



Universidade Federal da Paraíba

Centro de Tecnologia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Mestrado

Síntese e otimização de um sistema energético para um edifício do setor residencial em João Pessoa-PB

por

Filipi Maciel de Melo

Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal da Paraíba para a obtenção do grau de mestre

João Pessoa-Paraíba

Julho, 2017

FILIPi MACIEL DE MELO

**SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA
ENERGÉTICO PARA UM EDIFÍCIO DO SETOR
RESIDENCIAL EM JOÃO PESSOA-PB**

Dissertação de Mestrado apresentada ao curso de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da
Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento
às exigências para obtenção do Grau de Mestre.

Orientadora: Prof^a Monica Carvalho, PhD

M528s Melo, Filipi Maciel de.

Síntese e otimização de um sistema energético para um edifício do setor residencial em João Pessoa-PB / Filipi Maciel de Melo. - João Pessoa, 2017.

117 f. : il. -

Orientadora: Monica Carvalho.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT

1. Engenharia Mecânica. 2. Cogeração. 3. Otimização Energética. I. Título.

UFPB/BC

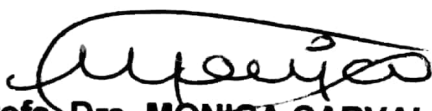
CDU: 621(043)

SÍNTESE E OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA ENERGÉTICO PARA UM EDIFÍCIO DO SETOR RESIDENCIAL EM JOÃO PESSOA-PB

por

Filipi Maciel de Melo

Dissertação aprovada em 24 de julho de 2017



Profa. Dra. MONICA CARVALHO
Orientadora – UFPB



Prof. Dr. ABEL CAVALCANTE LIMA FILHO
Examinador Interno - UFPB



Prof. Dr. MÁRCIO RODRIGO DE ARAÚJO SOUZA
Examinador Externo- UFPB

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Ana Paula e Fabio, por todo o incentivo e esforço depositado nos meus estudos.

Dedico também a minha esposa, Luana, por toda a atenção, ajuda, apoio e carinho que ela me deu nesses 24 meses de mestrado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente aos meus pais, minhas irmãs e irmão, por toda estrutura familiar e confiança. Sem eles, tudo seria mais difícil.

Agradeço a minha esposa e a segunda família que adquiri nesse período de mestrado que me ajudaram bastante a completar essa jornada.

Sou muito grato a minha orientadora, Monica Carvalho, por toda a paciência, assistência, competência e dedicação ao que faz, me ajudando nas horas mais difíceis.

Agradeço também aos outros professores que de alguma forma contribuíram para essa formação e ao CNPQ pelo apoio financeiro durante o curso.

RESUMO

O setor residencial é um consumidor tanto de energia elétrica quanto de energia térmica (frio e calor). Essas demandas podem ser atendidas de uma forma convencional, consumindo energia elétrica direto da rede, ou de uma forma não usual, por meio da produção simultânea de duas ou mais utilidades (cogeração). Um estudo de otimização deve ser realizado sempre que houver necessidade de garantir a viabilidade econômica de um sistema de fornecimento e conversão de energia. A otimização inclui não somente a configuração do sistema (equipamentos a instalar) mas também a estratégia operacional (como cada equipamento opera, ao longo do ano). Para esse estudo foi considerado os aspectos econômicos, técnicos e legais, com o objetivo de minimizar os custos anuais com o fornecimento de energia desse edifício. As demandas energéticas desse edifício foram calculadas pelo software Energy Plus, e são 83, 171 e 242 MWh/ano para calor (água quente), energia elétrica e refrigeração, respectivamente. O estudo de otimização foi realizado utilizando-se de programação linear inteira mista com o software Lingo, em uma edificação situada na cidade de João Pessoa, latitude $-7,11^{\circ}$ e longitude $-34,86^{\circ}$. A edificação possui 20 pavimentos com dois apartamentos de 92 m² em cada pavimento. A configuração otimizada do sistema foi tradicional: eletricidade comprada da rede elétrica atendeu diretamente a demanda de eletricidade, e por meio de uma caldeira elétrica e chiller mecânico, às demandas de calor e refrigeração, respectivamente. Esse resultado foi obtido devido a localização geográfica (baixa demanda de calor, impossibilitando a cogeração), e devido ao cenário econômico considerado, em especial ao alto preço da máquina de absorção, impossibilitando a trigeração. Análise de sensibilidade foi realizada variando o preço do gás natural, da energia elétrica, das demandas, do fator de amortização e da relação entre o preço da eletricidade e gás natural. A única variação que resultou em cogeração foi no aumento da relação entre o preço entre eletricidade e o preço do gás natural.

Palavras Chaves – Cogeração, econômica, otimização, residencial, trigeração.

ABSTRACT

The residential sector is a consumer of both electricity and thermal energy (cold and heat). These demands can be met in a conventional way, consuming electricity directly from the grid, or in an unusual way, through the simultaneous production of two or more utilities (cogeneration). An optimization study should be carried out whenever there is a need to ensure the economic viability of a power supply and conversion system. The optimization includes not only the system configuration (equipment to install) but also the operational strategy (how each equipment operates, throughout the year). For this study, the economic, technical and legal aspects were considered, in order to minimize the annual costs with the energy supply of this building. The energy demands of this building were calculated by Energy Plus software, and are 83, 171 and 242 MWh / year for heat (hot water), electricity and cooling, respectively. The optimization study was performed using mixed integer linear programming with Lingo software, in a building located in the city of João Pessoa, latitude -7.11° and longitude -34.86° . The building has 20 floors with two apartments of 92 m² on each floor. The optimum configuration of the system was traditional: electricity purchased from the electricity grid directly addressed the demand for electricity, and by means of an electric boiler and mechanical chiller, to the demands of heat and cooling, respectively. This result was obtained due to geographic location (low heat demand, making it impossible to use cogeneration), and due to the economic scenario considered, especially the high price of the absorption machine, making trigeneration impossible. Sensitivity analysis was performed by varying the price of natural gas, electric energy, demand, the amortization factor and the relationship between the price of electricity and natural gas. The only variation that resulted in cogeneration was the increase of the price difference between electricity and natural gas.

Keywords –cogeneration, economic, optimization,residential, trigeneration.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO GERAL	13
2.	OBJETIVOS	15
2.1.	OBJETIVO GERAL	15
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
3.1	COGERAÇÃO.....	19
3.2	INCENTIVOS E ASPECTOS LEGAIS DA COGERAÇÃO	24
3.3.	PROGRAMAÇÃO LINEAR E OTIMIZAÇÃO	31
4.	MATERIAIS E MÉTODOS.....	33
4.1.	ESTUDO DE CASO.....	33
4.2.	DEMANDAS ENERGÉTICAS.....	37
4.3.	CENÁRIO LEGAL E ECONÔMICO	38
4.3.1.	Normativa de cogeração	39
4.3.2.	Tarifa de Energia Elétrica.....	40
4.3.3.	Tarifa de Gás Natural	45
4.4.	EQUIPAMENTOS	46
4.4.1.	Grupo Gerador a Gás (MGAQ)	47
4.4.2.	Caldeira de Vapor (GNVA).....	48
4.4.3.	Caldeira de Vapor (EEVA).....	48
4.4.4.	Trocador de Calor Vapor→Água Quente (TCVA)	49
4.4.5.	Caldeira de Água Quente (GNAQ)	50
4.4.6.	Caldeira de Água Quente (EEAQ)	51
4.4.7.	Trocador de Calor Água Quente→Água De Refrigeração (TCAQ)	51

4.4.8. Máquina de Refrigeração por Absorção (simples efeito) (MAAQ)	52
4.4.9. Máquina de Refrigeração Mecânica (MMAR).....	53
4.4.10. Torre de Resfriamento (TRAR).....	54
4.5. MODELO DE OTIMIZAÇÃO.....	55
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	61
5.1. DEMANDAS.....	61
5.2. OTIMIZAÇÃO	66
5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	69
5.3.1. Variação do Preço do Gás Natural	69
5.3.2. Variação Do Preço De Energia Elétrica	71
5.3.3. Mudança De Hábitos Do Consumo De Refrigeração.....	72
5.3.4. Aumento Das Demandas	73
5.3.5. Variação no Fator de Amortização.....	74
5.3.6. Variação na Relação entre as Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural	75
6. CONCLUSÕES.....	77
REFERÊNCIAS.....	80
Apêndice A	87
Apêndice B	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Fluxo de eletricidade (EPE, 2015).	17
Figura 3.2: Potencial de redução das emissões de CO ₂ no setor residencial brasileiro, em 2050 (adaptado de IEA, 2012).	18
Figura 3.3: Comparação entre condomínios convencionais e casas interligadas com cogeração (adaptado de ARANHA; LEITE, 2014).	22
Figura 3.4: Eventos positivos e negativos que afetaram historicamente a cogeração no Brasil (SCHECHTMAN, 2012).	25
Figura 3.5: Participação da cogeração na produção nacional de eletricidade (adaptado de IEA, 2012).	Error! Bookmark not defined.
Figura 3.6: Potencial da cogeração em 2015 e 2030, num cenário de incentivos à cogeração. Fonte: (adaptado de IEA, 2012).	Error! Bookmark not defined.
Figura 3.7 : Procedimento para solicitação de acesso à rede de distribuição da empresa distribuidora. Fonte: (DELGADO; CARVALHO, 2015).	30
Figura 4.1: Planta baixa do pavimento do edifício.	Error! Bookmark not defined.
Figura 4.2: Tarifas de gás natural (PBGÁS 2017).	46
Figura 4.3: Coeficientes técnicos de produção para o motor a gás.	47
Figura 4.4: Coeficientes técnicos para a caldeira de vapor a gás.	48
Figura 4.5: Coeficientes técnicos para a caldeira de vapor a energia elétrica.	49
Figura 4.6: Coeficientes técnicos para o trocador de calor vapor-água quente.	50
Figura 4.7: Coeficientes técnicos para a caldeira de água quente a gás natural.	50
Figura 4.8: Coeficientes técnicos para a caldeira de água quente a energia elétrica.	51
Figura 4.9: Coeficientes técnicos para o trocador de calor água quente-água de refrigeração	52
Figura 4.10: Coeficientes técnicos para a máquina de refrigeração por absorção.	53
Figura 4.11: Coeficientes técnicos para a máquina de refrigeração mecânica.	54
Figura 4.12: Coeficientes técnicos para a torre de resfriamento	54
Figura 4.13: Superestrutura do sistema de fornecimento de energia para o edifício residencial.	57
Figura 5.1: Demandas energéticas de janeiro a abril com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.	62

Figura 5.2: Demandas energéticas de maio a agosto com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.	63
Figura 5.3: Demandas energéticas de setembro a dezembro com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Cogeração tradicional versus cogeração inovadora (NOGUEIRA, 2004).	21
Tabela 3.2: Mecanismos de apoio a cogeração (traduzido de IEA, 2012).	28
Tabela 3.3: Benefícios e oportunidades da cogeração residencial no Brasil. Fonte: Associação da Indústria de Cogeração de Energia (2015).	31
Tabela 4.1: Propriedades dos materiais construtivos da parede, porta e janela.....	36
Tabela 4.2: Dados de uso de funcionamento dos equipamentos e iluminação.....	33
Tabela 4.3: Matriz de coeficientes técnicos de produção.	55
Tabela 4.4: Matriz de possibilidades de interação do sistema.....	59
Tabela 5.1: Demandas energéticas para cada dia representativo e para o ano inteiro.....	65
Tabela 5.2: Sistema de referência.	66
Tabela 5.3: Ótimo econômico.	67
Tabela 5.4: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações no preço do gás natural.	70
Tabela 5.5: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações no preço da eletricidade.....	71
Tabela 5.6: Dados do resultado ótimo econômico considerando mudanças nos hábitos dos moradores.	72
Tabela 5.7: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações das demandas.	73
Tabela 5.8: Configuração ótima em cada variação do fator de amortização do capital.	74
Tabela 5.9: Dados econômicos em cada variação do fator de amortização.	75
Tabela 5.10: Dados do resultado ótimo econômico considerando aumento na relação entre o preço da energia elétrica e o preço do gás natural.	76

LISTA DE SÍMBOLOS

AQ – Água Quente

AR – Água de Refrigeração

C – Compra

$C_{\text{crédito com eletricidade}}$ – Crédito com a Injeção de Eletricidade na Rede

$C_{\text{eletricidade}}$ – Custo Para Compra de Eletricidade

CFI – Custos Fixos

$C_{\text{gás natural}}$ – Custo para Compra de Gás Natural

CINV – Custo de Investimento

COM(d,h,j) – Compra da utilidade j no período (d,h)

CON(d,h,j) – Consumo da utilidade j no período (d,h)

CVA – Custos Variáveis

D – Demanda

DEM(d,h,j) – Demanda da utilidade j no período (d,h)

EE – Energia Elétrica

EEAQ – Caldeira de Água Quente a Energia Elétrica

EEVA – Caldeira de Vapor a Energia Elétrica

FAM – Fator de Amortização do Capital

FOM – Fator de Manutenção e Operação

FRC – Fator de Recuperação de Capital

GN – Gás Natural

GNAQ – Caldeira de Água Quente a Gás Natural

GNVA – Caldeira de Vapor a Gás Natural

iyr – Taxa de Juros

MAAQ – Máquina de Refrigeração Por Absorção

MGAQ – Grupo Gerador a Gás

MMAR – Máquina de Refrigeração Mecânica

n_d – Número de dias do ano

nyr – Vida Útil do Equipamentos

O&M – Operação e Manutenção

P – Perdas ao Meio

PER(d,h,j) – Perda da utilidade j no período (d,h)

PNOM – Potência Nominal

PRO(d,h,j) – Produção da utilidade j no período (d,h)

PROD(d,h,i) – Potência Produzida Pela Tecnologia i, em uma determinada hora h do dia d

t_0 – Temperatura Ambiente

TCAQ – Trocador de Calor Água Quente → Água de Refrigeração

TCVA – Trocador de Calor Vapor → Água Quente

TEC(i) – Número de Equipamentos Instalados

TRAR – Torre de Resfriamento

V – Venda

VA – Vapor

VEN(d,h,j) – Venda da utilidade j no período (d,h)

YTUC(i,j) – Variável Binária 1/0 que indica que a tecnologia i consome a utilidade

j

YTUP(i,j) – Variável Binária 1/0 que indica que a tecnologia i produz ou não produz a utilidade j

YUD(j) – Variável Binária 1/0 que indica a possibilidade de demanda da utilidade j

YUP(j) – Variável Binária 1/0 que indica a possibilidade de compra da utilidade j

YUS(j) – Variável Binária 1/0 que indica a possibilidade de venda da utilidade j

YUW(j) – Variável Binária 1/0 que indica a possibilidade de perda da utilidade j

ΔT – Variação de Temperatura

$\dot{Q}$ – Fluxo de Calor

$\dot{m}$ – Fluxo de Massa

λ – Condutividade Térmica

ρ - Densidade

c – Calor Específico

1. INTRODUÇÃO GERAL

O termo sustentabilidade tem estado muito presente nos meios de comunicação, nas escolas, na política e em todos os espaços sociais. Existem vários conceitos para esse termo: Lourenço e Carvalho (2013) apresentam um conceito de sustentabilidade ou de desenvolvimento sustentável como uma maneira de atender às necessidades do presente sem comprometer a possibilidade das gerações futuras de atenderem as suas próprias necessidades. No setor energético, a tendência global é a busca de uma matriz energética renovável, uma redução no uso de combustíveis fósseis e um uso de energia de forma adequada, sem desperdícios. Uma das formas de alcançar a sustentabilidade energética é a substituição progressiva das fontes de energia convencionais (combustíveis fósseis) por fontes alternativas, como a solar e a eólica. Também pode-se aproveitar a energia térmica rejeitada ao meio ambiente, por meio da aplicação de técnicas de integração térmica e cogeração. Liposcak, Afgan e Carvalho (2006), apresentam alguns indicadores de sustentabilidade de cogeração; tais indicadores são definidos, calculados, e podem ser usados como ferramentas para a avaliação da sustentabilidade de sistema de cogeração específico.

As mudanças climáticas, o aumento da temperatura média no planeta, o efeito estufa, e o derretimento das geleiras e calota polares são consequências das interações do homem com a natureza. A revolução industrial trouxe para a humanidade o desenvolvimento, mas também houve um consumo intensificado de combustíveis fósseis, e aumentos nas emissões de gases de efeito estufa, poluição das águas e na produção de resíduos sólidos urbanos. Toda essa problemática vem sendo discutida em conferências internacionais com o objetivo de encontrar o desenvolvimento sustentável e diminuir principalmente as emissões de gases para a atmosfera, reduzindo os danos causados.

De toda energia ofertada no Brasil, apenas 39,4% é renovável (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2015). Houve um aumento de 3,1% na energia demandada no país e o gás natural e derivados de petróleo representaram 80% desse crescimento em 2015 (EPE, 2015). Na matriz elétrica brasileira, a energia oriunda da fonte hidráulica possui uma parcela significativa, cerca de 60%, apesar de que houve uma redução da oferta por três anos consecutivos (EPE, 2015). Essa redução foi causada pela condição hidrológica

desfavorável observada nos últimos anos, e tal redução foi suprida com a geração térmica, o que afeta negativamente o preço final da energia elétrica. Foi registrado um aumento de 2,9% no consumo final de eletricidade do país no ano de 2014 (EPE, 2015). Os setores que mais contribuíram para o crescimento da demanda de eletricidade do país foram o residencial (5,7%) e o comercial (7,4%) (EPE, 2015). Houve um aumento de 5,7% de emissões de CO₂ entre 2013 e 2014, e o setor residencial foi responsável por emitir 3,7% de todo CO₂ emitido no país (EPE, 2015). Diante desse cenário, a utilização de energia de forma eficiente, evitando seu desperdício, se torna um ponto importante para alcançar a sustentabilidade energética no ambiente residencial e a redução de custos associados ao seu consumo.

Este trabalho apresenta um modelo de otimização, baseado em Programação Linear Inteira Mista, que minimiza os custos anuais associados ao fornecimento de energia para um edifício residencial localizado em João Pessoa-Paraíba. A compra de utilidades energéticas, o preço dos equipamentos, os custos envolvidos com instalação e os aspectos legais envolvidos no processo foram considerados.

Em problemas de otimização busca-se maximizar ou minimizar uma quantidade específica, chamada objetivo, que depende de um número finito de variáveis de entrada. Estas variáveis podem ser independentes umas das outras ou podem ser relacionadas por meio de uma ou mais restrições. Programação Linear é um caso particular dos modelos de programação em que as variáveis são contínuas e apresentam comportamento linear, tanto em relação às restrições como à função objetivo. A Programação Inteira pode ser entendida como um caso específico da Programação Linear e se caracteriza no momento em que qualquer variável não puder assumir valores contínuos, ficando condicionada a assumir valores discretos (PRADO, 1998).

2. OBJETIVOS

2.1.OBJETIVO GERAL

Realizar a síntese ou uma composição e otimização de um sistema de fornecimento de energia que atenda às demandas energéticas de um condomínio residencial.

2.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dimensionar as demandas de um condomínio residencial, estimando as cargas energéticas e depois simulando cargas térmicas com o software Energy Plus.
- Propor uma superestrutura para fornecimento de energia que satisfaça as demandas energéticas do centro consumidor, verificando as condições ou possibilidades de conexão à rede elétrica.
- Adaptar um modelo de otimização, baseado em Programação Linear Inteira Mista, que satisfaça às demandas energéticas do centro consumidor com base na superestrutura definida no ponto anterior;
- Otimizar o sistema de fornecimento energético, minimizando os custos anuais, considerando os aspectos técnicos, econômicos e legais da instalação;
- Realizar análises de sensibilidade de modo a avaliar a estabilidade da solução ótima encontrada.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia elétrica no Brasil é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem a finalidade de fiscalizar e coordenar a produção, transmissão e comercialização dessa energia (BRASIL, 2012). Em edifícios, o fornecimento de energia elétrica pode ser dado de forma convencional, com as demandas sendo atendidas exclusivamente pela concessionária, ou pode-se utilizar técnicas de integração energética e cogeração para o fornecimento de energia.

A integração energética é uma metodologia de projeto orientada a processos e melhoria nos sistemas de produção, efetuando uma análise termodinâmica e econômica, desde os processos individuais até a planta completa e enfatizando o uso eficiente de recursos consumidos (SERRA et al., 2007). A integração energética combina as necessidades e enfatiza o processo por inteiro, considerando as interações entre processos do sistema.

