletricidade para produção de vapor.

A demanda de água gelada (linhas 18 e 19) é suprida pelos refrigeradores a vapor e elétrico (*chiller* de absorção e *chiller* de compressão respectivamente). O *chiller* de absorção é capaz de produzir água gelada consumindo vapor e o *chiller* de compressão produz água gelada consumindo energia elétrica.

O papel do distribuidor de vapor é direcionar o fluxo do vapor produzido pelas caldeiras (linhas 13, 14 e 15) para atender a demanda (através da linha 16) e/ou desviar parte do fluxo para alimentar o *chiller* de absorção (através da linha 17), quando este estiver em operação.

Quando o sistema não aproveita os gases quentes de escape da máquina térmica pela linha 4, despeja para a atmosfera através da linha 5. Se o sistema aproveitar os gases quentes da máquina térmica que saem pela linha 4, direciona o fluxo para a caldeira de recuperação através da linha 6. O sistema ainda é capaz de vender energia elétrica através da linha 11. Caso haja produção excessiva de eletricidade, esta poderá ser ofertada ao mercado.

1.2. Problema

Os sistemas térmicos em geral são projetados como sistemas rígidos, isto é, possuem uma gama bastante limitada de equipamentos e assim, configurações de operação também limitadas. Projetistas e engenheiros comumente limitam a quantidade de equipamentos na tentativa de baixar o custo do projeto. O projeto de um sistema rígido é incapaz de suportar alterações significativas de parâmetros financeiros, o que pode ser melhorado utilizando sistemas de cogeração, que em longo prazo são financeiramente mais confiáveis.

Contudo, o sistema de cogeração é aparentemente mais caro que um sistema convencional. Além disso, projetos de cogeração são complexos devido às inúmeras opções de configuração de operação disponíveis. É necessário nesse caso, a utilização de ferramentas de otimização adequadas para auxiliar na escolha da configuração ótima, com relação ao custo inicial e operacional da planta.

1.3. Objetivos e metas

Devido à dificuldade de projetar sistemas robustos com baixo custo, os projetistas optam em dimensionar sistemas rígidos. Por exemplo, um projeto de sistema rígido para atender uma demanda de água gelada prevê a compra dos equipamentos conforme a Figura 2.

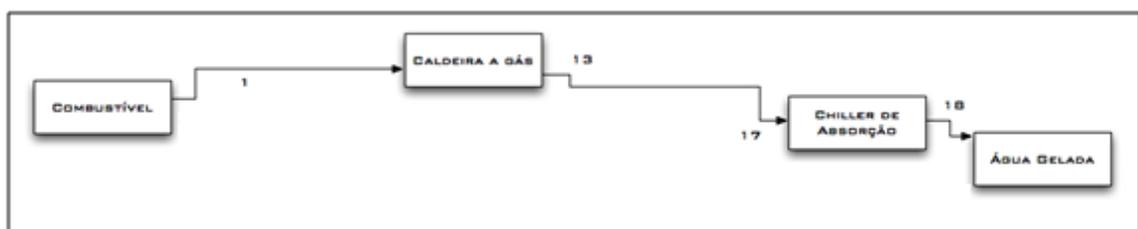


Figura 2. Sistema Térmico Rígido.

O sistema da Figura 2 é bastante simples, operando com apenas uma possibilidade de fluxo de energia para atender a demanda de água gelada. Incluindo outros equipamentos na planta, o sistema se torna adaptativo, pois apresenta mais de uma opção de caminho a ser tomado pelo fluxo de energia, conforme a Figura 3.

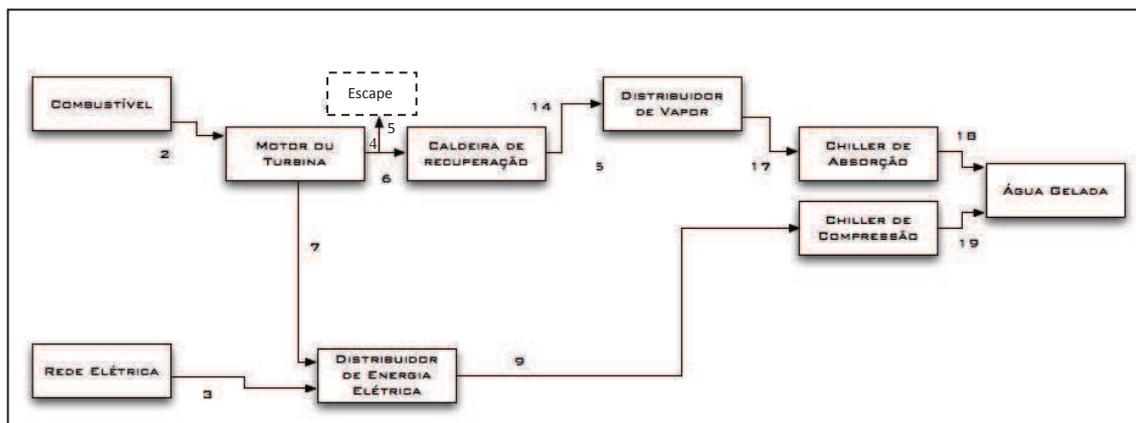


Figura 3. Sistema Térmico Adaptativo.

As Figuras 2 e 3 são variações da Figura 1. Comparando com o sistema da Figura 3, o sistema rígido da Figura 2 tem um custo de investimento inicial mais baixo, pois compra apenas dois equipamentos principais: uma caldeira de queima direta e um *chiller* de absorção, para suprir a demanda de água gelada a partir do vapor fornecido pela caldeira.

Já o sistema da Figura 3 dispõe de uma máquina térmica, uma caldeira de recuperação e dois *chillers*, um de absorção e um de compressão. Trata-se de um sistema com investimento inicial mais caro que o sistema da Figura 2, porém com maiores possibilidades de fluxos térmicos entre os equipamentos.

Em longo prazo, o que acontece com o custo de operação da planta da Figura 2 caso um elevado aumento no preço do combustível viesse a ocorrer? Esse sistema ainda seria viável do ponto de vista financeiro? Provavelmente não. O sistema não é robusto o suficiente para se adaptar a alterações de preço de insumos. Uma revisão do projeto inicial deverá ser feita para atenuar os efeitos da alta do combustível, gerando custos adicionais de investimento em outros equipamentos e paradas de produção para modificações no layout da planta.

Utilizando o projeto de sistema da Figura 3, o sistema teria a opção de desligar a máquina térmica e comprar energia da rede pública, alimentando o *chiller* de compressão para atender a demanda. Ou ainda, o sistema poderia reduzir o uso da máquina térmica e trabalhar com os dois *chillers* em paralelo para atender a demanda de água gelada.

O sistema da Figura 3 apresenta mais de uma opção de configuração de operação. Cada configuração apresenta um custo operacional. A planta poderia adotar a configuração de melhor custo de acordo com o cenário.

1.3.1. Objetivo Geral

O principal objetivo desta dissertação é ilustrar que um projeto de sistema térmico baseado em cogeração é robusto. Para alcançá-lo, é necessário que o sistema apresente variedade de equipamentos. Os equipamentos disponíveis devem permitir alterações no modo de operação, de acordo com as condições impostas. Por exemplo, o sistema pode desligar ou ligar qualquer equipamento, bem como aumentar ou diminuir as potências de saída. Além disso, uma ferramenta de otimização apropriada deve ser utilizada para eleger corretamente a melhor configuração de operação, ou seja, escolher os equipamentos mais indicados e o modo de operação mais eficiente, que resulte na configuração de melhor custo.

1.3.2. Objetivos Específicos

As metas deste trabalho são: adquirir dados técnicos e financeiros de equipamentos em geral, introduzir o conceito de elasticidade e realizar estudos de caso para analisar a elasticidade física e operacional de um sistema térmico. É possível avaliar a viabilidade financeira de um sistema adaptativo analisando a elasticidade de uma planta de cogeração genérica, facilitando a escolha das melhores configurações de operação para um determinado cenário financeiro. O conceito de elasticidade introduzido neste trabalho é utilizado para avaliar a capacidade de um sistema térmico em suportar mudanças de parâmetros financeiros.

Adiante, estudos de caso da elasticidade verificarão intervalos de variação de um parâmetro financeiro que apresentam a mesma configuração de operação. Por exemplo, no intervalo de 0 a 120% do valor de mercado da tarifa de combustível praticada, a configuração da Figura 2 é a melhor com relação ao custo. Acima de 120% da tarifa estudada (um aumento maior que 20% do valor praticado), utilizando os equipamentos da Figura 3 o sistema poderá suportar o aumento das tarifas, mantendo um custo operacional adequado. Logo, a configuração da Figura 2 suporta variações de até 20% no preço do combustível. Prevendo que no futuro ocorra um aumento maior que 20% no valor da tarifa de combustível, o projetista saberá que apenas utilizando os equipamentos da Figura 2 o sistema corre o risco de tornar inviável.

1.4. Estrutura da Dissertação

No capítulo 1 foram apresentados os conceitos introdutórios de sistemas de cogeração, as metas e os objetivos do presente trabalho. O capítulo 2 foi desenvolvido com o intuito de posicionar esta dissertação perante outras publicações encontradas na literatura. É apresentada uma visão geral dos sistemas térmicos, com exemplos de tecnologias, tipos de demandas, parâmetros técnicos e financeiros, ferramentas de otimização e possibilidades de estudos que podem ser realizados para projetar plantas de cogeração.

O capítulo 3 justifica todos os parâmetros técnicos, financeiros e todas as demandas utilizadas nos estudos de caso subsequentes. O capítulo 4 foi desenvolvido para conceituar as ferramentas de análise financeira e de otimização.

O capítulo 5 ilustra o método de otimização utilizado nesta dissertação. É feita uma abordagem matemática e financeira, onde é possível conhecer todas as equações envolvidas e os procedimentos executados no processo de otimização.

O capítulo 6 trata dos estudos de caso. Os estudos realizados neste trabalho investigarão o comportamento de uma planta de cogeração, onde parâmetros financeiros (custos de aquisição e manutenção de equipamentos e tarifas de combustível e energia elétrica) são modificados ao longo do tempo. O sistema é estudado em ocasiões em que a planta deve atender uma ou mais demandas energéticas (água gelada, água gelada + energia elétrica ou água gelada + energia elétrica + vapor). Os estudos mostram resultados das otimizações financeiras para cada situação imposta ao sistema.

É possível conhecer a elasticidade dos equipamentos envolvidos, à medida que ocorrem variações de parâmetros financeiros. O capítulo 6 introduz os conceitos de elasticidade física e operacional. Finalizando, O capítulo 7 traz as devidas conclusões e sugestões de melhoria.

2. Revisão bibliográfica

No presente capítulo serão apresentados diversos trabalhos com sistemas térmicos, ferramentas de otimização e com análises financeiras semelhantes ao estudado nesta dissertação. Por exemplo, Beihong e Weiding (2005) realizaram estudos de otimização de sistemas térmicos de cogeração onde não foi incluída uma caldeira elétrica no layout da planta e a não houve possibilidade de venda de eletricidade excedente. A Figura 4 mostra detalhadamente o esquema adotado pelos autores. O sistema dispõe de uma turbina a gás (Gas turbine); um par de caldeiras: a gás (HB) e de recuperação (RB); um par de refrigeradores de água: a vapor (RS) e elétrico (RE).

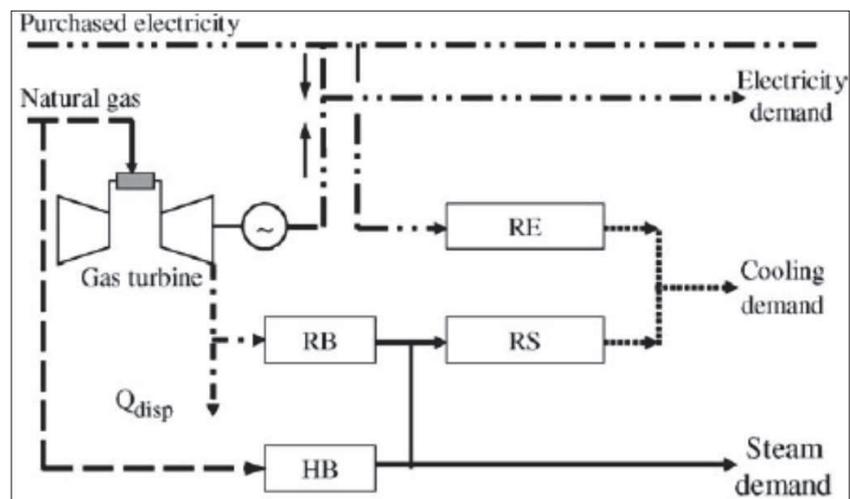


Figura 4. Planta de Cogeração com Três Demandas. Fonte: Beihong e Weiding (2005).

Kong et al (2004) propôs uma planta visando atender às demandas de calor, frio e eletricidade a partir de uma turbina a gás. A Figura 5 representa esse esquema.

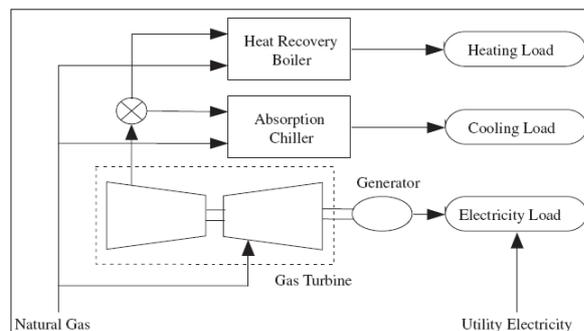


Figura 5. Cogeração com Turbina a Gás. Fonte: Kong et al (2004).

No sistema da Figura 5 a demanda elétrica (Electricity Load) é fornecida por um gerador de eletricidade (Generator) que é acoplado à turbina a gás (Gas Turbine). Os gases quentes da turbina alimentam um *chiller* de absorção (Absortion *Chiller*) e uma caldeira de recuperação (Heat Recovery Bolier), fornecendo água gelada (Cooling Load) e vapor (Heating Load) ao processo respectivamente. Se os gases da turbina forem insuficientes para satisfazer completamente as demandas de frio e calor, uma pós-combustão complementar do gás natural (Natural Gas) pode ser usada, o que é indicado pelas setas saindo da linha de gás natural em direção ao *chiller* e à caldeira.

O trabalho de Mago e Chamra (2010) analisou uma planta de cogeração combinada com um sistema ORC (Organic Rankine Cycle). A Figura 6 mostra um sistema ORC capaz de aproveitar os gases de uma PGU (Power Generation Unit) para gerar eletricidade extra.

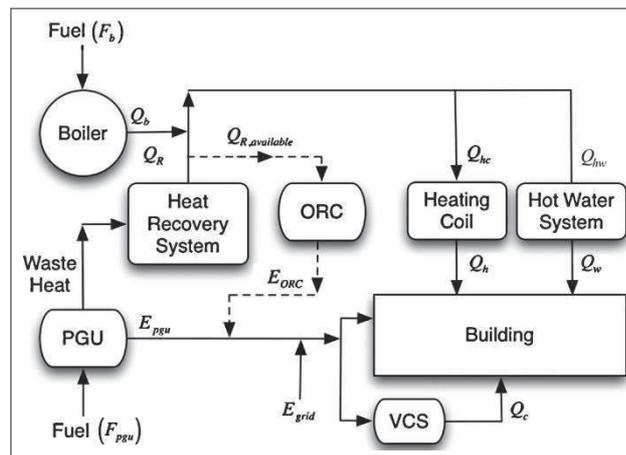


Figura 6. Sistema de Cogeração Dotado de ORC. Fonte: Mago e Chamra (2010).

A PGU da Figura 6 é equivalente à máquina térmica utilizada no sistema térmico estudado nesta dissertação. A PGU recebe combustível (F_{PGU}) para produzir eletricidade (E_{PGU}). Os produtos de combustão saem pela linha de escapamento (Waste Heat) em elevadas temperaturas na fase gasosa. Esses gases quentes seguem para o sistema de recuperação de calor (Heat Recovery System), servindo para aquecer água até a fase de vapor. O sistema ORC utiliza parte desse vapor para produzir eletricidade. O sistema ORC é bem aproveitado em situações onde a demanda de calor é inferior ao potencial de fornecimento da planta.

Os sistemas de cogeração são encontrados em uma grande variedade de layouts, que se adaptam facilmente a quase todo tipo de condições de operação, em ampla faixa de geração de potência. Wu e Wang (2006) apresentaram uma revisão com várias opções de plantas e

tecnologias de equipamentos disponíveis no mercado, mostrando também o status da cogeração em diversos países.

Com relação às demandas energéticas, o projeto de uma planta de cogeração deve considerar os tipos de demandas (frio, calor ou eletricidade) que devem ser atendidas e como essas demandas variam no tempo. As demandas encontradas na literatura podem ser fixas ou variar no tempo. Diversos trabalhos foram publicados, os quais apresentaram análises do comportamento das demandas para o dimensionamento de uma planta de cogeração.

Neste trabalho, o sistema térmico é submetido a um perfil de demandas energéticas variáveis. Por exemplo, vapor, por necessidade de um processo qualquer, pode sofrer altas e baixas de demanda, em determinadas horas do dia. O processo de otimização pode indicar configurações de operação diferentes, de acordo com a demanda registrada em cada momento. Assim, é possível prever o comportamento da planta com antecedência, mudando a estratégia de operação quando necessário.

Foram encontrados outros trabalhos onde o comportamento das demandas com o tempo era conhecido. Si-Doek et al (2005) propôs um estudo de otimização para analisar a viabilidade de uma planta de cogeração em um hotel na Coreia, com um perfil de demandas definido de acordo com as estações do ano, prevendo oscilações principalmente nos meses de inverno e verão. O gráfico na Figura 7 mostra o perfil das demandas.

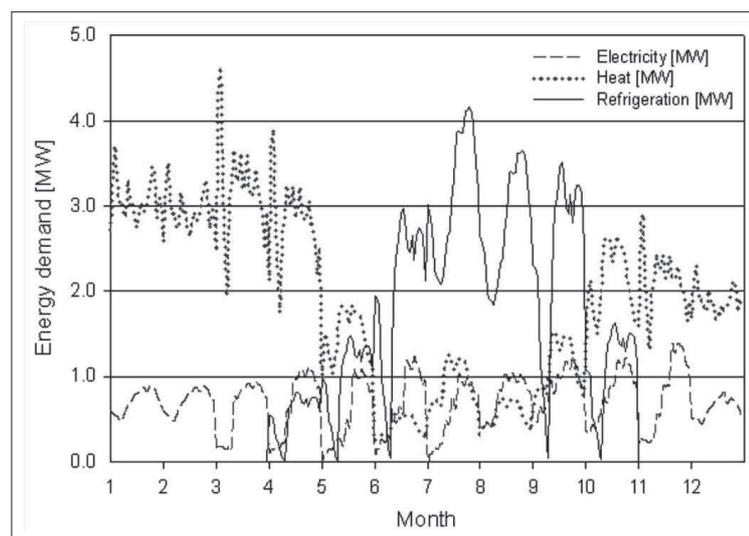


Figura 7. Demandas Energéticas. Fonte: Si-Doek et al (2005).

O gráfico da Figura 7 mostra a variação das demandas em megawatts de eletricidade (Electricity), Vapor (Heat) e água gelada (Refrigeration). No eixo das abscissas temos os meses do ano enumerados de 1 a 12.

Peacock e Newborough (2004) escolheram um dia estratégico em cada estação climática do ano para conhecer o valor das demandas nas situações críticas de geração de calor e eletricidade. O gráfico da Figura 8 mostra o comportamento em kilowatt x hora (kWxhora) das demandas para um dia crítico no verão, ao longo de 24 horas. A demanda elétrica (Power Demand) é mais acentuada entre 13 e 21 horas. O vapor (Heat Demand) é mais demandado no período da manhã e no início da noite.

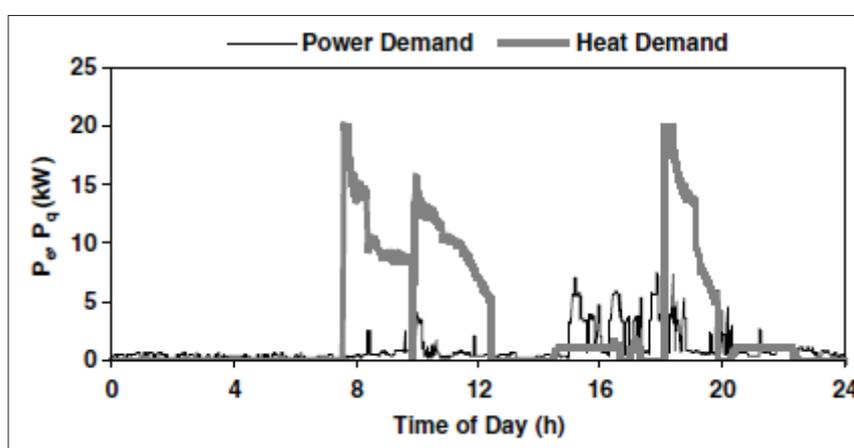


Figura 8. Demandas Energéticas – Verão. Fonte: Peacock e Newborough (2004).

Mago e Chamra (2009) utilizaram um software comercial (Energy Plus) para fazer um levantamento do perfil da demanda de energia elétrica. Os dados de entrada no software foram coletados com base em um edifício comercial tomado como referência.

Após projetar uma planta de cogeração capaz de atender as demandas de eletricidade, frio e calor, é necessário analisar se essa planta é uma alternativa viável financeiramente. Uma ferramenta de análise financeira adequada deve ser escolhida, de modo a agrupar de forma conveniente todas as variáveis envolvidas na operação da planta, numa única equação a ser otimizada (função objetivo).

Neste trabalho, utilizamos o VPL (Valor presente líquido) como ferramenta de análise financeira. A equação do VPL será a função a ser otimizada. O objetivo do processo de otimização utilizado nesta dissertação é minimizar o valor do VPL, cuja a equação representa

o somatório dos custos de aquisição e operação dos equipamentos, do custo com energia elétrica e o custo do combustível consumidos (parâmetros técnicos e financeiros).

Beihong e Weiding (2006) utilizaram o VPL para otimizar o custo anual de uma planta de cogeração. O modelo apresentado não considerou o custo de instalação dos equipamentos, apenas o custo de operação anual e o gasto com os insumos. O objetivo era minimizar o custo anual de operação.

Cardona e Piacentino (2008) também utilizaram o VPL para analisar o custo. Assim como na presente dissertação, também estes autores consideraram o custo de aquisição (o custo total desse investimento), de operação dos equipamentos e o custo com energia elétrica e do combustível consumidos. A função objetivo (VPL) foi maximizada, visando a lucratividade do sistema. Além do VPL, existem outras opções para analisar o aspecto financeiro de uma planta de cogeração.

Si-Doek et al (2006) utiliza a TIR (Taxa Interna de Retorno) para estudar a viabilidade econômica de uma planta de cogeração. O custo inicial de cada equipamento foi o foco da análise financeira. Kong et al (2004) estuda um processo de otimização onde a função objetivo minimizou apenas o custo da energia (eletricidade comprada da rede e consumo de combustível), na tentativa de reduzir o custo da energia elétrica consumida na planta.

Cho et al (2008) otimiza o custo de uma planta de cogeração minimizando o custo operacional, o consumo de energia primária e as emissões de poluentes. Cada um desses parâmetros possui uma função objetivo a ser otimizada.

A função objetivo escolhida para cada caso dependerá do comportamento das variáveis de decisão presentes na equação. Sendo o foco a análise financeira de plantas de cogeração, além das demandas e dos parâmetros de operação dos equipamentos, é preciso observar bem o valor das tarifas de energia elétrica e/ou dos combustíveis utilizados, que influenciam significativamente o custo de uma planta de cogeração.

Neste trabalho o perfil da tarifa de energia elétrica adotado se baseou no mercado brasileiro, que nos horários de pico (de 17:30 às 20:30 horas) tem um valor mais caro do que nos demais períodos do dia. O custo do gás natural utilizado é calculado de acordo com o órgão regulamentador brasileiro desse tipo de combustível e geralmente é fixo.

Outros trabalhos foram encontrados onde as tarifas afetam diretamente o sistema. Savola et al (2007) propôs um modelo de otimização capaz de encontrar o melhor projeto de micro cogeração de acordo com o custo máximo permitido de emissões de CO₂.

Beihong e Weiding (2004) analisaram a variação do preço da energia elétrica comprada por kWh (kilowatt hora). A Figura 9 mostra como variou a tarifa de compra de energia elétrica em um dia representativo do ano observado. O eixo vertical representa o custo (em moeda chinesa) por unidade de kWh e o eixo horizontal representa as horas do dia observado.

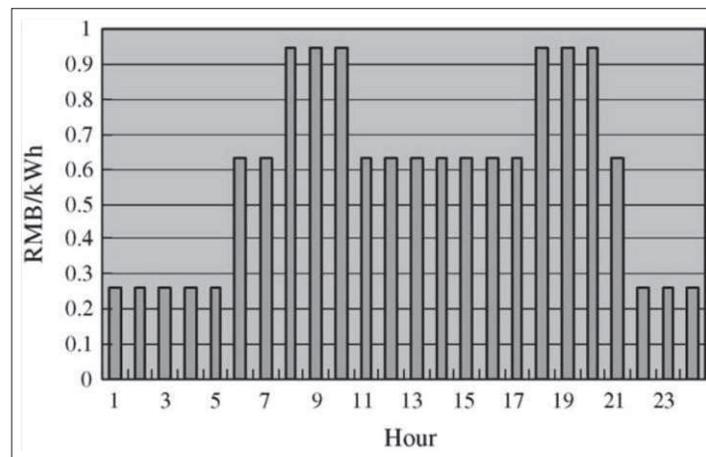


Figura 9. Variação de Tarifa de Energia Elétrica. Fonte: Beihong e Weiding (2004).

Si-Doek et al (2006) otimizou uma planta de cogeração prevendo mudanças no preço da tarifa de compra de energia elétrica em três períodos distintos ao longo de um ano: verão, estação de transição e inverno. O preço do gás natural que foi consumido não variou no ano observado.

Piacentino e Cardona (2007) estudaram a variação da tarifa de compra de energia elétrica nos horários de pico e fora de pico, e nos horários de alta e média carga. Também contam com a possibilidade de comprar o combustível (gás natural) com ou sem impostos. Cho et al (2009) estuda a variação na tarifa de energia elétrica em cinco cidades norte-americanas para decidir qual delas tem maior potencial de instalação de usinas de cogeração.

Até então, foram revistos tipos de sistemas térmicos, ferramentas de análise financeira e as principais variáveis energéticas e financeiras que afetam diretamente o custo de uma planta de cogeração. A partir daí é possível condensar essas variáveis em uma única equação (função objetivo), ou em um conjunto de equações que poderão ser otimizadas com o auxílio de técnicas de otimização. No presente trabalho foi escolhida a programação linear como técnica

de otimização, com base em GUERRA (2011), para minimizar o VPL. A programação linear é uma das técnicas mais utilizadas em estudos de otimização, e assim, foram encontrados diversos trabalhos que utilizaram a programação linear para otimizar funções objetivo em análises financeiras.

Beihong e Weiding (2005) otimizaram o custo de instalação e de operação de uma planta de cogeração utilizando programação não-linear – MINLP (mixed-integer nonlinear programming).

Cho et al (2008) utilizou programação linear para minimizar o custo da energia (custo da eletricidade da rede e o custo do gás natural para o motor e caldeira), com base na eficiência e restrições energéticas para cada componente de uma micro planta de cogeração.

Piacentino e Cardona (2008) fizeram uso da programação linear – MILP (mixed integer linear programming) para minimizar o custo de instalação e operação de uma planta de cogeração.

Privitera et al (2010) utilizou programação linear para analisar financeiramente tecnologias de produção de energia renovável. Uma análise de sensibilidade foi feita para tomada de decisão das tecnologias mais viáveis, como produção de energia através de biomassa, painéis fotovoltaicos e turbina eólica.

Além da programação linear, outras técnicas de otimização podem ser utilizadas na análise financeira de plantas de cogeração. Wu et al (2009) desenvolveu um método de otimização baseado em algoritmos genéticos, para minimizar o custo e as emissões de poluentes de uma planta de cogeração.

Hongwei et al (2005) analisou uma planta de cogeração, sob o caráter econômico, energético e ambiental. Neste trabalho, a análise financeira consistia em maximizar o VPL da planta, combinando programação linear e algoritmo genético.

Para um processo de otimização, além da seleção do layout da planta e da ferramenta de análise escolhida, é preciso saber como as variáveis de operação funcionam. Cada variável influencia na configuração dos equipamentos, uma vez que a planta deve se adaptar as condições de operação a ela impostas. Assim, diversos tipos de estudos podem ser realizados, variando-se os parâmetros de operação no intuito de melhorar o processo de otimização.

As variáveis mais importantes devem ser estudadas para se compreender o impacto que podem causar sob operação e custo de uma planta de cogeração. No presente trabalho estudou-se como o sistema reage à variação de tarifas dos insumos e preços de equipamentos. Dependendo da variação, a planta poderá apresentar um novo perfil de operação, para se adaptar às mudanças. Desse modo, é possível saber até que ponto um sistema pode suportar mudanças de carga térmica e tarifas aplicadas, prevendo situações de risco numa situação real.

Kong et al (2004) utilizou um modelo de programação linear para minimizar o custo total da energia para o sistema CCHP (combined cooling, heating and power), otimizando a operação de um sistema que atende demandas de água gelada, eletricidade e vapor. O principal equipamento era uma turbina a gás. Foi realizado um estudo que mostrou alguns casos onde não seria interessante operar a turbina. Este é o caso quando o custo da razão eletricidade/gás é muito baixo.

Hongbo e Weijun (2006) estudaram como a diferença tarifária de energia elétrica afetava o funcionamento de uma cogeração residencial. Variou-se a capacidade de armazenamento de um reservatório de calor em função da mudança de tarifa de energia elétrica entre os horários de ponta e fora de ponta. A partir dessa análise foi possível dimensionar corretamente esse equipamento.

Cho et al (2008) estudou a variação da eficiência da máquina térmica de acordo com a potência de saída no equipamento. Ele constatou o fato de que durante a conversão de energia do combustível para eletricidade, a eficiência variava não-linearmente com a potência útil. A Figura 10 mostra a variação da eficiência de conversão na máquina térmica. Os valores de eficiência da máquina térmica foram coletados experimentalmente e em seguida ajustados em um polinômio como mostrado na Figura 10.