As edificações das classes residencial, comercial e poder público representam grande parte da parcela do consumo de energia elétrica no Brasil, atualmente cerca de 50%(INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO, 2016). Grande parte dessa energia é consumida para prover conforto ambiental aos usuários (INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA - INMETRO, 2016). De acordo com Castro e Montini (2010) o consumo residencial de energia elétrica vem tendo um crescimento médio anual de 4,7% e esse consumo tem aumentado em taxas maiores nos últimos anos. Esse fato é causado pelo aumento do número de consumidores, aumento da renda aliado ao crescimento da venda de aparelhos eletrodoméstico bem como o maior consumo médio por família. A Figura 3.1 apresenta um diagrama de Sankey, apresentado pelo Balanço Energético Nacional 2015, que mostra o setor residencial como o segundo maior responsável pelo consumo de eletricidade do Brasil em 2015. Apesar da importância das edificações residenciais no setor energético, Garcia (2006) diz que o setor da construção civil tem uma tradição pobre na análise energética e muitas vezes é bastante complicado integrar uma equipe de arquitetos e engenheiros trabalhando juntos no projeto de um edifício. A ausência de estudos energético nas edificações pode trazer resultados insatisfatório por longo tempo se

considerarmos o tempo de vida dos edifícios. Devido a esses fatores, um estudo energético nesse setor se mostra muito conveniente.

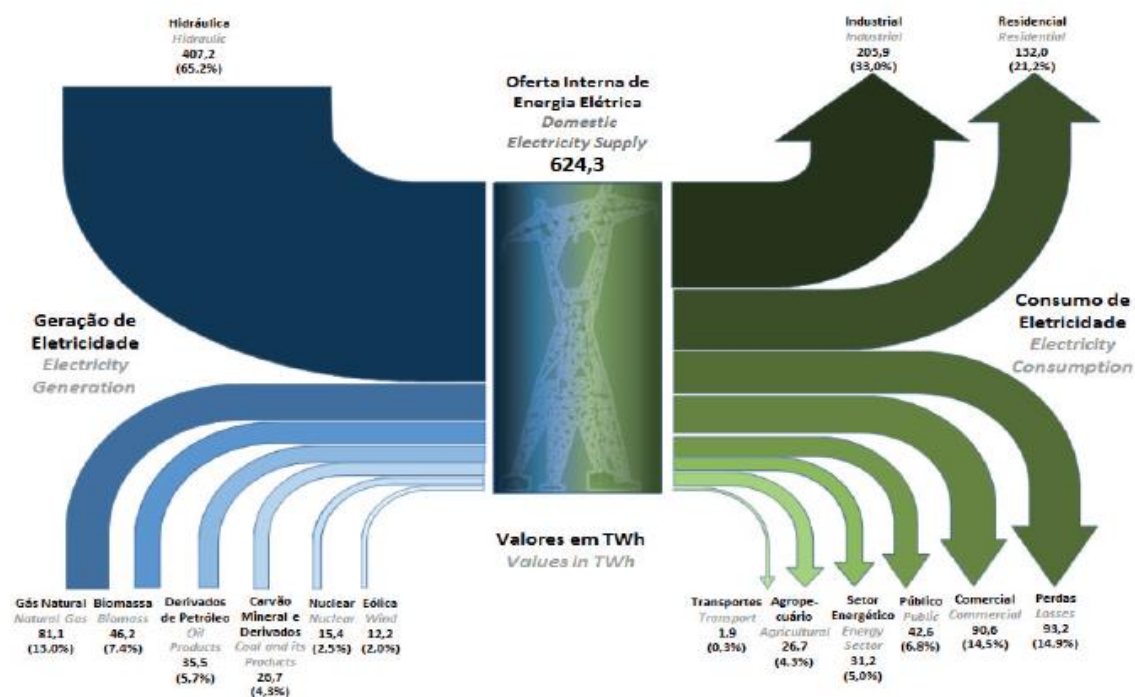


Figura 3.1: Fluxo de eletricidade (EPE, 2015).

A *International Energy Agency* (2012) mencionou que a eletricidade vai ser responsável por 65% do consumo de energia nos edifícios brasileiros em 2050 (49% a mais que em 2012), devido ao aumento no consumo de eletrodomésticos e eletroportáteis e proliferação de equipamentos eletroeletrônicos. Como resultado, a descarbonização do setor elétrico vai ter um papel importante na redução de emissões de CO₂ e vai ajudar a reduzir 51% das emissões (IEA, 2012)(Figura 3.2). Melhorias na eficiência energética e substituição de combustíveis vão ajudar a contribuir com 47% das reduções nas emissões (IEA, 2012).Especificamente no setor residencial, Figueiredo, Carvalho e Carvalho (2015) discutiram estratégias de condicionamento passivo para uma residência localizada em João Pessoa, Paraíba.

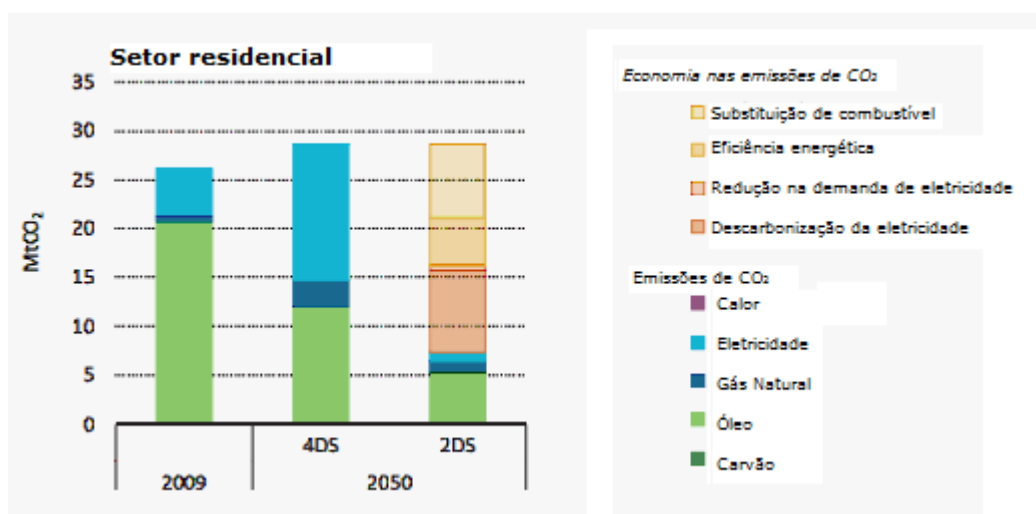


Figura 3.2: Potencial de redução das emissões de CO₂ no setor residencial brasileiro, em 2050 (adaptado de IEA, 2012).

Então a cada dia fica mais evidente que o mundo caminha em direção a um futuro energeticamente mais sustentável (ou menos agressivo em relação ao meio ambiente). Apesar das iniciativas tomadas por diversos governos e esforços realizados por empresas "verdes" desde muito antes, as emissões de CO₂ aumentaram 20% entre 1996 e 2006 e se estima que as emissões em 2050 duplicarão os valores de 2006 (IEA, 2012). Esse cenário tão alarmante pode ser parcialmente evitado ao utilizar-se a cogeração para aumentar a eficiência do fornecimento de energia (LOZANO; RAMOS, 2007).

A cogeração, por se tratar de uma produção integrada de energia térmica e energia elétrica, se torna uma alternativa para reduzir as emissões de gases de efeito estufa por meio da redução do consumo de energia elétrica. Dessa forma, a cogeração surge com mais uma forma de contribuir com a sustentabilidade no setor residencial, utilizando de forma mais eficiente os recursos naturais.

A maioria das edificações apresenta grande desperdício de energia, por não considerar os importantes avanços ocorridos nas áreas de arquitetura bioclimática, materiais, equipamentos e tecnologias construtivas que permitam um melhor uso da eletricidade, sem abrir mão do conforto dos usuários (INMETRO, 2016). Devido a isso, o

INMETRO desenvolveu o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) que fornece ao consumidor informações úteis de eficiência energética da edificação, fazendo disso um ponto de tomada de decisão na hora de adquirir o imóvel. Além disso, edificações mais eficientes promovem a redução do consumo de energia elétrica, gerando economia na fatura de energia durante toda a vida útil do empreendimento (INMETRO, 2016).

3.1 COGERAÇÃO

A cogeração pode ser entendida como uma solução de engenharia, podendo ser utilizada em diversos tipos de setores consumidor de energia. Segundo Pereira (2009) cogeração pode ser definida como a geração simultânea, e combinada, de duas ou mais formas de energia, a partir de uma mesma fonte. Como resultado, a cogeração fornece um maior aproveitamento da energia contida nessa fonte, e como consequência, ela traz uma redução de custos (HORLOCK, 1987).

A cogeração consegue aproveitar 80% da disponibilidade energética, "utilizando" melhor o recurso energético (combustível), em comparação a aproximadamente 30% obtidos na geração individual elétrica (DEL CARLO, 2013). Segundo Barja (2006), os avanços tecnológicos trouxeram competitividade aos sistemas de cogeração de pequeno porte, concorrendo em eficiência e oferecendo uma melhor praticidade na instalação, manutenção e operação quando comparada aos de grande porte.

De acordo com Pereira (2009), os primeiros sistemas de cogeração foram instalados no final do século XIX, embora antes, James Watt já sugeriu o aproveitamento do calor residual das máquinas a vapor. Nessa época, quando o fornecimento de energia de grandes centrais elétricas era raro, consumidores de médio e grande porte tinham suas próprias centrais de geração de energia elétrica. Porém com a redução de custos e com o aumento dessas fontes energéticas, esses consumidores foram abandonando essas instalações. Posteriormente, por volta dos anos 70, em consequência da crise petrolífera, esse aproveitamento combinado de recurso energético voltou a ser incentivado e utilizado. Cogeração foi usado primeiro na indústria por volta de 1900 para suprir necessidades elétricas e térmicas de uma maneira eficiente, logo a poligeração industrial se tornou bem-sucedida com uma longa história de benefícios (CARVALHO, 2011). Hoje, vários estudos

vêm sendo desenvolvidos na área, em busca de uma geração mais limpa, sustentável, com baixo custo e otimizada. A otimização energética dos processos significa minimizar o uso de energia e, conseqüentemente, obter custos reduzidos de operação e aumento de eficiência energética. Pereira (2009) afirma que pelas experiências já realizadas em outros países, acredita-se que sistemas de cogeração são meios eficiente para redução do consumo energético e, simultaneamente, redução de emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE).

A segunda lei da termodinâmica informa que é impossível a construção de uma máquina térmica que converta integralmente o calor em trabalho, ou seja, por mais eficiente que seja essa máquina, sempre ela irá desperdiçar calor para o ambiente. Esse calor pode ser aproveitado pelas técnicas de cogeração. Quando se fala em produção de energia elétrica a partir da queima de um combustível, logo pode-se imaginar o calor rejeitado pelos gases em alta temperatura, proveniente da queima. Esse calor pode ser aproveitado para aquecimento de água, geração de vapor, ou até mesmo para aplicação em sistemas de refrigeração por absorção. Onovwiona e Ugursal (2006) forneceram uma revisão sobre as tecnologias de cogeração de pequena escala, aplicadas em ambientes residencial e comercial, e avaliaram todas essas tecnologias. Dentre as tecnologias avaliadas, estavam o motor de combustão interna, micro-turbinas, célula-combustível e motor stirling. Foi concluído que a cogeração com células de combustível e motor stirling são mais promissores em aplicações em pequena escala, porém os motores de combustão interna possuem uma maior disponibilidade e custo razoável (ONOVWIONA; UGURSAL, 2006). Por outro lado, os motores de combustão interna exigem uma maior manutenção e possuem um maior nível de emissões ambientais do que as outras tecnologias apresentadas.

A cogeração promove uma otimização energética por meio da integração energética. Já em 2004, Nogueira (2004) mencionou duas eras para a cogeração no Brasil, mostradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Cogeração tradicional versus cogeração inovadora (NOGUEIRA, 2004).

	Cogeração tradicional	Cogeração inovadora
Motivação básica	Autosuficiência de energia elétrica	Venda de excedentes e redução de emissões
Equipamento predominante para cogeração	Turbinas a vapor	Turbinas a gás e ciclos combinados
Combustíveis empregados	Residuais (bagaço, cascas, etc.)	Todos
Relação com a concessionária	Operação independente	Operação interligada

Segundo Nogueira (2004), a cogeração em blocos de potências inferiores a 100 kW, para usos residenciais, foi experimentada em diversos países, com perspectivas favoráveis. Para estimular a implementação de projetos de cogeração, algumas medidas foram sugeridas, prevendo um tratamento diferenciado para plantas qualificadas (NOGUEIRA, 2004):

- i) Revisar o marco tributário sobre equipamentos (tributos e depreciação mais acelerada, medida parcial/ introduzida);
- ii) Adequação do marco tarifário para o gás natural (como em SP);
- iii) Definição dos procedimentos de distribuição e de rede para interconexão;
- iv) Definição das tarifas de energia elétrica de backup (Sugestão: 10% acima do valor de fornecimento contínuo, para 98% de disponibilidade, variando com o desempenho).

Em um ambiente residencial, a escolha por um sistema de cogeração pode ser justificada quando há demanda combinada de eletricidade e calor. Em países com necessidade de aquecimento ambiente (invernos frios), é mais clara e direta a alternativa de cogeração. Segundo Sakatsume (2004), é interessante a análise das diferenças climáticas, já que a maior parte da energia a ser aproveitada na cogeração é a energia térmica. Também deve-se analisar como o clima varia ao longo do ano, já que o dimensionamento do sistema de fornecimento de energia dependerá da variabilidade sazonal do clima e das demandas energéticas. O Diagrama de Conforto Humano relaciona a temperatura ambiente e a umidade e indica a necessidade de aquecimento ou refrigeração. Porém, como o Brasil

possui clima mais quente em toda a extensão territorial e em quase todas as épocas do ano, não há demanda expressiva para aquecimento de ambientes. A alternativa é acoplar um trocador de calor para utilizar o calor como fonte de água quente, ou aproveitar esse calor para acionar uma máquina de refrigeração por absorção (trigeração). Mas soluções específicas para cada região e cidades requerem estudos exaustivos e detalhados (SAKATSUME, 2004).

Sakatsume (2004) destacou ainda que a relação entre a demanda térmica e a energia elétrica é de 1 para 3,6 no Brasil; considerando que a relação térmica /elétrica européia para o dimensionamento do microgerador é de 6 para 1, observa-se que claramente a metodologia será outra para dimensionamento de sistemas. As temperaturas no Brasil são mais elevadas, e em muitas épocas do ano não há necessidade de aquecimento e nem refrigeração.

Fica clara a necessidade de priorizar, no caso do Brasil, os microcogeradores que produzam a maior quantidade de energia elétrica possível ou acoplar um sistema de refrigeração por absorção (trigeração), e neste caso um micro-cogador com alta eficiência térmica pode ser mais adequado (SAKATSUME, 2004). Devido a essas dificuldades, são poucos os trabalhos que se concentram em aplicações residenciais da cogeração no Brasil. Aranha (2016), por exemplo, fez uma apresentação geral sobre a cogeração residencial no Brasil (Figura 3.3).

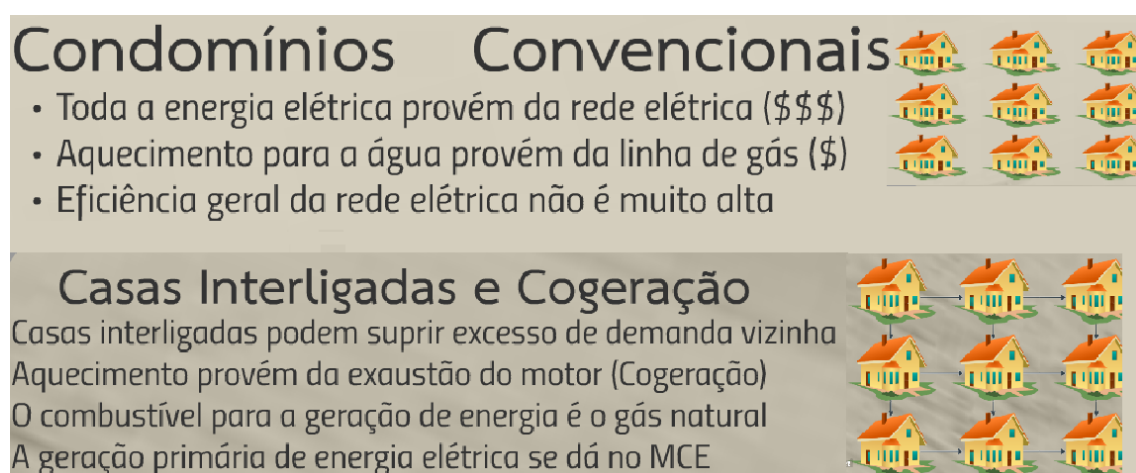


Figura 3.3: Comparação entre condomínios convencionais e casas interligadas com cogeração (adaptado de ARANHA; LEITE, 2016).

Mello, Santos e Domingos (2004) analisaram as vantagens da cogeração e sua correlação com o uso racional e eficiente de energia no Brasil nos setores industrial, residencial e comercial, e verificaram que existem vantagens em relação a outras fontes energéticas (renováveis ou não). O estudo de Sakatsume (2004) apresentou as tecnologias que estavam sendo utilizadas no desenvolvimento dos micro-cogeradores, e discutiu a alternativa energética tanto em relação ao fluxo da energia externa no interior da residência, a seleção do melhor combustível e o impacto dos equipamentos.

Reis (2006) utilizou a análise exergoeconômica para projetar e montar um sistema compacto de cogeração. O trabalho de Pinto (2007) estudou a operação e análise econômica de um sistema de cogeração utilizando microturbina a gás natural em complexos residenciais. Cristiano e Ortega (2009) estudaram a análise econômico-financeira da utilização do gás natural em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais, concluindo com uma metodologia de apoio aos novos usuários do setor predial residencial. Esta metodologia analisou a viabilidade econômico-financeira da utilização do gás natural em alternativa à compra direta de energia elétrica da concessionária, por meio de sistemas de cogeração.

Comercialmente, já se encontram "pacotes" de cogeração residencial disponíveis no mercado. O sistema compacto de cogeração residencial (1 kW_e , 6 kW_{th}) da Honda vendeu 110 mil unidades no mundo todo no período 2003 - 2011. O sistema residencial da COGEN microsystems possui $2,5 \text{ kW}_e$, lançado em 2012 (COGEN MICROSYSTEMS, 2012), enquanto que a ECOPOWER possui unidades entre 2,0 e $4,7 \text{ kW}_e$ (MARATHON ENERGY SYSTEMS, 2011).

Obter uma configuração adequada para o sistema de fornecimento de energia, que atenda às demandas energéticas (eletricidade, calor e refrigeração, por exemplo) terá impactos diretos no consumo de recursos naturais e é indispensável em qualquer empreendimento. A otimização do fornecimento de energia, que incluiu cogeração e trigeração para o setor residencial-comercial já foi estudada por Carvalho, Lozano e Serra (2012), Carvalho, Serra e Lozano (2011a, 2011b), Carvalho *et al.* (2013), e Lozano *et al.* (2007). Sistemas de cogeração foram uma alternativa viável economicamente

em Chacarteguiet *al.* (2015), e sistemas de poligeração foram analisados por Carvalho e Millar (2012) e Carvalho *et al.* (2014).

Dessa forma os sistemas de cogeração de pequeno porte poderiam ser aplicados em vários setores, inclusive no residencial (DEL CARLO, 2013). O setor terciário no Brasil é especialmente interessante para a instalação de pequenos sistemas de cogeração, já que o setor concentra um número significativo de centros consumidores com demandas regulares e estáveis de eletricidade, vapor, água quente e/ou água gelada para refrigeração. Segundo Barja (2006), o mercado de cogeração começou a ganhar espaço, impulsionado pelo cenário de crise no setor de eletricidade no Brasil: a Associação Brasileira da Indústria de Cogeração de Energia estima que cerca de 90% dos novos condomínios de São Paulo já começam a utilizar cogeração.

Em comparação com outros setores econômicos, o setor industrial tem o maior e mais antigo número de sistema de poligeração. O setor industrial é muito dominante em sistema de poligeração pois muitas vezes trabalham em operação contínua e possuem necessidades térmicas e elétricas. Cogeração no setor residencial-comercial tem tido uma expansão limitada, apesar do sucesso das instalações industriais e das fortes evidências de viabilidade de poligeração como uma forma de geração de calor, refrigeração e eletricidade para atender as demandas do setor (CARVALHO, 2011).

3.2 INCENTIVOS E ASPECTOS LEGAIS DA COGERAÇÃO

Segundo Barja (2006), a viabilização da cogeração de pequeno porte no Brasil esbarra numa grande barreira regulatória. Considerando que a cogeração residencial está associada baixos fatores de utilização (grande demanda durante o horário de ponta e consumo reduzido no resto do período), talvez não se justifique o investimento inicial desde um ponto de vista econômico (BARJA, 2006). Caso a normativa brasileira permitisse a venda do excedente (produzido fora de ponta) à rede elétrica, possivelmente o investimento se comprovasse viável economicamente. Não somente o autoprodutor se beneficia, mas também a concessionária, observando a redução da demanda de ponta e o consequente custo evitado de reforços e expansão do sistema de distribuição (BARJA, 2006).

Exemplos de incentivos mencionados por Schechtman (2012) incluem: incentivos Fiscais (descontos no imposto de renda concedidos de acordo com o investimento em projetos de cogeração; programas de depreciação acelerada, etc.), obrigatoriedade de compra pelo sistema elétrico de energia de cogeneradores, tarifas Especiais (tarifas especiais para venda de energia de cogeneradores à rede), subsídios diretos e financiamentos subsidiados, certificados de cogeração transacionáveis, e redução nas tarifas de gás natural para cogeração. Por falta permanentes, a cogeração flutua junto a eventos positivos ou negativos no Brasil (Figura 3.4).

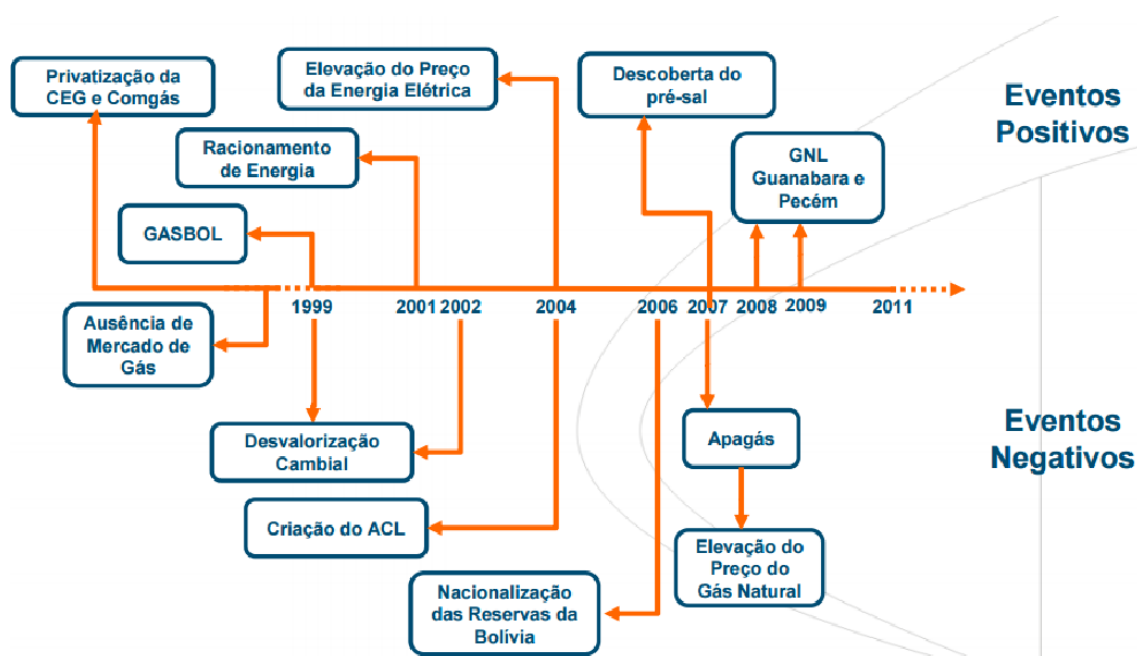


Figura 3.4: Eventos positivos e negativos que afetaram historicamente a cogeração no Brasil (SCHECHTMAN, 2012).

Cada um dos países presente na Figura 3.5 possuía uma abordagem específica, mas um elemento em comum uniu vários países com mercados cogeneradores de sucesso: políticas governamentais focadas no fornecimento de calor e eletricidade. A Figura 3.6 mostra o potencial de participação da cogeração, na produção de eletricidade, quando inserida num cenário de incentivos governamentais. A experiência coletiva demonstrou o que pôde ser alcançado por meio de intervenções políticas bem pensadas e implementadas.

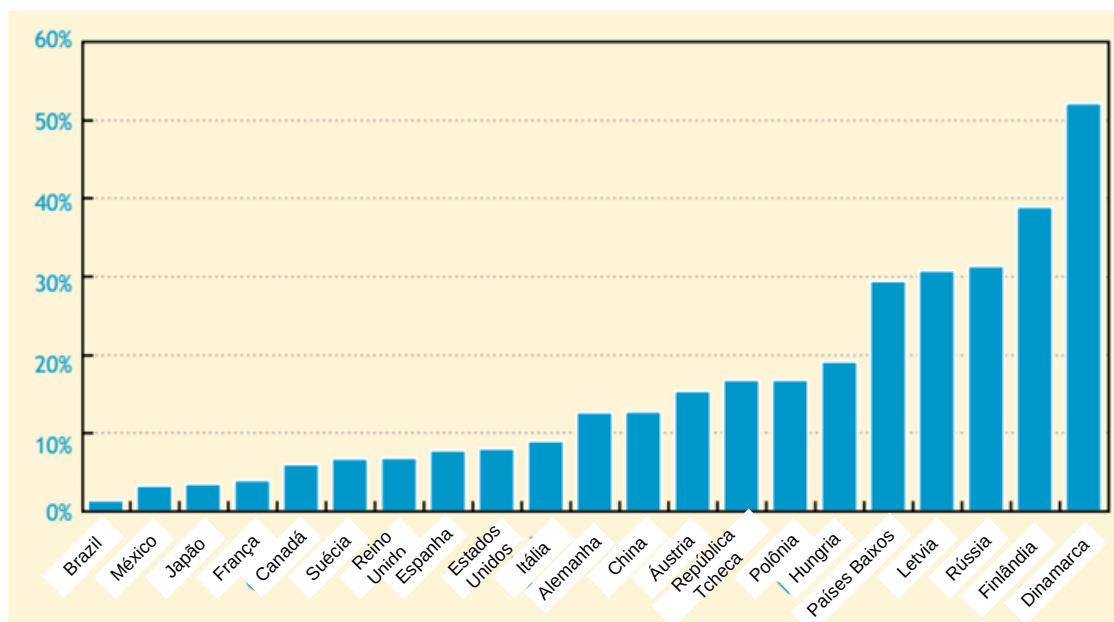


Figura 3.5: Participação da cogeração na produção nacional de eletricidade (adaptado de IEA, 2012).

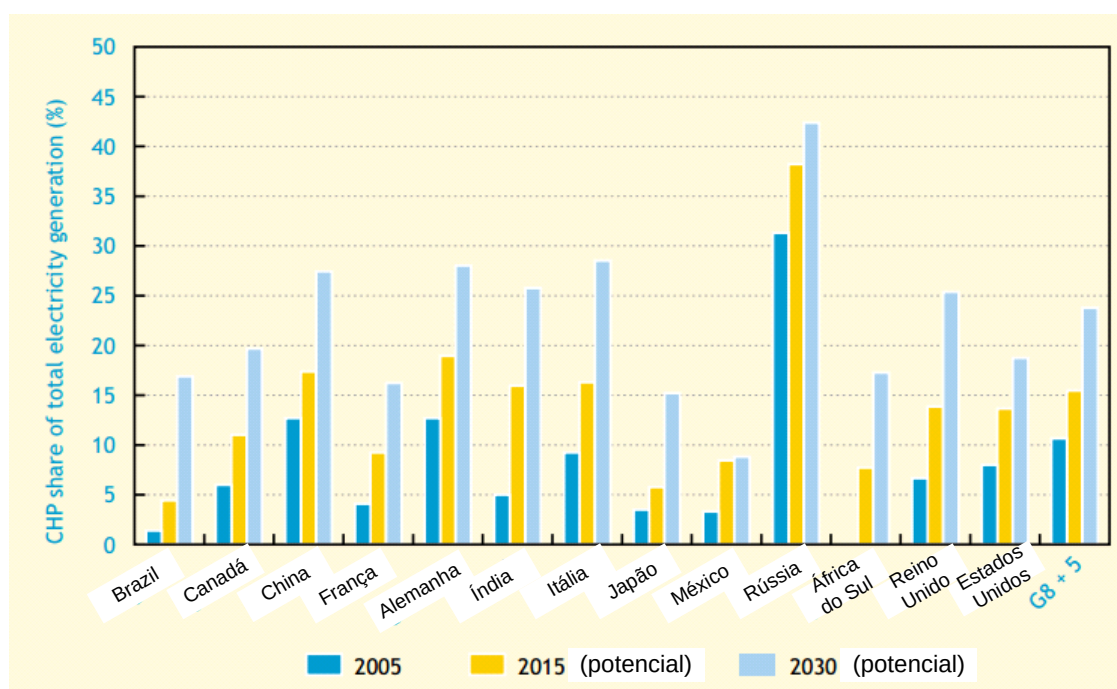


Figura 3.6: Potencial da cogeração em 2015 e 2030, num cenário de incentivos à cogeração. Fonte: (adaptado de IEA, 2012).

Segundo IEA (2012), os sistemas de cogeração são atrativos porque produzem benefícios energéticos, econômicos e ambientais. Esses benefícios se originam do fato que a cogeração produz energia onde de fato é necessária, com alta eficiência energética. Seus benefícios incluem: alta eficiência energética, redução na emissão de CO₂ e outros poluentes, redução de custos para o consumidor, diminuição da necessidade de redes de transmissão e distribuição, uso benéfico de recursos energéticos locais (uso de resíduos, biomassa, recursos geotérmicos, *etc.*) que proporcionam uma transição para um futuro descarbonizado.

Com este amplo leque de vantagens, a cogeração pode ajudar a alcançar importantes metas de políticas públicas, por exemplo (IEA, 2012):

- Para governos e agências de energia nacionais (reduz a dependência na importação de combustíveis fósseis, aumenta a eficiência do sistema);
- Agências ambientais (redução nas emissões de gases de efeito estufa - GEE);
- Departamentos financeiros e fiscais (boa relação custo-eficácia das medidas financeiras para reduzir GEE);
- Governos regionais e locais (melhor desempenho energético e ambiental de edifícios e zonas urbanas); e
- Redes elétricas (melhor estabilidade da rede, menos necessidade de investimentos na infraestrutura).

A Tabela 3.2 resume os principais tipos de apoio financeiro para a cogeração, a relevância e eficácia, e dá exemplo de jurisdições que as implementou com sucesso.

Tabela 3.2: Mecanismos de apoio a cogeração (traduzido de IEA, 2012).

Apoio Financeiro			
	Contrato de oferta padrão	Subsídios de capacidade	Suporte físico
Objetivos políticos	- Promover maior certeza para investidores do CHP - Aumentar a eficiência operacional das novas e existentes plantas de CHP.	- Ajudar organizações centradas no capital a investir em CHP e aumentar a performance energética - Facilitar a introdução no mercado de tecnologias de baixo carbono, como a CHP, renovável e a micro-CHP.	-Prover maior certeza para investidores em CHP/DHC -Incentivar organizações a investir em sistemas eficientes de CHP e DHC.
Fatores de sucesso – o que faz isso funcionar?	- O valor das tarifas deve permitir um retorno suficiente para atrair investimento. - Contratos de longo prazo para promover segurança de investimento. 10 a 20 anos.	- Mirar em desenvolvedores em potencial que não tem acesso a financiamento - Avaliar regularmente o nível de subsidio para refletir as mudanças tecnológicas e as condições do mercado.	- Usar depreciação acelerada para suporte de investimento e incentivos fiscais de combustível ou carbono para suporte operacional - Minimizar despesas gerais administrativas para desenvolvedor CHP/DHC.
Onde tem sido usado?	Europa: Portugal, Espanha, Alemanha, Holanda, Republica Tcheca, Dinamarca E Hungria América Do Norte: Ontario (Canadá) Ásia: Índia.	Europa: Holanda, Italia, Espanha, Belgica. América Do Norte: vários estados dos EUA Canada Ásia: China (Xangai), Índia, Coreia Do Sul E Japao	Europa: Holanda, Suecia, Belgica, Italia, Alemanha, Reino Unido América Do Norte: Estados Unidos Ásia: Coreia Do Sul, Índia E Japao.
Melhores exemplos práticos	- Alemanha: biogás CHP recebe um contrato de tarifa padrão através do Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) adicionado a Europa 27.67c por kWh no preço da energia. Essa política tem sido o fator principal de suporte a capacidade de crescimento do biogás, indo de menos de 200 MW de eletricidade em 2000 para mais de 1200 em 2007	- Estados Unidos: instalações anuais de CHP em Nova Iorque triplicaram após subsídios ficarem disponíveis em 2001, apoiados por preços altos em eletricidade - Japão: subsídios governamentais tornaram o Japão o primeiro país do mundo com um mercado comercial de micro-CHP – mais de 60000 unidades foram	Holanda: políticas de CHP alcançaram mais de 4 mt CO₂-eq. Emissões de GEE reduziram em 1990. A EIA, um credito de investimento fiscal alcançou sua parte a um custo de EUR 9 por t CO₂-eq. - Suécia: isenção de taxas de combustível e carbono sublinham o sucesso do desenvolvimento do DHC.

Segundo Brasil (2015), as unidades consumidoras podem ser caracterizadas como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e consumo remoto. O empreendimento com múltiplas unidades consumidoras é caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (BRASIL, 2015). A geração compartilhada é caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (BRASIL, 2015). Já o autoconsumo remoto é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (BRASIL, 2015). A Figura 3.7 apresenta os requisitos administrativos previstos pela legislação brasileira.

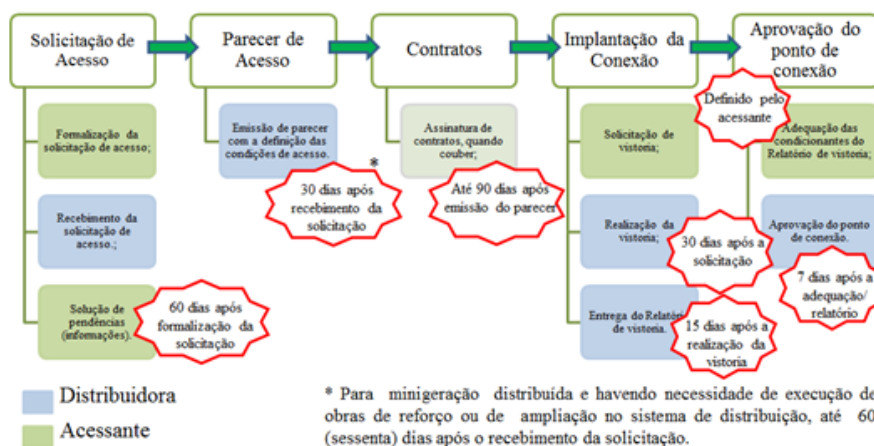


Figura 3.7: Procedimento para solicitação de acesso à rede de distribuição da empresa distribuidora. Fonte: (DELGADO; CARVALHO, 2015).

Na Espanha, por exemplo, a legislação permite a exportação de eletricidade cogenerada a tarifas competitivas, e a otimização de sistemas de fornecimento de energia pode-se utilizar da estratégia de operação dos grupos geradores a plena carga o tempo todo para exportar eletricidade à rede elétrica quando a produção for maior que a demanda. Neste caso, o sistema de cogeração pode ser uma fonte de renda (LOZANO, et al., 2009) resiliente a variações nos preços dos recursos energéticos e taxas econômicas (CARVALHO et al, 2013).

Delgado e Carvalho (2015), estudaram o modelo regulatório da microgeração e minigeração distribuída no Brasil, com base no direito comparado. Já Delgado et al. (2015) e Carvalho, Delgado e Chacartegui (2015) verificaram a possibilidade de instalação de painéis fotovoltaicos na otimização do fornecimento de energia a um hospital, considerando a normativa da ANEEL para exportação de eletricidade no sistema compensatório. A gama de agentes envolvidos nas principais oportunidades de investimentos e de negócios, relacionadas com as vantagens da utilização dos sistemas de cogeração residencial pode ser visualizada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Benefícios e oportunidades da cogeração residencial no Brasil. Fonte: Associação da Indústria de Cogeração de Energia (2015).

Agentes da cadeia de cogeração	Benefícios e oportunidades da cogeração						
	Menor Custo	Maior Confiabilidade	Melhor Qualidade	Evita T&D	Maior Eficiência	Meio Ambiente	Mais Emprego
Cliente de energia (elétrica e térmica)	X	X	X		X	X	X
Concessionária de energia			X	X			X
Fornecedor de equipamentos	X		X				X
Empresas de manutenção e operação			X				X
Empresas de engenharia			X				X
Sociedade	X	X	X	X	X	X	X

T&D: Transmissão e distribuição

3.3. PROGRAMAÇÃO LINEAR E OTIMIZAÇÃO

Arenales (2007) define os modelos de Programação Matemática como um tipo de modelo matemático que procura representar o problema real. São exemplos de Programação Matemática (otimização matemática): a Programação Linear (otimização linear) e a Programação Quadrática (otimização quadrática), que é um tipo de Programação Não - Linear (otimização não-linear). Em um modelo de programação linear as relações matemáticas (equações) são todas lineares, e este tipo de programação se insere dentro dos métodos de programação matemática.

Os métodos de Programação Matemática fornecem modelos, na sua maioria determinísticos, normativos (e otimizantes), visando problemas de decisão, bem estruturados, onde o grande desafio é a natureza combinatória das soluções (EHRlich, 2004). Programação linear se apresenta como um método científico de tomada de decisão, que começa descrevendo um sistema por intermédio de um modelo e depois manipula o modelo para descobrir o melhor modo de operar esse sistema (FROSSARD, 2009). Ou seja, o modelo de programação linear visa determinar o valor ótimo de uma função linear,

dando um conjunto de restrições lineares. Um modelo matemático de programação linear é composto de uma função objetivo e de restrições técnicas representadas por um grupo de inequações também lineares. A função objetivo mede a eficiência e desempenho do sistema (no caso de maximização, por exemplo, pode medir a geração de lucro). As restrições garantem que essas soluções estão de acordo com as limitações técnicas impostas pelo sistema (FROSSARD, 2009).

Para o problema de Programação Linear Inteira, há uma técnica particular de solução, chamada de Método *Branch-and-Bound*, que se baseia na montagem de um diagrama tipo árvore, em que cada ramo é uma opção de solução inteira. Todos os ramos são testados, e para cada tentativa, o Método Simplex é utilizado. Se todas as variáveis forem inteiras, então esse problema pode ser classificado como de Programação Inteira Pura. Se todas as variáveis forem 0 ou 1, o problema é classificado de Programação Binária ou um Programação de Inteiros 0-1. Se parte das variáveis forem números inteiros, então o problema é chamado Programação Inteira Mista (SOUZA NETO, 2016).

O *Branch-and-Bound* é definido como um algoritmo baseado no processo de partição e conquista, que consiste em quebrar um problema difícil em vários problemas menores, de fácil resolução, para posteriormente juntar as informações obtidas para resolver o problema original. A enumeração sistemática das possíveis soluções é feita procurando sempre eliminar grupos de soluções menos proveitosas (VILELA, 2008).

Menco (2013) apresenta um procedimento para o método *Branch-and-Bound* em seis passos:

Passo 1: Resolver o problema original usando programação linear, por exemplo, pelo método Simplex. Se a resposta satisfaz a restrição inteira, esta é a solução ótima. Sendo assim, pare, senão, ir ao passo 2.

Passo 2: Encontrar uma solução viável que preencha a restrição inteira para uso como um limite superior. Usualmente para isso, arredonda-se a variável.

Passo 3: Ramificar pela variável de decisão do passo 1 que não tenha um valor inteiro. Caso todas as variáveis não sejam inteiras, iniciar a ramificação pela de maior valor do resíduo decimal. Dividir o problema em dois subproblemas

baseados nos valores inteiros que estão imediatamente abaixo ou acima do valor não inteiro. Esses limites deverão ser colocados na restrição do problema.