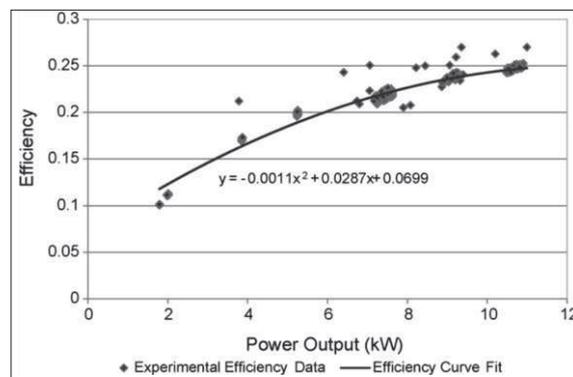


Figura 10. Variação de Eficiência - Máquina Térmica. Fonte: Cho et al (2008).

É possível observar que a eficiência (eixo vertical) aumenta com o aumento da potência de saída da máquina térmica (eixo horizontal). Na presente dissertação foi considerado o uso de uma máquina térmica com eficiência constante.

Através de simulações de sistemas térmicos otimizados, diversos tipos de análises podem ser realizadas, com o objetivo de se conhecer a influência dos parâmetros de operação. Dessa forma, melhores estratégias de operação podem ser idealizadas, sem a necessidade de realizar análises em situações práticas. Para análises mais simples, pode-se ainda recorrer à ferramentas comerciais disponíveis no mercado. Connolly et al (2009) fez uma revisão com diversas ferramentas computacionais para análise energética e financeira de plantas de cogeração e sistemas térmicos em geral.

3. Dados

Nesta seção será justificada a origem de todos os parâmetros utilizados nos estudos de caso. Fabricantes de equipamentos em geral não fornecem informações relacionadas aos custos dos equipamentos. Poucos trabalhos publicados apresentam a origem de todos os dados. As indústrias que possuem equipamentos para geração de energia mantêm em sigilo as informações técnicas de seus produtos.

Devido às dificuldades de adquirir dados confiáveis, foi realizado um trabalho de coleta dos parâmetros em diversas publicações, livros, sites de órgãos vinculados à área de energia e em banco de dados de softwares de projetos de sistemas térmicos.

Os parâmetros coletados foram divididos em três categorias: parâmetros gerais de projeto (dados técnicos e financeiros), demandas utilizadas nos estudos de caso e potências nominais dos equipamentos.

3.1. Parâmetros Gerais de Projeto

A Tabela 1 resume os dados gerais dos insumos utilizados na simulação de operação da planta de cogeração genérica. O dólar para conversão de moeda está relacionado na Tabela 4.

Tabela 1. Preços das Tarifas de Energia Elétrica e Combustível, e valor do PCI.

Dados	Valor	Descrição - Tarifas de eletricidade e combustível	Fonte
$K_{energy,high}$	0,21 US\$/kW	Tarifa de energia elétrica no horário de ponta	CELPE (2011)
$K_{energy,low}$	0,13 US\$/kW	Tarifa de energia elétrica no horário fora de ponta	CELPE (2011)
$K_{pow,high}$	43,28 US\$/kW	Tarifa de demanda de energia elétrica no horário de ponta	CELPE (2011)
$K_{pow,low}$	12,40 US\$/kW	Tarifa de demanda de energia elétrica no horário fora de ponta	CELPE (2011)
K_{sell}	$(0,8 * K_{energy,low})$	Receita gerada pela venda de energia elétrica	Arbitrário
K_{fuel}	0,77 US\$/m ³	Custo do combustível em relação ao tempo de uso	Copergás (2011)
PCI	46500 kJ/m ³	Poder calorífico inferior do combustível	Copergás (2011)

As tarifas de energia elétrica praticadas no mercado brasileiro diferenciam de preço em determinados momentos do dia. De 17:30 às 20:30 (CELPE, 2011), nos dias úteis, o preço de aquisição de energia da rede é mais caro, pois é o momento de maior consumo. Esse período é

denominado de horário de ponta. Os horários fora de ponta englobam os demais períodos do dia e apresentam tarifas inferiores. O custo da energia elétrica é proporcional ao consumo.

As tarifas de demanda são aplicadas com base nas demandas máximas registradas nos horários de ponta e fora de ponta. A diferenciação de tarifas ocorre somente nos dias úteis. Fins de semana não apresentam horário de ponta.

O preço de venda de energia elétrica foi considerado 80% do valor da tarifa de energia elétrica no horário fora de ponta. Como a venda depende de acordos contratuais, foi adotado um valor mais baixo que o valor de compra para que o sistema fosse capaz de realizar alguma venda de volta ao mercado.

O combustível utilizado é o gás natural. A tarifa de compra dada em US\$/m³ é 0,77 (Copergás, 2011) e o valor do PCI (Poder Calorífico Inferior, ANP RESOLUÇÃO Nº 16, DE 17 DE JUNHO DE 2008) do combustível em kJ/m³ é 46500. Para analisar o preço do combustível nos cálculos posteriores é conveniente utilizar o valor de k_{fuel} em unidade de US\$/kWh. Deve ser calculado o quociente entre o valor da tarifa e do PCI, multiplicados por 3600 para que o fator h apareça no denominador. A conversão é feita de acordo com a Equação 2.1:

$$k_{fuel} = \frac{0,77\text{US\$/m}^3}{46500\text{kJ/m}^3} \times 3600 = 0,06 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \quad (2.1)$$

A Tabela 2 mostra o custo inicial (aquisição e instalação dos equipamentos) de todas as máquinas e equipamentos auxiliares envolvidos nas simulações.

Tabela 2. Custo Inicial - Aquisição e Instalação dos Equipamentos.

Dados	Valor	Descrição - Custo inicial dos equipamentos	Fonte
$K_{inv,EG}$	-	Custo de instalação: rede elétrica	Bejan (1995)
$K_{inv,FL}$	-	Custo de instalação: rede de combustível	Bejan (1995)
$K_{inv,PG}$	US\$2.400,00/kW	Custo de aquisição e instalação: máquina térmica	D.W. Wu, R.Z. Wang et al (2006)
$K_{inv,GB}$	US\$ 225,00/kW	Custo de aquisição e instalação da caldeira a gás	RETScreen (2011)
$K_{inv,RB}$	US\$ 440,00/kW	Custo de aquisição e instalação: caldeira de recuperação	Teixeira e Júnior (2001)
$K_{inv,EB}$	US\$ 290,00/kW	Custo de aquisição e instalação: caldeira elétrica	S. Ashina, T. Nakata (2008)
$K_{inv,AC}$	US\$ 640,00/kW	Custo de aquisição e instalação: <i>chiller</i> de absorção	RETScreen (2011)
$K_{inv,CC}$	US\$ 460,00/kW	Custo de aquisição e instalação: <i>chiller</i> de compressão	RETScreen (2011)
$K_{inv,EP}$	US\$ 336,00/kW	Custo de aquisição e instalação: dist. de energia elétrica	Bejan (1995)/Santos e Medeiros (2009)
$K_{inv,SM}$	-	Custo de aquisição e instalação: distribuidor de vapor	Bejan (1995)

Os custos de aquisição da rede de eletricidade, da linha combustível e do distribuidor de vapor são desconsiderados, uma vez que esses custos já estão diluídos no valor dos equipamentos que interagem diretamente com os mesmos.

O painel distribuidor de energia elétrica interage indiretamente com prováveis sistemas elétricos que demandam energia do sistema térmico ou da rede pública. Foi considerado que a demanda de eletricidade do processo deve atender a um determinado grupo de equipamentos que custam US\$ 336.000,00 por kilowatt (Santos e Medeiros et al, 2009). De acordo com Bejan (1995), o custo de aquisição e instalação do painel de distribuição de eletricidade equivale a 10% desse custo, ou seja, 336,00 US\$/kW. Os demais dados de custo inicial foram coletados de acordo com as referências citadas.

A Tabela 3 traz os rendimentos e coeficientes de desempenho de todos os equipamentos envolvidos no processo de otimização.

Tabela 3. Eficiências Térmicas dos Equipamentos.

Dados	Valor	Descrição - Eficiência térmica dos equipamentos	Fonte
η_{PGth}	0,35	Rendimento elétrico da máquina térmica	D.W. Wu, R.Z. Wang et al (2006)
η_{PGel}	0,45	Rendimento térmico da máquina térmica	D.W. Wu, R.Z. Wang et al (2006)
η_{RB}	0,8	Rendimento da caldeira de recuperação	Teixeira e Júnior (2001)
η_{GB}	0,88	Rendimento da caldeira a gás	RETScreen (1995)
η_{EB}	0,9	Rendimento da caldeira elétrica	S. Ashina, T. Nakata (2008)
COP_{AC}	0,5	Coefficiente de desempenho do chiller de absorção	RETScreen (1995)
COP_{CC} (Inverno)	2,77	Coefficiente de desempenho do chiller de compressão (inverno)	Macedo (2009)
COP_{CC} (Verão)	2,44	Coefficiente de desempenho do chiller de compressão (verão)	Macedo (2009)
η_{EP}	1	Rendimento do distribuidor de energia elétrica	Arbitrário
η_{SM}	1	Rendimento do distribuidor de vapor	Arbitrário

A máquina térmica transforma 35% da energia do combustível em energia térmica (gases quentes) e transforma 45% da energia de queima do combustível em energia elétrica, apresentando um rendimento global de 80%. A caldeira mais eficiente é a caldeira elétrica, seguida das caldeiras a gás e de recuperação. Como a planta térmica é otimizada em relação ao custo, o que determinará a compra de uma das caldeiras será o custo do combustível utilizado. O *chiller* de absorção adotado apresenta um COP (coeficiente de desempenho) de 0,5. O COP do *chiller* de compressão foi calculado com base no trabalho de Macedo (2007). O *chiller* possui dois valores para o COP, um no inverno, outro no verão. Adotou-se um COP médio de 2,6 para todos os intervalos de simulação. Considerando que não houve perdas

térmicas ou elétricas nos distribuidores de vapor e energia elétrica, esses equipamentos apresentam eficiência igual a 100%.

A Tabela 4 apresenta os dados para o cálculo de valor presente líquido de investimento que foram utilizados nas simulações.

Tabela 4. Tempo de Vida de Projeto e Taxa de Financiamento.

Dados	Valor	Descrição - Dados financeiros e de projeto	Fonte
<i>MT</i>	240 meses	Vida do projeto	D.W. Wu, R.Z. Wang et al (2006)
<i>I</i>	0,94%	Juros do financiamento ao mês (SELIC)	Banco Central do Brasil (2011)
<i>Dólar</i>	0,62 R\$	Dólar considerado para conversão de moeda	Banco Central do Brasil (2011)

Os dados da Tabela 4 serão detalhados no Capítulo 3, que trata da modelagem do processo de otimização financeira do sistema térmico.

Alguns dados justificados nas Tabelas 2 e 3 foram baseados em um Software livre, o RETScreen. Trata-se de uma ferramenta de análise financeira para projetos de plantas de cogeração, e possui um vasto banco de dados com informações de diversos equipamentos utilizados na geração de energia termoelétrica.

3.2. Demandas Energéticas

Antes de justificar o perfil de demandas, será dada uma noção sobre o tempo de simulação. O intervalo de vida do projeto como visto na Tabela 4 é de 20 anos. Neste trabalho, a quantidade total de dias de simulação foi reduzida em 12 dias representativos, uma vez que o tempo de execução de cada simulação no intervalo normal seria extremamente demorado, inviabilizando a utilização da ferramenta de otimização.

3.2.1. Dias Representativos

A Tabela 5 demonstra a estrutura dos dias representativos. O período de 240 meses é dividido em dois intervalos de 120 meses. Cada intervalo de 120 meses equivale seis dias representativos. Logo, o período total de simulação é de 12 dias. Cada intervalo de seis dias é

divido em três dias que representam o período de verão e três dias que representam o período de inverno. Tanto o período de inverno quanto o de verão apresentam um dia útil, um dia de sábado e um dia de domingo.

Tabela 5. Descrição dos Dias Representativos.

Dias	Descrição	Estação	Período
dia 01	dia útil de verão no intervalo 1	VERÃO 1	INTERVALO 1
dia 02	sábado de verão no intervalo 1		
dia 03	domingo de verão no intervalo 1		
dia 04	dia útil de inverno no intervalo 1	INVERNO 1	
dia 05	sábado de inverno no intervalo 1		
dia 06	domingo de inverno no intervalo 1		
dia 07	dia útil de verão no intervalo 2	VERÃO 2	INTERVALO 2
dia 08	sábado de verão no intervalo 2		
dia 09	domingo de verão no intervalo 2		
dia 10	dia útil de inverno no intervalo 2	INVERNO 2	
dia 11	sábado de inverno no intervalo 2		
dia 12	domingo de inverno no intervalo 2		

É necessário diferenciar dias úteis e fins de semana, e períodos de verão e inverno, uma vez que o perfil de demandas tem comportamentos distintos para dias úteis e finais de semana, bem como a tarifação da compra de eletricidade da rede pública.

O perfil de demandas também apresenta comportamentos diferentes nos meses de verão e inverno, de acordo com Macedo (2007). As simulações descritas mais tarde apresentarão os 12 dias representativos em unidades de hora. Cada dia conta com 24 horas e os dois intervalos de simulação totalizam 288 horas. O tempo de vida do projeto é dividido em dois intervalos, pois de um intervalo para outro alguns parâmetros financeiros serão variados, na tentativa de prever o comportamento do sistema ao sofrer mudanças tarifárias após certo tempo de operação. As simulações foram realizadas para sistemas que podem possuir demandas de água gelada, energia elétrica e vapor, e serão descritas nas seções a seguir.

3.2.2. Demanda de água gelada

A demanda de água gelada foi determinada com base no trabalho de Macedo (2007). As medições de carga térmica foram realizadas no equipamento de refrigeração principal de um prédio administrativo, entre os meses de setembro de 2006 a agosto de 2007.

As medições foram feitas de hora em hora, para todos os dias da semana. A partir desses dados foi possível montar um perfil horário de demanda de água gelada. Nesta dissertação, foi considerado que as medições entre os meses de dezembro a maio representam o período de verão, e os meses de junho a novembro representam o período de inverno. Assim teremos dois perfis diferentes, conforme as estações de inverno e verão, como pode ser visto na Figura 11.

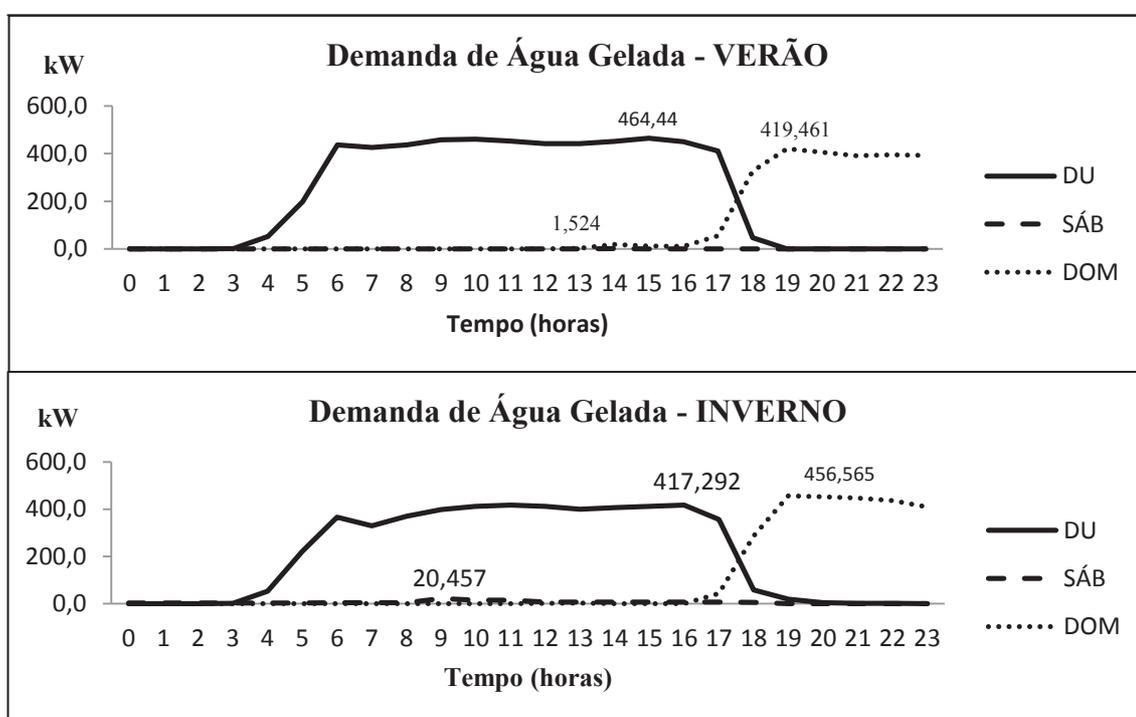


Figura 11. Demandas de Água Gelada nos Períodos de Inverno e Verão.

A Figura 11 representa o perfil de carga média a cada hora. Nos dias úteis, a refrigeração é mais solicitada entre 06:00 e 18:00, intervalo de maior concentração de pessoas dentro da empresa. Nos sábados, o consumo é bastante reduzido devido ao número menor número de pessoas no interior do prédio em relação aos úteis.

Aos domingos, uma elevação de demanda ocorre ao anoitecer, para que o sistema de refrigeração supere a inércia térmica do fim de semana e seja capaz manter o ambiente refrigerado para a chegada dos funcionários na segunda-feira pela manhã. A partir dos

gráficos da Figura 11 é possível perceber uma leve alta de consumo nos meses mais quentes do ano, no período do verão.

Os picos de demanda não apresentam uma diferença de valores muito significativa, mesmo se tratando de duas estações distintas como inverno e verão, devido às condições climáticas da região onde as medições foram feitas. No verão, a temperatura aumenta, mas a umidade do ar diminui. No inverno, a temperatura cai, mas a umidade do ar aumenta. O sistema de refrigeração gasta mais energia para condensar a água no inverno e o contrário ocorre no verão.

O gráfico da Figura 12 mostra o perfil de demanda de água gelada ao longo de todos os períodos de simulação. O perfil de demanda do intervalo 1 é o mesmo do intervalo 2.

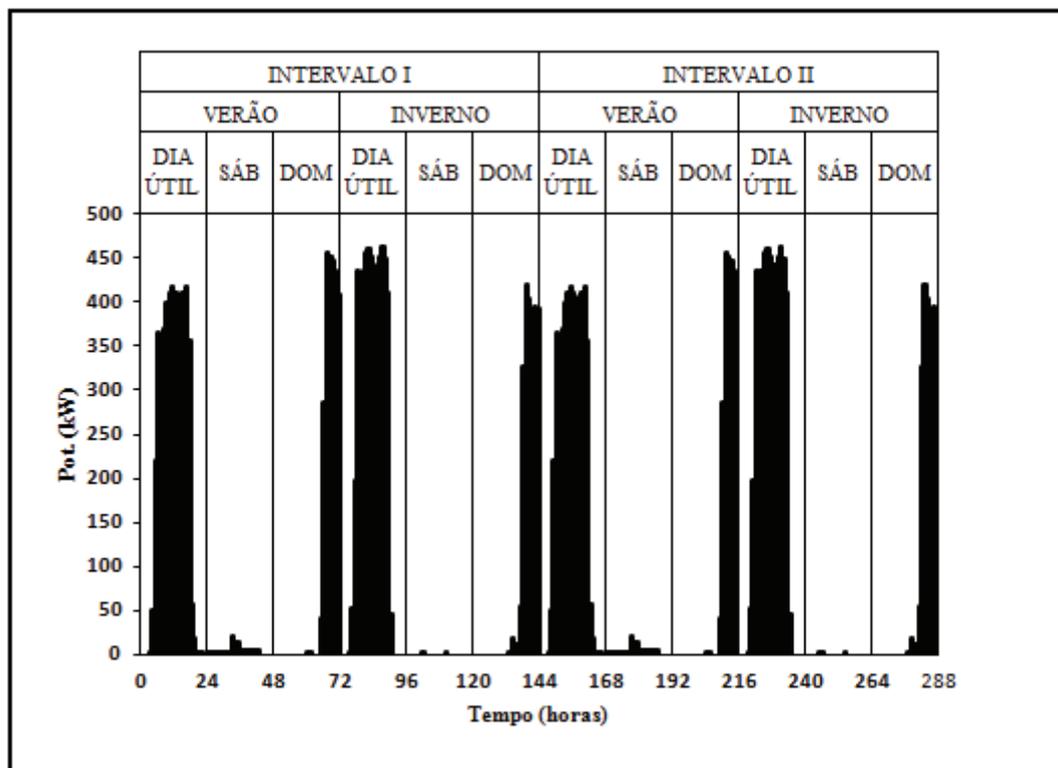


Figura 12. Demanda de Água Gelada.

3.2.3. Demanda de Eletricidade

Macedo (2007) mediu o consumo total de energia elétrica do prédio comercial e da carga térmica do sistema de refrigeração. Para obter o consumo de eletricidade específico dos

equipamentos instalados no interior do prédio é necessário subtrair do perfil de consumo de energia total o perfil de carga térmica do sistema de refrigeração, dividindo o resultado encontrado na subtração pelo COP_{CC} médio do *chiller*. Nesta dissertação adotou-se um perfil de demanda de eletricidade considerando apenas o consumo específico de energia elétrica dos equipamentos instalados no interior do prédio estudado por Macedo (2007).

O cálculo de consumo específico elétrico foi feito apenas para os dias úteis, realizado de acordo com o procedimento citado no primeiro parágrafo desta seção. O perfil de consumo elétrico nos dias úteis adotado é uma média de consumo de todos os dias úteis do mês de setembro/2007, resultando num único dia representativo conforme é mostrado na Figura 13.

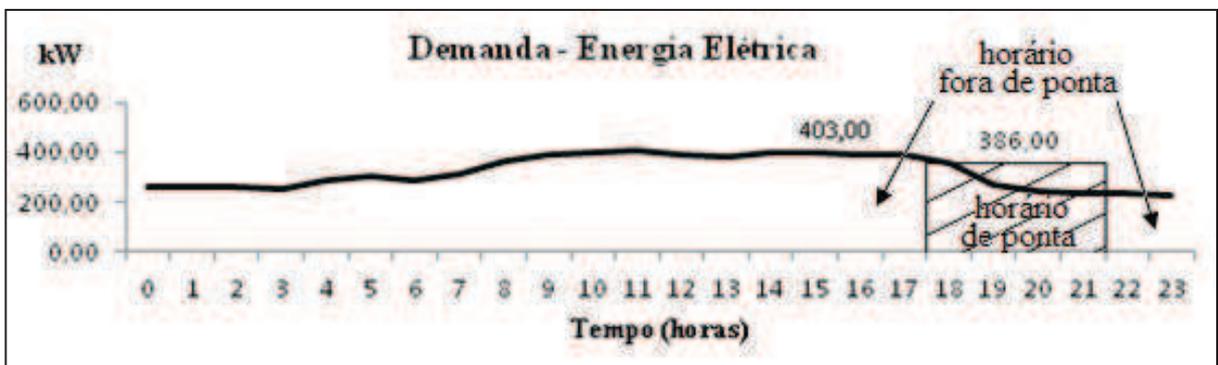


Figura 13. Demanda de Energia Elétrica Média - Dias Úteis - Set/2007.

O gráfico da Figura 13 mostra o consumo específico médio dos dias úteis em setembro/2007. Nesta dissertação, setembro foi adotado como mês representativo para traçar o perfil de demanda de energia elétrica nos dias úteis. Para os sábados e domingos foi considerado que não houve consumo de eletricidade. A Figura 14 mostra o perfil consolidado.

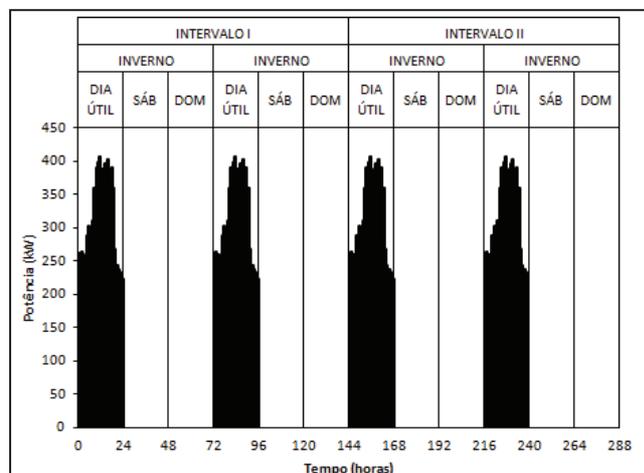


Figura 14. Demanda de Energia Elétrica.

3.2.4. Demanda de vapor

O trabalho de Macedo (2007) considerou apenas as demandas de água gelada e eletricidade e não houve medições para demandas de vapor. No presente trabalho foi acrescentada arbitrariamente uma demanda de vapor aos estudos. A demanda de vapor adotada tem o perfil idêntico ao da demanda de água gelada. Assim é possível simular um sistema que deve atender três demandas energéticas básicas.

3.3. Potências nominais dos equipamentos

O sistema mostrado na Figura 15 representa o sistema genérico considerado, com os equipamentos envolvidos e os fluxos de energia indicados pelas setas. A seguir, serão justificadas todas as potências utilizadas por cada um dos equipamentos.

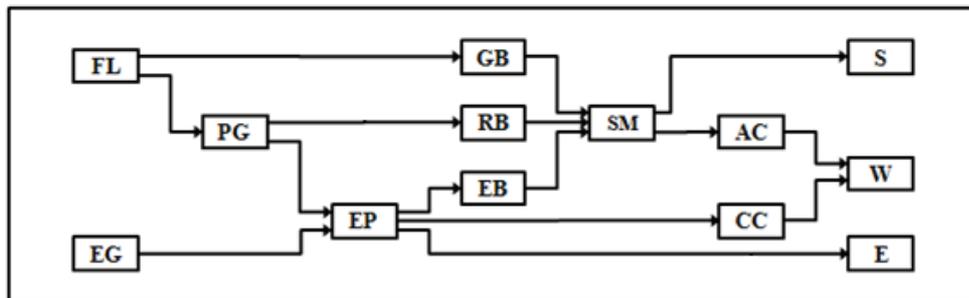


Figura 15. Sistema de Cogeração Genérico.

Onde:

- FL: Fuel Line (linha de combustível);
- EG: Electrical Grid (rede pública);
- PG: Power Generator (motor);
- EP: Electrical energy Panel (painel elétrico);
- GB: Gas Boiler (caldeira a gás);
- RB: Recovery Boiler (caldeira de recuperação);
- EB: Electrical Boiler (caldeira elétrica);
- SM: Steam Manifold (distribuidor de vapor);
- AC: Absorption *Chiller* (*chiller* de absorção);
- CC: Compression *Chiller* (*chiller* de compressão);
- S: Steam Demand (demanda de vapor);
- W: Chilled Water Demand (demanda de água gelada);
- E: Electricity Demand (demanda elétrica).

As demandas de água gelada (W), eletricidade (E) e vapor (S), serviram para calcular as potências desses equipamentos. O painel de distribuição de energia elétrica (EP) e o distribuidor de vapor (SM) são apenas condutores dos fluxos de energia, não realizando nenhum tipo de transformação energética.

Considerando que o sistema possui apenas demanda de água gelada e conhecendo a eficiência de cada equipamento, é possível dimensionar as cargas desses equipamentos para atender a demanda final do processo. A “pré-seleção” dos equipamentos foi feita manualmente, começando pelo último equipamento que entregou água gelada, até o início do processo, que recebe e transforma as primeiras fontes de energia.

Para um sistema que deve atender apenas demandas de água gelada, foi necessário identificar o pico dessa demanda e dimensionar o sistema térmico com base nesse valor. A demanda crítica de água gelada encontrada é de 464,4 kW e foi observada às 16:00 de um dia útil no período do verão (ver Figura 9). O sistema proposto conta com dois *chillers*: um de compressão (CC) e outro de absorção (AC). O sistema poderá operar com os dois *chillers* ao mesmo tempo ou com apenas um por vez. Operando com apenas um *chiller*, adotou-se que cada *chiller* deve ter um valor de 150 TR (527,6 kW).

Caso os *chillers* trabalhem em paralelo, cada um deve ser capaz de fornecer aproximadamente metade desse valor. Adotou-se o valor de 80 TR (281,4 kW) para a capacidade intermediária dos *chillers*. Nesse caso, os *chillers* têm 09 modos distintos de operação, mas apenas 06 modos são válidos. Qualquer combinação que a soma das potências dos *chillers* seja igual ou inferior a 80 TR não atende a demanda. A Figura 16 mostra as opções de potências de cada um dos *chillers* utilizados no sistema térmico.

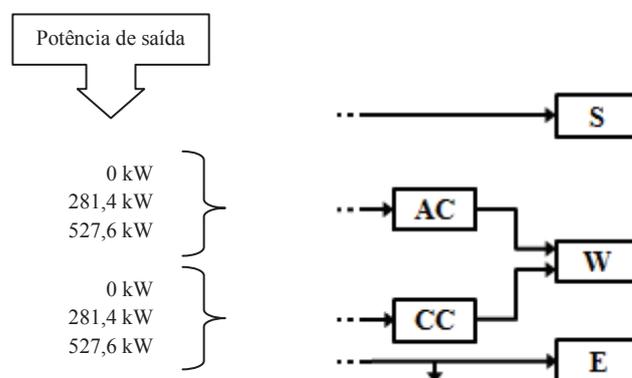


Figura 16. Potências de Entrada - *Chillers* de Compressão e Absorção

A caldeira a gás (GB) é alimentada diretamente pela linha de gás (FL). A caldeira de recuperação (RB) reaproveita os gases quentes da máquina térmica (PG). A caldeira elétrica (EB) tanto é alimentada diretamente pela rede pública de energia elétrica (EG) quanto pela eletricidade gerada pela máquina térmica (PG).

Para que o *chiller* de absorção forneça 527,6 kW, foi considerado um valor de potência de 950 kW o qual caldeira de recuperação, elétrica ou a gás devem ser capazes de fornecer. Caso o *chiller* de absorção opere na potência intermediária, as caldeiras devem ser capazes de fornecer 500 kW de vapor, aproximadamente metade do valor máximo. O sistema possui as combinações de caldeiras mostradas na Figura 17. As caldeiras combinadas possuem 84 modos de operação e todos são válidos (caso nenhuma caldeira opere, o sistema pode suprir a demanda de água gelada com o *chiller* de compressão sendo alimentado com energia elétrica da rede pública).