Passo 4 : Criar nós no topo desses novos ramos pela solução dos novos problemas.

Passo 5 → a. Se um ramo leva a uma solução inviável por programação linear, descarte o nó para continuidade da análise. b. Se um ramo leva a uma solução viável por programação linear, mas não é uma solução inteira vá para o passo 6. c. Se o ramo leva a uma solução inteira viável, examine o valor da função objetivo. Se este valor é igual ao limite inferior, uma solução ótima foi alcançada. Se ele não é igual ao limite inferior, mas ele é menor que o limite superior, adote-o como um novo limite superior e vá para o passo 6. Finalmente, se ele é maior que o limite superior, descarte esse ramo.

Passo 6 → Examine ambos os ramos novamente e adote como limite superior o valor máximo da função objetivo para todos os nós finais. Se o limite inferior é igual ao limite superior, pare. Senão, volte ao passo 3.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. ESTUDO DE CASO

O primeiro passo para a síntese e otimização de um sistema de fornecimento de energia foi estabelecer as demandas do centro consumidor. Simulou-se uma edificação residencial, com sua localização escolhida para a cidade de João Pessoa, latitude $-7,11^\circ$ e longitude $-34,86^\circ$, com 20 pavimentos, cada pavimento com dois apartamentos de 92 m^2 , com o objetivo de obter as demandas térmicas e de energia elétrica. O tamanho e divisões internas dos apartamentos foram escolhidos com base em apartamentos usados pela classe média de João Pessoa-Paraíba.

Para realizar essa simulação utilizaram-se dados climáticos do município de João Pessoa, produzidos pela Associação Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído (ANTAC) a partir de dados registrados por estações climatológicas do INMET (RORIZ, 2012).

O software utilizado para simulação do edifício residencial e obtenção das demandas energéticas foi o *Energyplus* (DOE; BTO, 2017). O EnergyPlus é um programa computacional, criado a partir dos programas BLAST e DOE-2 e distribuído pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (MELO; WESTPHAL; MATOS, 2009), sendo bastante utilizado por pesquisadores ou projetistas que queiram avaliar o desempenho termoenergético de edificações.

O *Energyplus* analisa o desempenho da edificação a partir de várias opções escolhidas, tais como: materiais empregados na construção, projeto arquitetônico, período de uso dos equipamentos elétricos e condicionamento de ar. O software calcula a energia requerida para resfriar ou aquecer o edifício, usando uma variedade de sistemas e fonte de energia. Cargas elétricas podem ser inseridas na edificação e o software emite relatórios de saídas com variáveis reajustáveis pelo usuário em intervalos de tempo definidos. Baseado dos dados de construção da edificação, arquivo climático da região onde a edificação se encontra, nos dias e nos sistemas mecânicos associados, o *Energyplus* calcula a energia baseado no balanço de energia, permitindo o cálculo simultâneo dos efeitos radiantes e convectivos na superfície interior e exterior, durante cada intervalo de tempo.

Algumas hipóteses são levadas em consideração, como: Temperatura das superfícies uniformes; Condução no interior da parede; O ambiente apresenta temperatura uniforme e troca de radiação entre as superfícies.

Segundo LBNL (2010, apud SCHAEGLER, 2014), Energyplus é escrito em linguagem de programação Fortran 90 e possui uma estrutura modular bem definida facilitando a comunicação com outros programas além da adição de rotinas e módulos.

Para a modelagem da superfície externa tem-se que o fluxo condutivo através dos materiais da parede (Q_{cond}) é igual à soma das quantidades de radiação solar absorvida pela superfície (Q_{SWrad}), radiação térmica trocada entre a superfície e seu entorno – radiação de onda longa (Q_{LWrad}) e energia trocada por convecção entre a superfície (Q_{conv}), conforme a equação 4.1 (SCHAEGLER, 2014).

$$Q_{SWrad} + Q_{LWrad} + Q_{conv} + Q_{cond} = 0 \quad (4.1)$$

A equação do balanço de energia da superfície interna é dada pela equação 4.2. Onde Q_{solar} é a quantidade de radiação solar absorvida pela superfície interna, $Q_{SWlights}$ é a quantidade de radiação de ondas curtas de lâmpadas absorvida pela superfície, $Q_{LWradExch}$ é a quantidade de energia térmica que é trocada com outra superfície na zona, $Q_{LWradIntGain}$ é a quantidade de radiação térmica de onda longa de fontes internas de calor, como as pessoas, luzes e equipamentos que é absorvida pela superfície, Q_{conv} é a quantidade de convecção entre a superfície e o ar na zona, e Q_{cond} é a quantidade de energia conduzida entre os materiais de parede (SCHAEDLER, 2014).

$$Q_{Solar} + Q_{SWlights} + Q_{LWradExch} + Q_{LWradIntGain} + Q_{Conv} + Q_{Cond} = 0 \quad (4.2)$$

Um arquivo de saída dxf é gerado como resultado da construção das paredes, portas e janelas no programa. A Figura 4.1 apresenta uma modificação do arquivo dxf gerado.

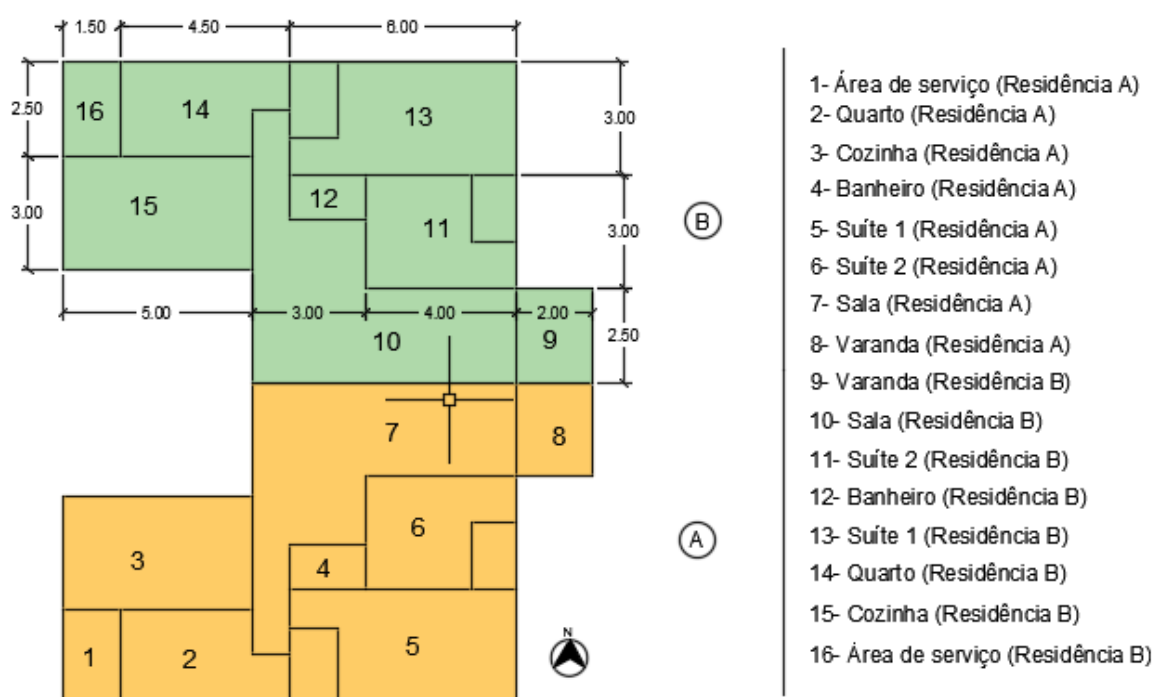


Figura 4.1: Planta baixa do pavimento do edifício.

A Figura 4.1 representa a planta baixa de um pavimento. Os materiais construtivos da parede, porta e janela, foram respectivamente, concreto, madeira e vidro. Foi necessário inserir no software a condutividade, densidade e calor específico desses materiais. Essas propriedades foram inseridas de acordo com a NBR 15220 – Desempenho Térmico das Edificações (Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, 2005), conforme mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Propriedades dos materiais construtivos da parede, porta e janela.

Material	ρ (kg/m ³)	λ (W/m.K)	C (kJ/kg.K)
Concreto (com agregados de pedra)			
Concreto normal	2300	1,75	1,00
Madeiras e derivados			
Madeiras com densidade de massa aparente elevada	900	0,29	1,34
Vidro			
Vidro comum	2500	1,00	0,84

As cargas internas, luzes e equipamentos elétricos foram inseridos no *Energyplus* de acordo com a Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Dados de uso de funcionamento dos equipamentos e iluminação.

---	Iluminação	Televisão	Geladeira	Lavadora de Roupas	Lava-Louça
Quantidade	-	3	1	1	1
Potência	5 W/m ²	90 W	200 W	450 W	1500 W
Funcionamento	Diário	Diário	Diário	Sábados	Diário
Uso	25%	30%	50%	100%	100%
Início do Funcionamento	17:00 h	10:00 h	00:00 h	09:00 h	20:00
Fim do Funcionamento	18:00 h	14:00 h	00:00 h	16:00 h	22:00
Uso	100%	100%	-	-	-
Início do Funcionamento	18:00 h	18:00 h	-	-	--
Fim do Funcionamento	00:00 h	00:00 h	-	-	-

Equipamentos que consomem energia elétrica para atender outras demandas energéticas, como chuveiro elétrico ou equipamento de ar condicionado, não foram considerados como demanda de energia elétrica pois seu uso dependerá da configuração ótima para atender a essas demandas. No termostato do sistema de climatização foi

utilizada uma temperatura máxima de 22°C no período de funcionamento, ou seja, as temperaturas dos quartos e das suítes estão limitadas a 22°C enquanto o sistema estiver funcionando. Com essas informações o *Energyplus* é capaz de quantificar as cargas elétrica e de refrigeração do ambiente.

4.2.DEMANDAS ENERGÉTICAS

Nos edifícios residenciais, consome-se energia elétrica para alimentar os equipamentos elétricos, energia térmica (calor) para aquecimento de água usada nos banhos e aquecimento do ar para conforto ambiental, e refrigeração (frio) para climatizar o ambiente, gerando conforto ambiental.

A quantidade de cada tipo de energia demandada vai depender de alguns fatores. Segundo Castro e Montini (2010) a demanda de energia elétrica é influenciada pela tarifa média da classe de consumo em questão, pela renda do consumidor, pelo preço dos produtos que consomem eletricidade e pelos preços de uma fonte ou bem substituto à energia elétrica. Já para as demandas de energia térmica (calor: água quente ou vapor) e refrigeração (frio) podemos considerar que irão depender da quantidade de pessoas consumidoras dessas utilidades, do tamanho do espaço em questão para aquecer ou resfriar e da localização da edificação.

A demanda energética do edifício residencial objeto de estudo foi resultado da simulação realizada no *Energyplus*. Não foram consideradas demandas de calor para conforto ambiental, somente água quente para chuveiro.

O *Energyplus* forneceu o consumo elétrico total consumido e a energia térmica retirada do ambiente interno (frio) pelo sistema de refrigeração em um período de um ano. Por ano, o total demandado foi 614,2 GJ de energia elétrica e 870,8 GJ de refrigeração. O software permite a saída de variáveis, como a temperatura, energia elétrica e energia térmica por ambiente em intervalos de tempo determinado, durante todos os dias do ano.

O calor utilizado para aquecimento da água para banho foi calculado estabelecendo uma temperatura desejável para água. Segundo Bohn (2008), a temperatura para uso pessoal e banho deve ser entre 35 e 50°C. Foi escolhido 45°C como temperatura desejável

para água. A temperatura do ar externo da edificação foi obtida por meio da simulação da edificação no *Energyplus* e foi adotada como a temperatura da água, considerando que a água está em equilíbrio térmico com o ar. Segundo Bohn (2008), o consumo diário de água quente em apartamentos é de 60 litros por pessoa, por dia. Considerando que cada apartamento da edificação tem 4 pessoas (sendo uma família com um casal e dois filhos), tem-se um consumo de 240 litros diários ou 0,24m³ de água por dia. Segundo Van Wylen, Sonntag e Borgnakke (2004), a massa específica da água é de 997kg/m³ e seu calor específico 4,184kJ/kg.K, o que resulta em 239,28kg de água em cada apartamento, por dia. Foi considerado um consumo de água quente durante duas horas por dia, no período do banho, de 7:00 às 8:00h e de 21:00 às 22:00h, e com esses dados obteve-se um fluxo de água de 0,03323 kg/s. Aplicação da Primeira Lei da Termodinâmica, considerando-se regime permanente e desprezando-se as variações de energia cinética e potencial, resultou na Equação 4.3 que permite calcular o fluxo de calor para cada dia do ano.

$$\dot{Q} = \dot{m}c\Delta T \quad (4.3)$$

$\dot{m}$ é o fluxo de massa (kg/s), c é o calor específico (kJ/kgK), e ΔT é a variação de temperatura da água.

A demanda de eletricidade pode ser dada de forma horária, por meio das cargas inseridas no ambiente (Tabela 4.2). Foi considerado que a refrigeração era utilizada durante 9 horas por dia, de 24:00 às 09:00 h, utilizando a temperatura máxima de referência como 22 °C (conforme apresentado na seção 4.1).

Dessa forma, foi possível obter o resultado das demandas de eletricidade, calor (água quente) e refrigeração para cada dia do ano, hora a hora.

4.3.CENÁRIO LEGAL E ECONÔMICO

Para o caso em que a configuração ótima do sistema baseie-se em cogeração ou trigeração, o sistema instalado deve obedecer, além do cenário econômico estabelecido pelas condições de mercado, às restrições ou condições legais aplicáveis.

4.3.1. Normativa de cogeração

As utilidades produzidas por um sistema de cogeração nem sempre serão consumidas instantaneamente pela unidade consumidora, isso devido a variação na demanda de energia durante o dia.

Geralmente um sistema de cogeração é dimensionado em função da demanda térmica (paridade térmica), e então a produção de eletricidade pode ser inferior ou superior à demanda elétrica, e então o sistema pode exportar ou importar eletricidade da rede elétrica (BARJA, 2006). Por isso que o sistema de cogeração conectado à rede elétrica gera benefícios em relação ao que opera como ilha (sem conexão).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica através da Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 (BRASIL, 2012). Essa normativa foi alterada pela Resolução Aneel n° 687/2015 (BRASIL, 2015).

A microgeração é definida como a central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW e a minigeração é definida como a central geradora com potência instalada entre 75 kW e 5MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica (BRASIL, 2015). O sistema de compensação de energia elétrica é um sistema onde a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (BRASIL, 2015).

Dessa forma, é permitido ao consumidor gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração e fornecer o excedente para a rede de distribuição. Quando a energia gerada em um determinado mês for superior a energia consumida, o consumidor fica com crédito que poderá ser utilizado em meses subsequentes.

A resolução da ANEEL é um fator fundamental para plantas de cogeração aplicadas em ambiente residencial pois ela regulamenta a produção, o transporte e o consumo da energia elétrica. Segundo Barja (2006), mesmo que se observe no estudo de viabilidade de

uma central cogeneradora um grande potencial técnico, econômico e de mercado, o aspecto legal também deve ser considerado, dado que poderá até mesmo inviabilizar a operação da planta por provocar condições anti-econômicas não previstas, fato ocorrido com alguma frequência no país.

A conclusão de Delgado e Carvalho (2015) foi que a resolução normativa nº482 da ANEEL (BRASIL, 2015) é uma norma específica, clara e que detalha a contento os requisitos necessários para a implantação da microgeração ou minigeração distribuída, tanto para o consumidor, quanto para a empresa distribuidora de energia. Em 2015, a ANEEL ampliou as possibilidades para mini e microgeração distribuída, que começaram sua vigência em março de 2016, e será permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada (BRASIL, 2015). Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, os créditos podem ser utilizados nos 60 meses seguintes (BRASIL, 2015a). Também existe a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios e a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores (BRASIL, 2015a).

4.3.2. Tarifa de Energia Elétrica

A Resolução Normativa Nº 414 da ANEEL (BRASIL, 2010) classifica unidades consumidoras de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização de energia elétrica em dois grandes grupos. Essa classificação foi atualizada pela Resolução Normativa Nº 418 da ANEEL (BRASIL, 2010a). O grupo A é caracterizado por unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e o grupo B é caracterizado por unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV.

O grupo A é dividido nos subgrupos:

- Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

- Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

E o grupo B é dividido nos seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – residencial;
- Subgrupo B2 – rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – Iluminação Pública

O conjunto de tarifas aplicáveis as unidades consumidoras, são classificados nas seguintes modalidades:

Modalidade tarifária convencional monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). A fatura de energia elétrica desses consumidores é caracterizada pela multiplicação da tarifa pelo consumo mensal (BRASIL, 2012; PROCEL, 2011):

$$P = T_{consumo} C_{medido} \quad (4.4)$$

P é a parcela pelo consumo, $T_{consumo}$ é a tarifa de consumo, C_{medido} é o consumo medido.

Modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (ponta ou fora de ponta). A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma da parcela referente ao consumo no horário de ponta e fora de ponta (BRASIL, 2012; PROCEL, 2011);

$$P = (T_{ponta} C_{medido na ponta}) + (T_{Fora de ponta} C_{meiddo fora de ponta}) \quad (4.5)$$

P é a Parcela paga pelo consumo na ponta e fora de ponta, T_{ponta} é a Tarifa na ponta, $C_{medido na ponta}$ é o Consumo medido na ponta, $T_{Fora de ponta}$ é a Tarifa fora de ponta, $C_{meiddo fora de ponta}$ é o Consumo medido fora de ponta.

Modalidade tarifária convencional binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). Os sub-grupos A3a, A4 e AS podem se enquadrar nessa estrutura tarifária, desde que sua demanda contratada seja inferior a 300 kW. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma das parcelas referente ao consumo, demanda, e caso exista ultrapassagem da demanda contratada, demanda de ultrapassagem (BRASIL, 2012; PROCEL, 2011);

$$P_{consumo} = T_{consumo} C_{medido} \quad (4.6)$$

$$P_{demanda} = T_{demanda} D_{contratada} \quad (4.7)$$

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem} (D_{medida} - D_{contratada}) \quad (4.8)$$

$$P_{total} = P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem} \quad (4.9)$$

$P_{consumo}$ é a parcela paga pelo consumo, $T_{consumo}$ é a tarifa de consumo, C_{medido} é o consumo medido, $P_{demanda}$ é a Parcela paga pela demanda, $T_{demanda}$ é a Tarifa de demanda, $D_{contratada}$ é a Demanda contratada, $P_{ultrapassagem}$ é Parcela paga pela ultrapassagem, $T_{ultrapassagem}$ é a Tarifa de ultrapassagem, D_{medida} é a Demanda medida e $D_{contratada}$ é Demanda contratada.

Modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (ponta ou fora de ponta), assim como de

uma única tarifa de demanda de potência. O enquadramento nessa estrutura tarifária só é possível para os sub-grupos A3a, A4 e AS. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma das parcelas referente ao consumo (na ponta e fora de ponta), demanda, e caso exista ultrapassagem da demanda contratada, demanda de ultrapassagem (BRASIL, 2012; PROCEL, 2011);

$$P = (T_{ponta} C_{medido\ na\ ponta}) + (T_{Fora\ de\ ponta} C_{medido\ fora\ de\ ponta}) \quad (4.10)$$

Onde P é a Parcela paga pelo consumo na ponta e fora de ponta, T_{ponta} é a Tarifa na ponta, $C_{medido\ na\ ponta}$ é o Consumo medido na ponta, $T_{Fora\ de\ ponta}$ é a Tarifa fora de ponta e $C_{medido\ fora\ de\ ponta}$ é o Consumo medido fora de ponta.

$$P_{demanda} = T_{demanda} D_{contratada} \quad (4.11)$$

$P_{demanda}$ é a Parcela paga pela demanda, $T_{demanda}$ é Tarifa de demanda e $D_{contratada}$ é Demanda contratada.