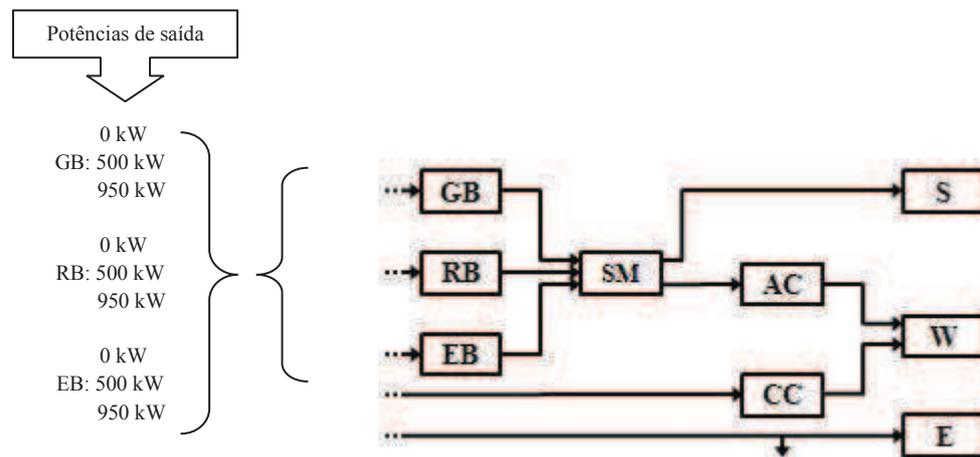


Figura 17. Potências de Entrada - Caldeiras

Por sua vez, a máquina térmica (PG), sendo capaz de produzir gases quentes e energia elétrica, deve ser também capaz de alimentar a caldeira de recuperação (com gases quentes), ou a caldeira elétrica e o *chiller* de compressão (com eletricidade). A produção de vapor e de energia elétrica pelo motor (PG) ocorrem ao mesmo tempo, uma vez que a máquina térmica (PG) sempre queima combustível para gerar eletricidade.

Se a caldeira de recuperação deve fornecer 950 kW de vapor para o *chiller* (CA) em sua máxima capacidade, o motor (PG) deve fornecer então aproximadamente 1160 kW de gases quentes para a caldeira de recuperação (RB), considerando que a eficiência da caldeira é de 80%. Caso o motor (PG) precise alimentar a caldeira elétrica (EB) na máxima potência,

sabendo que a eficiência da caldeira é de 90%, o motor (PG) precisa entregar 1055 kW de eletricidade para que a caldeira (EB) forneça 950 kW de vapor ao *chiller* de absorção. Sendo assim, uma máquina térmica (PG) que fornece 1100 kW de energia térmica ou elétrica deve ser suficiente para atender às caldeiras elétrica e de recuperação quando cada uma delas operar isoladamente e na máxima potência.

Caso o *chiller* de absorção opere na capacidade intermediária, cada caldeira isoladamente deve operar também a 50% de sua capacidade. Se máquina térmica entregar 550 kW de gases quentes à caldeira de recuperação ou 550 kW de eletricidade à caldeira elétrica, é suficiente para que o *chiller* de absorção consiga atender 50% da demanda de água gelada. O *chiller* de compressão se encarrega dos 50% de água gelada restantes recebendo eletricidade da máquina térmica ou da rede pública.

Caso o *chiller* de compressão opere sozinho para suprir a demanda, deve receber 180 kW da máquina térmica para atender a demanda. Se o *chiller* de compressão for acionado apenas para atender metade da demanda, deve receber 90 kW da máquina térmica. O restante da demanda seria fornecido pelo *chiller* de absorção, que pode ser alimentado pela caldeira de recuperação ou pela caldeira a gás.

Logo, a máquina térmica deve ter as seguintes potências elétricas de saída: 1100, 550, 180, 90 e 0 kW. Na potência de 0 kW, a máquina térmica está desligada e a rede de energia elétrica passa a alimentar a caldeira elétrica, que por sua vez alimenta o *chiller* de absorção. O *chiller* de compressão é alimentado pela rede elétrica quando a máquina térmica estiver desligada. A Figura 18 mostra as possíveis configurações de operação da máquina térmica.

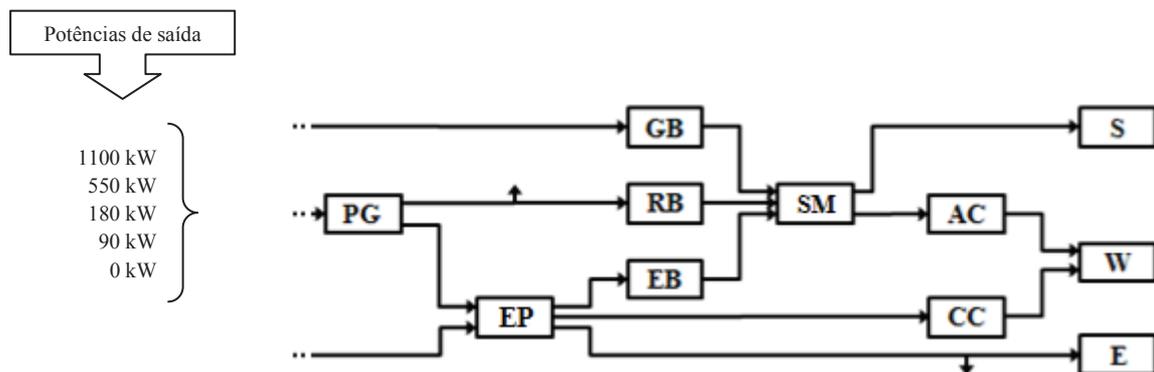


Figura 18. Potências de Entrada - Máquina Térmica

Para um sistema que deve atender um processo com demandas de água gelada e eletricidade simultaneamente, uma máquina térmica de 1600 kW deve ser adicionada ao

grupo de potências para este equipamento. Assim, mesmo que a máquina térmica esteja com operando para suprir uma alta demanda de água gelada, para que o sistema não seja obrigado a utilizar energia da rede pública, deve ter pelo menos 500 kW a mais de potência disponível para geração de energia, já que o pico de demanda de eletricidade supera 400 kW (ver Figura 11).

Caso o sistema seja solicitado por um processo com demandas de água gelada, eletricidade e vapor, uma máquina térmica de 2000 kW deve ser adicionada ao grupo de potências, uma vez que o pico de demanda de vapor é o mesmo da demanda de água gelada.

Dessa forma o sistema terá condições de operar com mais de uma caldeira, garantindo que apenas com a máquina térmica o sistema é capaz de suprir as três demandas ao mesmo tempo.

Sendo assim, para um processo com apenas demanda de água gelada, o sistema deve ter uma máquina térmica com as seguintes potências disponíveis: 1100, 550, 180, 90 e 0 kW. Com duas demandas (água gelada e eletricidade): 1600, 1100, 550, 180, 90 e 0 kW. Com três demandas (água gelada, eletricidade e vapor): 2000, 1600, 1100, 550, 180, 90 e 0 kW. Os demais equipamentos obedecem ao mesmo padrão calculado para um sistema que deve atender apenas a demanda de água gelada. Abaixo na Equação 2.2 temos o resumo das potências (N) dos equipamentos:

- $N_{PG} = \{0, 90, 180, 550, 1100, 1600^*, 2000^{**}\}$
- $N_{GB} = \{0, 500, 950\}$
- $N_{RB} = \{0, 500, 950\}$ (2.2)
- $N_{EB} = \{0, 500, 950\}$
- $N_{AC} = \{0, 281,4, 527,6\}$
- $N_{CC} = \{0, 281,4, 527,6\}$

* Potência máxima quando o processo demandar água gelada e eletricidade.

** Potência máxima quando o processo demandar água gelada, eletricidade e vapor.

O processo de pré-seleção das possíveis potências nominais se baseou nas demandas e foi realizado com o objetivo de reduzir o número de potências disponíveis para cada equipamento. O número de potências deve ser limitado, pois o processo de otimização combina todos os equipamentos e potências, independente se os resultados das combinações

atendem ou não às demandas. Por exemplo, um sistema que deve atender três demandas, selecionando todos os equipamentos e suas potências disponíveis, existirá 1701 combinações de equipamentos possíveis. Para facilitar o processo de otimização é recomendado limitar o número de potências de cada equipamento.

4. Fundamentação Teórica

Este capítulo foi desenvolvido no intuito de fornecer embasamento teórico para o capítulo 5, que irá tratar da modelagem do método de otimização. Tanto a ferramenta de análise financeira quanto o método de otimização utilizados foram baseados em GUERRA (2011).

4.1. VPL (valor presente líquido)

Nesta dissertação a ferramenta de análise financeira utilizada para verificar a viabilidade dos projetos de cogeração é o VPL - Valor Presente Líquido. O VPL é o método utilizado quando se deseja comparar alternativas de modo que todas as receitas e custos, ao longo de um intervalo de tempo específico, sejam corrigidos para um valor na data presente. Em se tratando somente de comparação entre alternativas que envolvem apenas custo, o VPL que for o menor será o mais atraente. O cálculo do VPL é realizado conforme a Equação 4.1:

$$\text{VPL} = \text{VI} + \mu \cdot \text{VM} \quad (4.1)$$

Onde:

- VI é o custo inicial do projeto, incluindo o valor de compra e instalação dos equipamentos.
- VM é o custo mensal.
- μ é o fator de valor presente ou valor presente atual.

O fator de valor presente μ pode ser determinado conforme a Equação 4.2:

$$\mu = \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} \quad (4.2)$$

O produto deste fator com o custo mensal indica quanto um investidor deve ter no dia atual para pagar o investimento em um período n a uma taxa de juros i . O fator n indica o número de intervalos que se queira analisar em relação ao tempo (por exemplo: meses, anos). O fator i representa o valor da taxa de juros do mercado. Normalmente são adotadas taxas de atratividade mínima, ou seja, taxas de aplicação no mercado financeiro.

Por exemplo, um equipamento com custo inicial de $VI=R\$ 1.000,00$, com uma despesa mensal de $VM=R\$ 100,00$ e uma taxa de juros de $i=1\%$ ao mês, deve operar ao longo de $n=10$ meses. O valor total desse investimento é $R\$ 2.000,00$, porém o investidor com $R\$ 1.947,00$ já teria capital suficiente para pagar todos os custos iniciais e mensais, uma vez que esse montante poderia ser aplicado em algum fundo de rendimento, corrigido a taxa de juros aplicada.

O valor do VPL é sempre positivo, caso nenhuma receita seja acrescentada ao cálculo dos custos mensais. VPL com valor negativo indica que a geração de receita supera os custos de aquisição dos equipamentos e os custos de manutenção.

4.2. Programação Linear

A programação linear é um método bastante utilizado para resolver problemas de otimização. Sua abordagem trabalha em encontrar um objetivo desejado como a maximização ou minimização de uma função. Essa função é chamada de função objetivo. A função objetivo a ser otimizada deve estar sujeita a limites e restrições que se apresentam como equações ou inequações.

No presente trabalho, a Programação Linear é utilizada para indicar quais as melhores condições de operação de um sistema térmico, considerando o custo inicial e de operação, para atender demandas de energia elétrica, água gelada e vapor.

4.2.1. Forma padrão

A estrutura padrão para o desenvolvimento da otimização por programação linear apresenta uma função objetivo e suas restrições. A forma padrão da função objetivo a ser maximizada ou minimizada é demonstrada na Equação 4.3:

$$F = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (4.3)$$

E de forma geral, a 4.3 é escrita no formato da Equação 4.4:

zero nesse caso, já que a caldeira a gás não atende nenhuma demanda de forma direta. Para determinar o restante das equações de restrição deve-se realizar o mesmo procedimento para os demais equipamentos.

4.2.2. Forma matricial

Para utilizar a programação linear no método de otimização, a função objetivo e suas restrições devem ser escritas em forma matricial. A programação linear maximiza ou minimiza uma função objetivo no formato da Equação 4.8:

$$y = f \cdot x \rightarrow \min \quad (4.8)$$

O termo f é uma matriz que corresponde aos custos iniciais dos equipamentos, as tarifas mensais de combustível e energia elétrica, apresentados em valor monetário por unidade de potência. Multiplicando os termos da matriz f pelas potências dos equipamentos (termo x) na equação 4.8, encontra-se o valor do VPL, que é o resultado da função objetivo após o processo de otimização. A Equação 4.8 está sujeita a restrições conforme a Equação 4.9:

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (4.9)$$

A matriz A_{eq} representa as restrições da Equação 4.8, na forma matricial. A matriz B_{eq} representa as demandas energéticas máximas que o sistema deve suprir. Em suma, o valor do VPL vai depender do custo dos equipamentos e dos insumos do processo, de acordo com as com as configurações de potências de equipamentos que são capazes de atender as demandas energéticas do processo. O processo de otimização vai eleger dentre várias opções de configuração de operação dos equipamentos aquela que apresentar o melhor VPL.

Nesta dissertação o método de otimização da programação linear foi utilizado para minimizar o VPL de um sistema térmico. A função objetivo a ser minimizada nesta dissertação é composta de quatro parcelas, de acordo com a Equação 4.10 a seguir.

$$VPL = VI_n + VI_m + VP + VE \quad (4.10)$$

Onde,

VI_n – Custo inicial dos equipamentos principais:

$$VI_n = k_{inv,PG} \cdot N_{PG} + k_{inv,GB} \cdot N_{GB} + k_{inv,RB} \cdot N_{RB} + k_{inv,EB} \cdot N_{EB} + k_{inv,AC} \cdot N_{AC} + k_{inv,CC} \cdot N_{CC} \quad (4.11)$$

VI_m – Custo inicial dos equipamentos auxiliares:

$$VI_m = k_{inv,FL} \cdot \max(x_1 + x_2) + k_{inv,EG} \cdot \max(x_3) + k_{inv,EP} \cdot \max(x_8 + x_9 + x_{10}) + k_{inv,SM} \cdot \max(x_{16} + x_{17}) \quad (4.12)$$

VP – Custo com a tarifa de demanda elétrica:

$$VP = \frac{1}{2} \{ \max[x_3 h_t] + \max[x_3 h_t] \} \mu_I \cdot k_{pow,high,I} + \frac{1}{2} \{ \max[x_3 (1 - h_t)] + \max[x_{(t-1)np+3} (1 - h_t)] \} \mu_I \cdot k_{pow,low,I} + \frac{1}{2} \{ \max[x_3 h_t] + \max[x_3 h_t] \} \mu_{II} \cdot k_{pow,high,II} + \frac{1}{2} \{ \max[x_3 (1 - h_t)] + \max[x_3 (1 - h_t)] \} \mu_{II} \cdot k_{pow,low,II} \quad (4.13)$$

VE – Custo de operação:

$$VE = \sum_{d=1}^6 \sum_{h=1}^{24} \{ k_{fuel,I}(x_1 + x_2) + [h_t k_{energy,high,I} + (1 - h_t) k_{energy,low,I}] x_3 - k_{sell,I} x_{11} \} \tau_d + \sum_{d=7}^{12} \sum_{h=1}^{24} \{ k_{fuel,II}(x_1 + x_2) + [h_t k_{energy,high,II} + (1 - h_t) k_{energy,low,II}] x_3 - k_{sell,II} x_{11} \} \tau_d \quad (4.14)$$

Sendo a Equação 4.10 sujeita as seguintes restrições:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{13} - \eta_{GB} x_1 = 0 \\ x_4 - \eta_{PG,th} x_{13} = 0 \\ x_7 - \eta_{PG,el} x_2 = 0 \\ x_4 - x_5 - x_6 = 0 \\ \eta_{EP} x_3 + \eta_{EP} x_7 - x_8 - x_9 - x_{10} = 0 \\ x_{10} - x_{11} - x_{12} = 0 \\ \eta_{SM} x_{13} + \eta_{SM} x_{14} + \eta_{SM} x_{15} - x_{16} - x_{17} = 0 \\ x_{14} - \eta_{RB} x_6 = 0 \\ x_{15} - \eta_{EB} x_8 = 0 \\ x_{18} - COP_{AC} x_{17} = 0 \\ x_{19} - COP_{CC} x_9 = 0 \\ x_{18} + x_{19} = W \\ x_{16} = S \\ x_{12} = E \end{array} \right. \quad (4.15)$$

Onde as quantidades físicas estão limitadas de acordo com as seguintes equações:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq x_7 \leq N_{PG} \\ 0 \leq x_{13} \leq N_{GB} \\ 0 \leq x_{14} \leq N_{RB} \\ 0 \leq x_{15} \leq N_{EB} \\ 0 \leq x_{18} \leq N_{AC} \\ 0 \leq x_{19} \leq N_{CC} \\ 0 \leq x_j \leq \infty, \quad j = 4, 5, 6, 8, 9, 10, 12, 16 \text{ e } 17 \end{array} \right. \quad (4.16)$$

Os termos da função objetivo, das restrições e dos limites serão detalhados no capítulo seguinte.

5. Modelagem

A ferramenta de otimização utilizada se baseou em GUERRA (2011) e será brevemente descrita nas próximas seções. Basicamente, o processo de otimização combina todas as potências pré-selecionadas com base na demanda exigida pelo processo. Em seguida, o VPL (valor presente líquido) de cada combinação é otimizado pelo método clássico da programação linear, que minimiza o valor do VPL de cada configuração. Por último, a configuração capaz de atender à demanda do processo e que apresenta o menor VPL será a configuração ótima. Para maiores esclarecimentos, consultar GUERRA (2011).

5.1. Modelo de cogeração

O sistema de cogeração geral utilizado neste trabalho é mostrado na Figura 17. Existem duas fontes de energia possíveis, uma da linha de combustível (FL) e outra da rede pública de eletricidade (EG), mostradas à esquerda da Figura 19. O sistema é capaz de gerar vapor (S), água gelada (W) e eletricidade (E), como mostrado na parte direita da Figura 19. A eletricidade pode ser comprada da rede pública (EG) ou gerada por uma máquina térmica (PG). Água gelada pode ser gerada por um *chiller* de absorção (AC) ou de compressão (CC). O vapor pode ser gerado por uma caldeira a gás (GB), elétrica (EB) ou de recuperação (RB).

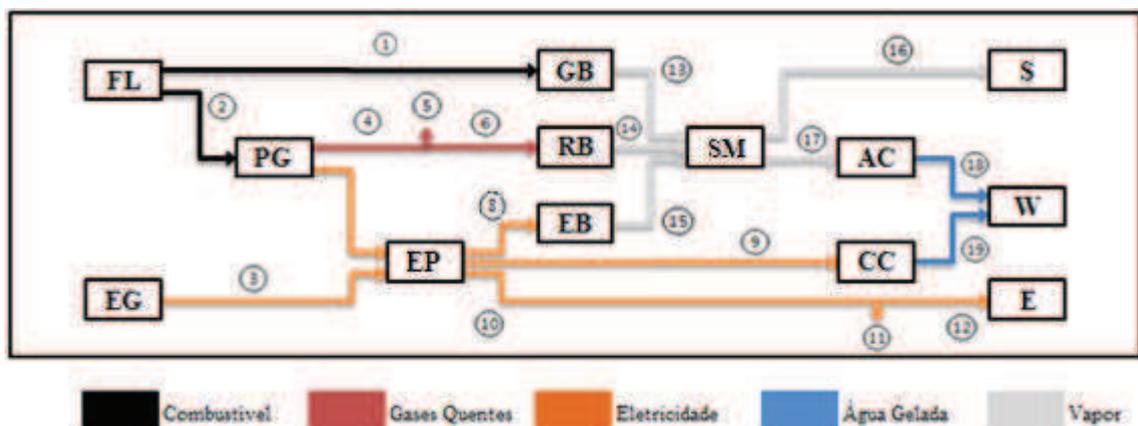


Figura 19. Sistema de Cogeração Genérico.

O processo de otimização determina os valores dos fluxos de energia que devem percorrer o sistema, bem como as potências de operação dos equipamentos, a fim de minimizar o VPL.

O VPL é calculado para todas as combinações de potências, inclusive das combinações que apresentam potências de valores nulos. Por exemplo, é possível uma solução incluir apenas uma caldeira elétrica e um *chiller* de compressão (os demais equipamentos disponíveis apresentaram potência igual à zero nessa combinação), não sendo esse sistema capaz de gerar vapor, água gelada e eletricidade para atender a demanda. Esse tipo de solução é desconsiderada do processo de otimização.

Observando a Figura 19, temos as linhas 1 e 2 de transporte de combustível usado na máquina térmica ou na caldeira a gás. A Linha 4 transporta gases de combustão. Os rejeitos são lançados na atmosfera através da linha de 5 ou direcionados para a caldeira de recuperação pela linha 6. Eletricidade vem da rede pública elétrica (3) ou a partir da máquina térmica (7), passando através de um painel elétrico (distribuidor de energia elétrica), de onde é distribuída para o *chiller* de compressão (9) ou para suprir diretamente a demanda de eletricidade do processo (12). É possível também vender eletricidade excedente a partir da linha 11. Vapor é gerado na caldeira a gás (13), na caldeira de recuperação (14) ou na caldeira elétrica (15), seguindo para o distribuidor de vapor, de onde é distribuído para o processo (16) ou para o *chiller* de absorção (17). Água gelada flui a partir do *chiller* de absorção (18) ou a partir do *chiller* de compressão (19) para o processo.

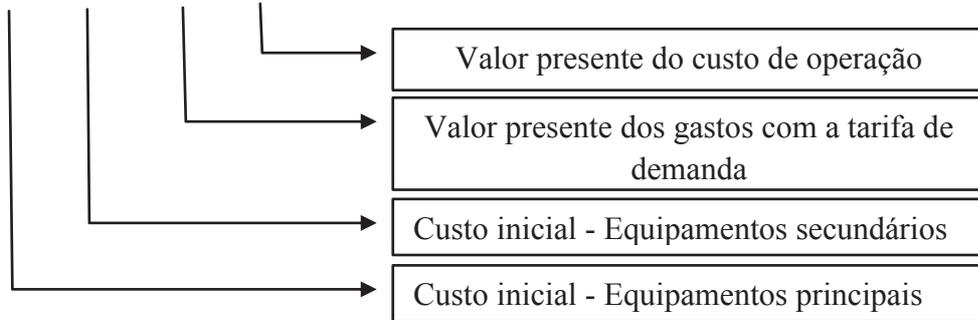
O comportamento do sistema é representado pelos fluxos energéticos que fluem através de cada uma das linhas np (19 fluxos) em cada um dos intervalos de tempo nt . Uma vez que os 12 dias representativos foram divididos em períodos de 24 horas, nt é igual a 288 horas.

5.2. Função objetivo

A Equação 5.1 é a função objetivo que será minimizada durante o processo de otimização e representa a soma corrigida dos custos de aquisição e de operação mensal dos equipamentos (VPL). Neste estudo não serão computadas a venda de vapor (linha 16), de água gelada (linhas 18 e 19) e de eletricidade (linha 12) para o processo. Assim, o menor VPL será o melhor. Uma exceção é a venda de eletricidade excedente (linha 11), o único termo

negativo na equação 5.1. Assim, valores negativos de VPL implicam em um sistema muito lucrativo onde a venda de energia elétrica compensa todos os investimentos com equipamentos e insumos. A fim de simplificar a apresentação e para usar o método de programação linear, o VPL foi separado em quatro termos:

$$\mathbf{VPL} = \mathbf{VI}_n + \mathbf{VI}_m + \mathbf{VP} + \mathbf{VE} \text{ [\$]} \quad (5.1)$$



VI_n é o investimento inicial (aquisição) dos equipamentos principais (PG, GB, RB, EB, CA e CC). Os índices da Equação 5.2 (por exemplo, PG e GB) são explicados no capítulo 3.

$$VI_n = k_{inv,PG} \cdot N_{PG} + k_{inv,GB} \cdot N_{GB} + k_{inv,RB} \cdot N_{RB} + k_{inv,EB} \cdot N_{EB} + k_{inv,AC} \cdot N_{AC} + k_{inv,CC} \cdot N_{CC} \text{ [\$]} \quad (5.2)$$

Os coeficientes $k_{inv,*}$ [\$/kW] (custos de aquisição e instalação dos equipamentos listados na Tabela 2) multiplicam as potências nominais N_* [kW] de cada equipamento (pré-seleção dos equipamentos conforme Equação 2.2). O índice “*” pode ser substituído pela forma abreviada da nomenclatura do equipamento a que se refere. Por exemplo, tratando-se da máquina térmica (* = PG), o custo inicial é $k_{inv,PG}$ e a potência nominal é N_{PG} . A Equação 5.2 calcula o preço dos equipamentos que foram escolhidos durante o processo de otimização, de acordo com a potência nominal selecionada para cada equipamento. Por exemplo, o sistema pode decidir trabalhar com uma máquina térmica de 180 kW e um *chiller* de compressão de 527,6 kW para suprir a demanda. Assim o custo de aquisição é $180 \times 2400 + 527,6 \times 460 = 674.696,00$ (\$).

VI_m é o investimento inicial com os componentes secundários, como a linha de combustível (FL), instalações elétricas (EG e EP), tubulações de vapor (SM) e água gelada. Na Equação 5.3, os coeficientes de $k_{inv,*}$ [\$/kW] multiplicam a potência real máxima nas linhas, x [kW] em cada intervalo de tempo t .

$$\begin{aligned}
VI_m = & k_{inv,FL} \cdot \max_{t=1, n_t} (x_{(t-1)np+1} + x_{(t-1)np+2}) + k_{inv,EG} \cdot \max_{t=1, n_t} x_{(t-1)np+3} + \\
& k_{inv,EP} \cdot \max_{t=1, n_t} (x_{(t-1)np+8} + x_{(t-1)np+9} + x_{(t-1)np+10}) + \\
& k_{inv,SM} \cdot \max_{t=1, n_t} (x_{(t-1)np+16} + x_{(t-1)np+17}) \quad [\$] \quad (5.3)
\end{aligned}$$

A potência em cada linha é representada por x [kW]. A programação linear exige uma variável vetorial de uma dimensão, de modo que as potências são representadas por um único índice. Por exemplo, $x_{(t-1)np+1}$ representa a energia gerada pelo combustível (linha 1) no tempo t , em direção à caldeira a gás. Como t varia de 1 a $nt = 288$ e $np = 19$ fluxos, para cada cenário temos uma matriz coluna com $288 \times 19 = 5472$ linhas.

Cada grupo de 19 linhas da matriz corresponde às $np = 19$ potências ocorridas em cada intervalo de tempo. Quando $t = 1$ temos a potência x_1 no tempo 1 na linha 1 da matriz. Quando $t = 2$. A potência x_1 no tempo 2 ocupando a linha 20 da matriz e assim por diante. O mesmo vale para as demais potências de saída representadas na Figura 19.

VP é o custo da tarifa de demanda elétrica máxima. Na Equação 5.4, $h_t = \{0, 1\}$ é uma matriz, com valor nulo no horário fora de ponta e com o valor da unidade no horário de ponta. Os coeficientes $k_{pow,high}$ e $k_{pow,low}$ [\$/kW] são as tarifas elétricas de demanda máxima nos horários de ponta e fora de ponta no primeiro e o segundo intervalo.

$$\begin{aligned}
VP = & \frac{1}{2} \left\{ \max_{t=1, \frac{n_t}{4}} [x_{(t-1)np+3} h_t] + \max_{t=\frac{n_t}{4}+1, \frac{n_t}{2}} [x_{(t-1)np+3} h_t] \right\} \mu_I \cdot k_{pow,high,I} + \\
& \frac{1}{2} \left\{ \max_{t=1, \frac{n_t}{4}} [x_{(t-1)np+3} (1 - h_t)] + \max_{t=\frac{n_t}{4}+1, \frac{n_t}{2}} [x_{(t-1)np+3} (1 - h_t)] \right\} \mu_I \cdot k_{pow,low,I} + \\
& \frac{1}{2} \left\{ \max_{t=\frac{n_t}{2}+\frac{1,3}{4}, n_t} [x_{(t-1)np+3} h_t] + \max_{t=\frac{3}{4}n_t+1, n_t} [x_{(t-1)np+3} h_t] \right\} \mu_{II} \cdot k_{pow,high,II} + \\
& \frac{1}{2} \left\{ \max_{t=\frac{n_t}{2}+\frac{1,3}{4}, n_t} [x_{(t-1)np+3} (1 - h_t)] + \max_{t=\frac{3}{4}n_t+1, n_t} [x_{(t-1)np+3} (1 - h_t)] \right\} \mu_{II} \cdot k_{pow,low,II} \quad (5.4)
\end{aligned}$$

O custo da demanda de energia elétrica é calculado de acordo com a potência máxima registrada no horário de ponta e no horário fora de ponta. Para facilitar o processo de simulação do método, o horário de ponta foi deslocado para o período entre 18: e 21:00. A Figura 20 mostra as potências máximas atingidas pelo sistema ao longo de um dia útil, nos horários de ponta e fora de ponta.

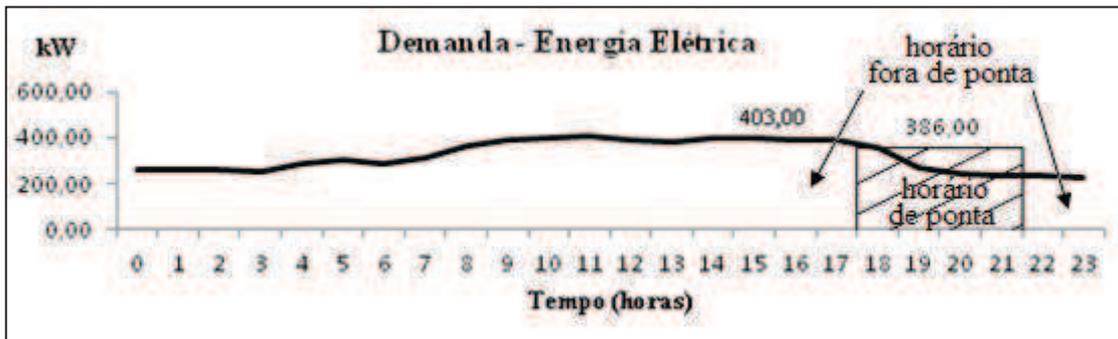


Figura 20. Demanda de Energia Elétrica Média - Dias Úteis Set/2007.

Da Figura 20 teremos 02 picos de potências distintos e para cada caso será aplicada a devida tarifa.

Na Equação 5.4, os índices I e II se referem ao primeiro e segundo intervalo respectivamente. Cada linha da equação 5.4 é multiplicada por $\frac{1}{2}$, indicando que o cálculo é para o consumo médio de energia elétrica no horário observado (de ponta ou fora de ponta).