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem} (D_{medida} - D_{contratada}) \quad (4.12)$$

$P_{ultrapassagem}$ é Parcela paga pela ultrapassagem, $T_{ultrapassagem}$ é a Tarifa de ultrapassagem, D_{medida} é Demanda medida e $D_{contratada}$ é Demanda contratada.

$$P_{total} = P + P_{demanda} + P_{ultrapassagem} \quad (4.13)$$

Modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco. O enquadramento nessa estrutura é obrigatório para os sub-grupos A1, A2 e A3 e opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS. A fatura de

energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista ultrapassagem na demanda contratada, demanda de ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta (BRASIL, 2012; PROCEL, 2011).

$$P_C = (T_{ponta} C_{medido\ na\ ponta}) + (T_{Fora\ de\ ponta} C_{medido\ fora\ de\ ponta}) \quad (4.14)$$

P_C é a Parcela paga pelo consumo na ponta e fora de ponta, T_{ponta} é a Tarifa na ponta, $C_{medido\ na\ ponta}$ é o Consumo medido na ponta, $T_{Fora\ de\ ponta}$ é a Tarifa fora de ponta e $C_{medido\ fora\ de\ ponta}$ é o Consumo medido fora de ponta.

$$P_D = (T_{D.\ ponta} D_{C.\ ponta}) + (T_{D.\ Fora\ de\ ponta} D_{C.\ fora\ de\ ponta}) \quad (4.15)$$

Onde P_D é a Parcela paga pela demanda na ponta e fora de ponta, T_{ponta} é a Tarifa de demanda na ponta, $D_{C.ponta}$ é a Demanda contratada na ponta, $T_{D.\ Fora\ de\ ponta}$ é a Tarifa de demanda fora de ponta e $D_{C.\ fora\ de\ ponta}$ é a Demanda contratada fora de ponta.

$$P_{ultrapassagem} = T_{ul.ponta} (D_{m.ponta} - D_{C.ponta}) + T_{ul.foradepona} (D_{m.fora\ de\ ponta} - D_{C.fora\ de\ ponta}) \quad (4.16)$$

$P_{ultrapassagem}$ é a Parcela paga pela ultrapassagem da demanda contratada, $T_{ul.ponta}$ é a Tarifa de ultrapassagem de demanda na ponta, $D_{m.ponta}$ é a Demanda medida na ponta, $D_{C.ponta}$ é a Demanda contratada na ponta, $T_{ul.fora\ de\ ponta}$ é a Tarifa de ultrapassagem de demanda fora de ponta, $D_{m.fora\ de\ ponta}$ é a Demanda medida fora de ponta e $D_{C.\ fora\ de\ ponta}$ é a Demanda contratada fora de ponta.

$$P_{total} = P_C + P_D + P_{ultrapassagem} \quad (4.17)$$

A modalidade tarifária horária branca é uma opção para os consumidores do grupo B que querem pagar valores diferenciados em função da hora e do dia da semana, que só será implantada na Paraíba a partir de 2018. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca vai variar em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. O horário de ponta é constituído de 3 horas consecutivas durante o dia, o horário intermediário é constituído de duas horas, sendo uma hora antes e outra hora após o horário de ponta e os demais horários é o horário fora de ponta. No horário de ponta e intermediário, as tarifas de energia são mais caras. O horário fora de ponta a tarifa de energia é mais barata comparado com os demais horários. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta. Essa modalidade tarifária é vantajosa para os consumidores que priorizam e criam hábitos para o uso de energia fora do horário de ponta e diminuem do uso de energia elétrica no período de ponta e intermediário. Dessa forma, os consumidores têm a oportunidade de reduzir o valor pago na conta de energia elétrica.

Em João Pessoa, a empresa responsável pela distribuição e comercialização de energia elétrica é a Energisa (ENERGISA, 2017). A Energisa estabelece cinco classes de modalidade tarifária convencional residencial. A Residencial Sem Benefício custa 0,44206 R\$/kWh, a Residencial BR (baixa renda) - Consumo até 30 kWh, que custa 0,14822 R\$/kWh, a Residencial BR- Consumo de 31 a 100 kWh, que custa 0,25410 R\$/kWh, a Residencial BR- Consumo de 101 a 220 kWh, que custa 0,38115 R\$/KWh e a Residencial BR- Consumo Acima de 220 kWh, que custa 0,42351 (ENERGISA, 2017). Para o estudo aqui realizado, foi considerado que o edifício residencial se encaixava na Modalidade Residencial Sem Benefício, 0,44206 R\$/kWh.

4.3.3. Tarifa de Gás Natural

A empresa responsável pela comercialização e distribuição de gás natural em João Pessoa é a PBGÁS (PBGÁS, 2017). A tarifa de gás natural é dividida em 7 grupos, são eles: residencial, industrial, comercial, veicular, comprimido, EBVA (Energético de Baixo Valor Agregado) e geração distribuída (ARPB, 2017). O preço da tarifa de gás natural foi ajustado pela Resolução ARPB nº 02/2017 (ARPB, 2017). Para o setor residencial há 8 classes de tarifa, de acordo com o consumo de gás de natural (Figura 4.2). Para esse

trabalho foi considerado um consumo médio entre 100 a 200 m³/mês, classe 4, com tarifa de 3,5392 R\$/m³.

Classe	Volume m ³ /mês	Tarifas sem tributos		Tarifas com tributos	
		Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0,00 a 20,00 m ³	70.8300	0,0000	78.3600	0,0000
2	0,01 a 50,00 m ³	0,0000	3.2774	0,0000	3.9178
3	50,01 a 100,00 m ³	0,0000	3.0227	0,0000	3.6371
4	100,01 a 200,00 m ³	0,0000	2.9338	0,0000	3.5392
5	200,01 a 400,00 m ³	0,0000	2.8221	0,0000	3.4161
6	400,01 a 800,00 m ³	0,0000	2.7328	0,0000	3.3176
7	800,01 a 1.500,00 m ³	0,0000	2.6077	0,0000	3.1798
8	> 1.500,00 m ³	0,0000	2.5519	0,0000	3.1183

Figura 4.2: Tarifas de gás natural (PBGÁS 2017).

4.4.EQUIPAMENTOS

Uma vez definido o cenário econômico e a normativa legal correspondente ao local de instalação do sistema energético, deve-se definir a superestrutura do sistema de fornecimento de energia.

A superestrutura de fornecimento do sistema foi definido da seguinte maneira, a demanda de eletricidade podendo ser atendida pela concessionária ou por um grupo gerador que pudesse injetar o excedente a rede elétrica. A demanda de calor poderia ser atendida através de um calor cogerado do grupo gerador, ou através de caldeira de água quente ou vapor a energia elétrica e gás natural e a demanda de refrigeração poderia ser atendida por um chiller mecânico ou através de um chiller de absorção.

Nesta seção apresentam-se as características técnicas e econômicas dos equipamentos considerados para construção da superestrutura. Os equipamentos considerados foram: grupo gerador a gás natural, caldeira de vapor a gás natural, caldeira de vapor a energia elétrica, trocador de calor vapor → água quente, caldeira de água quente a gás natural, caldeira de água quente a energia elétrica, trocador de calor água quente → água de refrigeração, máquina de refrigeração por absorção, máquina de refrigeração mecânica e torre de resfriamento.

Turbinas a gás não foram consideradas devido ao ruído gerado nesses equipamentos ser um problema em um ambiente residencial. Também não foram considerados grupo gerador a diesel, devido ao cheiro forte proveniente da combustão desse combustível e a logística envolvida no armazenamento do combustível. Os dados técnicos foram obtidos a partir dos catálogos dos fabricantes desses equipamentos, disponíveis online.

4.4.1. Grupo Gerador a Gás (MGAQ)

Foi escolhido um grupo gerador a gás do fabricante Caterpillar, modelo G3306, e seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência elétrica: 108 kW;
- Consumo de combustível: 330 kW;
- Fluxo de gás de exaustão: 19,2 m³/min;
- Temperatura dos gases de exaustão: 593,9 °C;
- Rejeição de calor pelos gases de escape: 84,98 kW;
- Rejeição de calor pelas camisas: 106,27 kW;
- Rejeição de calor pelo *intercooler*-radiador: 9,05 kW.

A Figura 4.3 mostra os fluxos energéticos para esse motor. Foi considerado como fluxo principal a eletricidade, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de eletricidade, é necessário o consumo de 3,06 kW de gás natural, aproveitando 1,77 kW de água quente e evacuando 0,1 kW de calor para água de refrigeração.

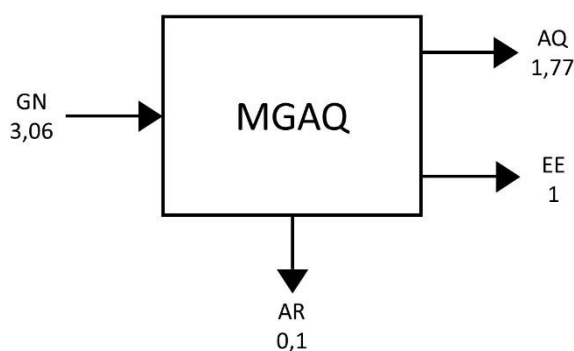


Figura 4.3: Coeficientes técnicos de produção para o motor a gás.

4.4.2. Caldeira de Vapor (GNVA)

Foi escolhida uma caldeira de produção de vapor que utiliza gás natural como combustível, do fabricante ECAL CALDEIRAS, modelo VGI-155. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica: 116 kW;
- Produção de vapor: 171 kg/h;
- Consumo do combustível: 13,1 m³/h;

A Figura 4.4 mostra os fluxos energéticos para essa caldeira. Foi considerado que o fluxo principal é o vapor, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de vapor, é necessário o consumo de 1,24 kW de gás natural.

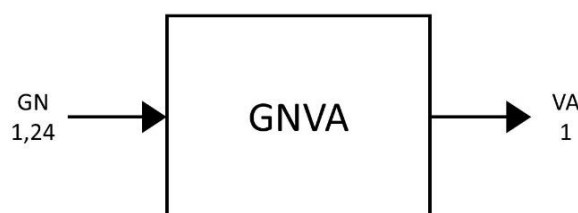


Figura 4.4: Coeficientes técnicos para a caldeira de vapor a gás.

4.4.3. Caldeira de Vapor (EEVA)

Foi escolhida uma caldeira para produção de vapor a partir de energia elétrica, do fabricante ECAL CALDEIRAS, modelo VEIV-150 KW. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica: 150 kW;
- Produção de vapor: 171 kg/h;
- Eficiência: 87%.

A Figura 4.5 mostra os fluxos energéticos para essa caldeira. Foi considerado que o fluxo principal é o vapor, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de vapor, é necessário o consumo de 1,15 kW de eletricidade.



Figura 4.5: Coeficientes técnicos para a caldeira de vapor a energia elétrica.

4.4.4. Trocador de Calor Vapor→Água Quente (TCVA)

Foi escolhido um trocador de calor vapor-água quente da alfaengenharia. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica útil: 150 kW;
- Eficiência: 91%.

A Figura 4.6 mostra os fluxos energéticos para esse trocador de calor. Foi considerado que o fluxo principal é a água quente, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para aquecer 1 kW água quente, é necessário o consumo de 1,1 kW de vapor.



Figura 4.6: Coeficientes técnicos para o trocador de calor vapor-água quente.

4.4.5. Caldeira de Água Quente (GNAQ)

Foi escolhida uma caldeira de produção de água quente que utiliza gás natural como combustível, do fabricante ECAL CALDEIRAS, modelo VRI-300. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica: 300 kW;
- Consumo do combustível: 23 m³/h;

A Figura 4.7 mostra os fluxos energéticos para essa caldeira. Foi considerado que o fluxo principal é água quente, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,12 kW de gás natural.

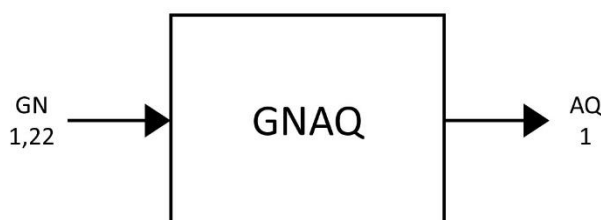


Figura 4.7: Coeficientes técnicos para a caldeira de água quente a gás natural.

4.4.6. Caldeira de Água Quente (EEAQ)

Foi escolhida uma caldeira de produção de água quente a partir de energia elétrica, modelo PE-150, da ECAL CALDEIRAS. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica: 150 kW;
- Eficiência: 91%.

A Figura 4.8 mostra os fluxos energéticos para essa caldeira. Foi considerado que o fluxo principal é água quente, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW de água quente, é necessário o consumo de 1,11 kW eletricidade.

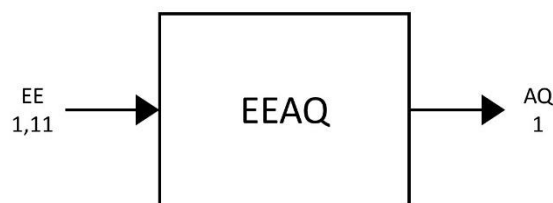


Figura 4.8: Coeficientes técnicos para a caldeira de água quente a energia elétrica.

4.4.7. Trocador de Calor Água Quente→Água De Refrigeração (TCAQ)

Foi escolhido um trocador de calor da alfaengenharia. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Potência térmica útil: 150 kW;
- Eficiência: 91%.

A Figura 4.9 mostra os fluxos energéticos para esse trocador de calor. Foi considerado que o fluxo principal é a água quente, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para evacuar 1 kW água quente, é necessário o consumo de 1,1 kW de água de refrigeração.

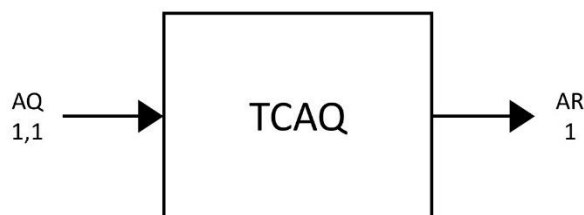


Figura 4.9: Coeficientes técnicos para o trocador de calor água quente-água de refrigeração.

4.4.8. Máquina de Refrigeração por Absorção (simples efeito) (MAAQ)

Foi escolhida a máquina de refrigeração YX480-35H2, Shuangliang. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Capacidade frigorífica: 350 kW.
- Potência elétrica: 3,8 kW.
- Temperatura de entrada/ saída de água quente: 56/60 °C.
- Temperatura de entrada/saída de água fria: 32/38 °C.
- Fluxo de água quente: 60 m³/h.
- Fluxo de água fria: 86m³/h.

A Figura 4.10 mostra os fluxos energéticos para essa máquina. Foi considerado que o fluxo principal é a água fria, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW água fria, é necessário o consumo de 0,01 kW de eletricidade e 0,8 kW de água quente e irá evacuar-se 1,71 kW de calor da água de refrigeração.

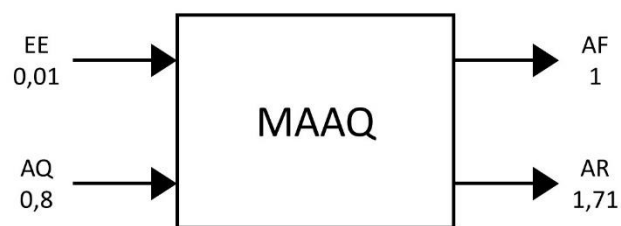


Figura 4.10: Coeficientes técnicos para a máquina de refrigeração por absorção.

4.4.9. Máquina de Refrigeração Mecânica (MMAR)

Foi escolhida a máquina de refrigeração RCU055WSZ4B7P, HITACHI. Seus parâmetros técnicos mais importantes são:

- Capacidade frigorífica: 180 kW
- COP: 4,1 kW.

A Figura 4.11 mostra os fluxos energéticos para essa máquina. Foi considerado que o fluxo principal é a água fria, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para produzir 1 kW água fria, é necessário o consumo de 0,24 kW de eletricidade e irá evacuar-se 1,24 kW de calor da água de refrigeração.

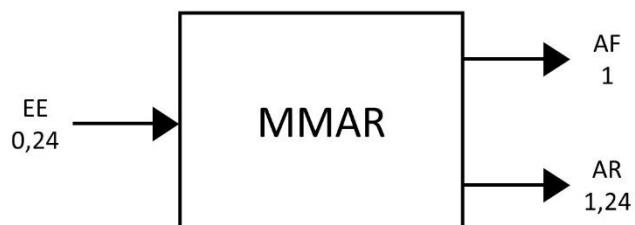


Figura 4.11: Coeficientes técnicos para a máquina de refrigeração mecânica.

4.4.10. Torre de Resfriamento (TRAR)

A torre de resfriamento escolhida foi INS-130/3/2/6-BGC, Alfaterm. Seu parâmetro técnico mais importantes é:

- Potência de refrigeração: 180 kW

A Figura 4.12 mostra os fluxos energéticos para essa máquina. Foi considerado que o fluxo principal é o calor retirado pelo ar, por esse motivo seu coeficiente é 1. Para retirar 1 kW calor, se consumirá 0,02 kW de eletricidade e 1 kW de água de refrigeração.



Figura 4.12: Coeficientes técnicos para a torre de resfriamento.

A Tabela 4.3 mostra os equipamentos selecionados e seus respectivos coeficientes de produção para a superestrutura considerada. A coluna contém as tecnologias consideradas para instalação e as linhas contém os coeficientes. O coeficiente 1 mostra o fluxo que define a capacidade do equipamento. O coeficiente positivo indica as utilidades que são produzidas enquanto que os coeficientes negativos indicam o consumo de tais utilidades.

Tabela 4.3: Matriz de coeficientes técnicos de produção.

	GN	VA	AQ	AR	AA	AF	EE	Custo CINV (10 ³ R\$)	Pot. Nom. PNOM (kW)
MGAQ	-3,06		1,77	0,1			1	175,74	108
GNVA	-1,24	1						54,00	116
EEVA		1					-1,15	42,50	150
TCVA		-1,10	1					3,35	150
GNAQ	-1,12		1					49,30	300
EEAQ			1				-1,11	28,20	150
TCAQ			-1,10	1				3,00	150
MAAQ			-0,80	1,71		1	-0,01	342,78	350
MMAR				1,24		1	-0,24	102,25	180
TCAR				-1,00	1		-0,02	5,00	180

Na Tabela 4.3, Custo CINV refere-se ao custo de investimento e a potência nominal do equipamento é dada por PNOM.

4.5.MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Sempre que houver a necessidade de duas ou mais formas de energias, há a possibilidade de implantação de um sistema de cogeração ou trigeração. Porém, essa implantação deve ser questionada se ela se justifica economicamente, ou de como seria a melhor forma de implantação dentre as várias possibilidades de atender essas demandas energéticas. Para responder esses questionamentos, uma otimização econômica do sistema deve ser realizada. Os processos de otimização de sistemas consistem, basicamente, em maximizar ou minimizar valores em um problema físico, auxiliando na escolha de uma configuração ótima, de forma mais rápida e menos esforços se comparada com um método de tentativa e erro.

As dificuldades encontradas na síntese de um sistema de suprimento de energia no setor residencial se concentram na variabilidade das demandas energéticas, dos preços dos recursos energéticos e das restrições legais. Essas dificuldades podem ser resolvidas através de técnicas de otimização amplamente utilizadas no setor industrial que podem ser extrapoladas para o setor residencial (CARVALHO, 2011).

O modelo matemático construído para este trabalho baseou-se na análise desenvolvida por Carvalho (2011), e foi implementado no Lingo (LINDO SYSTEMS, 2017), software comercial para solução de problemas de otimização. Um modelo de otimização pode representar a realidade se considerar a superestrutura do sistema relacionado, os modos de operação de cada componente do sistema e os fluxos entre esses componentes. Segundo Del Carlo (2013), fazem parte de um modelo de otimização dois conjuntos de equações:

- Função objetivo: indicativa do sentido no qual se busca a otimização, isto é, maximizar ou minimizar uma equação (quase sempre em casos que consideram o aspecto econômico do problema) ou mais de uma equação (os chamados problemas multiobjetivos, considerados mais próximos da realidade);
- Restrições: Um problema sem restrições permite que a função se maximize tendendo ao infinito ou se minimize com valor nulo para as variáveis do problema; as restrições representam limites reais do problema e sua disposição conjunta no espaço R configura a chamada região factível (ou região viável), e devem contemplar, em problemas físicos reais da área de Energia, balanços de massa e de energia, condições de cinética química, limites tecnológicos de equipamentos, limites de disponibilidade de recursos, dentre outras equações aplicáveis a cada problema.

A Figura 4.13 mostra a superestrutura do sistema de fornecimento de energia considerada no modelo. Para um sistema energéticos, todas as possibilidades de tecnologias para conversão de energia e todos os serviços energéticos possíveis podem ser representados na superestrutura (Figura 4.13), que inclui as conexões entre tecnologias de conversão de energia e indica os mecanismos de conversão disponíveis durante o processo de otimização.