A primeira linha da Equação 5.4 faz a média de consumo dos dias de inverno e verão, no horário de ponta do intervalo I (ver Tabela 5). O intervalo I é composto de seis dias representativos, divididos em dois períodos de três dias. No termo $\max_{t=1, nt/4} [x_{(t-1)np+3} \cdot ht]$, t varia de 1 a $nt/4$ (1 a $288/4=72$ horas), registrando a máxima potência que passa pela linha 3 da Figura 17 nos três primeiros dias (verão). No termo $\max_{t=nt/4+1, nt/2} [x_{(t-1)np+3} \cdot ht]$, t varia de $nt/4+1$ a $nt/2$ ($288/4+1=71$ a $288/2=144$ horas), registrando a máxima potência que passa pela linha 3 da Figura 17 nos três últimos dias (inverno). Se $ht = 1$, o horário é de ponta, e na linha um se faz a média desse consumo. Se $ht = 0$, o horário é fora de ponta e a linha um da equação 5.4 é nula.

A segunda linha da Equação 5.4 faz média de consumo dos dias de inverno e verão, no horário fora de ponta do intervalo I (quando $ht = 0$). O mesmo raciocínio se aplica as demais linhas da Equação 5.4.

μ_I (fator de valor presente do intervalo I) é o número de meses corrigido no primeiro intervalo e μ_{II} no segundo intervalo, calculado pela fórmula:

$$\mu_I = \frac{(1+i)^{mp} - 1}{i(1+i)^{mp}} \quad (5.5)$$

$$\mu_{II} = \frac{(1+i)^{mt} - 1}{i(1+i)^{mt}} - \mu_I \quad (5.6)$$

Da Tabela 4, o ciclo de vida total do projeto é 20 anos, onde m_p é o número de meses no primeiro intervalo (120 meses), m_t é o número total de meses no ciclo de vida total do sistema (240 meses) e I é a taxa de juros de mercado mensal (0,94%). Para esses valores, μ_I é 71.8 meses e μ_{II} é 25.4 meses, mostrando o menor peso do segundo intervalo sobre o sistema otimizado. No intervalo I, por exemplo, o termo μ_I indica que para cobrir o custo de 120 meses de projeto, na data presente é necessário apenas possuir a quantia referente a 72 meses de projeto.

O último termo da Equação 5.1 é VE [\$], o custo mensal de operação:

VE =

$$\sum_{d=1}^6 \sum_{\frac{(d-1).nt}{12}+1}^{\frac{d.nt}{12}} \{k_{fuel,I}(x_{(t-1)np+1} + x_{(t-1)np+2}) +$$

$$htkenergy,high,I+1 - htkenergy,low,Ixt-1np+3 - k_{sell,Ixt-1np+11}\}$$

$$\tau d + d = 712d - 1nt12 + 1d.nt12 \{k_{fuel,IIxt-1np+1} +$$

$$x_{t-1np+2} + htkenergy,high,II+1 - htkenergy,low,IIxt-1np+3 - k_{sell,IIxt-1np+11}\} \quad \tau d$$

(5.7)

Onde os índices I e II indicam os intervalos; os coeficientes $k_{energy,high}$ e $k_{energy,low}$ [\$/kWh] são as tarifas elétricas nos horários de ponta e fora de ponta; k_{fuel} [\$/kWh] é a tarifa de combustível; k_{sell} [\$/kWh] é a tarifa de venda de energia elétrica.

O primeiro somatório de gastos é para o intervalo I, onde d é o dia observado, logo, são contabilizados os dias de 1 a 6, a cada 24 horas. Quando $d = 1$, por exemplo, temos $[(d-1).nt/12+1$ a $d.nt/12 \Rightarrow (1-1).288/12+1=1$ a $1 \times 288/12=24]$ as 24 horas referentes ao dia 1. Multiplicando a tarifa de combustível pela soma das potências nas linhas 1 e 2 da Figura 19 temos o valor do gasto com combustível a cada hora, e o somatório contabiliza esse custo para as 24 horas do dia 1. O mesmo acontece para a tarifa de energia, porém os gastos nos horários de ponta e fora de ponta são contabilizados separadamente ao longo do dia 1. A receita gerada pela venda de energia elétrica é contabilizada pelo somatório de cada hora ao longo do dia 1.

O τ_i é o número de horas corrigido para ciclo de operação do sistema (leva em consideração o fator de valor presente); D_W é o número de dias da semana no mês; D_E é o número de finais de semana e feriados no mês; e n_d é o número de divisões em um dia (24, neste trabalho).

$$\tau_i = \frac{D_W}{2} \frac{24}{n_d} \mu_1 \quad i = 1 \text{ e } 4 \quad (5.8)$$

$$\tau_i = \frac{D_E}{4} \frac{24}{n_d} \mu_1 \quad i = 2, 3, 5 \text{ e } 6 \quad (5.9)$$

$$\tau_i = \frac{D_W}{2} \frac{24}{n_d} \mu_2 \quad i = 7 \text{ e } 10 \quad (5.10)$$

$$\tau_i = \frac{D_E}{4} \frac{24}{n_d} \mu_2 \quad i = 8, 9, 11 \text{ e } 12 \quad (5.11)$$

Os fatores D_W estão divididos por 2, e os fatores D_E são divididos por 4, por que temos dois dias úteis, e quatro dias de fins de semana (dois sábados e dois domingos) por intervalo. Utilizando τ_i a equação 5.10 calcula o valor presente do gasto mensal médio, já que leva em conta o fator de valor presente μ . Por exemplo, o índice i indica o dia observado, e serve para separar os dias úteis dos dias não úteis. Para $i = 1$ e 4 , temos τ_1 para corrigir as horas do dia útil no verão do intervalo I e τ_4 para corrigir as horas do dia útil no inverno do intervalo I. Para $i = 2, 3, 5$ e 6 , temos τ_2 e τ_3 para corrigir as horas do dia sábado e domingo no verão do intervalo I e τ_5 e τ_6 para corrigir as horas do sábado e domingo no inverno do intervalo I.

5.3. Restrições

Os valores das potências de saída de cada equipamento são restritos pelas leis da termodinâmica e eficiências dos equipamentos. Para cada período de tempo existem 14 restrições, $n_{eq}=14$, como apresentado na equação 5.12-25.

A Equação 5.12 representa a eficiência térmica, η_{GB} , da caldeira a gás:

$$\begin{cases} X_{(t-1)np+13} = \eta_{GB} X_{(t-1)np+1}; \\ X_{(t-1)np+13} - \eta_{GB} X_{(t-1)np+1} = 0 ; r[(t-1)n_{eq} + 1]; t = 1 \text{ a } n_t \end{cases} \quad (5.12)$$

As equações 5.12 representam a eficiência térmica da caldeira a gás. A igualdade na Equação 5.12 significa que a energia a saída da caldeira na linha 13 da Figura 17 é igual à energia do combustível na linha 1 da Figura 17 multiplicada pela eficiência da caldeira, para um determinado instante de tempo t . Teremos $(nt=288) \times (n_{eq}=14)=4032$ restrições ao todo, um grupo de 14 restrições para cada hora, numa matriz coluna com 4032 linhas.

Por exemplo, quando $t = 1$, $r_{.1}[(t-1)n_{eq} + 1] = r_{.1}$ (restrição na primeira linha da matriz) Quando $t = 2$, $r_{.15}$ é restrição 1 na 15ª linha da matriz e assim por diante. O mesmo raciocínio se aplica as demais equações ao longo do texto.

A eficiência térmica da máquina térmica, i.e., a percentagem da energia do combustível transferida para os gases de combustão, $\eta_{PG,th}$, é definida por:

$$x_{(t-1)np+4} - \eta_{PG,th}x_{(t-1)np+13} = 0; r[(t-1)n_{eq} + 2]; t = 1 a n_t \quad (5.13)$$

De um modo semelhante, a eficiência elétrica da máquina térmica, isto é, a percentagem da energia do combustível transformada em energia elétrica pela máquina térmica, $\eta_{PG,el}$, é definida por:

$$x_{(t-1)np+7} - \eta_{PG,el}x_{(t-1)np+2} = 0; r[(t-1)n_{eq} + 3]; t = 1 a n_t \quad (5.14)$$

Os gases de combustão que saem da máquina térmica, vão para a caldeira de recuperação ou são despejados para a atmosfera:

$$x_{(t-1)np+4} - x_{(t-1)np+5} - x_{(t-1)np+6} = 0; r[(t-1)n_{eq} + 4]; t = 1 a n_t \quad (5.15)$$

A eficiência do painel elétrico, η_{EP} , é indicada por:

$$\eta_{EP}x_{(t-1)np+3} + \eta_{EP}x_{(t-1)np+7} - x_{(t-1)np+8} - x_{(t-1)np+9} - x_{(t-1)np+10} = 0; r[(t-1)n_{eq} + 5]; t = 1 a n_t \quad (5.16)$$

A eletricidade a partir do painel de distribuição de energia elétrica que não é usada pelo sistema, ou pode ser dirigida para atender a demanda, ou então é vendida:

$$x_{(t-1)np+10} - x_{(t-1)np+11} - x_{(t-1)np+12} = 0; r[(t-1)n_{eq} + 6]; t = 1 a n_t \quad (5.17)$$

O distribuidor de vapor, com eficiência η_{SM} , é responsável em agregar o vapor das três caldeiras e conduzi-lo para atender a demanda e/ou para o *chiller* de absorção:

$$\eta_{SM}x_{(t-1)np+13} + \eta_{SM}x_{(t-1)np+14} + \eta_{SM}x_{(t-1)np+15} - x_{(t-1)np+16} - x_{(t-1)np+17} = 0; \\ r[(t-1)n_{eq} + 7]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.18)$$

A caldeira de recuperação tem eficiência η_{RB} e a caldeira elétrica η_{EB} :

$$x_{(t-1)np+14} - \eta_{RB}x_{(t-1)np+6} = 0; \quad r[(t-1)n_{eq} + 8]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.19)$$

$$x_{(t-1)np+15} - \eta_{EB}x_{(t-1)np+8} = 0; \quad r[(t-1)n_{eq} + 9]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.20)$$

Água gelada é produzida pelo *chiller* de compressão ou de absorção, que tem coeficientes de desempenho COP_{AC} e COP_{CC} :

$$x_{(t-1)np+18} - COP_{AC}x_{(t-1)np+17} = 0; \quad r[(t-1)n_{eq} + 10]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.21)$$

$$x_{(t-1)np+19} - COP_{CC}x_{(t-1)np+9} = 0; \quad r[(t-1)n_{eq} + 11]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.22)$$

Os dados das demandas de consumo de água gelada, W_t , vapor, S_t , e eletricidade, E_t , variam livremente com o tempo:

$$x_{(t-1)np+18} + x_{(t-1)np+19} = W_t; \quad r[(t-1)n_{eq} + 12]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.23)$$

$$x_{(t-1)np+16} = S_t; \quad r[(t-1)n_{eq} + 13]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.24)$$

$$x_{(t-1)np+12} = E_t; \quad r[(t-1)n_{eq} + 14]; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.25)$$

As variáveis de energia x_* são também submetidas a limites inferior e superior. Como a energia não pode ser negativa, o limite inferior de todas as variáveis é igual à zero, tal como expresso nas Equações 5.26-36.

As potências que saem dos principais equipamentos são limitadas pelas potências nominais dos mesmos, utilizando os índices explicitados na legenda da Figura 17.

$$0 \leq x_{(t-1)np+7} \leq N_{PG}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.26)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+13} \leq N_{GB}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.27)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+14} \leq N_{RB}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.28)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+15} \leq N_{EB}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.29)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+18} \leq N_{AC}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.30)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+19} \leq N_{CC}, \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.31)$$

Não há limites superiores sobre as potências que saem das linhas secundárias (de combustão de gás, da eletricidade que sai do painel distribuidor elétrico e do vapor que sai do distribuidor de vapor) embora essas potências sejam indiretamente limitadas pela potência nominal dos equipamentos principais, quando as seguintes restrições são satisfeitas:

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+j} \leq \infty, \quad j = 4, 5, 6, 8, 9, 10, 12, 16 \text{ e } 17; \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.32)$$

Por uma razão que ficará claro nas próximas seções, é necessário desligar o fornecimento de energia e de venda de energia em determinadas condições. Por isso, foram criadas cinco “máscaras” que podem ter os valores 0 ou 1. Assim, os limites superiores podem ser escritos como:

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+1} \leq \infty \cdot [1 - (1 - M_{\text{fuel,low}})(1 - h_t)] \cdot [1 - (1 - M_{\text{fuel,high}})h_t];$$

$$t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.33)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+2} \leq \infty \cdot [1 - (1 - M_{\text{fuel,low}})(1 - h_t)] \cdot [1 - (1 - M_{\text{fuel,high}})h_t];$$

$$t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.34)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+3} \leq \infty \cdot [1 - (1 - M_{\text{energy,low}})(1 - h_t)] \cdot [1 - (1 - M_{\text{energy,high}})h_t];$$

$$t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.35)$$

$$0 \leq x_{(t-1)n_p+11} \leq \infty \cdot M_{\text{sell}} \quad t = 1 \text{ a } n_t \quad (5.36)$$

Nas Equações acima (5.33-36) $\infty \cdot \mathbf{0} = \mathbf{0}$, de modo que os dois únicos possíveis limites superiores são 0 ou ∞ . Por exemplo, na Equação 5.35, se a máscara para a energia elétrica sobre o período de alta demanda, $M_{\text{pow,high}}$, é definida como sendo igual a 1 e o limite

inferior $M_{pow,low}$ é definido com sendo igual a 0, o limite superior da energia comprada a partir da rede pública, $x_{(t-1)n_p+3}$ ($t = 1$ to n_t) será 0 no período de baixa demanda e ∞ no período de alta demanda. Em outras palavras, a compra de energia elétrica é uma consequência do processo de otimização no período de alta demanda, mas é forçosamente igual à zero no período de baixa demanda.

5.4. Processo de Otimização

Em resumo, o problema de otimização pode ser declarado como a minimização da Equação 5.1, submetida às restrições em Equações 5.12-25 e aos limites de Equações 5.26-36. Existem (19 linhas x 288 horas =) 5472 variáveis “ x ”, e (14 restrições por hora x 288 horas =) 4032 restrições. Este modelo tem três grandes limitações: os custos são lineares, as eficiências são constantes e a solução é limitada pela potência nominal dos equipamentos pré-selecionados. Além disso, o modelo não pode ser resolvido usando o método de programação linear clássico porque os termos VI_m e VP na Equação 5.1 não são lineares.

Um dos objetivos deste modelo proposto é otimizar o VPL de maneira simples, mas o preço a ser pago pelas simplificações é ter custos lineares e eficiências constantes. A fim de utilizar o método de programação linear clássica, o método de otimização é constituído dos seguintes passos:

Passo 1: pré-seleção. Com base nos picos de demandas, é necessário estimar os equipamentos adequados manualmente, tendo que levar em conta a possibilidade de inexistência de alguns equipamentos. No nosso caso de referência, com base na demanda de água gelada da Figura 1, temos que os equipamentos adequados são:

$$N_{PG} = \{0, 90, 180, 550, 1100\}$$

$$N_{GB} = \{0, 500, 950\}$$

$$N_{RB} = \{0, 500, 950\}$$

(5.37)

$$N_{EB} = \{0, 500, 950\}$$

$$N_{AC} = \{0, 281,4, 527,6\}$$

$$N_{CC} = \{0, 281,4, 527,6\}$$

Por exemplo, existem *chillers* de absorção e de compressão. O processo de otimização pode optar por comprar apenas um deles (527,6 kW = 150 TR), ou ambos, com metade da potência nominal. O mesmo é válido para as caldeiras. Em relação à máquina térmica, o processo de otimização pode escolher em não comprar uma máquina térmica, gerar eletricidade apenas para o *chiller* de compressão, gerar eletricidade para a caldeira elétrica, ou mesmo gerar o máximo possível, a fim de vender o excesso. Além disso, as máscaras são também definidas:

$$M_{\text{energy, high}} = \{0, 1\}$$

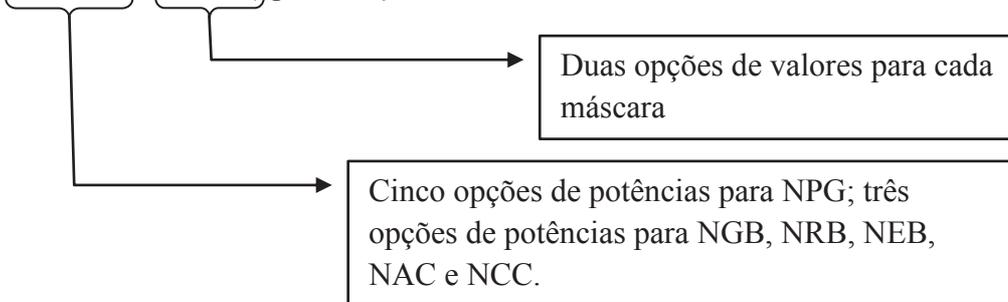
$$M_{\text{energy, low}} = \{0, 1\}$$

$$M_{\text{fuel, high}} = \{0, 1\} \tag{5.38}$$

$$M_{\text{fuel, low}} = \{0, 1\}$$

$$M_{\text{sell}} = \{0, 1\}$$

Passo 2: permutação. Com base na potência nominal e nos vetores das máscaras, são realizadas todas as permutações possíveis. Por exemplo, para os vetores acima, haverá 38.800 (= 5.5.5.5.5.5.2.2.2.2.2) permutações.



Passo 3: otimização linear. Para cada permutação, por exemplo, $\{NPG = 180; NGB = 0; NRB = 0; NEB = 0; NAC = 0; NCC = 527,6; M_{pow, high} = 1; M_{pow, low} = 0; M_{fuel, high} = 1; M_{fuel, low} = 1; M_{pow, high} = 0\}$, o processo otimiza a Equação 5.39 usando o método clássico de programação linear, submetidos às restrições 12-25 e aos limites, de 26 de -36.

$$VPL' = VI_n + VE [\text{\$}] \tag{5.39}$$

Para cada uma das permutações teremos um VPL' ótimo.

Passo 4: otimização total. Neste último passo, VPL é calculado para cada permutação pela Equação 5.40. A permutação com o valor mínimo é a ideal.

$$\text{VPL} = \text{VPL}' + VI_m + VP \text{ [\$]} \quad (5.40)$$

O uso das máscaras é necessário para evitar que o VPL' não represente o VPL ótimo quando VI_m e VP forem somados na Equação 5.40. Por exemplo, pode acontecer para uma dada permutação que o VPL ideal aponte para a compra de eletricidade da rede no período de baixa demanda, por que os custos com combustível seriam maiores do que os custos com o consumo de energia elétrica, avaliados por VE na Equação 5.39. Como não há outra tarifa relacionada com a aquisição da eletricidade, associada com o máximo de energia no termo VP da Equação 5.40, o VPL poderia não ter o melhor valor mesmo se VPL' resultar no menor valor. A fim de eliminar este problema, a máscara $M_{pow,low}$ é usada forçando um caso em que comprar combustível sempre é melhor. Quando a máscara tem valor 0, o limite superior de x é nulo, então o sistema não vai comprar energia no período de baixa demanda. Com este artifício é possível utilizar o método clássico de programação linear, mesmo se algumas equações não forem lineares.

6. Estudos de caso - resultados e discussão.

Para iniciar a seção de estudo de caso, primeiramente será feito um estudo de referência, baseado na metodologia descrita em GUERRA (2011), que consiste em otimizar um sistema térmico sujeito aos parâmetros técnicos e financeiros determinados no Capítulo 3.

Os estudos de caso subsequentes serão variações do caso de referência com a modificação de alguns parâmetros financeiros de interesse. Para analisar o comportamento do sistema quando sofre alterações nas condições de operação iniciais.

6.1. Caso de referência

O sistema térmico de referência opera para atender apenas a demanda de água gelada. Os parâmetros do processo são os mesmo das Tabelas 1 a 4 do capítulo 3. Depois de concluído o processo de otimização, o sistema com melhor VPL consistia de uma máquina térmica de 180 kW e um *chiller* de compressão de 527,6 kW. O resultado da simulação é mostrado na Tabela 6.

Tabela 6. Resultado de Simulação para o Estudo de Caso.

k _{fuel}	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)				POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)				POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)													
		INTERVALO 1		INTERVALO 2		INTERVALO 1		INTERVALO 2															
		VERÃO	INVERNO	VERÃO	INVERNO	VERÃO	INVERNO	VERÃO	INVERNO														
		MFS1	MPS1	MFW1	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	RFS1	RPS1	RFW1	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	N _{PG}	N _{GB}	N _{EB}	N _{EB}	N _{AC}	N _{CC}
100%	\$1.460.987,96	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6

A coluna “VPL” na Tabela 6 mostra o valor presente líquido do sistema térmico após o processo de otimização em unidade financeira. A coluna “POTÊNCIA MÁXIMA – MÁQUINA TÉRMICA (kW)” mostra os picos das potências registradas pela máquina térmica nos horários de ponta e fora de ponta, no período de verão e inverno dos intervalos 1 e 2, em unidades de kilowatt. No índice “MFS1” a letra “M” significa máquina térmica. “F” significa horário fora de ponta. “S” significa verão (*summer*). O algarismo 1 e 2 indicam os intervalos 1 e 2 respectivamente. Logo, MFS1significa “potência máxima da máquina térmica, no horário fora de ponta, no verão do intervalo 1”. Para o índice MPS1, “P” significa

horário de ponta. Nos índices MFW1 e MPW1 a letra “W” significa inverno (*winter*). Na coluna “POTÊNCIA MÁXIMA – REDE PÚBLICA (kW)” os índices “R” significam rede pública.

A coluna “POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS” mostra quais os equipamentos (com respectivas as potências em unidade de kilowatt) que o sistema térmico deve selecionar para operar de maneira otimizada.

A Tabela 6 resume os principais resultados do processo de otimização. No verão do intervalo 1 a máquina térmica apresenta o valor de máxima potência igual 176 kW no horário fora de ponta e 137 kW foi o valor registrado de potência máxima no horário de ponta. No inverno, a potência máxima fora de ponta (F) é 179 kW e a potência máxima na ponta (P) é 158 kW. O intervalo 2 apresenta os mesmos valores de potência máxima do intervalo 1.

As Figuras 21 e 22 mostram o sistema operando nos horário de ponta e fora de ponta. É uma espécie de “fotografia” do sistema térmico operando em um determinado instante da simulação, mostrando ao lado dos círculos com a numeração das linhas, as potências de saída de cada equipamento no momento observado.

Conforme registro de potências máximas da rede pública na Tabela 6 e da potência de saída observada na linha 3 das Figuras 21 e 22, é possível observar que nenhuma energia elétrica é comprada da rede pública de eletricidade. Toda a energia elétrica utilizada para alimentar o *chiller* de compressão vem da máquina térmica conforme a potência de saída observada na linha 7 das Figuras 21 e 22, em todos os momentos em que o sistema opera.

Apenas o *chiller* de compressão fornece a água gelada demandada pelo processo, como visto na potência de saída da linha 19 das figuras 21 e 22. A potência do *chiller* de absorção é zero em todos os momentos, conforme potência de saída na linha 18 das figuras 21 e 22. De acordo com os valores potências de saída iguais à zero nas linhas 13, 14 e 15 das figuras 21 e 22 pode-se considerar que nenhuma caldeira foi comprada.

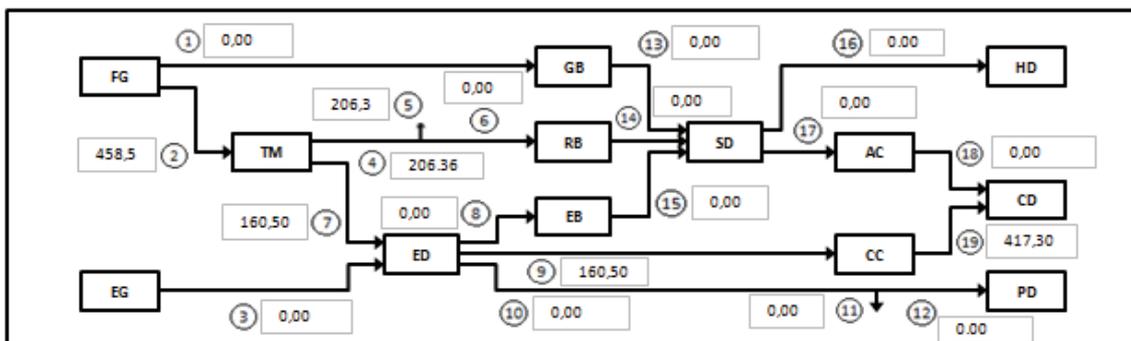


Figura 21. Sistema Operando no Horário de Ponta.

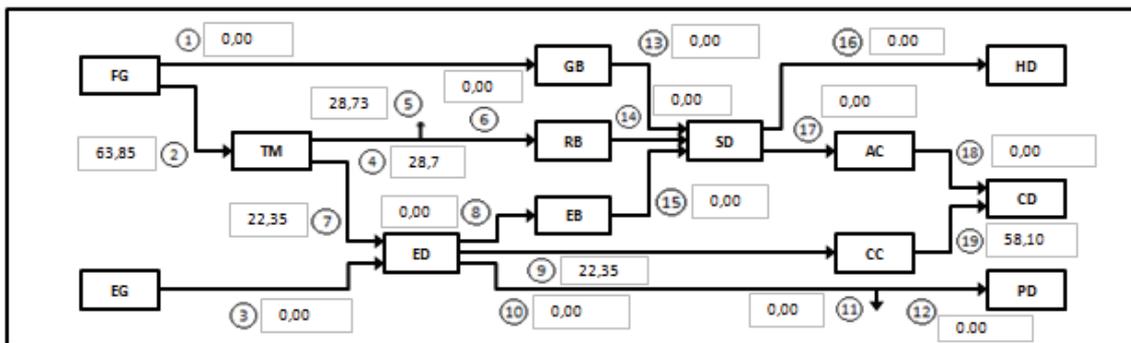


Figura 22. Sistema Operando no Horário Fora de Ponta.

Da Tabela 6 é possível observar que o máximo de potência registrado (coluna POTÊNCIA MÁXIMA – MÁQUINA TÉRMICA (kW)) para a máquina térmica é abaixo da potência nominal da máquina térmica comprada (coluna POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS), indicando que não houve geração de energia elétrica excedente para revenda.

Adiante será visto que o sistema poderá selecionar uma máquina térmica com potência maior do que o necessário, no intuito de gerar energia elétrica excedente. A potência na saída 11 das Figuras 21 e 22 é referente à venda de energia elétrica e assume valor nulo nesse caso, confirmando que o sistema não gera potência elétrica extra. O foco do sistema é atender apenas a demanda de água gelada.

A maior potência em que o motor opera (179 kW no horário fora de ponta no inverno do período 1 ou 2) é suficiente apenas para atender o pico de demanda de água gelada, pois $P_{\text{máx_MFW1}} \times \text{COP}_{\text{CC}}$ ($179 \times 2,6 =$) 465,4. Este valor corresponde ao pico de potência da Figura 9, indicando que o máximo do motor é para atender o máximo de demanda.

De acordo com a saída 5 das Figuras 21 e 22, os gases quentes não são aproveitados, pois o sistema não vê necessidade de usar cogeração para atender a demanda do processo. Para as configurações do caso base, de acordo com a Tabela 6, o processo de otimização escolheu um sistema que apresentou um VPL de US\$ 1.460.987,96.

Na configuração de dados no caso de referência, o sistema ótimo eleito na etapa de otimização comprou apenas dois equipamentos, mas o que aconteceria se houvesse uma variação nas tarifas dos insumos ou no preço dos equipamentos?

Para responder à questão anterior, serão propostos dez estudos de caso gerais, onde os parâmetros citados anteriormente foram variados abaixo e acima dos valores originais. Por

exemplo, o primeiro estudo de caso analisa a variação da tarifa de combustível, em percentuais tão baixos quanto 0% do valor de mercado até valores muito maiores, em um sistema apenas com demanda de água gelada. Em todos os estudos de casos, parâmetros com percentual igual a 100% do valor do parâmetro original são sempre iguais aos valores do caso base.

6.2. Estudos de caso gerais e Elasticidade

O objetivo principal dos estudos de caso contidos nesta seção é avaliar a elasticidade do sistema de cogeração em relação às variações dos parâmetros financeiros. Para avaliar a elasticidade do sistema ótimo serão utilizados dois índices: elasticidade física e elasticidade operacional.

A elasticidade física é o intervalo de variação de um determinado parâmetro financeiro em que os equipamentos selecionados são os mesmos do caso de referência (uma máquina térmica e um *chiller* de compressão). Por exemplo, variando o preço da tarifa de combustível entre 40 e 110% do valor original, o processo de otimização elege um sistema ótimo que opera apenas com um motor e um *chiller* de compressão (mesmos equipamentos do caso base) para atender a demanda de água gelada do processo. Logo, a elasticidade física nesse caso estaria entre 40 e 110% da tarifa de combustível.

A elasticidade operacional é o intervalo de variação de um determinado parâmetro financeiro em que os equipamentos selecionados são operados da mesma maneira (o comportamento dos equipamentos é o mesmo) como no caso de base e com as mesmas potências.

Por exemplo, variando a tarifa de combustível entre 80 e 110% do valor original, o sistema opera com um motor de 180 kW e um *chiller* de compressão de 527,6 kW, com o motor operando nos horários de ponta e fora de ponta. Os equipamentos funcionam não só na mesma potência do caso base. Também são ligados ou desligados nos mesmos períodos do dia e consomem os mesmos insumos. Em outras palavras, assumem o mesmo perfil do caso base.

A elasticidade física diz que variação um determinado conjunto de equipamentos pode suportar e manter a configuração ideal. Por exemplo, para que valores acima ou abaixo de determinada tarifa o sistema continua operando apenas com um motor e um *chiller* de compressão (os equipamentos operam com as mesmas potências do caso base ou não, operam de maneira semelhante ou diferente).