Neste caso particular, a superestrutura permite a compra e venda de eletricidade (EE) à rede elétrica, permitindo também a compra de gás natural (GN). Outras utilidades energéticas presentes na super-estrutura são: vapor (VA), água quente (AQ), água de refrigeração (AR), e água fria (AF). C representa as utilidades que podem ser compradas junto ao mercado (importação), V representa a venda (exportação), D representa as demandas do centro consumidor, e P representa as perdas ao meio ambiente (calor evacuado).

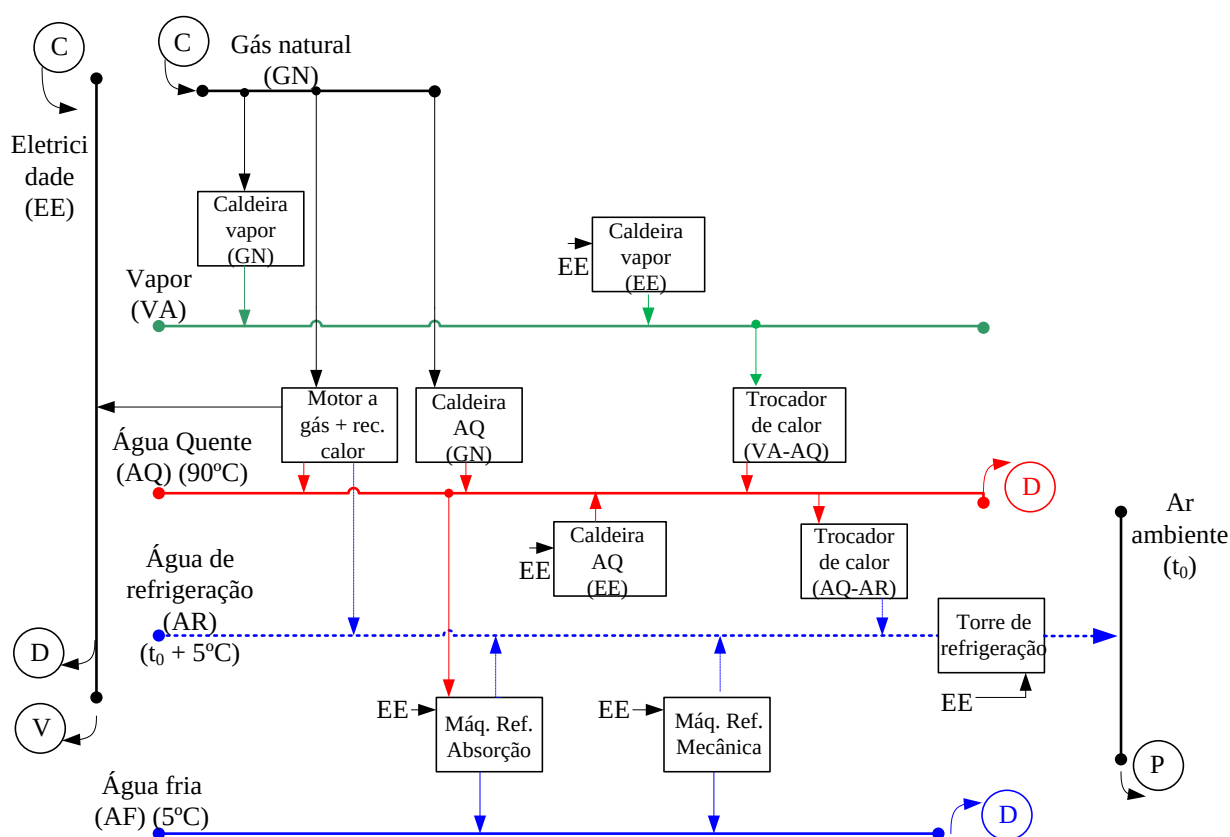


Figura 4.13: Superestrutura do sistema de fornecimento de energia para o edifício residencial.

O objetivo do problema é minimizar os custos anuais. Os custos anuais são formados pelos custos fixos (investimento inicial em equipamento e operação) e custos variáveis (compra de recursos energéticos para atender às demandas). A função objetivo pode ser representada da seguinte forma:

$$MINIMIZAR \quad CUSTOANUAL = CFI + CVA \quad (4.18)$$

$$CFI = (FAM)[\sum TEC(I)CINV(I)] \quad (4.19)$$

$$CVA = C_{GÁS NATURAL} + C_{ELETRICIDADE} - C_{CRÉDITO COM ELETRICIDADE} \quad (4.20)$$

Para cada tecnologia, a potência total instalada é igual ao número de equipamentos instalados vezes a potência nominal. Igualmente, o custo total de investimento (CINi) é igual ao número de equipamentos instalados para cada tecnologia i vezes o custo individual. TEC(i) e CIN(i) são, respectivamente, o número de equipamentos instalados e custo de capital de cada equipamento i. $C_{gás natural}$, $C_{eletricidade}$ e $C_{crédito com eletricidade}$ referem-se aos custos de operação para a compra de gás natural, eletricidade e o crédito com a injeção de eletricidade cogerada na rede, segundo a normativa legal vigente.

FRC é o fator de recuperação de capital, e, considerando a taxa de juros como i_{yr} , e a vida útil do equipamento nyr , FRC pode ser dado por:

$$frc = \frac{i_{yr} \cdot (1 + i_{yr})^{nyr}}{(1 + i_{yr})^{nyr} - 1} \quad (4.21)$$

No atual cenário econômico do Brasil, considerou-se uma taxa de juros igual a 10% a.a. e uma vida útil dos equipamentos igual a 15 anos ($frc = 0,13$).

O fator de amortização (FAM) do capital é igual ao fator de recuperação do capital mais um fator de manutenção e operação do sistema, que foi considerado como 7% dos custos de investimento do sistema.

$$fam = frc + fmo \quad (4.22)$$

As possibilidades de interação do sistema podem ser representadas por uma matriz binária (0 = não, 1 = sim) com indicadores para as possibilidades de compra (INDCOM), a demanda (INDDEM), a venda (INDVEN) e os desperdícios (INDDES, por exemplo, no caso de calor evacuado) para cada um dos recursos energéticos disponíveis j:

Tabela 4.4:Matriz de possibilidades de interação do sistema.

Utilidade j	INDCOM	INDDEM	INDVEN	INDDES
Gás natural (GN)	1	0	0	0
Vapor (VA)	0	1	0	0
Água quente (AQ)	0	1	0	0
Água de refrigeração (AR)	0	0	0	0
Ar ambiente (AA)	0	0	0	1
Água fria (AF)	0	1	0	0
Elettricidade (EE)	1	1	1	0

Para cada intervalo de tempo, a produção de energia em cada equipamento i ($PIN(i)$), em um determinado dia d e determinada hora h , é restrita à capacidade instalada desses equipamentos:

$$PIN(i) = TEC(i)PNOM(i) \quad (4.23)$$

$$PROD(d, h, i) \leq PIN(i) \quad (4.24)$$

Onde, $NET(i)$ é o número de equipamentos instalados da tecnologia i , $PET(i)$ é a potência nominal do equipamento e $PROD(d, h, i)$ é a potência produzida pela tecnologia i , em uma determinada hora h do dia d . O balanço energético deve ser cumprido para cada utilidade j , na seguinte forma (CARVALHO, 2011):

$$COM(d, h, j) + PRO(d, h, j) - CON(d, h, j) - DEM(d, h, j) - VEN(d, h, j) - PER(d, h, j) = 0 \quad (4.25)$$

$$PRO(j, d, h) = \sum X(i, j, d, h)YTUP(i, j) \quad \text{com } YTUP(i, j) \in \{0,1\} \quad (4.26)$$

$$CON(j, d, h) = \sum X(i, j, d, h)YTUC(i, j) \quad \text{com } YTUC(i, j) \in \{0,1\} \quad (4.27)$$

$$PER(j, d, h) \leq YUP(j)(CON(j, d, h) + DEM(j, d, h)) \quad \text{com } YUP(j) \in \{0,1\} \quad (4.28)$$

$$VEN(j, d, h) \leq YUS(j)PRO(j, d, h) \quad \text{com } YUS(j) \in \{0,1\} \quad (4.29)$$

$$PER(j, d, h) \leq YUW(j)PRO(j, d, h) \quad \text{com } YUW(j) \in \{0,1\} \quad (4.30)$$

$$DEM(j, d, h) \leq YUD(j)(PRO(j, d, h) + COM(j, d, h)) \text{ com } YUD(j) \in \{0,1\} \quad (4.31)$$

Onde, $COM(d,h,j)$, $PRO(d,h,j)$, $CON(d,h,j)$, $DEM(d,h,j)$, $VEN(d,h,j)$ e $PER(d,h,j)$ são, respectivamente, a compra, a produção, o consumo, a demanda, a venda e a perda da utilidade j no período (d,h) . $YTUP(i, j)$ será 1 quando a tecnologia i produzir a utilidade j . $YTUC(i, j)$ será 1 quando a tecnologia i consumiu utilidade j . Produção (PRO) e Consumo (CON) corresponderam aos fluxos de serviços internos. Compra (COM), Venda (VEN), Perdas (PER) e Demanda (DEM) correspondem aos fluxos de serviços públicos trocados entre o sistema energético eo meio. As variáveis binárias $YUP(j)$, $YUS(j)$, $YUW(j)$ e $YUD(j)$ indicam, respectivamente, a possibilidade desses intercâmbios. O modelo matemático completo se encontra no Apêndice A.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1.DEMANDAS

A simulação no Energyplus forneceu as demandas de energia elétrica e de refrigeração para toda edificação, a partir das considerações feitas na seção 4.1. A demanda de calor foi calculada a partir da equação 4.1 apresentada na seção 4.2. As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 mostram o resultado das demandas energética para o edifício residencial. O lado esquerdo representa o primeiro dia útil ou o primeiro dia de semana de cada mês. O primeiro final de semana de cada mês está sendo representado pelo lado direito das figuras. Pode-se observar que as demandas de energia elétrica entre os dias de semana e entre os finais de semana são sempre constantes. Isso ocorre porque os equipamentos considerados não variam seu uso ao longo do ano.

Só há variação na demanda de energia elétrica entre os dias de semana e os finais de semana, pois foi considerado que a lavadora de roupa é utilizada apenas aos sábados. Como o clima de João Pessoa não necessita de calor para conforto ambiental, a demanda de calor foi feita para atender apenas o aquecimento da água para uso nos banhos que varia em cada dia, dependendo da temperatura do ar externo em equilíbrio térmico com a água. A demanda de refrigeração varia todos os dias, dependendo da temperatura do ar externo. Esse resultado pode ser visto na Tabela 5.1, que mostra a energia consumida em kWh durante o primeiro dia útil de cada mês e o primeiro final de semana de cada mês, em todos os meses do ano. Essa tabela ainda mostra o consumo de energia total, em MWh/ano. Pode-se observar a diferença da demanda entre energia elétrica, calor e refrigeração. A demanda de calor é muito baixa quando comparada a demanda de energia elétrica e refrigeração, isso devido ao clima de João Pessoa não necessitar de calor para aquecimento do ambiente e não há nenhuma outra aplicação dessa utilidade em um ambiente residencial. O Apêndice B mostra as demandas, hora a hora, ao longo do ano.



Figura 5.1: Demandas energéticas de janeiro a abril com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.

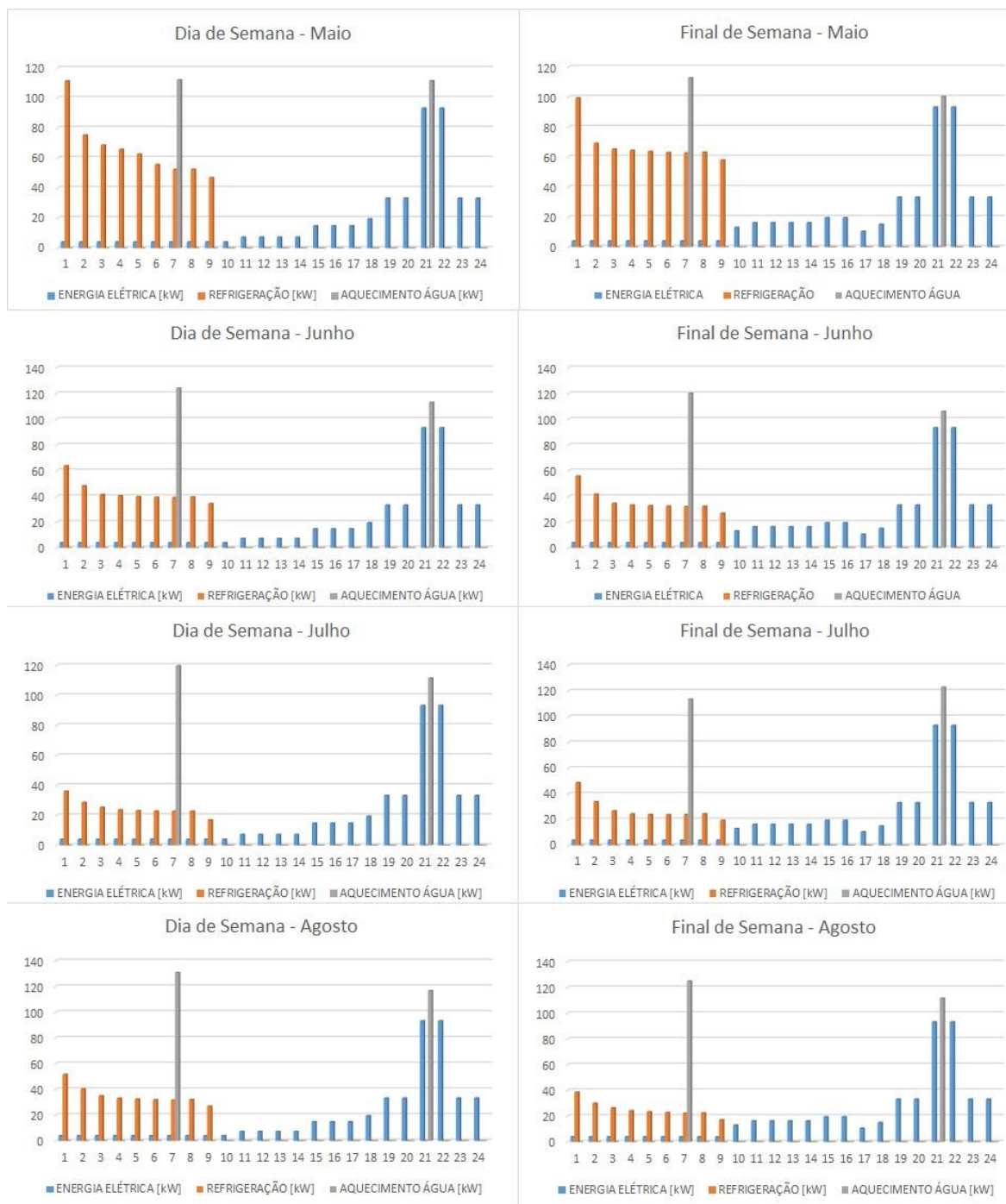


Figura 5.2: Demandas energéticas de maio a agosto com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.



Figura 5.3: Demandas energéticas de setembro a dezembro com os dias de semana no lado esquerdo e os finais de semana no lado direito.

Tabela 5.1: Demandas energéticas para cada dia representativo e para o ano inteiro.

Mês Dia Representativo	n _d (dias/ano)	Eletricidade	Água Quente	Refrigeração
		Total kWh/dia	Total kWh/dia	Total kWh/dia
Jan útil	20	451,96	211,19	989,12
Jan fds	11	497,68	206,60	1047,63
Fev útil	19	451,96	200,84	905,26
Fevfds	9	497,68	205,08	963,21
Mar útil	20	451,96	194,44	1112,81
Mar fds	11	497,68	200,35	1111,51
Abr útil	20	451,96	219,05	542,76
Abrfds	10	497,68	223,22	793,03
Mai útil	20	451,96	223,29	590,77
Mai fds	11	497,68	212,93	607,82
Jun útil	19	451,96	236,98	385,45
Junfds	11	497,68	226,00	321,20
Jul útil	20	451,96	231,00	221,92
Julfds	11	497,68	236,57	249,04
Ago útil	20	451,96	247,34	314,79
Agofds	11	497,68	236,57	226,80
Set útil	21	451,96	218,56	449,82
Set fds	9	497,68	220,72	409,47
Out útil	20	451,96	213,21	745,91
Out fds	11	497,68	215,99	695,51
Nov útil	20	451,96	211,96	889,70
Novfds	10	497,68	217,73	807,72
Dez útil	20	451,96	207,37	1042,32
Dez fds	11	497,68	223,43	931,92
Σ		MWh/ano	MWh/ano	MWh/ano
Ano	365	171	83	242

5.2. OTIMIZAÇÃO

O resultado da síntese e otimização foi obtido por meio da solução do modelo matemático apresentado, usando o software Lingo, para minimizar os custos anuais. Criou-se um "sistema de referência", no qual as demandas são atendidas de maneira tradicional (sem cogeração ou integração energética), para comparação de resultados. Os resultados para o sistema de referência estão dispostos na Tabela 5.2, obtidos ao solucionar-se o modelo PLIM no Lingo implementando restrições a cogeração.

Tabela 5.2: Sistema de referência.

Composição do sistema	Sistema de Referência	
	Número	Potência Instalada
Motor a gás	-	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0
Caldeira de água quente (EE)	1	150 kW
Trocador de Calor VA->WC	0	0
Trocador de Calor WC->WR	0	0
Chiller de Absorção	-	0
Chiller Mecânico	1	180 kW
Torre de Resfriamento	2	360 kW
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)		0 (Custo: 0 R\$/ano)
Compra de Eletricidade (MWh/ano)		308 (Custo: 136.048 R\$/ano)
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	-	
Custo fixo (R\$/ano)	32.303	
Custo variável (R\$/ano)	136.048	
Custo Total (R\$/ano)	168.351	

Ao resolver-se o modelo de otimização sem restrições para cogeração, houve 74586 variáveis das quais 596 são inteiras. O modelo realizou 56146 interações. Para o sistema otimizado economicamente, o mínimo custo anual está associado a não-instalação de cogeração (Tabela 5.3). Para o caso desse estudo, os mínimos custos anuais são obtidos com a instalação de uma caldeira de água quente a energia elétrica atendendo a demanda

de calor, uma máquina de refrigeração mecânica atendendo a demanda de refrigeração e uma torre de resfriamento evacuando o calor residual da máquina de refrigeração, com a energia elétrica sendo comprada diretamente da rede.

Tabela 5.3: Ótimo econômico.

Composição do sistema	Sistema Econômico Ótimo	
	Número	Potência Instalada
Motor a gás	0	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0
Caldeira de água quente (EE)	1	150 kW
Trocador de Calor VA->WC	0	0
Trocador de Calor WC->WR	0	0
Chiller de Absorção	0	0
Chiller Mecânico	1	180 kW
Torre de Resfriamento	2	360 kW
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)		0 (Custo: 0 R\$/ano)
Compra de Eletricidade (MWh/ano)		308 (Custo: 136.048 R\$/ano)
Créditos de eletricidade (MWh/ano)		0 (Custo: 0 R\$/ano)
Custo fixo (R\$/ano)	32.303	
Custo variável (R\$/ano)	136.048	
Custo Total (R\$/ano)	168.351	

Esse resultado é justificado pela pouca demanda de calor obtida para a edificação, inviabilizando a instalação de uma planta de cogeração. Também pode ser justificado pelo elevado preço da máquina de refrigeração por absorção, inviabilizando a trigerção.

O trabalho de Carvalho (2011) apresentou como resultado do modelo de otimização uma configuração baseada em trigerção (motores a gás e máquina de refrigeração por absorção) para atender demandas de um hospital na Espanha (calor, energia elétrica e refrigeração: 8059 , 3250, 1265 MWh/ano, respectivamente). Pode-se observar, a partir dessas demandas, que a demanda de calor tem um expressivo valor em relação a demanda de refrigeração e energia elétrica. Segundo Barja (2006), geralmente um sistema de cogeração é dimensionado em função da demanda térmica (paridade térmica), e então a produção de eletricidade pode ser inferior ou superior à demanda elétrica, e então o sistema

pode exportar ou importar eletricidade da rede elétrica. Como a demanda do condomínio residencial, objeto de estudo desse trabalho, era muito inferior as outras, isso pode ter inviabilizado a cogeração. Deve salientar também que a legislação do trabalho de Carvalho (2011) permitia a venda de excedente elétrico para a rede, fazendo disso uma fonte de renda para o hospital. Apesar dos avanços nos últimos anos, nossa legislação só permite a injeção de excedente na forma de compensação, como um empréstimo gratuito compensado posteriormente com o consumo de energia elétrica, esse aspecto também pode ter inviabilizado a implantação de uma planta de cogeração.