A elasticidade operacional é o intervalo em que o sistema opera com os mesmos equipamentos do caso base e da mesma maneira. Por exemplo, o sistema opera apenas com um motor e um *chiller* de compressão, na mesma potência do caso base, com o motor ligando ou desligando nos mesmos períodos. A elasticidade operacional é sempre menor ou igual à elasticidade física

No caso base foi adquirido um motor de 180 kW que opera todo o tempo. Será visto no Estudo de caso 1 que se a tarifa de combustível é aumentada 6% do valor considerado no caso base, o processo de otimização também indica a compra de um motor de 180 kW, mas esse equipamento será desligado durante o horário fora de ponta. Assim, um sistema com 106% da tarifa de combustível está dentro da elasticidade física, mas além da elasticidade operacional. A partir de 107%, o motor continua a ser comprado, mas opera de outra maneira.

6.2.1. Estudo de caso 1 - Variação da tarifa de combustível

No Estudo 1 o sistema térmico deverá atender apenas a demanda de água gelada. A tarifa de combustível (k_{fuel}) é variada. A Tabela 7 mostra o comportamento do sistema em relação ao valor de k_{fuel} .

Tabela 7. Resultado das Simulações para o Estudo de Caso 1.

k _{fuel}	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQ. TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS E EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)											
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N _{PG}	N _{CB}	N _{EB}	N _{AC}	N _{CC}							
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW2	RFS2	RPS2	RFW2						VERÃO	INVERNO	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	
		MFS1	MPW1	MPW1	MFS2	MPS2	MPW2	MFS1	RPS1	RFW1	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2						
0%	\$-4.273.772,94	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	950	0	0	527,6	0
7%	\$-3.242.017,52	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	950	0	0	527,6	0
8%	\$-3.096.589,30	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	500	0	0	281,4	281,4
11%	\$-2.672.706,45	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	500	0	0	281,4	281,4
12%	\$-2.539.121,15	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	0	0	0	0	527,6
36%	\$ 608.039,25	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	0	0	0	0	527,6
37%	\$ 716.852,28	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
55%	\$ 1.103.094,69	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
56%	\$ 1.122.882,41	176	137	179	158	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
100%	\$ 1.460.987,96	176	137	179	158	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
105%	\$ 1.500.302,55	176	137	179	158	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
106%	\$ 1.503.288,98	0	137	0	158	176	137	179	158	176	137	179	158	176	0	179	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
135%	\$ 1.572.276,49	0	137	0	158	176	137	179	158	176	137	179	158	176	0	179	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
136%	\$ 1.573.829,57	0	137	0	158	0	137	0	158	176	137	179	158	176	0	179	0	176	0	180	0	0	0	0	527,6
474%	\$ 1.774.746,66	0	137	0	158	0	137	0	158	176	137	179	158	176	0	179	0	176	0	180	0	0	0	0	527,6
475%	\$ 1.775.254,19	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	176	137	179	158	176	137	179	158	179	158	0	527,6
∞	\$ 1.775.254,19	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	176	137	179	158	176	137	179	158	179	158	0	527,6

A primeira coluna da Tabela 7 indica o parâmetro modificado (k_{fuel}) em valores percentuais com cada linha correspondendo a uma otimização. As potências máximas da máquina térmica e da rede são mostradas na parte central da Tabela 7. Os equipamentos selecionados e suas potências são mostrados na última coluna. O processo de otimização determina uma configuração ótima de equipamentos conforme o valor de k_{fuel} e para cada otimização é calculado o valor do VPL, que é exibido na coluna 2 da Tabela 7.

Na Tabela 7 são apenas mostrados os percentuais de otimização que apresentaram alguma alteração no perfil de operação dos equipamentos. Por exemplo, de 0 a 7% de k_{fuel} o sistema apresenta o mesmo comportamento. Desta maneira os percentuais: 1, 2, 3, 4, 5 e 6% foram simulados, mas não serão mostrados nas tabelas. Serão mostrados apenas os valores iniciais e finais do intervalo. Os demais estudos de caso terão seus resultados resumidos em tabelas semelhantes à Tabela 7.

Analisando os resultados da Tabela 7, Até 7%, a máquina térmica produz gases quentes e entrega a caldeira de recuperação, que produzirá vapor para o *chiller* de absorção. O sistema compra a máquina térmica de maior capacidade possível. Nessa faixa de percentuais, o sistema se preocupa mais em gerar energia em excesso para a venda que atender a demanda de água gelada do processo. O motor selecionado tem potência nominal de 1100 kW, porém foi visto no caso base que um motor de 180 kW consegue suprir a demanda. Como o combustível está muito barato, a melhor alternativa seria comprar uma máquina térmica maior para lucrar com a venda de energia extra.

Nenhuma energia elétrica é adquirida da rede pública, conforme a Tabela 7. A máquina térmica produz: eletricidade extra na capacidade máxima para a venda e gases quentes para a caldeira de recuperação, que por sua vez, alimenta o *chiller* de absorção.

Entre 8 e 11%, o sistema sofre o impacto da elevação da tarifa de combustível e parte compra de uma caldeira de recuperação menor. Os *chiller* de compressão e absorção operam com valores intermediários. Nessa faixa, parte da energia produzida pela máquina térmica já não é mais vendida e sim utilizada pelo *chiller* de compressão para suprir a demanda de água gelada juntamente com o *chiller* de absorção.

Entre 12 e 36% a máquina térmica despeja os gases quentes na atmosfera sem nenhum reaproveitamento. O sistema continua comprando a maior máquina térmica possível, mas há uma redução na venda de energia, pois apenas o *chiller* de compressão está encarregado de suprir a demanda de frio e opera na sua máxima capacidade.

Entre 37 e 55% o sistema passa por uma nova transição. Pouquíssima ou nenhuma energia é vendida, uma vez que agora o foco do sistema é suprir a demanda. A configuração

ótima passa a ser a mesma do caso base. Um fato importante é que abaixo de 75%, as máscaras de energia elétrica, $M_{pow,low}$ e $M_{pow,high}$ podem ser 0 ou 1 que não irão afetar o processo de otimização.

A partir de 75% a máscara $M_{pow,low}$ deve ser definida como 0, caso contrário, a programação linear entende que é melhor comprar eletricidade da rede do que comprar combustível para gerar eletricidade pelo motor, levando o processo de otimização a um valor de VPL menos atrativo. Esse é um exemplo de influência que as máscaras podem exercer sobre o sistema.

Entre 56 e 105% de k_{fuel} a máquina térmica fornece toda a energia elétrica necessária ao *chiller* de compressão para atender a demanda de água gelada e o sistema opera da mesma maneira que o cenário ótimo do caso base. A máquina térmica gera eletricidade suficiente para operação do *chiller*. Nessa faixa o sistema não vende nenhuma energia excedente

A partir de 106%, a energia elétrica já passa a ser comprada para suprir a demanda de eletricidade do *chiller*, nos horários fora de ponta do primeiro intervalo e o motor permanece desligado.

Aumentando k_{fuel} para 136%, o sistema começa a comprar energia da rede tanto nos horários fora de ponta como nos horários de ponta dos intervalos 1 e 2. A partir de 475% de k_{fuel} , o sistema dispensa a utilização de uma máquina térmica e passa a produzir água gelada apenas comprando energia elétrica da rede para alimentar o *chiller* de compressão. A Figura 23 mostra a evolução do VPL para cada percentual de k_{fuel} .

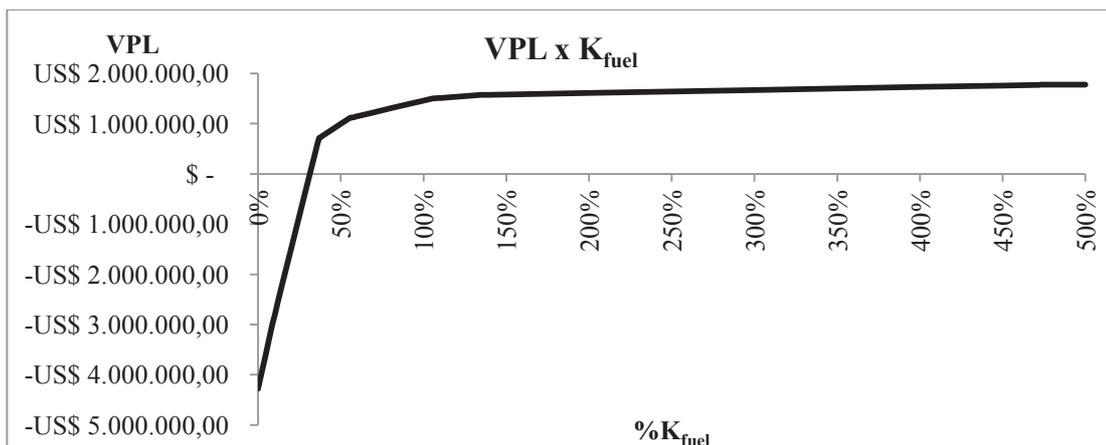


Figura 23. VPL para o Estudo de Caso 1.

Do gráfico na Figura 23, observa-se que até 36% de k_{fuel} o sistema opera de maneira lucrativa. O valor presente do custo de operação supera o custo de aquisição de equipamentos. Com o aumento de k_{fuel} a inclinação do gráfico muda, até que se torne uma linha horizontal

(pequeno trecho após 475%), momento em que alterações no valor de k_{fuel} deixam de influenciar o valor do VPL. A Tabela 8 resume os principais resultados do estudo 1.

Tabela 8. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 1.

k_{fuel}	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 7%	1100	950			527,6		O motor opera o tempo todo gerando eletricidade ao máximo possível para vender o excedente.
8 a 11%	1100	500			281,4	281,4	
12 a 36%	1100					527,6	
37 a 55%	180					527,6	Mesmo caso anterior, mas com um motor menor.
56 a 74%	180					527,6	O motor opera o tempo todo gerando apenas o exigido pelo sistema, sem venda de eletricidade.
75 a 105%	180					527,6	Mesmo caso anterior, mas agora a máscara $M_{pow,low}$ deve ser definida como 0 (compra de eletricidade bloqueada).
106 a 135%	180					527,6	O motor é desligado no horário fora de ponta do intervalo 1, momento em que a eletricidade é comprada da rede.
136 a 474%	180					527,6	O motor é desligado no horário fora de ponta de ambos os intervalos.
475% a ∞						527,6	Eletricidade é comprada da rede o tempo todo.

Para o estudo 1, a elasticidade física está entre 56 e 105%, intervalo em que o sistema opera exatamente da mesma forma do caso base e com os mesmo equipamentos. A elasticidade operacional é 37 a 474. No caso base a máquina térmica opera o tempo inteiro. No estudo 1 o motor é desligado no horário fora de ponta. Essa análise indica que se o sistema for projetado com motor e *chiller* de compressão idênticos ao caso base, o sistema será capaz de suportar bem as variações de preço de combustível.

6.2.2. Estudo de caso 2 - Variação da tarifa de combustível após os dez primeiros anos de operação

O estudo de caso 2 é semelhante ao estudo de caso 1, porém a variação de k_{fuel} ocorre apenas no 2º intervalo. O sistema, como no caso 1, deve atender apenas a demanda de água gelada. A Tabela 9 mostra em detalhes o comportamento do sistema.

Tabela 9. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 2.

k _{fuel} (Período 2)	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)										
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N _{pg}		N _{eb}		N _{ac}		N _{cc}				
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS1	MPS1	MFW1	MPW2	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	MFS1	RPS1	RFW1	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	N _{pg}	N _{eb}	N _{ac}	N _{cc}
0%	\$ 1.129.013,89	176	137	179	158	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	527,6
41%	\$ 1.345.002,89	176	137	179	158	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	527,6
42%	\$ 1.349.025,57	176	137	179	158	176	137	179	158	158	158	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	527,6
135%	\$ 1.528.551,47	176	137	179	158	176	137	179	158	158	158	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	527,6
136%	\$ 1.529.656,05	176	137	179	158	0	137	0	158	158	158	0	0	0	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
1201%	\$ 1.685.077,19	176	137	179	158	0	137	0	158	158	158	0	0	0	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
1202%	\$ 1.685.164,96	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	180	0	0	0	527,6
∞	\$ 1.685.164,96	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	180	0	0	0	527,6

De acordo com a Tabela 9, de 0 a 41%, pouca ou quase nenhuma energia elétrica é vendida e a partir de 42%, a venda não existe. O motor trabalha no mesmo valor da potência nominal (180 kW), mas com uma folga muito pequena (para atender o pico de demanda o motor opera a 179 kW, como visto no caso base). Seria esperado que as mudanças no modo de operação ocorressem somente no intervalo 2, momento que a tarifa de combustível varia de fato, e assim, a partir de k_{fuel} no 2º intervalo igual a 136% do valor de base, o sistema passa a comprar energia da rede nos horários fora de ponta nos meses de inverno e verão

Ao elevarmos k_{fuel} a pouco mais que 12 vezes acima do valor de base, o sistema passa a comprar energia elétrica em tempo integral nos meses de inverno e verão do intervalo 2. A Figura 24 mostra o comportamento do VPL com a variação de k_{fuel} .

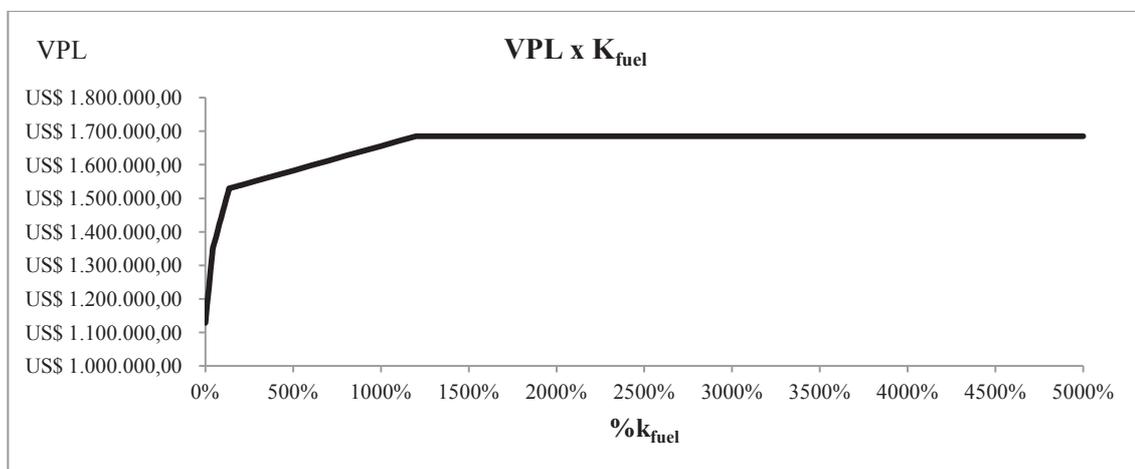


Figura 24. VPL para o Estudo de Caso 2.

Fazendo k_{fuel} variar apenas no intervalo 2, a curva de VPL se desloca para cima, e o sistema está focado em atender a demanda ao invés de gerar energia extra para venda. Nesse estudo, tanto a elasticidade física quanto a operacional estão entre 0 e ∞ . Isso significa que o sistema suporta grandes variações de tarifa de combustível apenas no intervalo 2, sem modificar significativamente a sua maneira de operar e sem a necessidade de utilizar outros equipamentos.

6.2.3. Estudo de caso 3 - Variação dos custos iniciais: *Chiller* de Absorção e Caldeira de recuperação

Nesse estudo de caso foram variados os preços de aquisição do *chiller* de absorção e da caldeira de recuperação, ao mesmo tempo e na mesma proporção. O sistema deve atender apenas a demanda de água gelada.

O objetivo é saber qual a faixa de percentual do preço de aquisição do *chiller* e da caldeira, em relação ao valor de base, para que o *chiller* de absorção se apresente como alternativa economicamente viável. No estudo 1, o *chiller* de absorção foi comprado apenas para percentuais muito baixos de k_{fuel} .

No caso de referência apenas o *chiller* de compressão foi comprado. A suspeita é que o preço do *chiller* de absorção ($k_{inv,AC}$) por ser cerca de 40% maior que o preço *chiller* de compressão, o *chiller* de compressão é preferido durante a etapa de otimização. Além disso, o sistema deve comprar alguma caldeira para alimentar o *chiller* de absorção. Como o *chiller* de absorção depende dos gases quentes gerados por uma das caldeiras, também se variou o preço da caldeira de recuperação, $k_{inv,RB}$. Essa caldeira pode aproveitar os gases quentes do motor.

A produção de gases quentes é afetada pelo preço combustível e conseqüentemente, a operação da caldeira de recuperação. A caldeira elétrica é alimentada pela rede ou pela máquina térmica. A caldeira de recuperação tem maior aptidão para trabalhar junto com o *chiller* de absorção, pois não depende diretamente do combustível ou da rede. Assim, no estudo 3 variou-se $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$, mantendo k_{fuel} igual a 100% do seu valor original, a fim de investigar se em algum momento o *chiller* de absorção é comprado.

O custo de aquisição da caldeira de recuperação, $k_{inv,RB}$ também foi variado para garantir que o *chiller* de absorção seja comprado em determinado momento. Isso é necessário, pois, mantendo o preço da caldeira fixo, mesmo baixando o custo de aquisição do *chiller*, o sistema pode vir a continuar preferindo comprar o *chiller* de compressão, pois este não depende da operação de uma caldeira.

A seguir a Tabela 10 mostra o gráfico do comportamento do VPL do cenário ótimo em relação ao percentual dos custos de aquisição da caldeira de recuperação e do *chiller* de absorção.

Tabela 10. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 3.

$k_{inv,AC}$ + $k_{inv,BB}$	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)													
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N_{Pg}	N_{GB}	N_{3B}	N_{EB}	N_{AC}	N_{CC}								
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2							MFW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2
0%	R\$ 1.331.141,58	114	147	114	147	147	132	149	132	149	132	149	149	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	950	0	527,6	527,6
1%	R\$ 1.335.159,82	114	147	114	147	147	132	149	132	149	132	149	149	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	500	0	284,1	527,6
32%	R\$ 1.459.172,30	114	147	114	147	147	132	149	132	149	132	149	149	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	500	0	281,4	527,6
33%	R\$ 1.460.987,96	137	176	137	176	176	158	179	158	179	158	179	179	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
100%	R\$ 1.460.987,96	137	176	137	176	176	158	179	158	179	158	179	179	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6

Da Tabela 10, para valores próximos de 0% o sistema utiliza tanto o *chiller* de absorção quanto a caldeira de recuperação em suas capacidades nominais máximas. Para valores de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ entre 1 e 32%, o sistema ótimo passa a comprar o *chiller* de absorção e a caldeira de recuperação com potências intermediárias. Logo o motor opera para fornecer gases quentes para a caldeira de recuperação e eletricidade para o *chiller* de compressão, que opera em paralelo com o *chiller* de absorção.

O *chiller* de compressão opera integralmente de acordo com a Tabela 10, acima de 32% de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ em relação aos valores originais, passa a atender isoladamente a demanda de água gelada. A partir de 33%, o processo de otimização conduz ao mesmo resultado do cenário ótimo do caso base. O gráfico da Figura 25 mostra o comportamento do VPL em função da variação de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$.

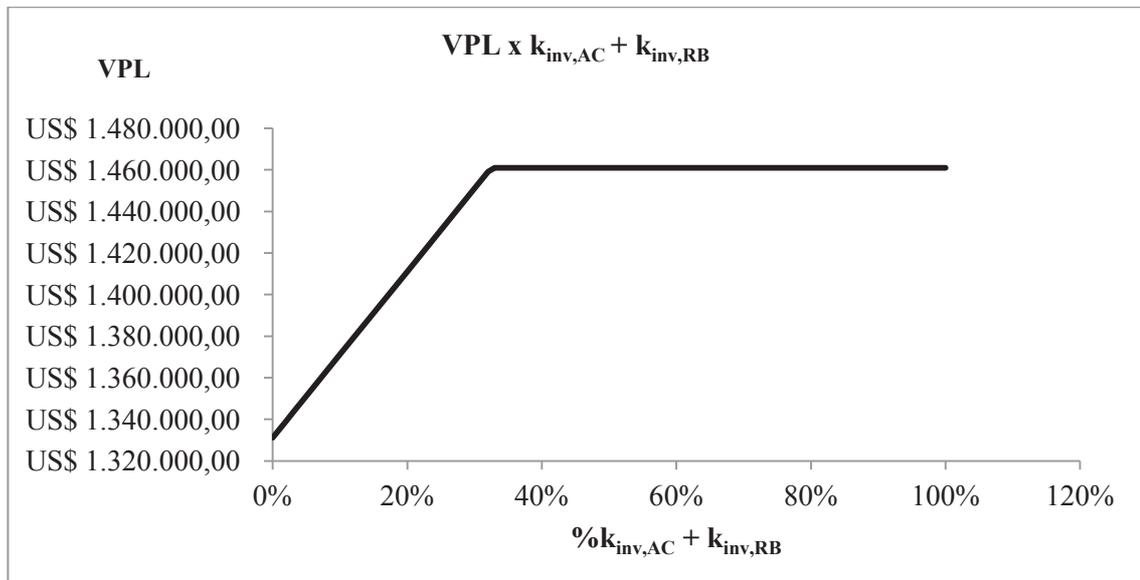


Figura 25. VPL para o Estudo de Caso 3.

O *chiller* de absorção só é uma opção viável para valores muito baixos de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$, o que pode ser difícil de acontecer na prática. A máscara utilizada para esse estudo de caso força o desligamento da energia elétrica no período de baixa demanda ($M_{pow,low} = 0$), evitando que o sistema tenha liberdade de comprar energia da rede e apresentar um valor de VPL menos atrativo do que na condição de desligado.

A Figura 26 representa a operação do caso estudado no momento de maior demanda energética e quando os dois *chillers* operam em paralelo.

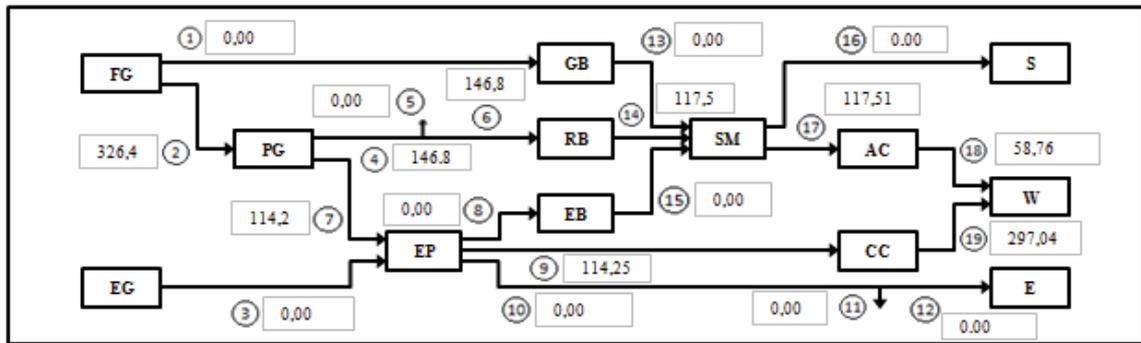


Figura 26. Sistema Operando no Horário de Ponta.

Para esse estudo de caso, em nenhum momento há venda de energia excedente e nem compra de energia da rede pública. A máquina térmica opera somente para suprir a demanda de eletricidade do *chiller* de compressão. A Tabela 11 traz um resumo do estudo em questão.

Tabela 11. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 3.

Variação de $K_{inv,AC} + k_{inv,RB}$	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0%	180		950		527,6	527,6	Sistema compra <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação de potências máximas.
1 a 33%	180		500		284,1	527,6	Sistema compra <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação de potências Intermediárias.
33% a ∞	180					527,6	Sistema opera semelhante ao caso base, deixando de comprar <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação.

Para o estudo 3, tanto a elasticidade física quanto a operacional estão entre 33% e ∞ . O gráfico da Figura 23 mostra um trecho horizontal onde nenhuma alteração de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ é percebida pelo sistema, que opera da mesma maneira que o caso base.

6.2.4. Estudo de caso 4 - Variação dos custos iniciais: *Chiller* de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{fuel} = 30\%$

O estudo 4 segue a mesma configuração de parâmetros do estudo 3, porém agora k_{fuel} é igual a 30% do seu valor original. A Tabela 12 mostra o comportamento do sistema com um valor de k_{fuel} igual a 30% do valor de base, quando o preço do combustível é muito baixo.

Como pode ser observado, o preço do combustível influencia fortemente o comportamento do sistema. Para todos os casos rodados nesse estudo, o sistema compra o motor de maior capacidade. A prioridade do sistema sempre é gerar energia extra para venda. Até 86% de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ o sistema compra o *chiller* de absorção de maior capacidade. Devido ao baixo valor de K_{fuel} , o *chiller* de absorção permanece um intervalo maior sendo uma alternativa viável, em relação ao caso anterior.

De 87 a 100%, o *chiller* de absorção é comprado com capacidade intermediária, passando a operar em paralelo com um *chiller* de compressão de mesma potência. Como k_{fuel} é barato, o *chiller* de absorção permanece como opção viável mesmo para $k_{inv,AC}$ igual a 100% do seu valor original, apenas deixando de ser comprado apenas quando $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ atingem 101% dos valores de base.

A máquina térmica permanece ligada 24 horas em todos os intervalos de simulação, e nenhuma energia é adquirida da rede pública. O motor utiliza parte da energia gerada para alimentar o *chiller* de compressão, quando este entre em operação. Esta operação do *chiller* de compressão é uma adequação de custos operacionais, à medida que o *chiller* de absorção e a caldeira de recuperação vão ficando mais caros.

Contudo, a máquina térmica permanece gerando energia excedente para venda em todos os intervalos de simulação. A Figura 27 mostra a evolução do VPL com a variação de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$.

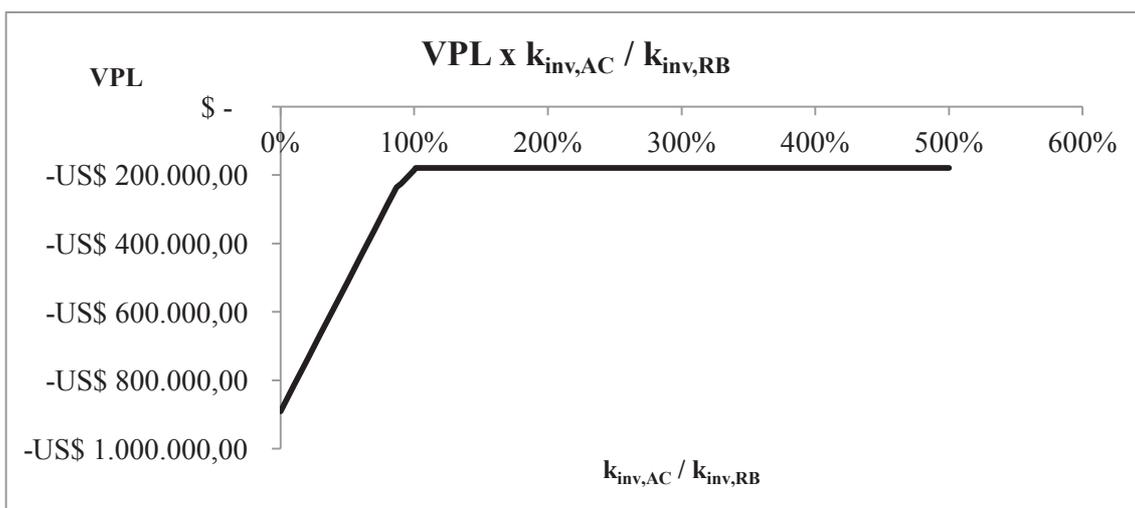


Figura 27. Evolução do VPL com a Variação de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$.

Os valores negativos do VPL indicam que o sistema gera mais receita do que gastos com investimento de equipamentos, indefinidamente. Isso ocorre devido ao valor de k_{fuel} ser muito baixo. A partir de 101%, nenhum aumento de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ causa alterações no valor do VPL do investimento.

Os estudos 3 e 4 deixam claro que apenas baixando o preço do *chiller* de absorção e da caldeira de recuperação não garante que o *chiller* de absorção seja comprado facilmente. A razão disso é que o sistema tem que comprar combustível ou eletricidade para que uma das caldeiras venha a fornecer vapor ao *chiller*. A partir deste momento uma elevação no preço dos insumos pode diminuir a chance de o sistema adquirir o *chiller* de absorção. A Tabela 13 traz o resumo dos resultados para esse estudo de caso.

Tabela 13. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 4.

Variação de $k_{inv,CA} + k_{inv,RB}$ ($K_{fuel} = 30\%$)	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 86%	1100		950		527,6		Sistema compra <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação de potência máxima.
87 a 100%	1100		500		284,1	284,1	Sistema compra <i>chiller</i> de absorção, de compressão e caldeira de recuperação, todos com potências intermediárias.
101% a ∞	1100					527,6	Sistema deixa de comprar <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação.

Para o estudo de caso 4 não houve elasticidade operacional e a elasticidade física está entre 101% e ∞ . Isso mostra que houve o impacto de k_{fuel} não é apenas a determinar o tamanho do motor para vender ou não energia, mas também facilitar a compra do *chiller* de absorção.

6.2.5. Estudo de caso 5 - Variação dos custos iniciais: *Chiller* de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{fuel} = 40\%$.

No estudo 5 será apresentado um sistema com apenas demanda de água gelada, submetido a uma tarifa de combustível fixada em 40% do valor original e com variação de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$. O comportamento do sistema é mostrado na Tabela 14.

Tabela 14. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 5.

$k_{inv,AC}$ + $k_{inv,EB}$	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)										
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N_{PG}		N_{EB}		N_{AC}						
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW2	RFS1	RPS1	RFW1	VERÃO	INVERNO	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	N_{PG}	N_{EB}	N_{AC}	N_{CC}	
0%	\$ 420.080,40	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	0	950	0	527,6	0
26%	\$ 616.553,04	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	0	950	0	527,6	0
27%	\$ 623.713,49	550	550	550	550	550	550	550	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	0	500	0	281,4	281,4
66%	\$ 775.749,97	550	550	550	550	550	550	550	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	0	500	0	281,4	281,4
67%	\$ 781.226,02	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
70%	\$ 781.226,02	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
80%	\$ 781.226,02	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
90%	\$ 781.226,02	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6
100%	\$ 781.226,02	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	0	0	0	0	527,6

A compra do *chiller* de absorção deixa de ocorrer mais cedo que no estudo anterior. Mesmo baixando o custo inicial do *chiller* de absorção + caldeira de recuperação, se o valor de k_{fuel} não se tornar cada vez mais barato, dificilmente o sistema comprará um *chiller* de absorção. Até 26% do valor de base de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$, devido ao baixo valor de k_{fuel} , o sistema compra máquina térmica com a maior potência nominal para gerar energia extra para venda e gases quentes para o *chiller* de absorção. O *chiller* de absorção sozinho deve atender a demanda de água gelada, sendo comprado na máxima potência, uma vez que seu custo de aquisição é baixo.