O trabalho de Pereira (2009) foi um estudo de desenvolvimento de micro-cogeração aplicado no setor residencial de Portugal. Nele, a cogeração gerou benefícios econômicos para a residência. Deve salientar, mais uma vez, que para o estudo adotado por Pereira (2009) havia expressiva demanda de calor devido a necessidade de calor para aquecimento do ambiente. Segundo Sakatsume (2004), a maior parte da energia a ser aproveitada na cogeração é a energia térmica, então, sem dúvida, a relação entre a demanda de calor e eletricidade é um ponto a se considerar no sistema. Ainda segundo Saktsume (2004), no Brasil, fica clara a necessidade de priorizar microcogeradores que produzam a maior quantidade de energia elétrica possível ou acoplar um sistema de refrigeração por absorção (trigeração). Porém, devido aos altos custos de aquisição para esse tipo de equipamento, a trigeração não se torna viável economicamente.

O estudo de Romero, Carvalho e Millar (2014) otimizou o fornecimento de energia a um hospital localizado em Sudbury, no norte do Canadá. O mínimo custo anual foi obtido por meio do consumo de gás natural (a tarifas muito baixas), operando os motores a gás a carga total, e vendendo a eletricidade excedente a rede provincial de eletricidade, para garantir a elegibilidade do hospital ao recebimento de subsídios governamentais por causa da cogeração.

Delgado (2015) apresentou dois resultados de otimização. O primeiro resultado mostrou que o fornecimento de energia com menor custo anual era obtido com o uso de uma caldeira a vapor (biomassa como combustível), um trocador de calor, três caldeiras de água quente, sendo duas delas alimentada com biomassa e a outra com energia elétrica, três máquinas de refrigeração mecânica, uma torre de resfriamento e 200 painéis fotovoltaicos (de uso obrigatório). O segundo resultado, com livre escolha de equipamentos, mostrou

mesma configuração mas sem utilizar os painéis fotovoltaicos, devido ao seu elevado custo e baixa produção de energia elétrica. Esses equipamentos seriam para atender as demandas de calor, refrigeração e energia elétrica de um hospital em João Pessoa. Tais demandas são, respectivamente, 2085 (sendo 1947 MWh/ano de água quente e 138 MWh/ano de vapor), 2309 e 2791 MWh/ano. Apesar da expressiva demanda de calor em relação a demanda de eletricidade e refrigeração, o sistema otimizado não resultou em cogeração ou trigeração.

5.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A solução ótima depende de um conjunto de variáveis, tais como preço dos recursos, das demandas, dos custos. Essas variáveis estão sujeitas a flutuações ao longo do tempo que pode não satisfazer a solução ótima. A análise de sensibilidade contribuiu para informar o efeito da mudança desses dados na solução ótima. Análises de sensibilidade tem um importante papel na estimativa dos parâmetros de interesse, uma vez que permitem estudar, analisar e avaliar o comportamento da grandeza observável frente às variações ocorridas nestes parâmetros (TELLES; RODRIGUES; SILVA NETO, 2016).

Esta seção apresenta análises de sensibilidade com o objetivo de observar o comportamento da solução ótima a partir da variação dos preços do gás natural, energia elétrica, das demandas e do fator de amortização.

5.3.1. Variação do Preço do Gás Natural

A análise de sensibilidade do preço do gás natural foi feita variando em 10% o valor do preço do gás natural para mais e 10% para menos. A variação do preço 10% menor resultou em um sistema ótimo composto por uma caldeira de água quente a gás natural, uma máquina de refrigeração mecânica e duas torres de resfriamento como mostra a Tabela 5.4. A redução de 10% do preço do gás natural resultou em um novo sistema econômico ótimo, reduzindo os custos anuais de 168351 R\$/ano para 167259 R\$/ano. Já a variação do preço em 10% maior, resultou em um sistema ótimo composto por uma caldeira de água quente a energia elétrica, uma máquina de refrigeração mecânica e duas

torres de resfriamento (o sistema não compra gás natural). O aumento em 10% do preço do gás natural não alterou o sistema ótimo econômico.

Tabela 5.4: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações no preço do gás natural.

	-10%	Base	+10%
Composição do sistema			
Motor a gás	0	0	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0	0
Caldeira de água quente (GN)	1	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0	0
Caldeira de água quente (EE)	0	1	1
Trocador de Calor VA->WC	0	0	0
Trocador de Calor WC->WR	0	0	0
Chiller de Absorção	0	0	0
Chiller Mecânico	1	1	1
Torre de Resfriamento	2	2	2
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	89	0	0
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	236	308	308
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	0	0	0
Custo fixo (R\$/ano)	37157	32303	32303
Custo variável (R\$/ano)	130103	136048	136048
Custo Total (R\$/ano)	167259	168351	168351

Como no sistema base, resultado da otimização, não utiliza gás natural como recurso energético para atender suas demandas, apenas energia elétrica. Um aumento no preço nesse recurso não altera sua configuração. A vantagem só aparece quando o preço diminui, tornando vantagem a substituição dos equipamentos que utiliza energia elétrica para produção de calor em equipamentos que utiliza gás natural para os mesmos fins.

5.3.2. Variação Do Preço De Energia Elétrica

A análise de sensibilidade do preço da energia elétrica foi feita variando em 10% o valor do preço da energia para mais e 10% para menos. A variação do preço 10% menor resultou em um sistema ótimo composto por uma caldeira de água quente a energia elétrica, uma máquina de refrigeração mecânica e duas torres de resfriamento para evacuar o calor residual da máquina de refrigeração. Essa configuração está apresentada na Tabela 5.5. observa-se uma diminuição nos custos anuais, de 168531 para 161518 R\$/ano, provocada devido a diminuição no preço da energia elétrica. Já o aumento do preço da energia elétrica em 10%, resultou em um sistema ótimo composto por uma caldeira de água quente a gás natural, uma máquina de refrigeração mecânica e duas torres de resfriamento, como mostra a Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações no preço da eletricidade.

	-10%	Base	+10%
Composição do sistema			
Motor a gás	0	0	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0	1
Caldeira a vapor (EE)	0	0	0
Caldeira de água quente (EE)	1	1	0
Trocador de Calor VA->WC	0	0	0
Trocador de Calor WC->WR	0	0	0
Chiller de Absorção	0	0	0
Chiller Mecânico	1	1	1
Torre de Resfriamento	2	2	2
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	0	0	89
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	308	308	236
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	0	0	0
Custo fixo (R\$/ano)	32303	32303	37157
Custo variável (R\$/ano)	116964	136048	144376
Custo Total (R\$/ano)	161518	168351	181532

Como o sistema base utiliza puramente de energia elétrica como recurso, a variação desse recurso para mais vai tender a substituição dos equipamentos que utiliza energia

elétrica, em equipamentos que utiliza gás natural para os mesmos fins. A variação desse recurso para menos vai diminuir os custos anuais com a compra de eletricidade.

5.3.3. Mudança De Hábitos Do Consumo De Refrigeração

No sistema ótimo econômico encontrado na seção 5.2, foi considerado que a refrigeração seria usada durante 9 horas por dia. Nessa análise de sensibilidade, foi considerado mudanças nos hábitos dos moradores do condomínio, usando a refrigeração 12 horas por dia, de 20:00 às 08:00 h. Essa mudança nos hábitos resultou em um aumento nos custos anuais e não obteve nenhuma mudança nos equipamentos utilizados em relação ao sistema ótimo econômico encontrado na seção 5.2, com excessão da torre de resfriamento que diminuiu uma anidade. A demanda de refrigeração neste caso subiu para 350 MWh/ano.

Tabela 5.6: Dados do resultado ótimo econômico considerando mudanças nos hábitos dos moradores.

	Mais refrigeração	Base
Composição do sistema		
Motor a gás	0	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0
Caldeira de água quente (EE)	1	1
Trocador de Calor VA->WC	0	0
Trocador de Calor WC->WR	1	0
Chiller de Absorção	0	0
Chiller Mecânico	1	1
Torre de Resfriamento	1	2
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	0	0
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	355	308
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	0	0
Custo fixo (R\$/ano)	31153	32303
Custo variável (R\$/ano)	147994	136048
Custo Total (R\$/ano)	179147	168351

O aumento na demanda de refrigeração não altera a configuração base pois o preço dos recursos utilizados são os mesmos, dessa forma, só se consome mais recurso, resultando em um aumento dos custos anuais provocado por esse consumo.

5.3.4. Aumento Das Demandas

Nessa análise de sensibilidade, foi considerado um aumento de 10 e 20% nas demandas de energia elétrica, calor e refrigeração. O aumento nas demandas resultou em um aumento nos custos anuais, porém o sistema ótimo econômico dos dois casos utiliza os mesmos equipamentos do sistema ótimo econômico apresentado na seção 5.2. A Tabela 5.7 apresenta o sistema ótimo econômico para 10 % de aumento das demandas energéticas e para 20 % de aumento das demandas energéticas.

Tabela 5.7: Dados do resultado ótimo econômico considerando variações das demandas.

	Base	+10%	+20%
Composição do sistema			
Motor a gás	0	0	0
Caldeira a Vapor (GN)	0	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0	0
Caldeira de água quente (EE)	1	1	1
Trocador de Calor VA->WC	0	0	0
Trocador de Calor WC->WR	0	0	0
Chiller de Absorção	0	0	0
Chiller Mecânico	1	1	1
Torre de Resfriamento	2	2	2
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	0	0	0
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	308	368	402
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	0	0	0
Custo fixo (R\$/ano)	32303	32303	32303
Custo variável (R\$/ano)	136048	162774	177541
Custo Total (R\$/ano)	168351	195078	209844

Da mesma forma como ocorreu com o aumento da demanda da refrigeração. O aumento de todas as demandas não alterou a configuração do sistema base, pois os preços dos recursos continuavam os mesmos. Variaram apenas a quantidade consumida desses recursos, resultando em um aumento nos custos anuais.

5.3.5. Variação no Fator de Amortização

Essa seção analisa a influência do fator de amortização na seleção das tecnologias envolvidas. A Tabela 5.8 mostra para cada fator de amortização considerado o tipo e o número de equipamentos instalados. A Tabela 5.9 mostra alguns resultados do sistema ótimo econômico para cada fator de amortização. Pode-se observar a partir das tabelas que a medida que diminuimos o fator de amortização, os custos anuais diminuem.

Tabela 5.8: Configuração ótima em cada variação do fator de amortização do capital.

	FAM = 0,30	FAM = 0,25	FAM = 0,20	FAM = 0,15	FAM = 0,10
Motor a gás	0	0	0	0	0
Cald. VA (GN)	0	0	0	0	0
Cald. VA (EE)	0	0	0	0	0
Trocador(VA-AQ)	0	0	0	0	0
Cald. AQ (GN)	0	0	0	0	1
Cald. AQ (EE)	1	1	1	1	0
Trocador (AQ-AR)	0	0	0	0	0
Máq. Ref. Abs.	0	0	0	0	0
Máq. Ref. Mecânica	1	1	1	1	1
Torre Refrigeração	2	2	2	2	2

Tabela 5.9: Dados econômicos em cada variação do fator de amortização.

	FAM 0,30	FAM 0,25	FAM 0,20	FAM 0,15	FAM 0,10
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	0	0	0	0	89
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	308	308	308	308	236
Créditos de eletricidade (MWh/ano)	0	0	0	0	0
Custo Anual Total	184503	176427	161518	160276	151630

Como vimos, o fator de amortização do capital depende de alguns fatores, tais como a vida útil dos equipamentos e a taxa de juros. Quando variamos o fator de amortização, consideramos uma variação na vida útil dos equipamentos ou na taxa de juros. Observa-se que a diminuição nesse fator provoca uma diminuição nos custos anuais, porém a configuração se mantém constante, com exceção para o caso onde o fator de amortização é de 0,1. Nesse caso, considera-se uma vida útil elevada dos equipamentos e/ou uma baixa taxa de juros.

Resultados muito diferentes foram obtidos por Carvalho et al. (2013): para fatores de amortização elevados (que implica em maior aversão ao risco), a solução ótima corresponde a instalação de tecnologia convencionais. Porém a medida que os fatores de amortização diminuíam, tecnologias mais eficientes foram instaladas.

5.3.6. Variação na Relação entre as Tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural

A relação entre as tarifas de energia elétrica e gás natural é dada pela Equação:

$$\alpha = \frac{\text{Tarifa}_{\text{eletricidade}}}{\text{Tarifa}_{\text{gásnatural}}} \quad (5.1)$$

Que é igual a 1,37 para o cenário definido neste trabalho. A análise de sensibilidade desta seção considerou que valor foi incrementado até o ponto onde a otimização resultava em cogeração. Esse ponto foi de 3,15, e o aumento dessa relação foi resultado do aumento

da energia elétrica para 1.015 R\$/MWh. A configuração do sistema ótimo econômico para essa nova relação de preços está apresentada na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Dados do resultado ótimo econômico considerando aumento na relação entre o preço da energia elétrica e o preço do gás natural.

Composição do sistema	$\alpha = 3,15$	
	Número	Potência Instalada
Motor a gás	1	108 kW
Caldeira a Vapor (GN)	0	0
Caldeira de água quente (GN)	0	0
Caldeira a vapor (EE)	0	0
Caldeira de água quente (EE)	0	0
Trocador de Calor VA->WC	0	0
Trocador de Calor WC->WR	1	150 kW
Chiller de Absorção	0	0
Chiller Mecânico	1	179
Torre de Resfriamento	2	360
Consumo de Gás Natural (MWh/ano)	241 (Custo: 77683 R\$/ano)	
Compra de Eletricidade (MWh/ano)	237 (Custo: 240724 R\$/ano)	
Crédito com Eletricidade	79 (Custo: 80023 R\$/ano)	
Custo fixo (R\$/ano)	66928	
Custo variável (R\$/ano)	238384	
Custo Total (R\$/ano)	305312	

Essa situação considera um caso hipotético onde o preço da energia eleva-se para 1.015 R\$/MWh, nesse ponto, há vantagem em utilizar um grupo gerador consumindo gás natural para produção de eletricidade e obter vantagem com o excedente injetado na rede. Com tudo isso vimos que essa vantagem apenas é obtida nessa situação, porém a cogeração podia ser incentivada através de tarifas diferenciadas para esse tipo de produtor, reduzindo assim o tempo de retorno do investimento. Promovendo a venda de excedente para a rede elétrica com tarifa diferenciada em horário de ponta, fazendo disso uma renda para o microprodutor, entre outras alternativas.

6. CONCLUSÕES

A decisão de investimento em uma central cogeneradora deve ser realizada com base em um processo de otimização para obtenção de uma melhor performance de uma configuração determinada, gerando um sistema otimizado. Nesse trabalho, o processo de otimização foi realizado com bases em diversos equipamentos com seus dados técnicos e econômicos retirados de catálogos de fabricantes e através de solicitação feitas a revendedores desses equipamentos. Nesse processo foi considerado aspectos econômicos e legais, de acordo com o que estabelece a Resolução Normativa da ANEEL482. Bem como os preços de energia elétrica e gás natural e as flutuações das demandas ao longo do ano, determinadas pelo Energyplus para um edifício residencial considerado nesse estudo com 20 pavimentos, cada pavimento com dois apartamentos, totalizando 40 apartamentos de aproximadamente 92m² cada, com 4 moradores por apartamento.

O resultado apresentado da demanda de água quente foi de 83 MWh/ano, menos da metade da demanda de energia elétrica e de refrigeração que são, respectivamente, 171 e 242 MWh/ano. O resultado da otimização do sistema, que tinha como objetivo minimizar os custos anuais do condomínio, considerando todas as situações possíveis, não resultou em cogeração. A energia elétrica foi suprida com a compra de eletricidade da rede, a demanda de água quente foi suprida por uma caldeira elétrica e a refrigeração foi suprida por um chiller mecânico. A configuração do sistema ótimo, e sua operação, foram iguais ao sistema de referência criado para comparação, na qual a restrição era de não haver cogeração.

Análises de sensibilidade variaram o preço dos recursos energéticos, das demandas, considerando uma mudança no hábito dos moradores que passaram a utilizar mais o sistema de refrigeração, variando o fator de amortização e a relação entre o preço da energia elétrica e o preço do gás natural. Na primeira análise, o preço do gás natural foi variado em 10% a mais e 10% a menos. Como resultado dessas variações a configuração ótima mudou apenas no caso onde o preço do gás natural foi diminuído em 10%, adotando uma caldeira de água quente a gás natural ao invés da caldeira elétrica, diminuindo, dessa maneira, os custos anuais da planta. Com o aumento do preço do gás natural em 10%, não

houve mudança na configuração ótima, pois o sistema já não comprava gás natural da concessionária. Dessa forma não houve qualquer variação nos custos anuais da planta.

A segunda análise de sensibilidade foi feita variando o preço da energia elétrica, comprada e cedida à rede, em 10 % para mais e 10 % para menos. Diminuindo o preço da energia elétrica em 10%, observou-se uma diminuição nos custos anuais, mas a configuração ótima do sistema não sofreu nenhuma alteração. Aumentando o preço da energia elétrica em 10%, observou-se que a configuração ótima passava a atender a demanda de calor através de uma caldeira de água quente a gás natural, ao invés de energia elétrica. Os outros componentes continuaram os mesmos. Os custos anuais também sofreram um aumento com o aumento da energia elétrica.

Foi considerado uma variação da população do edifício em relação ao uso do sistema de refrigeração. Antes, foi considerado que o sistema de refrigeração era utilizado em 8 horas por dia. Com o aumento dessa utilização para 12 horas, não se observou nenhuma alteração na configuração ótima do sistema, apenas nos custos anuais, que sofreram um aumento. Uma outra análise de sensibilidade foi feita aumentando todas as demandas energéticas, de calor, refrigeração e energia elétrica, em 10 % e 20 %. Esse aumento nas demandas não resultou em nenhuma alteração na configuração ótima do sistema, apenas nos custos anuais sofreram aumento. Foi considerado também uma variação no fator de amortização do capital em 0,3, 0,25, 0,2 (valor considerado nesse trabalho) 0,15 e 0,1. Todas, com exceção do fator de amortização igual a 0,1, apresentaram a mesma configuração. No último caso a caldeira de água quente a energia elétrica foi substituída por uma caldeira de água quente a gás natural.

Por último, foi feito uma análise variando a relação entre o preço de energia elétrica e gás natural, até uma determinada relação onde obtinha-se cogeração. A relação entre o preço da energia elétrica e gás natural considerados nesse trabalho foi de 1,37 (preços da concessionária). A relação de preços onde se obtém cogeração é de 3,15, aumentando o preço da energia elétrica de 442 para 1015 R\$/MWh, hipótese que pode ser concretizada em uma situação extrema de crise hídrica. Nessa situação a configuração ótima do sistema passou a ser composta por um motor a gás, um trocador de calor, um chiller mecânico e duas torres de resfriamento. Neste caso, o módulo de cogeração injeta eletricidade

excedente na rede elétrica, e aproveitando o calor dos gases de escape para a demanda de calor do condomínio.

Observa-se nesse trabalho a dificuldade de implantação de um sistema de cogeração, gerando benefícios econômicos no setor residencial para um clima tropical, onde a necessidade de calor é baixa em relação as demais e a inviabilidade de se utilizar uma máquina de refrigeração por absorção para implantar a trigeração, devido ao seu alto custo de investimento. Mesmo considerando situações onde os preços dos recursos energéticos podiam variar em 10 %, as demandas variaram em 10 e 20 %, variação no fator de amortização e nos hábitos do uso do sistema de refrigeração, não se obteve cogeração. A única situação onde se obteve cogeração foi com a relação de preços em 3,15. Com tudo, apesar da nossa legislação ter avançado bastante nos últimos anos a respeito da microgeração, ela não viabilizou, por meio do sistema de compensação, a cogeração nesse estudo de caso aqui apresentado.