Para valores de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ de 27 a 66% dos valores de base, o sistema já começa a se preocupar com a elevação do custo de aquisição dos equipamentos. Máquina térmica, caldeira de recuperação e *chiller* de absorção menores são comprados. O *chiller* de compressão entra em operação, dividindo a responsabilidade em suprir a demanda de água gelada com o *chiller* de absorção. Mesmo comprando uma máquina térmica menor, alguma energia elétrica em excesso ainda é produzida e vendida.

Acima de 66% dos valores de base de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$, o sistema opera da mesma maneira que o sistema de referência, com pouquíssima ou nenhuma venda de energia excedente. No estudo de caso 5, aquisição de energia da rede pública não se faz necessário em nenhum momento, uma vez que k_{fuel} ainda é muito barato. A Figura 28 mostra a evolução do VPL do sistema para as condições impostas ao estudo 5.

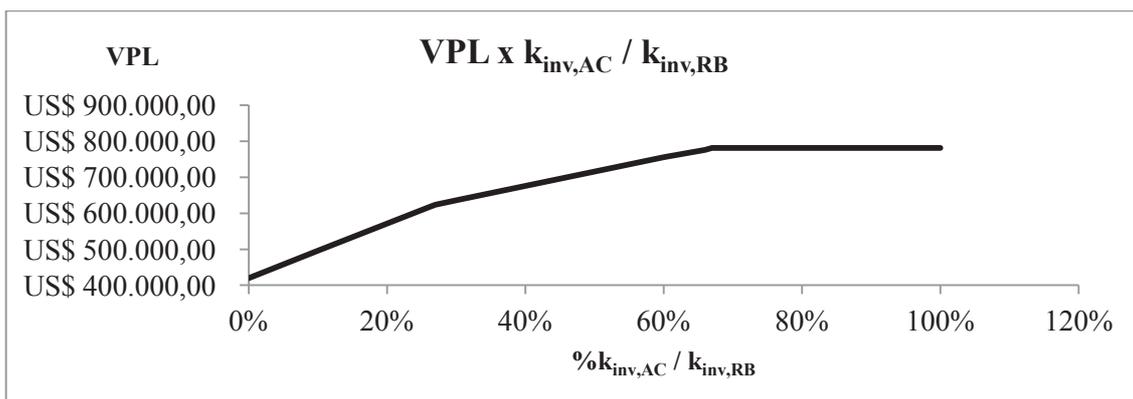


Figura 28. VPL para o Estudo de Caso 5.

Comparando com o estudo anterior, nota-se que uma sensível alteração na tarifa de combustível é suficiente para elevar a curva de VPL para valores muito maiores. As transições de uso do *chiller* de absorção ocorrem em percentuais de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ menores,

fato influenciado também pelo aumento de k_{fuel} . A Tabela abaixo trás o resumo dos resultados para o estudo 5.

Tabela 15. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 5.

Variação de $k_{\text{inv,AC}} + k_{\text{inv,RB}}$ ($k_{\text{fuel}} = 40\%$)	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 26%	1100		950		527,6		Sistema compra <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação de potência máxima.
27 a 66%	500		500		284,1	284,1	Sistema compra <i>chiller</i> de absorção, de compressão e caldeira de recuperação, todos com potências intermediárias. <i>Chiller</i> de compressão entra em operação.
67% a ∞	180					527,6	Sistema opera semelhante ao caso base, deixando de comprar <i>chiller</i> de absorção e caldeira de recuperação.

Para o estudo de caso 5, as elasticidades físicas e operacionais estão entre 67% a ∞ . O estudo a seguir trás a última investigação da influencia dos preços de $k_{\text{inv,AC}}$ e $k_{\text{inv,RB}}$, agora para k_{fuel} igual a 150% do seu valor original. Para valores baixos, o combustível tem forte influência na compra do *chiller* de absorção. A seguir será simulado um caso onde o preço combustível é muito alto.

6.2.6. Estudo de caso 6 - Variação dos custos iniciais: *Chiller* de Absorção e Caldeira de recuperação, com $K_{\text{fuel}} = 150\%$.

O estudo 6 faz a última investigação da influência dos preços de $k_{\text{inv,AC}}$ e $k_{\text{inv,RB}}$, com uma tarifa de combustível de 150% de seu valor original. Água gelada é a única demanda. O objetivo desse estudo é verificar se para uma tarifa de combustível muito alta, o *chiller* de absorção vai continuar sendo comprado. Será averiguado em que percentual dos preços de $k_{\text{inv,AC}}$ e $k_{\text{inv,RB}}$ o *chiller* de absorção se apresentará como alternativa viável para montagem de uma planta de cogeração.

A Tabela 16 mostra a solução encontrada pelo processo de otimização, quando k_{fuel} igual a 150% do valor de referência.

Tabela 16. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 6.

$k_{inv,AC}$ + $k_{inv,EB}$	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)																	
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N_{Pg}		N_{GB}		N_{EB}		N_{AC}		N_{CC}									
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	VERÃO	INVERNO	VERÃO	INVERNO					
		MFS1	MPW1	MFW1	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	MFS1	MPW1	MFW1	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	RFS1	RPW1	RFS2	RPW2	RFS2	RPW2	RFS2	RPW2	RFS2	RPW2				
0%	\$1.459.145,36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
10%	\$1.492.911,76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
20%	\$1.526.678,16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
30%	\$1.560.444,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
31%	\$1.563.821,20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
32%	\$1.567.197,84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	950	0	0	528	527,6
33%	\$1.570.041,89	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
34%	\$1.571.842,85	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
35%	\$1.573.643,81	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
36%	\$1.575.444,77	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
37%	\$1.577.245,73	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
38%	\$1.579.046,69	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
39%	\$1.580.847,65	0	90	0	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	90	500	0	281,4	527,6
40%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
50%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
60%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
70%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
80%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
90%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6
100%	\$1.582.151,58	0	137	0	158	0	137	0	158	0	137	0	158	0	158	0	176	0	179	0	179	0	176	0	179	0	180	0	0	0	527,6

Mantendo os dois tipos de *chiller* a disposição do sistema, alterações de tarifa de um desses equipamentos ou das tarifas de combustível podem direcionar qual dos dois terá prioridade. Até aqui, o *chiller* de compressão é escolhido sempre à medida que a tarifa de combustível encarece. É de se esperar que isso ocorra, pois a máquina térmica tem sido comprada na maioria dos casos e pode suprir a demanda de eletricidade necessária à operação do *chiller* de compressão.

Para uma tarifa de combustível elevada, o *chiller* de absorção tem mais facilidade de ser comprado quando dos preços de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ apresentam valores muito abaixo dos valores de base.

Até 32%, a saída que o sistema encontrou para adquirir o *chiller* de absorção foi não comprar a máquina térmica e gerar vapor com caldeira a gás. Nessa faixa os dois *chillers* são comprados na potência máxima.

A Tabela 16 mostra que a rede pública é solicitada sempre no horário fora de ponta. Assim, no horário fora de ponta, a combinação *chiller* de absorção + caldeira a gás é utilizada para atender a demanda. No horário de ponta, a combinação *chiller* de compressão + rede pública é utilizada para produção de água gelada.

Entre 33 e 39%, o sistema compra os mesmo equipamentos do intervalo anterior, mas diminui a potência do *chiller* de absorção e da caldeira para valores intermediários fazendo com que a combinação *chiller* de absorção + caldeira a gás deixe contribuir menos para atender a demanda no horário de ponta.

A máquina térmica então é adquirida com potência mínima, passando a operar para fornecer eletricidade complementar ao *chiller* de compressão. Nesse caso, o *chiller* de compressão fornece a energia restante que o *chiller* de absorção deixou de produzir. A Figura 29 mostra o trabalho em paralelo dos dois *chillers* (linhas 18 e 19).

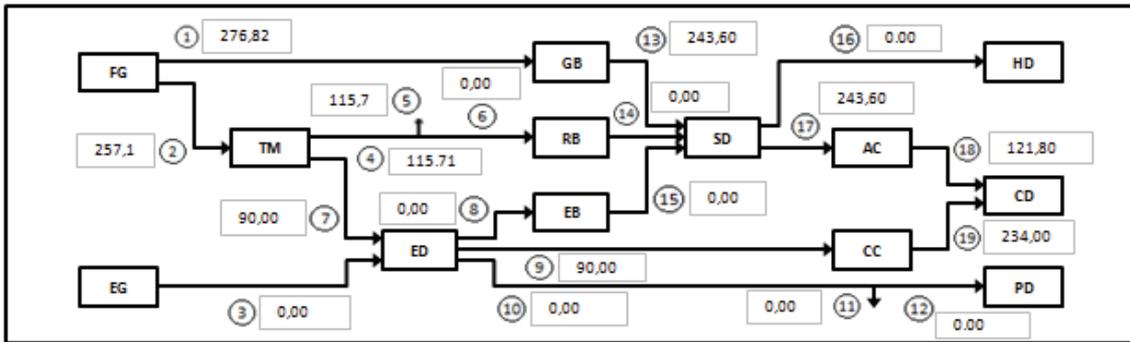


Figura 29. Sistema Operando no Horário de Ponta.

A saída 18 e 19 da Figura 29 quando somadas formam a demanda de água gelada. A demanda observada é próxima do pico. Para demandas muito baixas como mostrado na Figura 30, a caldeira a gás não é necessária e a combinação máquina térmica + *chiller* de compressão é suficiente para atender a demanda de água gelada no horário de ponta.

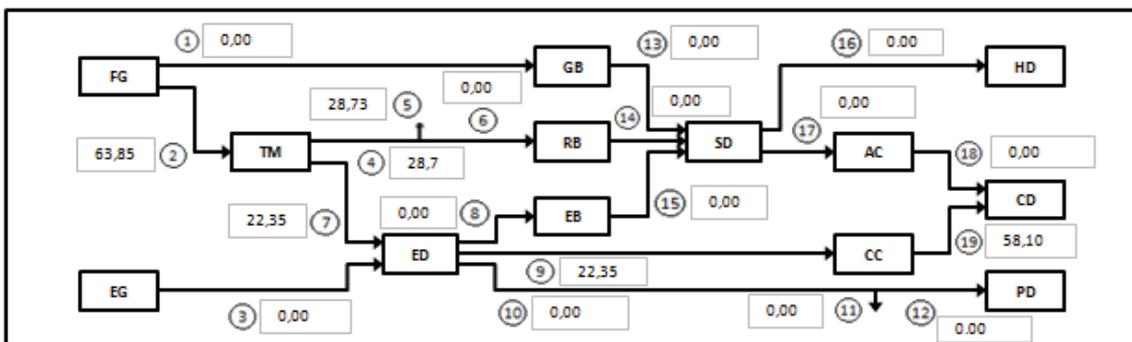


Figura 30. Sistema Operando no Horário de Ponta.

No horário fora de ponta, a combinação rede pública + *chiller* de compressão atende a demanda em todas as simulações realizadas, como mostrado na Figura 31.

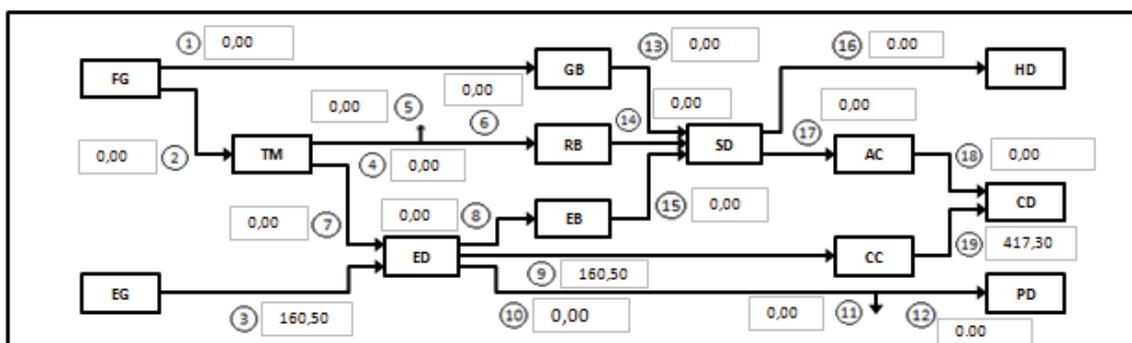


Figura 31. Sistema Operando no Horário Fora de Ponta.

Têm-se então três combinações possíveis para operação dos *chillers*:

- Rede pública + *chiller* de compressão operando no horário fora de ponta com alta demanda de água gelada;
- As combinações máquina térmica + *chiller* de compressão e *chiller* de absorção + caldeira a gás operando em paralelo no horário de ponta com alta demanda de água gelada;
- *Chiller* de compressão + máquina térmica operando no horário de ponta a baixa demanda de água gelada.

Como esperado, o aumento de k_{fuel} desloca a curva de VPL para valores mais altos. É possível verificar a evolução VPL do sistema no gráfico da Figura 32.

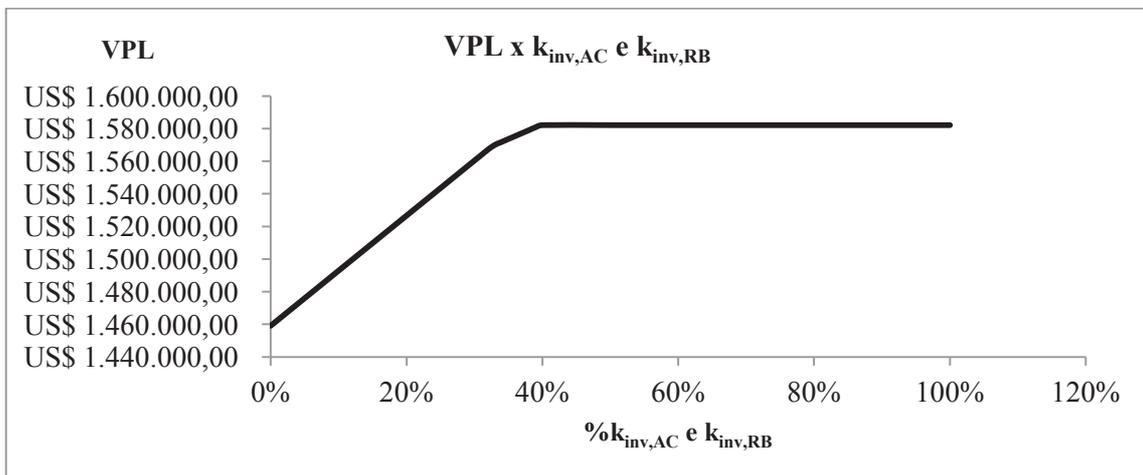


Figura 32. VPL para o Estudo de Caso 6.

Para valores acima de 39%, as variações de $k_{inv,AC}$ e $k_{inv,RB}$ não influenciam mais o comportamento do sistema. A seguir, a Tabela 17 mostra o resumo dos resultados do estudo de caso 6.

Tabela 17. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 6.

Variação de $K_{inv,CA} + k_{inv,RB}$ ($K_{fuel}=150\%$)	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 32%			950		527,6	527,6	Sistema opera com <i>chiller</i> de absorção + caldeira a gás no horário de ponta, ou com <i>chiller</i> de compressão + rede no horário fora de ponta.
33 a 39%	90		500		284,1	527,6	Sistema opera com os 02 <i>chillers</i> no horário fora de ponta a baixa demanda, apenas com <i>chiller</i> de compressão + rede publica no horário fora de ponta a alta demanda ou com máquina térmica + <i>chiller</i> de compressão no horário de ponta.
40% a ∞	180					527,6	Sistema opera semelhante ao caso base.

Para o estudo 6, as elasticidades físicas e operacionais estão entre 40% e ∞ . Assim, após os estudos 3, 4, 5 e 6, é evidente que o *chiller* de absorção necessita de condições bastante vantajosas nos preços dos insumos e do próprio *chiller*, para ser uma opção melhor que o *chiller* de compressão. O sistema otimizado no caso de referência apresenta boa resistência às variações dos preços de aquisição do *chiller* de absorção.

6.2.7. Estudo de caso 7 - Variação das tarifas de energia elétrica

O Estudo 7 verifica como a variação das tarifas de energia e demanda elétrica da rede pública afetam a operação do sistema. A única demanda energética que o sistema deve atender é a de água gelada. O gráfico da Tabela 18 demonstra o comportamento do sistema à medida que se variou o valor de k_{energy} e k_{pow} .

Até 68%, o sistema opera com um único *chiller* (de compressão). As tarifas de energia elétrica são atrativas o suficiente para que o sistema compre da rede toda energia necessária para alimentar o *chiller* de compressão, e assim suprir a demanda de água gelada. Nessa faixa a máquina térmica não é viável ser comprada, devido ao preço do combustível não ser tão atrativo quanto o preço da eletricidade.

Entre 69 e 73% de k_{energy} e k_{pow} , o sistema já compra uma máquina térmica de 180kw, com o objetivo de suprir a energia necessária ao sistema nos horários de ponta, no primeiro e segundo intervalo. O sistema já percebe os impactos do preço da energia e consome menos eletricidade da rede.

Entre 74 e 95%, a máquina térmica continua sendo comprada, para fornecer energia elétrica no horário de ponta no intervalo 1, e para fornecer energia elétrica em tempo integral no intervalo 2. A energia da rede pública é comprada apenas nos horários fora de ponta do período 1. O preço do combustível se torna mais atrativo que o preço da eletricidade.

Entre 96 e 174%, toda a energia entregue ao sistema é fornecida pela máquina térmica e o sistema opera da mesma maneira que o caso base, gerando energia elétrica apenas para atender a demanda do *chiller* de compressão. Esse novo aumento do preço da eletricidade foi suficiente para inviabilizar a compra de energia da rede.

Entre 175 e 193%, o sistema permanece operando igual ao caso base, mas a máquina térmica gera o máximo possível de eletricidade em todos os períodos, indicando que alguma venda de energia excedente começa a ocorrer.

Entre 194 e 203%, o sistema passa a comprar uma máquina térmica de 550 kW, uma caldeira de recuperação de 550 kW, e o *chiller* de absorção começa a operar em paralelo com o *chiller* de compressão, ambos com potência intermediária. A tarifa de energia elétrica aumentada substancialmente faz com que o sistema opere de maneira semelhante ao caso onde a tarifa de combustível é bastante reduzida. Isso ocorre devido ao fato de que a k_{sell} (venda de energia extra) é um percentual do valor de $k_{\text{energy,low}}$.

Acima de 203%, o sistema começa a comprar a maior máquina térmica possível para gerar energia excedente para venda. Os gases quentes do motor são direcionados à caldeira de recuperação, que por sua vez alimenta o *chiller* de absorção. O *chiller* de compressão deixa de ser comprado, pois o sistema supre a demanda de água gelada combinando a operação da

caldeira de recuperação + o *chiller* de absorção. Assim, a máquina térmica fica livre para vender toda a energia elétrica que produzir.

A partir de 216%, o valor da venda de energia excedente já cobre o custo do investimento. A Figura 33 mostra a evolução do VPL com a variação de k_{energy} e k_{pow} .

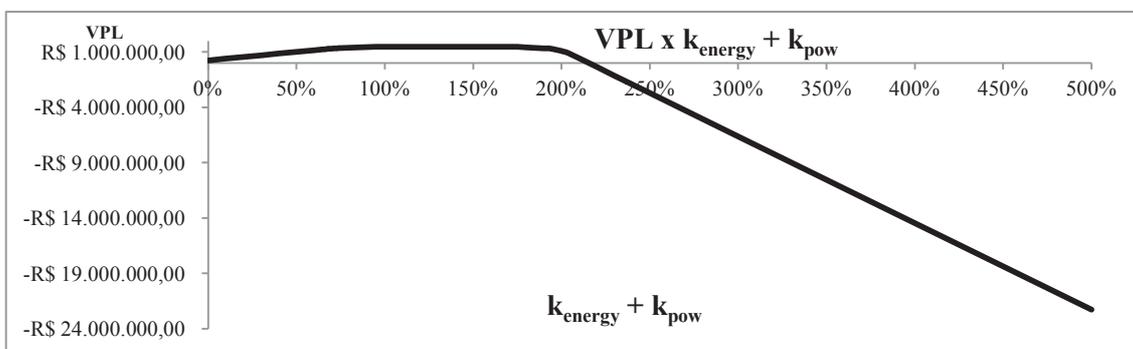


Figura 33. VPL para o Estudo de Caso 7.

Aumentando o valor de k_{energy} e k_{pow} , o sistema tende a aumentar a potência da geração de eletricidade pela máquina térmica para vender. Como o aumento das tarifas de eletricidade faz aumentar o valor cobrado pela venda, o VPL tende a ficar negativo indefinidamente. A Tabela 19 traz o resumo dos resultados obtidos no caso 7.

Tabela 19. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 7.

Variação de $k_{energy} + k_{pow}$	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 68%						576,4	Tarifa de eletricidade baixa, sistema compra um <i>chiller</i> de compressão alimentado pela rede pública.
69 a 73%	180					576,4	Aumentando k_{energy} e k_{pow} o sistema liga o motor no horário de ponta para alimentar o <i>chiller</i> de compressão
74 a 95%	180					576,4	O sistema compra energia da rede apenas nos horários fora de ponta.
96 a 174%	180					576,4	Sistema não compra energia da rede pública e motor opera apenas para atender a demanda do <i>chiller</i>
175 a 193%	180					576,4	Motor começa a operar acima do mínimo exigido pelo <i>chiller</i> . Início de geração de energia extra
194 a 203%	550		500		284,1	284,1	O foco do sistema é a venda de eletricidade. <i>Chiller</i> de absorção e de compressão operam em paralelo
204% a ∞	1100		950		576,4		O <i>chiller</i> de compressão é desligado. Foco é a venda de energia extra.

No estudo 7, a elasticidade física está entre 96 e 174% e operacional está entre 69 e 193%. Comparando o estudo 7 com o estudo caso 1, verifica-se que o sistema térmico do caso base suporta maiores variações na tarifa de combustível. Porém uma leve redução no preço original da eletricidade já é suficiente para que o sistema desligue a máquina térmica em determinados momentos, passando a preferir comprar energia elétrica da rede pública.

6.2.8. Estudo de caso 8 - Variação das tarifas de energia elétrica após os dez primeiros anos de operação.

Neste estudo de caso, assim como no estudo anterior, foi simulada a variação da tarifa de aquisição da energia elétrica, porém essa variação ocorreu apenas no segundo intervalo. A Tabela 20 mostra em detalhes o comportamento do sistema.

Tabela 20. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 8.

k_{oper} k_{oper}^{+}	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)										
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N_{FC}	N_{GB}	N_{EB}	N_{AC}	N_{CC}						
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS1	MPS1	MPW2	MFS2	MPS2	VERÃO	INVERNO	RFW1	RFS1	RPS1	VERÃO	INVERNO	RFW2	RFS2	RPS2					
0%	RS 1.267.949,36	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	180	0	0	0	0	527,6	
8%	RS 1.301.326,61	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	176	137	179	158	180	0	0	0	0	527,6	
9%	RS 1.304.310,25	176	137	179	158	0	137	0	158	0	0	0	0	176	0	179	0	180	0	0	0	0	527,6	
73%	RS 1.459.100,32	176	137	179	158	0	137	0	158	0	0	0	0	176	0	179	0	180	0	0	0	0	0	527,6
74%	RS 1.460.987,96	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	527,6
200%	RS 1.460.987,96	176	137	179	158	176	137	179	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	527,6

Para um sistema com apenas demanda de água gelada, com variação da tarifa de energia elétrica apenas no 2º intervalo, esperava-se que o comportamento do sistema fosse semelhantemente ao caso base, o que realmente aconteceu na prática. Apenas uma máquina térmica de 180 kw e um *chiller* de compressão de 527,6 kw são comprados.

O processo de otimização não muda a configuração de equipamentos adquiridos no primeiro intervalo, mas consegue manipular a operação dos equipamentos no intervalo 2, a fim de reduzir o VPL.

Para tarifas no 2º intervalo abaixo de 9% das tarifas de energia elétricas originais, o sistema compra a máquina térmica para gerar a energia necessária ao *chiller*, mas a desliga no 2º intervalo, passando a comprar da rede a energia elétrica que será entregue ao *chiller*.

Entre 9 e 73%, o sistema desliga a máquina térmica no 2º intervalo apenas, e isso ocorre nos horários fora de ponta.

A partir de 74%, nenhuma alteração ocorre no modo de operação do sistema, e a configuração é a mesma do caso base. Como nenhuma variação de parâmetros ocorre no 1º intervalo, o sistema permanece com a mesma configuração do caso base, e desta maneira, ao variarmos algum parâmetro apenas no 2º intervalo, o sistema não modifica a potência dos equipamentos, mas é capaz de ligar ou desligar a máquina térmica ou de comprar ou não energia da rede publica. O gráfico da Figura 34 mostra o comportamento do VPL do investimento com o aumento das tarifas de energia elétrica apenas no 2º intervalo.

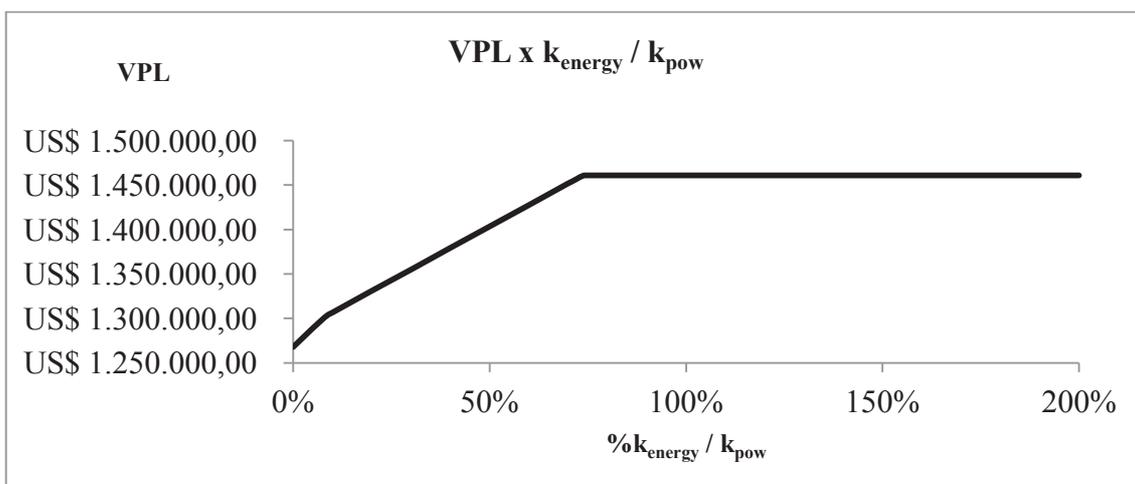


Figura 34. VPL para o Estudo de Caso 8.

Como esperado, o VPL apresenta um comportamento semelhante ao VPL do estudo 2. Como nos estudos 2 e 8 o sistema sofre mudanças tarifárias apenas no 2º intervalo, a otimização dimensiona os equipamentos na mesma configuração do caso de referência, comprando sempre uma máquina térmica de 180 kW e um *chiller* de compressão de 527,6. A Tabela 21 mostra os resultados para o estudo 8.

Tabela 21. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 8.

Variação de $k_{\text{energy}} + k_{\text{pow}}$	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 8%	180					527,6	Máquina térmica operando integralmente no intervalo 1 e rede alimentando o sistema integralmente no intervalo 2
9 a 73%	180					527,6	Máquina térmica operando integralmente no intervalo 1 e operando nos horários de ponta do intervalo 2
74% a ∞	180					527,6	Máquina térmica operando em tempo integral

Para o estudo 8 a elasticidade física está entre 74% e ∞ , enquanto a operacional está entre 0 e ∞ . O sistema térmico do caso base se mostra bastante resistente a variações de energia elétrica apenas no intervalo 2. A venda de energia não ocorre nesse caso, pois o sistema está dimensionado apenas para suprir a demanda nas condições do intervalo 1. Os estudos de caso 2 e 8 confirmam a afirmação feita no capítulo 5, de que o maior peso do investimento é no intervalo 1. Variações financeiras que ocorrem apenas no intervalo 2 causam menor impacto sobre o sistema térmico. A configuração dos equipamentos permanece a mesma. O sistema apenas modifica sua maneira de operar para se adequar ao custo.

6.2.9. Estudo de caso 9 - Variação da tarifa de combustível para um sistema térmico com duas demandas

O estudo 9 leva em consideração a variação da tarifa de combustível (k_{fuel}), nos intervalos 1 e 2, em um sistema que deve atender duas demandas: água gelada e eletricidade. A Tabela 22 mostra o resultados das simulações do sistema sujeito às condições propostas.

Tabela 22. Resultados das Simulações para o Estudo de Caso 9.

k _{fuel}	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)											
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N _{PG}	N _{GB}	N _{EB}	N _{AC}	N _{CC}							
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFS1	MPS2	MFW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW1	RFS1	RPS2						RFW2	VERÃO	INVERNO	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2
		MFS1	MPW1	MPW1	MFS2	MPS2	MFW2	MPW2	RFS1	RPS1	RFW1	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	RPW2				
0%	\$ -4.869.307,06	1600	1600	1600	1600	1600	1600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1600	950	0	0	527,6	0
7%	\$ -3.420.314,47	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	500	0	0	281,4	281,4
8%	\$ -3.215.280,93	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	500	0	0	281,4	281,4
10%	\$ -2.813.481,75	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	500	0	0	281,4	281,4
11%	\$ -2.616.870,75	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	500	0	0	281,4	281,4
36%	\$ 2.151.554,10	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	500	0	0	281,4	281,4
37%	\$ 2.316.818,72	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	500	0	0	281,4	281,4
59%	\$ 3.759.267,23	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	500	0	0	281,4	281,4
60%	\$ 3.790.794,61	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	486	500	0	0	281,4	281,4
71%	\$ 4.165.919,97	473	441	473	441	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	500	0	0	281,4	281,4
72%	\$ 4.176.350,09	473	441	473	441	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	458	486	500	0	0	281,4	281,4
108%	\$ 5.289.544,49	0	528	0	528	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	582	0	582	0	527,6
109%	\$ 5.318.280,56	0	528	0	528	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	549	0	582	0	582	0	527,6
369%	\$ 6.393.118,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	567	528	567	528	549	549
370%	\$ 6.393.834,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	567	528	567	528	549	549
∞	\$ 6.393.834,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	567	528	567	528	549	549

Para percentuais de k_{fuel} até 7% do valor original, o sistema compra a máquina térmica de 1600 kW, no intuito de suprir a demanda de eletricidade e gerar energia excedente para venda.

Para esclarecer como ocorre a venda de energia elétrica excedente neste estudo, primeiramente, será analisada a curva de demanda de energia elétrica na Figura 35.

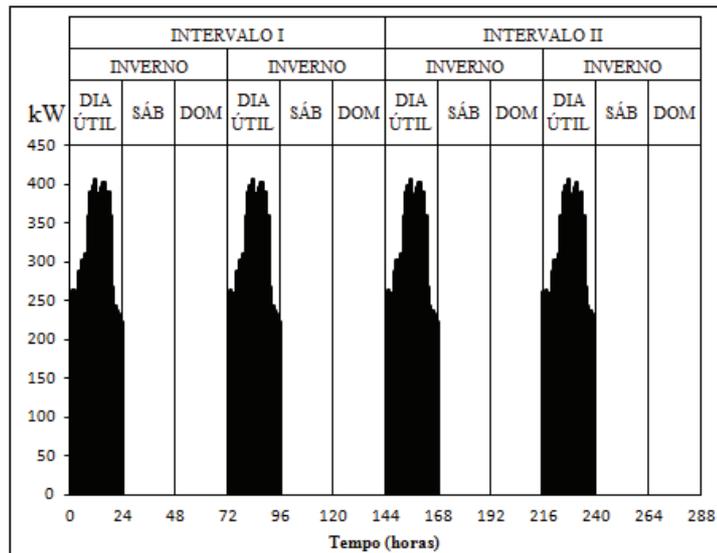


Figura 35. Demanda de Energia Elétrica.

De acordo com a Figura 35, apenas nos dias úteis ocorre consumo energético para ser suprido pelo sistema térmico. Já pela Figura 36, será observado como a máquina térmica gera energia excedente para venda, quando k_{fuel} equivale a 7% do valor original.

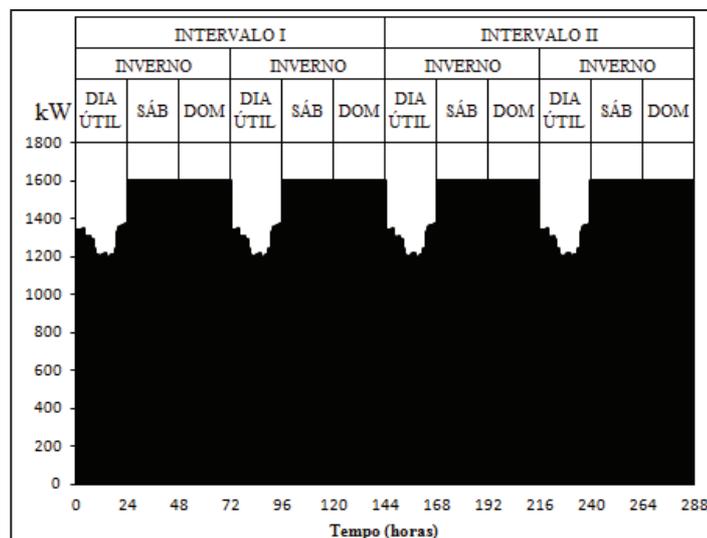


Figura 36. Venda de Energia Elétrica

A parte preenchida na cor preta na Figura 36 representa a potência elétrica gerada pelo motor para venda. Comparando as Figuras 35 e 36 acima, pode-se verificar que somente nos dias úteis o sistema gera uma menor quantidade de potência para venda. Isso por que parte da energia gerada pela máquina térmica é destinada à demanda de eletricidade nos dias úteis. Nos demais dias o motor gera energia na capacidade máxima e vende toda a energia produzida.

O mesmo raciocínio é utilizado para entender a razão pela qual o sistema compra uma caldeira a gás. Para k_{fuel} entre 0 e 7%, é vantajoso comprar maiores quantidade de combustível e alimentar a máquina térmica e a caldeira a gás. O único papel da caldeira a gás é então alimentar o *chiller* de absorção, que por sua vez, irá suprir a demanda de água gelada. Para as demais variações de k_{fuel} , o sistema continua vendendo energia excedente, porém a venda diminui com o aumento das tarifas de combustível, e acima de 59%, pouquíssima ou nenhuma energia extra é vendida.

Entre 8 e 10%, mais uma mudança significativa ocorre. O sistema passa a comprar a caldeira a gás de 500 kW e o *chiller* de compressão de 281,4 kW passa a ser comprado junto com o *chiller* de absorção, ambos na mesma potência. A máquina térmica agora desvia parte da eletricidade gerada para o *chiller* de compressão. A venda de energia é reduzida, pois o objetivo do sistema é suprir as demandas.

De 11 a 36%, o sistema substitui a caldeira a gás por uma caldeira de recuperação, passando a comprar combustível apenas para a máquina térmica e aproveitando agora os gases quentes que estavam sendo desperdiçados. Isso é reflexo do aumento de preço nas tarifas de combustível.

Entre 37 e 108% o sistema compra os mesmos equipamentos: uma máquina térmica de 550 kW, uma caldeira de recuperação de 500 kW e os *chiller* de absorção e compressão, ambos com potência de 281,4. A diferença é que à medida que o valor de k_{fuel} aumenta, a máquina térmica tende a equilibrar a produção de energia elétrica e de gases quentes. O sistema suporta suprir as demandas de água gelada e eletricidade, apenas com uma máquina térmica.

A partir de 109%, o sistema já passa a comprar energia elétrica da rede pública nos horários fora de ponta e permanece operando dessa forma até 369%.

Acima de 370% a máquina térmica é desligada. Energia elétrica da rede pública passa a ser comprada indefinidamente de forma isolada, para atender a demanda de energia elétrica e alimentar o *chiller* de compressão. A Figura 37 mostra a evolução do VPL com o aumento de k_{fuel} .

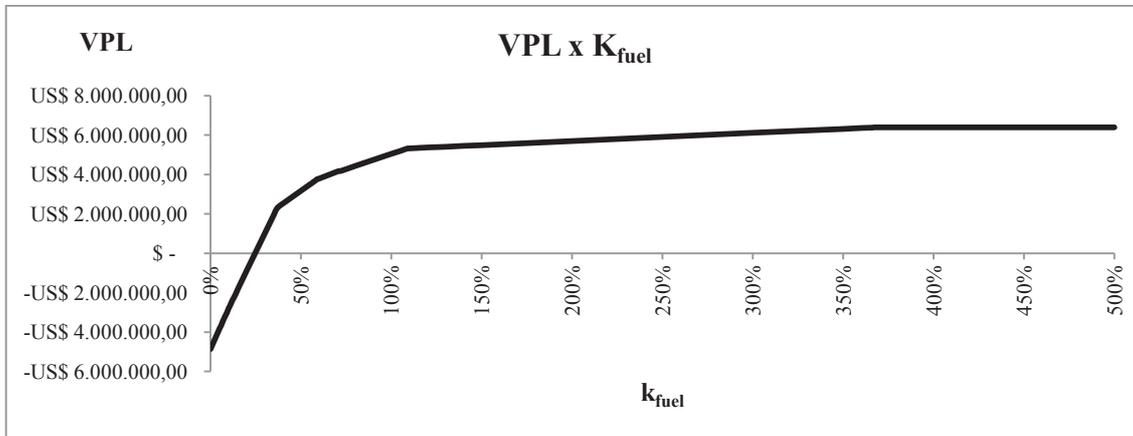


Figura 37. VPL para o Estudo de Caso 9.

Do gráfico, é possível observar que o sistema é invariável para tarifas de k_{fuel} acima de 370%. Os valores negativos indicam que a venda de energia supera os demais custos, até 25%. A Tabela 23 mostra o resumo dos resultados obtidos.

Tabela 23. Resumo dos Resultados para o Estudo de Caso 9.

Variação de k_{fuel}	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 7%	1600	950			527,6		Motor ligado em período integral para vender energia e atender da demanda de eletricidade. Combustível alimenta o motor e caldeira a gás. <i>Chiller</i> de absorção comprado isoladamente.
8 a 10%	1600	500			281,4	281,4	Mesmo caso anterior com os <i>chillers</i> operando em.
11 a 36%	1600		500		281,4	281,4	Caldeira a gás deixa de ser comprada. Caldeira de recuperação alimenta o <i>chiller</i> de absorção.
37 a 59%	550		500		281,4	281,4	O sistema compra um motor menor.
60 a 71%	550		500		281,4	281,4	Venda de energia bastante reduzida.
72 a 108%	550		500		281,4	281,4	Baixíssima venda de energia.
109 a 369%	550					527,6	Venda inexistente de energia elétrica. O motor funciona apenas no horário de ponta.
370% a ∞						527,6	Eletricidade comprada da rede pública para alimentar o <i>chiller</i> de compressão.

Para os resultados da Tabela 23, a elasticidade física está entre 109 e 369% e a elasticidade operacional está entre 11 e 108%. Adicionado mais uma demanda ao processo, a máquina térmica de 180 kW selecionada no caso base não consegue suprir as demandas. No estudo 9, o sistema opera na maioria das otimizações com configurações de equipamentos diferentes do caso base, indicando que a configuração do caso base não é adequada para um processo que exige mais de uma demanda.

6.2.10. Estudo de caso 10 - Variação da tarifa de combustível de um sistema com três demandas

O estudo de caso 10 verifica a influência da variação das tarifas de combustível sobre um sistema que deve atender três demandas energéticas: água gelada, eletricidade e vapor. Os equipamentos utilizados nas otimizações para sistemas com três demandas energéticas estão descritos conforme o Capítulo 3 deste trabalho.

Até 5% do valor original de k_{fuel} , o sistema compra a máquina térmica de maior potência (2000 kW), visando à venda de energia. Nesse patamar, nenhuma energia elétrica é comprada da rede pública. Gases quentes gerados pela máquina térmica são despejados na atmosfera, ao invés de serem reaproveitados pela caldeira de recuperação.

É mais vantajoso comprar o combustível mais barato e queimá-lo na caldeira a gás, que custa quase metade do preço de uma caldeira de recuperação. A Tabela 24 mostra o comportamento do sistema para cada percentual de k_{fuel} .

Tabela 24. Resultados das Simulações para o estudo de caso 10.

k _{fuel}	VPL	POTÊNCIA MÁXIMA - MÁQUINA TÉRMICA (kW)						POTÊNCIA MÁXIMA - REDE PÚBLICA (kW)						POTÊNCIAS DOS EQUIPAMENTOS ADQUIRIDOS (kW)																	
		INTERVALO 1			INTERVALO 2			INTERVALO 1			INTERVALO 2			N _{PG}		N _{GB}		N _{EB}		N _{AC}		N _{CC}									
		VERÃO	INVERNO	MPW1	MFW1	MPW2	MPW2	VERÃO	INVERNO	MPW2	MPW2	RFS1	RPS1	RFW1	RPW1	RFS2	RPS2	RFW2	RPW2	N _{PG}	N _{GB}	N _{EB}	N _{AC}	N _{CC}	N _{PG}	N _{GB}	N _{EB}	N _{AC}	N _{CC}		
0%	\$ -6.522.670,49	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	1400	0	0	527,6	0	2000	1400	0	0	527,6	0	
5%	\$ -5.208.599,67	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	950	0	0	281,4	281,4	2000	950	0	0	281,4	281,4	
6%	\$ -4.947.270,19	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	950	0	0	281,4	281,4	2000	950	0	0	281,4	281,4	
10%	\$ -3.918.363,13	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	500	500	0	281,4	281,4	2000	500	500	0	281,4	281,4	
11%	\$ -3.667.488,18	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	250	250	0	527,6	0	2000	250	250	0	527,6	0	
15%	\$ -2.678.273,33	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	250	250	0	527,6	0	2000	250	250	0	527,6	0	
16%	\$ -2.433.064,24	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	500	0	527,6	0	2000	0	500	0	527,6	0	
17%	\$ -2.191.593,33	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	500	0	527,6	0	2000	0	500	0	527,6	0	
18%	\$ -1.951.266,54	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	500	0	527,6	0	2000	0	500	0	527,6	0	
36%	\$ 2.340.315,82	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	0	500	0	527,6	0	2000	0	500	0	527,6	0	
37%	\$ 2.556.903,60	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1100	0	500	0	527,6	0	1100	0	500	0	527,6	0	
38%	\$ 2.651.146,63	550	550	550	550	550	550	550	550	17	0	17	0	17	0	32	0	32	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
59%	\$ 4.028.029,30	550	550	550	550	550	550	550	550	17	0	17	0	17	0	32	0	32	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
60%	\$ 4.037.594,42	550	528	550	528	550	549	550	549	17	0	17	0	17	0	32	0	32	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
74%	\$ 4.533.244,77	550	528	550	528	550	549	550	549	17	0	17	0	17	0	32	0	32	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
75%	\$ 4.936.319,66	444	528	444	528	451	549	451	549	263	0	263	0	263	0	263	0	263	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
150%	\$ 6.624.353,64	444	528	444	528	451	549	451	549	263	0	263	0	263	0	263	0	263	0	550	0	500	0	527,6	0	550	0	500	0	527,6	0
151%	\$ 6.642.686,48	201	528	201	528	208	549	208	549	404	0	404	0	404	0	383	0	383	0	550	250	250	0	527,6	0	550	250	250	0	527,6	0
207%	\$ 7.537.203,55	201	528	201	528	208	549	208	549	404	0	404	0	404	0	383	0	383	0	550	250	250	0	527,6	0	550	250	250	0	527,6	0
208%	\$ 7.551.731,25	0	528	0	528	0	549	0	549	566	0	566	0	566	0	582	0	582	0	550	500	250	0	527,6	0	550	500	250	0	527,6	0
305%	\$ 8.699.668,31	0	528	0	528	0	549	0	549	566	0	566	0	566	0	582	0	582	0	550	500	250	0	527,6	0	550	500	250	0	527,6	0
306%	\$ 8.707.058,23	0	528	0	528	0	549	0	549	844	0	844	0	844	0	859	0	859	0	550	250	250	0	527,6	0	550	250	250	0	527,6	0
345%	\$ 8.987.221,17	0	528	0	528	0	549	0	549	844	0	844	0	844	0	859	0	859	0	550	250	250	0	527,6	0	550	250	250	0	527,6	0
346%	\$ 8.993.026,39	0	528	0	528	0	549	0	549	1030	0	1030	0	1030	0	1097	0	1097	0	550	0	500	500	527,6	0	550	0	500	500	527,6	0
815%	\$10.931.868,30	0	528	0	528	0	549	0	549	1030	0	1030	0	1030	0	1097	0	1097	0	550	0	500	500	527,6	0	550	0	500	500	527,6	0
816%	\$10.932.262,27	0	0	0	0	0	0	0	0	1030	923	1030	923	1030	923	1097	1005	1097	1005	0	0	0	500	527,6	0	0	0	0	500	527,6	0
∞	\$10.932.262,27	0	0	0	0	0	0	0	0	1030	923	1030	923	1030	923	1097	1005	1097	1005	0	0	0	500	527,6	0	0	0	0	500	527,6	0

Para valores de k_{fuel} muito baixos, o sistema se empenha mais em gerar receita e reduzir o VPL. Grandes quantidades de gases quentes não são aproveitadas (o sistema não vê vantagem em comprar uma caldeira de recuperação). A Figura 38 mostra o comportamento do sistema em relação à venda de energia produzida em excesso.

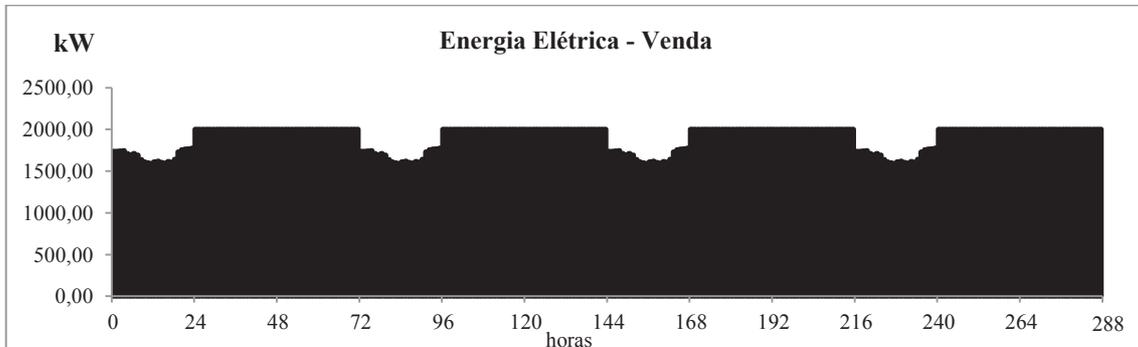


Figura 38. Venda de Energia Elétrica Excedente.

A venda de energia força a máquina térmica a operar 24 horas por dia, gerando energia elétrica para ser vendida, pois o custo de combustível é baixo e o sistema escolhe equipamentos estratégicos para atender as demandas de maneira a não comprometer o lucro com a venda de energia. As Figuras 39 e 40 mostram o sistema operando no horário de ponta em um dia útil e não útil para vender energia.

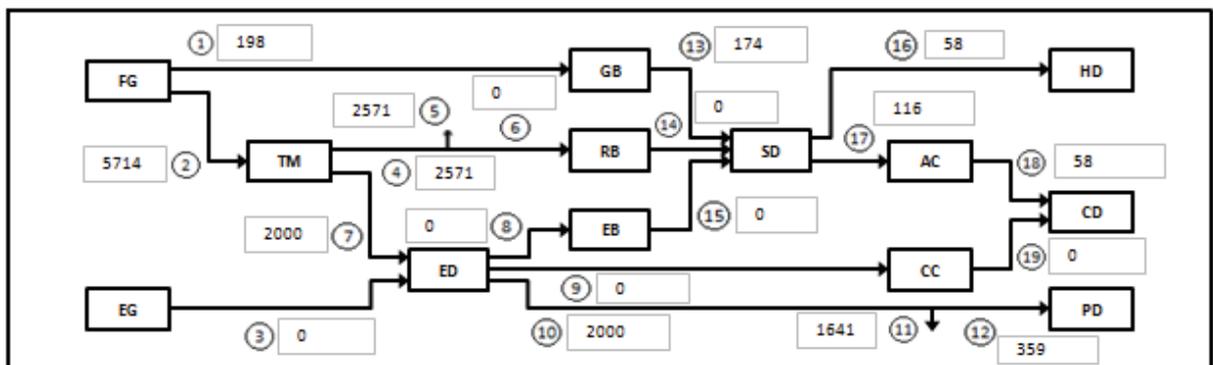


Figura 39. Sistema Operando no Horário de Ponta - Dia Útil.

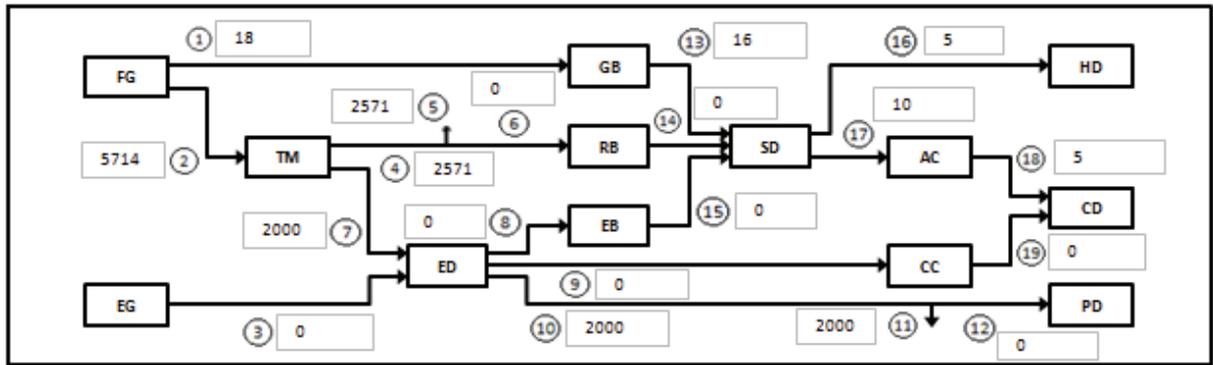


Figura 40. Sistema Operando no Horário de ponta - Dia Não Útil.

A potência de saída da linha 11 na Figura 39 apresenta um valor de 1641 kW. A máquina térmica comprada é de 2000 kW. 359 kW foram utilizados para atender a demanda de eletricidade (linha 12). Já a potência de saída na linha 11 da Figura 40 é a mesma potência de geração de eletricidade do motor (linha 7). Logo, toda a energia produzida é vendida.

Nos dias úteis, as 03 demandas apresentam valores máximos, caindo a quase zero nos fins de semana. Podemos ver nesse caso que apesar de não haver necessidade de comprar uma máquina térmica com valor tão alto, o sistema ainda sim o faz, devido à grande vantagem de vender energia elétrica excedente.

Entre 6 e 10%, já não é tão interessante produzir energia elétrica apenas para suprir a demanda e para venda. O *chiller* de absorção é substancialmente mais caro que o *chiller* de compressão, então parte da energia elétrica produzida já é direcionada para um *chiller* de compressão, que passa a operar em paralelo com um *chiller* de absorção visando suprir a demanda de água gelada. Contudo, o sistema ainda se empenha na venda de energia excedente.

Entre 11 e 15%, o sistema já passa a comprar menos combustível para alimentar a caldeira a gás, e começa a aproveitar os gases quentes da máquina térmica em uma caldeira de recuperação. Esses são os impactos iniciais da elevação dos preços de combustível: a compra de um *chiller* de compressão e de uma caldeira a gás menor. Ainda sim o foco continua sendo a venda de energia excedente.

Entre 16 e 17%, a caldeira a gás já passa a ter uma participação muito pequena e o *chiller* de absorção deixa de ser comprado. Apenas o *chiller* de compressão fornece a água gelada demandada pelo processo, passando a consumir boa parte de energia gerada pela

máquina térmica. Como o *chiller* de absorção não opera, não existe necessidade de manter duas caldeiras de grande porte apenas para suprir a demanda de vapor.

A partir de 18%, a máquina térmica já passa a aproveitar os gases quentes para gerar todo o vapor necessário ao processo, comprando apenas a caldeira de recuperação. Isso pode ser observado na linha 6 da Figura 41. Observando a Figura 41, também é possível verificar que o *chiller* de compressão permanece sozinho fornecendo toda a água gelada necessária ao processo (linha 19). A venda de energia excedente (linha 11) ainda é o foco principal do sistema, pois mesmo com o *chiller* de compressão operando na potência máxima e a caldeira de recuperação operando a 500 kW, a potência disponível para gerar vapor e energia elétrica excedente (saída 7) são ainda bem maiores que o demandado pelos demais equipamentos.

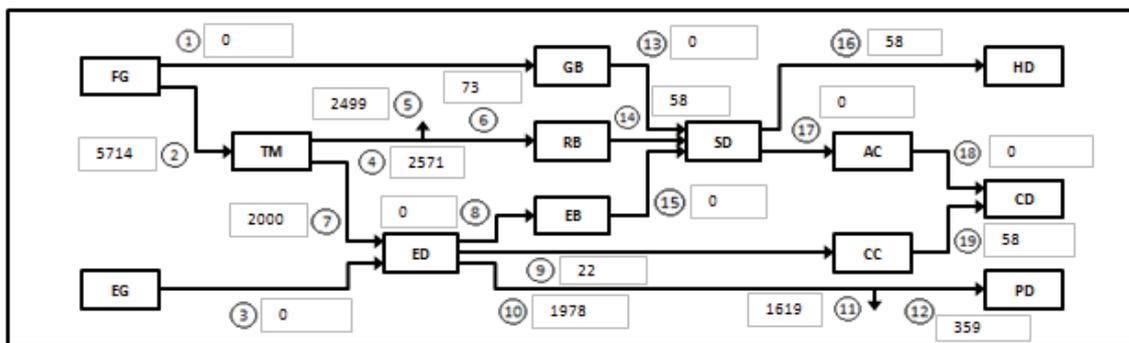


Figura 41. Sistema Operando com baixo k_{fuel}

Quando k_{fuel} é igual a 37% do valor de base, o aumento da tarifa de combustível já força o sistema a comprar uma máquina térmica de 1100 kW, mantendo as mesmas potências do caso anterior para o *chiller* de compressão e para a caldeira de recuperação. A venda de energia elétrica ainda ocorre, porém em menores proporções.

De 38 a 150% de k_{fuel} de base, o sistema opera com uma máquina térmica de 550 kW. Gradativamente a produção de energia elétrica pela máquina térmica diminui e aumenta o consumo de energia elétrica da rede pública. Esse equilíbrio de energia ocorre apenas nos horários fora de ponta.

Nos horários de ponta, apenas a máquina térmica produz energia elétrica para alimentar o *chiller* de compressão e atender a demanda de eletricidade. Nesse intervalo de variação de k_{fuel} , a máquina térmica comprada possui uma potência menor (500 kW), indicando uma maior preocupação em atender as demandas do que gerar energia excedente para venda.

Com relação à venda de eletricidade excedente, a partir de 75% de k_{fuel} , a produção de energia em excesso passa a ser bastante limitada, ocorrendo apenas nos fins de semana, conforme a linha 11 da Figura 42. A potência gerada pelo motor para venda é mais acentuada aos domingos.

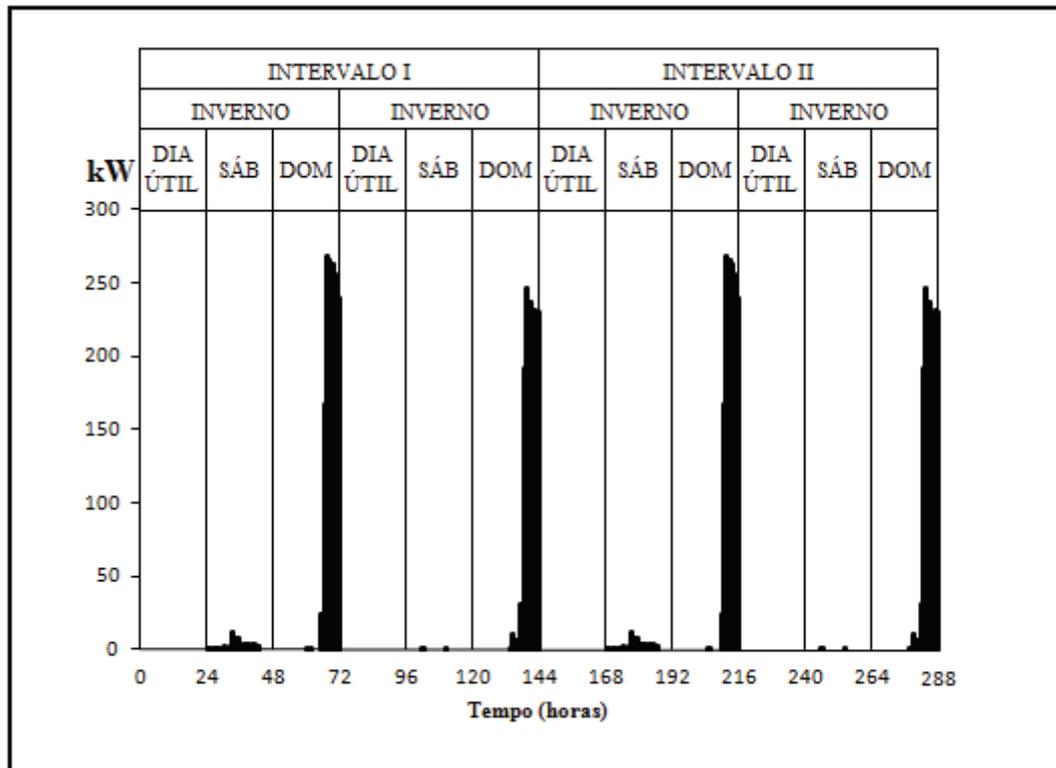


Figura 42. Venda de Energia Elétrica Excedente.

Entre 151 e 207% de k_{fuel} , o sistema já passa a contar mais com o uso da rede nos horários fora de ponta, diminuindo a produção de energia elétrica pela máquina térmica nesse horário. O sistema volta a comprar uma caldeira a gás de 250 kW, uma vez que o consumo de combustível pela máquina térmica se torna bastante reduzido, equilibrando a produção de vapor. O sistema também compra uma caldeira de recuperação de 250 kW.

A Figura 43 mostra o sistema operando no horário fora de ponta em um dia útil, com k_{fuel} igual a 207%.

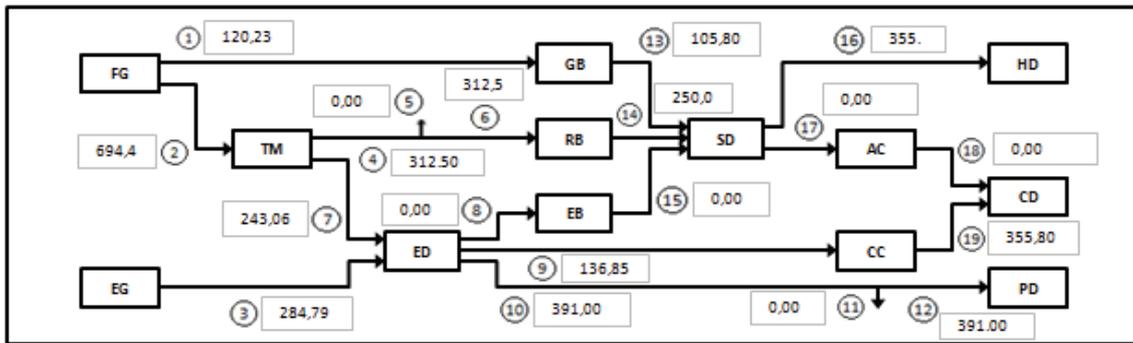


Figura 43. Sistema Operando no Horário de Ponta.

Da Figura 43 é possível observar que todo o vapor gerado pela máquina térmica é aproveitado para fazer a caldeira de recuperação operar na sua capacidade máxima. O sistema compra energia elétrica da rede pública e juntamente com a energia produzida pelo motor, fornece a energia elétrica demandada pelo processo e alimenta o *chiller* de compressão.

No horário de ponta, a energia elétrica assume o papel principal na alimentação do *chiller* de compressão e no atendimento a demanda de eletricidade. A caldeira a gás é desligada no horário de ponta, uma vez que a máquina térmica opera com foco na produção de gases quentes para alimentar a caldeira de recuperação, que passa a ser responsável em atender a demanda de vapor. A Figura 44 mostra o sistema operando no horário de ponta.

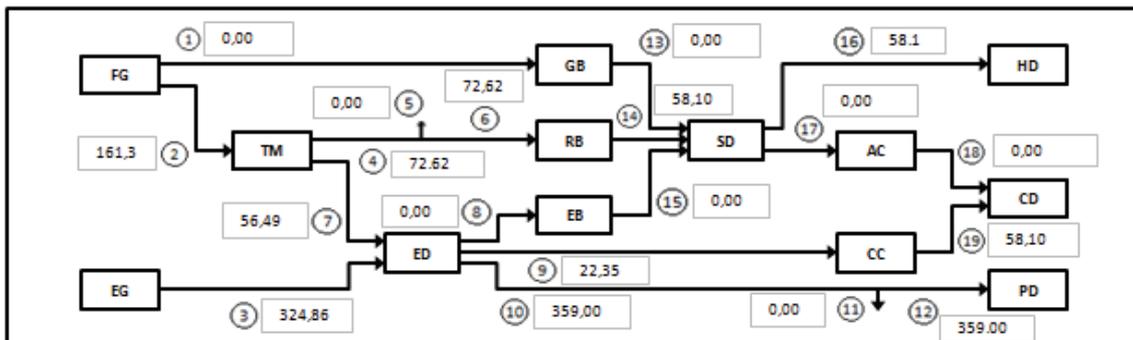


Figura 44. Sistema Operando no Horário de Ponta.

Entre 208 e 305%, a máquina térmica funciona somente nos horários de ponta. A caldeira a gás passa a ser comprada com uma potência maior, pois a caldeira de recuperação já não consegue dar conta da demanda sem que a máquina térmica produza quantidade substancial de gases quentes. O sistema não consegue vender energia excedente, pois já passa a depender muito da rede elétrica pública.

A Figura 45 mostra o sistema operando no horário fora de ponta em um dia útil, quando k_{fuel} é igual a 305% de seu valor original. De acordo com a linha 7 da Figura 45, a máquina térmica fica desligada e o combustível é direcionado apenas para a caldeira a gás, que sozinha passa a dar conta da demanda de vapor.

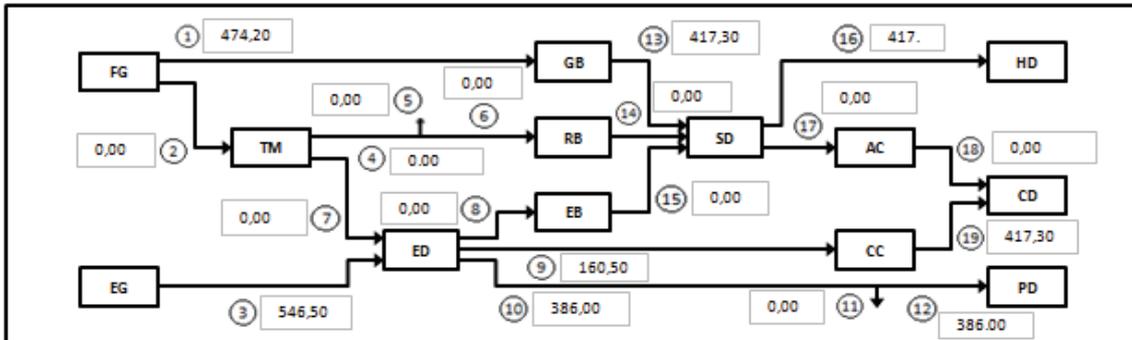


Figura 45. Sistema Operando no Horário de Ponta.

A Figura 46 mostra o sistema operando no horário de ponta, quando k_{fuel} é igual a 305% de seu valor original. A máquina térmica (linha 7) opera sozinha para dar conta de energia elétrica necessária à operação do *chiller* de compressão (linha 9) e para suprir a demanda de eletricidade (linha 10). A caldeira de recuperação opera em sua máxima capacidade e o restante do vapor que falta para atender a demanda do processo é produzido pela caldeira a gás.

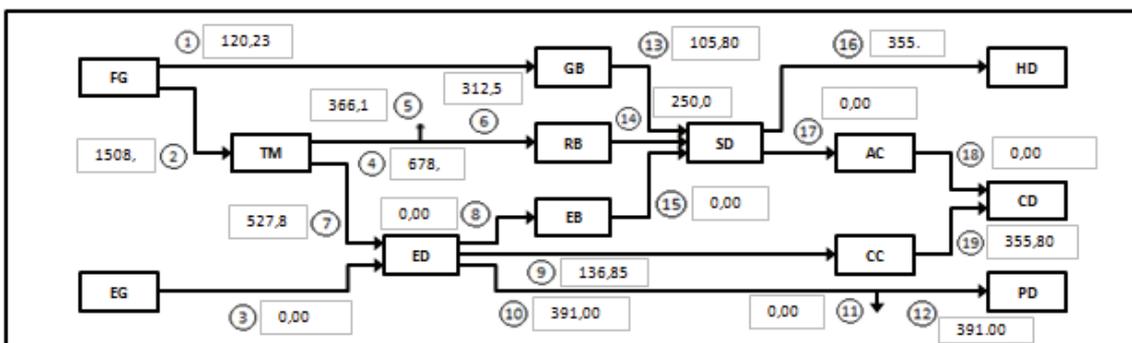


Figura 46. Sistema Operando no Horário de Ponta.

Entre 306 e 345% o sistema continua diminuindo a participação da máquina térmica e intensifica a compra de energia elétrica da rede pública nos horários de ponta. O aumento do valor de k_{fuel} obriga o sistema a comprar uma caldeira a gás menor, mas compensa a produção de vapor com a compra da caldeira elétrica.

Nos horários fora de ponta, as caldeiras a gás e elétrica trabalham em paralelo para suprir a demanda de vapor. Nos horários de ponta, as caldeiras de recuperação e a gás operam em paralelo para atender a demanda de vapor.

A caldeira a gás funciona com caldeira complementar, uma vez que no horário de ponta a caldeira de recuperação fornece a maior parte do vapor ao processo, e a caldeira elétrica tem maior participação no fornecimento de vapor nos horários fora de ponta. As caldeiras de recuperação e elétrica operam em paralelo em alguns momentos ao longo do dia nos horários fora de ponta. Somente a caldeira de recuperação opera no horário de ponta.

A Figura 47 mostra como as três caldeiras interagem entre si, mostrando operação em paralelo das caldeiras elétrica e a gás e da caldeira de recuperação operando isoladamente.

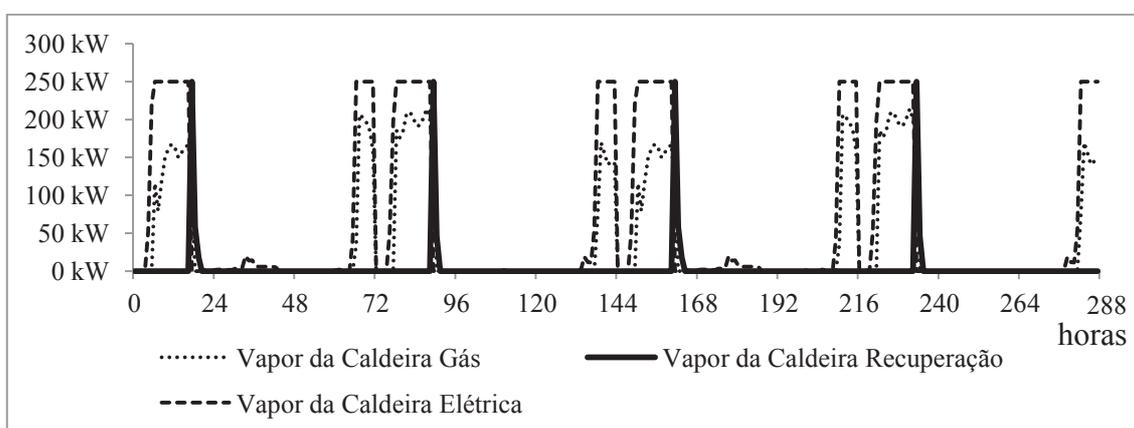


Figura 47. Perfil de Operação das caldeiras ao longo do tempo (kW X horas).

Na Figura 47, a linha contínua referente à caldeira de recuperação mostra a operação da caldeira ocorrendo somente nos horários de ponta. A máquina térmica opera somente quando a caldeira de recuperação deve permanecer ligada. Logo, as linhas tracejadas referentes às caldeiras a gás e elétrica indicam que nos horários fora de ponta ocorre compra de eletricidade da rede pública e de combustível ao mesmo tempo.

Entre 346 e 815%, a caldeira a gás deixa de ser comprada. Isso força a compra das caldeiras de recuperação e elétrica com uma potência maior. A máquina térmica continua operando apenas no horário de ponta, o que faz com que a caldeira elétrica opere sozinha nos horários fora de ponta.

A partir de 816%, com o preço das tarifas de combustível elevado, o sistema não compra nenhuma máquina térmica e tanto nos horários de ponta e fora de ponta, a energia

elétrica da rede pública é comprada para atender a demanda do processo e alimentar o *chiller* de compressão. A caldeira elétrica passa a dar conta da demanda de vapor em tempo integral. A Tabela 25 resume os resultados deste estudo de caso.

Tabela 25. Resumo dos Resultados para o estudo de caso 10.

Variação de k_{fuel}	N_{PG} (kW)	N_{GB} (kW)	N_{RB} (kW)	N_{EB} (kW)	N_{AC} (kW)	N_{CC} (kW)	Descrição dos resultados
0 a 5%	2000	1400			527.6		A maior máquina térmica é comprada para vender eletricidade excedente.
6 a 10%	2000	950			281.4	281.4	Máquina térmica continua a gerar a eletricidade máxima para vender o excesso, mas não há uma preocupação progressiva com o consumo de combustível, utilizando uma caldeira de recuperação e um chiller de compressão.
11 a 15%	2000	500	500		281.4	281.4	
16 a 17%	2000	250	250			527.6	
18 a 36%	2000		500			527.6	
37%	1100		500			527.6	Máquina térmica um pouco menor, mas continua a gerar o máximo para vender o excesso.
38 a 59%	550		500			527.6	Máquina térmica ainda menor, mas continua a gerar o máximo para vender o excesso. O sistema compra uma pequena quantidade de eletricidade da rede no horário fora de ponta.
60 a 74%	550		500			527.6	Máquina térmica gera o máximo apenas no intervalo 2. O sistema compra uma pequena quantidade de eletricidade no horário fora de ponta.
75 a 150%	550		500			527.6	O motor gera energia apenas para fornecer o vapor para o processo. Mais energia elétrica é comprada da rede no horário fora de ponta.
151 a 207%	550	250	250			527.6	Com os aumentos de preços de combustível, é melhor gera vapor diretamente da caldeira a gás em vez de usar cogeração.
208 a 305%	550	500	250			527.6	O motor é completamente desligado no periodo de baixa demanda.
306 a 345%	550	250	250	250		527.6	Grande aumento de k_{fuel} e o sistema compra caldeira elétrica para complementar a demanda de vapor.
346 a 815%	550		500	500		527.6	A caldeira de recuperação é usada apenas no periodo de alta demanda.
816% a ∞				500		527.6	k_{fuel} muito elevado, toda a energia é comprada a partir da rede e todo o vapor é gerado na caldeira elétrica.

Para esse estudo de caso, o sistema apresenta elasticidade operacional igual entre 75 e 150%, e elasticidade física entre 38 e 150%. Assim como no estudo de caso 9, o sistema térmico não consegue suprir as demandas utilizando a mesma configuração do caso base. A Figura 48 mostra a evolução do VPL em função do percentual de k_{fuel} .

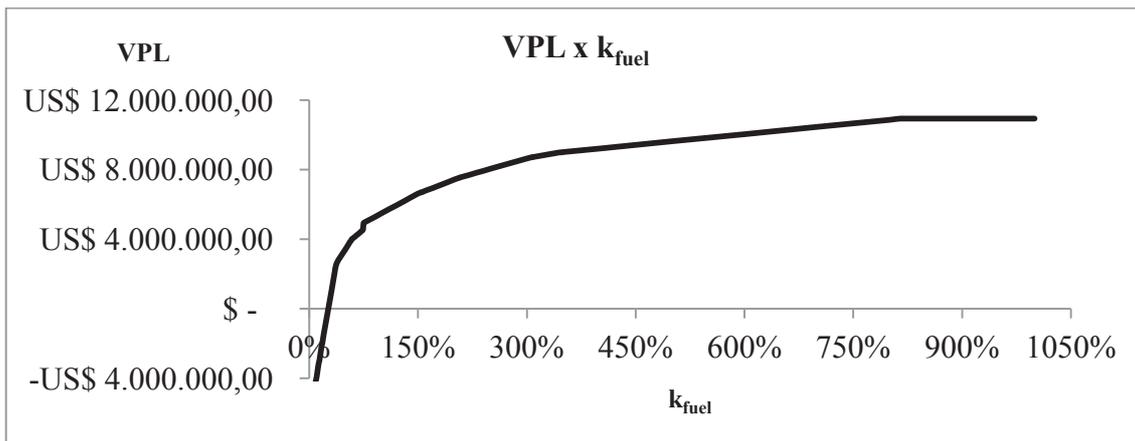


Figura 48. VPL para o estudo de caso 10.

O valor do VPL acompanha o aumento do número de demandas que o sistema deve atender, se tornando mais caro, pois é necessário adicionar outros equipamentos ao sistema. Todavia, para o estudo de caso 10 a inclusão de uma caldeira ao conjunto máquina térmica + *chiller* de compressão deve ser suficiente para atender as demandas, uma vez que reajustes de mercado no valor dos insumos não deve ser maior que 50% na prática.

7. Conclusão

No presente trabalho foram realizados estudos de casos para avaliar o impacto da variação de determinados parâmetros financeiros na operação de sistemas térmicos otimizados. Simulações foram realizadas para sistemas que devem fornecer uma ou mais demandas energéticas.

Primeiramente, adotou-se um sistema de cogeração geral submetido a condições financeiras iniciais determinadas no Capítulo 3, que opera para fornecer água gelada. Em seguida, foi realizado o processo de otimização descrito no Capítulo 5 sobre o sistema de cogeração geral, resultando numa configuração otimizada de equipamentos. Essa configuração ótima consta de um motor e um *chiller* de compressão. Esse sistema foi tomado como base de referência para todos os estudos realizados. Finalmente, estudos de caso acompanharam o comportamento do sistema térmico de referência quando as condições iniciais de tarifas de insumos foram alteradas, no intuito de avaliar a robustez desse sistema em suportar mudanças financeiras.

O estudo de caso 1 concluiu que o sistema térmico ótimo do caso base se mostra capaz de suportar grandes variações de preço das tarifas de combustível e de eletricidade. A otimização baseada em um sistema de cogeração resultou numa robusta configuração de equipamentos. Para processos com apenas demanda de água gelada, a configuração máquina térmica + *chiller* de compressão se adaptou bem as variações de preços de equipamentos e insumos, ora operando com a máquina térmica, ora comprando eletricidade da rede pública.

O estudo do caso base poderia apresentar um sistema com menor custo de aquisição de equipamentos se o sistema ótimo dispusesse apenas de um *chiller* de compressão alimentado pela rede pública. Contudo, essa configuração teria um custo operacional maior que a configuração máquina térmica + *chiller* de compressão ao sofrer aumentos no preço da tarifa. Além disso, a configuração rede elétrica + *chiller* de compressão é rígida, pois o sistema não tem escolha de gerar energia elétrica de outra forma a não ser comprar da rede pública toda a eletricidade necessária à operação do *chiller*.

O sistema térmico ótimo caso base seleciona apenas uma máquina térmica de 180kW e um *chiller* de compressão de 527,6 kW para fornecer água gelada. Essa configuração é robusta para variações do preço do combustível entre 37 e 474%, pois o sistema do caso base

permanece com a mesma configuração motor + *chiller* de compressão. Dependendo do valor de k_{fuel} , o sistema liga ou desliga a máquina térmica nos horários fora de ponta se ajustando a aumentos ou diminuições no preço do combustível. Fora do intervalo observado, outras configurações se mostram mais eficazes, embora na prática seja incomum encontrar no mercado valores de tarifas fora dessa faixa.

O Capítulo 6 introduziu os conceitos de elasticidades físicas e operacionais. A elasticidade física é o intervalo de variação financeira em que os equipamentos selecionados são os mesmos do caso base. A elasticidade operacional é o intervalo de variação financeira em que os equipamentos selecionados são os mesmos do caso base e operados da mesma maneira.

O estudo da elasticidade mostrou que no intervalo entre 37 e 474% do valor da tarifa original k_{fuel} , o resultado das otimizações sugere a compra dos mesmos equipamentos do caso base (Estudo de caso 1 – Variação da tarifa de combustível). Em longo prazo, o projetista sabe que o sistema está preparado para operar mesmo se o preço do combustível aumentar quase cinco vezes acima no praticado.

Os estudos de caso de 3 a 6 referentes ao comportamento do *chiller* de absorção mostraram que o preço do equipamento influencia na sua escolha, isto é, na escolha dos equipamentos que apresentarão a melhor configuração de operação. Além do preço do equipamento, o tipo de alimentação do equipamento (combustível, eletricidade ou fluxo de energia recebido de outro equipamento) é considerado no processo de otimização. O *chiller* de absorção é alimentado por vapor, o que obriga o sistema a operar com pelo menos uma das caldeiras. Já o *chiller* de compressão opera apenas com eletricidade, que pode vir da máquina térmica ou diretamente da rede pública.

O *chiller* de compressão se mostrou mais viável que o *chiller* de absorção, devido ao preço de aquisição menor e devido à menor dependência de outros equipamentos para operar. Como o processo de otimização visa o melhor custo, o *chiller* de absorção deve ter um preço muito menor para se tornar a opção mais viável.

Nos estudos de caso 2 e 8 observou-se que o sistema é robusto para variações da tarifa de combustível ou energia elétrica apenas no intervalo II. O peso maior do investimento ocorre no primeiro intervalo, como constatado pelos cálculos do fator de valor presente demonstrados no capítulo 4.

O estudo de caso 7 (Estudo de caso 7 – Variação das tarifas de energia elétrica) demonstrou que o sistema permanece robusto para variações das tarifas de eletricidade. A configuração do caso base se manteve como melhor opção para variações entre 69 e 193%. Apesar desse intervalo de variação ser menor que o apresentado para os estudos onde se variou a tarifa de combustível, é razoável concluir que o sistema também é resistente a variações de tarifas elétricas, uma vez que tarifas abaixo de 69% ou acima de 193% são normalmente são impraticáveis.

A configuração motor + *chiller* de compressão se torna incapaz de suprir a demanda do processo quando se exigiu demandas energéticas extras. Porém com relação ao caso base o sistema inclui no máximo dois equipamentos para atender demandas extras (estudos de caso 9 e 10). Todavia, para o projetista esse fato não deve ser preocupante, já que o processo de otimização conta com vários equipamentos e automaticamente seleciona a melhor configuração. É mais vantajoso incluir vários equipamentos e potências ao processo de otimização.

Os dados coletados reuniram em um único trabalho vários parâmetros técnicos e financeiros que servirão como base para futuros trabalhos.

Os estudos de elasticidade permitiram verificar a real possibilidade de projetar na prática, sistemas capazes de se adaptar a grandes variações financeiras ao longo do ciclo de vida total do projeto. De acordo com a elasticidade de cada configuração, o projetista pode limitar a compra de equipamentos que foram selecionados para o intervalo observado.

O método discutido nesta dissertação foi capaz de encontrar um sistema térmico robusto e confiável, ilustrando que projetos baseados em cogeração resultam em configurações atendem as demandas exigidas pelo processo, mesmo em situações de custos desfavoráveis. Através dos gráficos de VPL x Parâmetro financeiro é possível que o projetista saiba com antecedência se o sistema apresentará um custo além do pretendido ou se o investimento se encontra dentro da expectativa, de acordo com a variação de preços do parâmetro financeiro observado.

Para futuros trabalhos, estudos de elasticidade com relação à variação de demandas devem ser considerados. São comuns aumentos ou diminuições bruscas de demandas em função dos cenários financeiros. Os índices ambientais devem ser incluídos em análises e otimizações posteriores, para confronto com otimizações puramente financeiras, devido ao

fato de que a legislação ambiental prevê multas para índices de poluição acima dos limites permitidos.

É necessário criar ferramentas automáticas de pré-seleção de equipamentos, uma vez que o processo manual exige um usuário qualificado para realizar esta tarefa. Dessa maneira é possível limitar o número de demandas utilizadas e reduzir o tempo de simulação das otimizações.

O tempo de otimização se mostrou mais longo em situações onde o sistema apresentou muitas opções de potências. Dependendo do comportamento das demandas energéticas, o projetista deverá verificar se realmente é necessário simular a operação da planta em intervalos de uma em uma hora. Para aumentar a velocidade de convergência do método, intervalos maiores devem ser aplicados.

Outros equipamentos, como por exemplo, turbinas a vapor, devem ser inclusos no sistema para aproveitar melhor os potenciais de produção de energia do sistema, como os gases quentes descartados no processo em situações onde a produção de eletricidade é mais importante que a produção de vapor. Os gases quentes poderiam ser aproveitados em uma turbina a vapor para auxiliar o sistema na geração de eletricidade.

Referências

- AL-MANSOUR, F.; KOZŮH, M. Risk analysis for CHP decision making within the conditions of an open electricity market. *Energy*, 32, pp. 1905–1916, 2007.
- ASHINA, S.; NAKATA, T. Quantitative analysis of energy-efficiency strategy on CO₂ emissions in the residential sector in Japan - Case study of Iwate prefecture. *Applied Energy*, 85, pp. 204–217, 2008.
- BCB, Banco Central do Brasil em <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/paginas/default.aspx>> Acesso em: 20 junho 2011.
- BEIHONG, Z.; WEIDING, L. An optimal sizing method for cogeneration plants. *Energy and Buildings*, 38, pp. 189–195, 2008.
- BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. *Thermal Design and Optimization*. 1 ed. Estados Unidos da America: JOHN WILEY PROFESSIO, 1995.
- BOJIC, M.; TRIFUNOVIC, N.; GUSTAFSSON, S. I. Mixed 0-1 sequential linear programming optimization of heat distribution in a district-heating system. *Energy and Buildings*, 32 pp. 309–317, 2000.
- BRANCO, T. da M. M.; SANTOS, F. M. C. S.; Fujiyama, R. T.; Jorge, G. O.; Bittencourt, A. H. P. ESTRATÉGIAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA APLICADAS EM UMA FÁBRICA DE ALUMÍNIO: RESULTADOS OBTIDOS.
- CASISI, M.; PINAMONTI, P.; REINI, M. Optimal lay-out and operation of combined heat e power (CHP) distributed generation systems. *Energy*, 34, pp. 2175–2183, 2009.
- CHAO-ZHEN, L.; JIAN-MING, G.; XING-HUA, H. Influence of energy demands ratio on the feasibility of BCHP system optimal facility scheme and feasibility of BCHP system. *Energy and Buildings*, 40, pp. 1876–1882, 2008.
- CHEN, C.-L.; CHANG, C.-Y. A resource-task network approach for optimal shortterm-periodic scheduling and heat integration in multipurpose batch plants. *Applied Thermal Engineering*, 29, pp. 1195–1208, 2009.
- CELPE, Companhia Energética de Pernambuco em <<http://www.celpe.com.br/>> Acesso em: 15 maio 2011.
- CHO, H.; LUCK, R.; EKSIÖGLU, S. D.; CHAMRA, L. M. Cost-optimized real-time operation of CHP systems. *Energy and Buildings*, 41, pp. 445–451, 2009.
- CONNOLLY, D.; LUND, H.; MATHIESEN, B.V.; LEAHY, M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87, pp. 1059–1082, 2010.

Copergás, Companhia Pernambucana de Gás em <<http://www.copergas.com.br/>> Acesso em: 7 junho 2011.

DÍAZ, P. R.; BENITO, Y. R.; PARISE, J. A. R. Thermoeconomic assessment of a multi-engine, multi-heat-pump CCHP (combined cooling, heating and power generation) system – A case study. *Energy*, 35, pp. 3540e3550, 2010.

GUSTAFSSON, S.-I. Municipal thermal and electricity loads—A case study in Linköping. *Applied Thermal Engineering*, 18 – 5, pp. 257–263, 1998.

HONGBO, R.; WEIJUN, G. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. *Applied Energy*, 87, pp. 1001-1014, 2010.

KONG, X. Q.; WANG, R. Z.; HUANG, X. H. Energy optimization model for a CCHP system with available gas turbines. *Applied Thermal Engineering*, 25, pp. 377–391, 2005.

KONG, X. Q.; WANG, R. Z.; LI, Y.; HUANG, X. H. Optimal operation of a micro-combined cooling, heating and power system driven by a gas engine. *Energy Conversion and Management*, 50, pp. 530–538, 2009.

LAAKSOMETSÄ, C.; AXELSSON, E.; BERNTSSON, T.; LUNDSTRÖM, A. Energy savings combined with lignin extraction for production increase: case study at a eucalyptus mill in Portugal. *Clean Techn Environ Policy*, 11, pp. 77–82, 2009.

LAHDELMA, R.; HAKONEN, H. An efficient linear programming algorithm for combined heat and power production. *European Journal of Operational Research*, 148, pp. 141–151, 2003.

LI, H.; NALIM, R.; HALDI, P.-A. Thermal-economic optimization of a distributed multi-generation energy system—A case study of Beijing. *Applied Thermal Engineering*, 26, pp. 709–719, 2006.

LIU, L.; FU, L.; JIANG, Y. Application of an exhaust heat recovery system for domestic hot water. *Energy* 35, pp. 1476–1481, 2010.

LOZANO, M.A.; CARVALHO, M.; SERRA, L. M. Operational strategy and marginal costs in simple trigeneration systems. *Energy*, 34, pp. 2001–2008, 2009.

LUND, H.; SALGI, G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. *Energy Conversion and Management*, 50, pp. 1172–1179, 2009.

MACEDO, N. G. L. Avaliação econômica da substituição de um *chiller* de compressão por um *chiller* de absorção alimentado por coletores solares com base em medições em um prédio da Chesf em Recife. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, 2009. 140p.

MAGNANI, F.S.; de MELO, N. R.; Use of the task configuration system (TCS) for the design and on-line optimization of power plants operating with variable loads. *Applied Thermal Engineering*, 29, pp. 455–461, 2009.

- MAGO, P. J.; CHAMRA, L. M. Analysis and optimization of CCHP systems based on energy, economical, and environmental considerations. *Energy and Buildings*, 41, pp. 1099–1106, 2009.
- MAGO, P. J.; HUEFFED, A.; CHAMRA, L. M. Analysis and optimization of the use of CHP–ORC systems for small commercial buildings. *Energy and Buildings*, 42, pp. 1491–1498, 2010.
- MATHIESEN, B. V.; LUND, H. Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources. *IET Renew. Power Gener.*, 3 – 2, pp. 190–204, 2009.
- MORAIS, H.; KÁDÁR, P.; FARIA, P.; VALE, Z. A.; KHodr, H. M. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming. *Renewable Energy*, 35, pp. 151–156, 2010.
- OH, S.-D.; OH, H.-S.; KWAK, H.-Y. Economic evaluation for adoption of cogeneration system. *Applied Energy*, 84, pp. 266–278, 2007.
- PEACOCK, A. D.; NEWBOROUGH, M. Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO₂ emissions. *Review. Applied Thermal Engineering*, 25, pp. 2653–2676, 2005.
- PIACENTINO, A.; CARDONA, F. EABOT – Energetic analysis as a basis for robust optimization of trigeneration systems by linear programming. *Energy Conversion and Management*, 49, pp. 3006–3016, 2008.
- PRIVITERA, G.; DAY, A. R.; DHESI, G.; LONG, D. Optimising the installation costs of renewable energy technologies in buildings - A Linear Programming approach. *Energy and Buildings*, 43, pp. 838–843, 2011.
- GUERRA, M. Otimização de sistemas de cogeração flexíveis usando o método de programação Linear. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, 2011. 107p.
- REN, H.; GAO, W.; RUAN, Y. Optimal sizing for residential CHP system. *Applied Thermal Engineering*, 28, pp. 514–523, 2008.
- REN, H.; GAO, W. A MILP model for integrated plan and evaluation of distributed energy systems. *Applied Energy*, 87, pp. 1001–1014, 2010.
- RETSscreen, Ressources Naturelles Canada em <<http://www.retscreen.net/>> Acesso em: 23 junho 2011.
- RONG, A.; HAKONEN, H.; LAHDELMA, R. An efficient linear model and optimisation algorithm for multi-site combined heat and power production, *European Journal of Operational Research*, 168, pp.612–632 ,2006.
- RONG, A.; LAHDELMA, R. An efficient linear programming model and optimization algorithm for trigeneration. *Applied Energy*, 82, pp. 40–63, 2005.

SAIDUR, R. A review on electrical motors energy use and energy savings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 877–898, 2010.

SAVOLA, T.; TVEIT, T.-M.; FOGELHOLM, C.-J. A MINLP model including the pressure levels and multiperiods for CHP process optimization. *Applied Thermal Engineering*, 27, pp. 1857–1867, 2007.

SHANEK, O.A.; COATES, G.; TAYLOR, P.C. Sizing of residential μ CHP systems. *Energy and Buildings*, 2011. doi:10.1016/j.enbuild.2011.04.005

SHEIKHI, A.; RANJBAR, A.M.; SAFE, F. Optimal Dispatch of a Multiple Energy Carrier System Equipped With a CCHP.

SMITH, A.; LUCK, R., MAGO, P. J. Analysis of a combined cooling, heating, and power system model under different operating strategies with input and model data uncertainty. *Energy and Buildings*, 42, pp. 2231–2240, 2010.

TAAL, M.; BULATOV, I.; KLEMEŠ, J.; STEHLÍK, P. Cost estimation and energy price forecasts for economic evaluation of retrofit projects. *Applied Thermal Engineering*, 23, pp. 1819–1835, 2003.

TEIXEIRA, M. de S.; JÚNIOR, S. de O. Thermo-economic Evaluation of Cogeneration Systems for a Chemical Plant. *Int.J. Applied Thermodynamics*, 4 – 3, pp.157-163, 2001.

THORIN, E.; BRAND, H.; WEBER, C. Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment. *Applied Energy*, 81, pp. 152–169, 2005.

WU, D. W.; WANG, R. Z. Combined cooling, heating and power - A review. *Progress in Energy and Combustion Science*, 32, pp. 459–495, 2006.