Sugestões para trabalhos futuros incluem:

- A inserção de outros equipamentos de energias renováveis na superestrutura, tais como turbinas eólicas, aquecedores solares e placas fotovoltaicas;
- A consideração de custos de operação e manutenção nos custos variáveis da planta;
- A otimização da superestrutura com a função objetivo minimizando as emissões de carbono, através de uma análise de ciclo de vida dos processos. Dessa forma, pode-se atender as demandas energéticas do edifício com mínimos impactos ambientais sendo gerados;
- Uma análise estatística para estimar a demanda de eletricidade da edificação;
- A aplicação desse estudo com a tarifa horária branca, que será imposta como uma opção para consumidores do subgrupo B1 a partir de 2018.

REFERÊNCIAS

- ARANHA, L.E.; LEITE, R. T. Cogeração residencial. Disponível em: <https://prezi.com/jdty0wmnocaj/cogeracao-residencial/>>. Acesso em 21 mai 2016.
- ARENALES, M; ARMENTANO, V.; MORABITO, R.; YANASSE, H., (2007) Pesquisa Operacional. [S.l.]: Elsevier.
- ARPB. RESOLUÇÃO DA DIRETORIA DA ARPB Nº 002/2017. 2017. João Pessoa. Disponível em:<<http://arpb.pb.gov.br/legislacao/resolucoes/resolucao-de-diretoria-da-arpb-002-2017/view>>Acesso em 8 de fev de 2017.
- BARJA G. J. A. *A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico*, 171 f. Dissertação (mestrado em engenharia mecânica), Universidade de Brasília, Brasília. 2006.
- BOHN, A. R. *Instalações Prediais de Água Quente*. Florianópolis: UFCS. 2008.
- BRASIL. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>> Acesso em 20 mai 2016.
- BRASIL. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 418, DE 23 DE NOVEMBRO DE 2010. 2010a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>> Acesso em 8 de fev de 2017.
- BRASIL. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 479, DE 03 DE ABRIL DE 2012. 2012. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em 8 de fev de 2017.
- BRASIL. NBR 15220: *Desempenho térmico de edificações – Parte 2: Método de cálculo da transmitância térmica, da capacidade térmica, do atraso térmico e do fator solar de elementos e componentes de edificações*. Rio de Janeiro, 2005

BRASIL. Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012. *Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL*, Brasil. 2012.

BRASIL. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em 20 mai 2016.

BRASIL. ANEEL. ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída. 2015a.. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90>. Acesso em 20 mai 2016.

CARVALHO, M.; DELGADO, D. B. M.; CHACARTEGUI, R. Life cycle analysis as a decision criterion for the implementation of solar photovoltaic panels in a northeast brazil hospital. In: *GLOBAL CONFERENCE ON GLOBAL WARMING*, 1., 2015, Atenas. Anais... Atenas: CERTH, 2015

CARVALHO, M.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. Multicriteria synthesis of trigeneration systems considering economic and environmental aspects. *Applied Energy*, v. 91, p. 245-254, 2012.

CARVALHO, M.; LOZANO, M.A.; RAMOS, J.C.; SERRA, L.M. Synthesis of Trigeneration Systems: Sensitivity Analyses and Resilience. *The Scientific World Journal*, v. 2013, p. 1-16, 2013.

CARVALHO, M.; MILLAR, D. L. Concept Development of Optimal Mine Site Energy Supply. *Energies* (Basel), v. 5, p. 4726-4745, 2012.

CARVALHO, M.; ROMERO, A.; SHIELDS, G.; MILLAR, D. L. Optimal synthesis of energy supply systems for remote open pit mines. *Applied Thermal Engineering*, v. 64, p. 315-330, 2014.

CARVALHO, M.; SERRA, L. M.; LOZANO, M. A. Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. *Energy (Oxford)*, v. 36, p. 3779-3790, 2011a.

- CARVALHO, M.; SERRA, L. M.; LOZANO, M. A. Geographic evaluation of trigeneration systems in the tertiary sector. Effect of climatic and electricity supply conditions. *Energy (Oxford)*, v. 36, p. 1931-1939, 2011b.
- CARVALHO, M. *Thermoeconomic and environmental analyses for the Sybthesis of polygeneration systems in the residential-comercial sector*. Zaragoza, 2011.
- CASTRO, J. B.; MONTINI, A. A. Previsão Do Consumo Residencial De Energia Elétrica No Brasil: Aplicação Do Modelo Arx. *Future Studies Research Journal: Trends and Strategies*. São Paulo. dez. 2010.
- CHACARTEGUI, R.; CARVALHO, M.; ABRAHÃO, R.; BECERRA, J. Analysis of a CHP plant in a municipal solid waste landfill in the South of Spain. *AppliedThermalEngineering*, v. 91, p. 706-717, 2015.
- COGEN MICROSYSTEMS. Página web. 2012 Disponívelem: <<http://www.cogenmicro.com/index.php?select=162>>. Acesso em 21 mai 2016.
- CRISTALDO, M.F.; ORTEGA, J.M.. Análise econômico-financeira da utilização do GN em sistemas de cogeração aplicados a instalações prediais. *Revista Produção Online*, v. 9, n. 2, 2009.
- DEL CARLO F.R. *Análise exergoeconômica aplicada a microcogeraçãoemcondomínios residenciais*, 2013, 94 f. Tese de doutorado. Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá. 2013.
- DELGADO. *Otimização Econômica e Ambiental de um Sistema de Poligeração Incluindo Energia Solar Fotovoltaica e Biomassa: Estudo de Caso em um Hospital Paraibano*. João Pessoa. 2015.
- DELGADO, D. B. M.; CARVALHO, M. Modelo regulatório da microgeração e minigeração distribuída no brasil: uma análise com base no direito comparado. In: *SIMPÓSIO INTERNACIONAL DE GESTÃO DE PROJETOS, INOVAÇÃO E SUSTENTABILIDADE*, 4., 2015, São Paulo. Anais... São Paulo: SINGEPE, 2015.
- DELGADO, D. B. M.; CARVALHO, M.; CHACARTEGUI, R.; COELHO JUNIOR, L. M. Optimization of energy supply and conversion in a northeast brazil hospital: use of

- photovoltaic panels. In: *ABCM INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING*, 23., 2015, Rio de Janeiro. Proceedings... Rio de Janeiro: ABCM, 2015.
- DESARROLLO, Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2007, Cochabamba. Anais...Cochabamba: J. Feyen et al.), Vol. III, pp. 1832-1839. 2007.
- DOE; BTO. Energyplus. Versão 8.7.0. Disponível em: <<https://energyplus.net/>>. Acesso em: 26 de maio de 2017.
- EHRLICH, P. J. *Programação Linear e Decisão*. FGV- EAESP. 2004.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional 2015*. Disponível em:
<<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2015&anoFimColeta=2014>>. Acesso em: 30 de janeiro de 2016.
- ENERGISA. Modalidade Tarifária Convencional Baixa Tensão. Disponível em: <<http://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em: 27 de janeiro de 2017.
- FIGUEIREDO, T. S.; CARVALHO, B. C. T.; CARVALHO, M. Estratégias de condicionamento passivo para edificações residenciais no Brasil. In: *CONGRESSO INTERNACIONAL DE BIOENERGIA*, 10., 2015, São Paulo. Anais... São Paulo: Porthus, 2015.
- FROSSARD, A. C. P. Programação Linear: Maximização de Lucro e Minimização de Custos. *Revista Científica da Faculdade Lourenço Filho*. v.6, n.1, 2009.
- GARCIA, X. Analysis of building energy regulation and certification in Europe. Their role, limitations and differences, *Energy and Buildings*, vol. 38, pp. 381-392. 2006.
- HORLOCK, J. H. *Combined heat and power*. Melbourne, FL, United States: Krieger Publishing Company, 1987.
- IEA - International Energy Agency. Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050.2012. Disponível em:

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2012_free.pdf>

Acesso em 10 mai 2016.

INMETRO. Manual para etiquetagem de edificações públicas. 2014. Disponível em: http://www.comprasgovernamentais.gov.br/arquivos/sustentabilidade/manual_etiquet_e_dific_publicas_20141010.pdf. Acesso em: 19 de maio de 2016.

LINDO SYSTEMS. Lingo. Versão 16.0. Disponível em: <<http://www.lindo.com/index.php/products/lingo-and-optimization-modeling>> Acesso em: 26 de maio de 2017.

LIPOSCAK, M.; AFGAN, N.H.; DUIC, N; CARVALHO, M. G. Sustainability assessment of cogeneration sector development in Croatia. *Energy*, 2006.

LOURENÇO, L. M.; CARVALHO, D. “Sustentabilidade Social e Desenvolvimento Sustentável”. *RACE, Unoesc*, v. 12, n. 1, p. 9-38, jan/jun. 2013

LOZANO, M. A.; RAMOS, J. C.; CARVALHO, M.; SERRA, L.M. Structure optimization of energy supply systems in tertiary sector buildings. *Energy and Buildings*, v. 41, p. 1063-1075, 2009.

LOZANO, M.A.; RAMOS, J.C. Thermodynamic and Economic Analysis of Simple Cogeneration Systems. *Información tecnológica*, v.18, n.5, p. 75 -84, 2007.

MARATHON ENERGY SYSTEMS. Página web. 2011. Disponível em: <<http://www.marathonengine.com/cogeneration.html>> Acesso em 21 mai0 2016.

MELLO, L.; SANTOS, A. F.; DOMINGOS, S. R., As perspectivas da cogeração como mecanismo de implementação do uso racional e eficiente de energia, nos setores industrial, residencial e comercial para a próxima década. *Proceedingsofthe 5th Encontro de Energia no Meio Rural*, 2004.

MELO, A. P.; WESTPHAL, F. M.; MATOS, M. *Apostila do Curso Básico do Energyplus*. Florianópolis: UFCS, 2009.

MENCO ,C. L.*Método de Programação Linear Inteira*. Universidade Federal de Santa Maria, (2013).Disponível em:

<<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgV2IAF/metodo-programacao-linear-inteira#>> Acesso em 01 de agosto de 2017.

NOGUEIRA, L.A.H. Cogeração inovadora no Brasil. In: *SEMINÁRIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA*, 7., Rio de Janeiro, 2004. Anais... Rio de Janeiro: [s.n.], 2004.

ONOVWIONA, H.I., UGURSAL, V. Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 389-431, 2006.

PBGÁS. Página web. 2017. Disponível em: <http://www.pbgas.com.br/?page_id=1477>. Acesso em 8 de fev de 2017.

PEREIRA, M. A. L. *Estudo do desenvolvimento da integração de micro-cogeração em Portugal*. FEUP. 2009.

PINTO, J.O.P. *Simulador para estudo de operação e análise econômica de um sistema de cogeração utilizando microturbina a gás natural em complexos residenciais*. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2007.

PRADO, Darci. *Programação linear*. Editora de Desenvolvimento Gerencial, 1998.

PROCEL. *Manual de Tarificação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro. 2011

REIS, J.A. *Projeto e montagem de um sistema compacto de cogeração: aplicação da análise exergoeconômica*. 2006.

ROMERO, Alberto; CARVALHO, Monica; MILLAR, Dean L. Application of a polygeneration optimization technique for a hospital in northern Ontario. *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering*, v. 38, n. 1, p. 45, 2014.

RORIZ, M. Arquivos Climáticos de Municípios Brasileiro, São Paulo: ANTAC, 2012. Disponível em: < http://www.roriz.eng.br/epw_9.html >. Acesso em 6 de fevereiro de 2017.

SAKATSUME, F. H.; *Uso de cogeração no setor residencial: A aplicação de mini e micro-cogeneradores à gás natural*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2004.

- SCHAEDLER, L. Simulação Computacional De Uma Residência Visando A Análise Do Consumo Energético. Horizontina: FAHOR. 2014.
- SCHECHTMAN, R. Desafios à Cogeração a Gás Natural no Brasil. In: *WORKSHOP ABEGÁS*, [s.l.], 2012.[s.l.]: Centro Brasileiro de Infra Estrutura, 2012.
- SERRA, L.; RAMOS, J.; LOZANO, M.; ENSINAS, A. Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales. In: *Congreso Internacional sobre Desarrollo, Medio Ambiente y Recursos Naturales*, 2007, Cochabamba. Anais...Cochabamba: J. Feyen et al.), Vol. III, pp. 1832-1839. 2007.
- SOUZA NETO, J. F. *Aplicação do Otimizador MPA na Operação de uma Rede de Escoamento de Petróleo em Tempo Real*. Mossoró: UERN, 2016.
- TELLES, W. R.; RODRIGUES, P. P. G. W.; SILVA NETO, A. J. Calibração Automática da Plataforma MOHID Empergando Um Método Estocástico De Otimização De Dados Reais De Um Evento Climático Extremo em Nova Friburgo-RJ: parte 2 – Análise de Sensibilidade e Estimativa de Parâmetros Hidrológico. *Rev. Int. Métodos Numéricos cal. Diseño ing.* 2016.
- WYLEN, G. J. V.; SONNTAG, R. R.; BORGNAKKE, C.. *Fundamentos da Termodinâmica*. 6. ed. Editora Edgard Blucher, 2004.

Apêndice A

Otimização

MODEL:

TITLE Seleção de tecnologias;

!;

DATA:

! Um número muito grande comparado aos fluxos de energia do sistema;

BIGR = 100.;

! Um número muito grande em comparação com o número de peças de equipamento no sistema;

BIGN = 100;

! YVE Venda de eletricidade permitida (não / sim = 0/1);

YVE = @FILE('data_filipi.ldt');

! YCE Compra de electricidade permitida (não / sim = 0/1);

YCE = @FILE('data_filipi.ldt');

! YDQ perda de calor permitidos (não / sim = 0/1);

YDQ = @FILE('data_filipi.ldt');

! PCG preço de mercado de gás natural (euros/MWh);

PCG = @FILE('data_filipi.ldt');

! PCE preço de compra de eletricidade (euros/MWh);

PCE = @FILE('data_filipi.ldt');

! CECV / CECV Coeficiente de pico / fora de pico para a compra de eletricidade;

CECP, CECV = @FILE('data_filipi.ldt');

! PVE Preço de venda da electricidade auto-gerada (euros / MWh);

PVE = @FILE('data_filipi.ldt');

! CEVP / CEVV Coeficiente de pico / fora de pico para a venda de electricidade;

CEVP, CEVV = @FILE('data_filipi.ldt');

! Fator de custos de inversão indireta;

FCI = @FILE('data_filipi.ldt');

! Fator de amortização de investimento;

FAM = @FILE('data_filipi.ldt');

ENDDATA

!;

SETS:

! Utilidades(j) 1. CG gás natural;

! 2. VA vapor de alta pressão;

! 3. WC água quente;

! 4. WR água de refrigeração;

! 5. AA ar ambiente;

! 6. WF água fria;

! 7. EE eletricidade;

UTIL /CG,VA,WC,WR,AA,WF,EE/: INDCOM, INDDDEM, INDVEN, INDDDES;

! INDCOM indica a possibilidade de compra (no/yes = 0/1);

! INDDDEM indica a possibilidade de demanda (no/yes = 0/1);

```

! INDVEN indica a possibilidade de venda      ( no/yes = 0/1 );
! INDDDES indica a possibilidade de perdas     ( no/yes = 0/1 );
ENDSETS
DATA:
  INDCOM, INDDDEM, INDVEN, INDDDES = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA
SETS:
! Tecnologias  (i) 1. TGVA turbina a gás          - Cogeração de vapor de alta
pressão;
!              2. MGWC motor a gás                - Cogeração de água quente;
!              3. CGVA caldeira de vapor          - Produz vapor a alta pressão;
!              4. CGWC caldeira a gás             - Produz água quente;
!              5. ICVA trocador de calor          - Vapor de alta pressão -> água quente;
!              6. ICWC trocador de calor          - Água quente -> água fria;
!              7. FAVA DE chiller de absorção     - Opera em vapor de alta pressão;
!              8. FAWC SE chiller de absorção     - Opera em água quente;
!              9. FMWR chiller mecânico           - Opera em eletricidade;
!              10. ICWR torre de resfriamento    - Água de arrefecimento -> ar ambiente;
  TECN /MGWC,
        CGVA, CGWC, EEVA, EEWC,
  ICVA, ICWC,
        FAWC, FMWR,
        ICWR/: YPT, NET, PET, PIN, CBM, FOV, CIN, PRA;
! YPT presença de produto                      ( no/yes = 0/1 );
! NET Número de peças e de equipamentos        ( 0, 1, .... );
! PET Potência nominal do equipamento          (MW);
! PIN Potência instalada                       (MW);
! CBM Custo de instalação de equipamento       (euros);
! FOV Custo de operação e manutenção variável (euros/MWh);
! CIN Investimento                            (euros);
! PRA Produção anual                          (MWh/year);
ENDSETS
DATA:
  YPT, NET, PET, CBM, FOV = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA
SETS:
! Days (kd)   1. ENEROL      Janeiro.útil;
!             2. ENEROF      Janeiro.fds;
!             3. FEBREROL    Fevereiro.útil;
!             4. FEBREROF    Fevereiro.fds;
!             5. MARZOL      Março.útil;
!             6. MARZOF      Março.fds;
!             7. ABRILL      Abril.útil;
!             8. ABRILF      Abril.fds;
!             9. MAYOL       Maio.útil;
!             10. MAYOF      Maio.fds;
!             11. JUNIOL     Junho.útil;
!             12. JUNIOF     Junho.fds;
!             13. JULIOL     Julho.útil;

```

```

!      14. JULIOF      Julho.fds;
!      15. AGOSTOL     Agosto.útil;
!      16. AGOSTOF     Agosto.fds;
!      17. SEPTIEMBREL Setembro.útil;
!      18. SEPTIEMBREF Setembro.fds;
!      19. OCTUBREL    Outubro.útil;
!      20. OCTUBREF    Outubro.fds;
!      21. NOVIEMBREL  Novembro.útil;
!      22. NOVIEMBREF  Novembro.fds;
!      23. DICIEMBREL  Dezembro.útil;
!      24. DICIEMBREF  Dezembro.fds;

```

DIAS/ ENEROL, ENEROF, FEBREROL, FEBREROF, MARZOL, MARZOF,
 ABRILL, ABRILF, MAYOL, MAYOF, JUNIOL, JUNIOF,
 JULIOL, JULIOF, AGOSTOL, AGOSTOF, SEPTIEMBREL, SEPTIEMBREF,
 OCTUBREL, OCTUBREF, NOVIEMBREL, NOVIEMBREF, DICIEMBREL,
 DICIEMBREF

/: NDA, IDT_INV,
 DVAD, DWCD, DWFD, DEED, CCGD, CEED, VEED,
 CTECGD, CTECED, INGVED, CTEOMD, CVARID;

```

! NDA    Numero de dias por ano (days/year);
! IDT_INV Indica que o dia corresponde ao faturamento elétrico do inverno( no/yes = 0/1
);
! DVAD   Demanda de vapor      (MWh/day);
! DWCD   Demanda de água quente (MWh/day);
! DWFD   Demanda de água fria  (MWh/day);
! DEED   Demanda de eletricidade (MWh/day);
! CCGD   Compra de gás natural  (MWh/day);
! CEED   Compra de eletricidade (MWh/day);
! VEED   Venda de eletricidade  (MWh/day);
! CTECGD Custo de gás natural  (euros/day);
! CTECED Custo de eletricidade (euros/day);
! INGVED Lucro com venda de eletricidade (euros/day);
! CTEOMD Custo variável de operação e manutenção (euros/day);
! CVARID Custo total variável (euros/day);

```

ENDSETS

DATA:

```

NDA    = @FILE('data_filipi.ldt');
IDT_INV = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA

```

SETS:

```

! Horas (kh) 1. 1AM 00.00 -> 00.59;
!             2. 2AM 01.00 -> 01.59;
!             3. 3AM 02.00 -> 02.59;
!             4. 4AM 03.00 -> 03.59;

```

```

!      5. 5AM 04.00 -> 04.59;
!      6. 6AM 05.00 -> 05.59;
!      7. 7AM 06.00 -> 06.59;
!      8. 8AM 07.00 -> 07.59;
!      9. 9AM 08.00 -> 08.59;
!     10. 10AM 09.00 -> 09.59;
!     11. 11AM 10.00 -> 10.59;
!     12. 12AM 11.00 -> 11.59;
!      1. 2PM 12.00 -> 12.59;
!      2. 2PM 13.00 -> 13.59;
!      3. 3PM 14.00 -> 14.59;
!      4. 4PM 15.00 -> 15.59;
!      5. 5PM 16.00 -> 16.59;
!      6. 6PM 17.00 -> 17.59;
!      7. 7PM 18.00 -> 18.59;
!      8. 8PM 19.00 -> 19.59;
!      9. 9PM 20.00 -> 20.59;
!     10. 10PM 21.00 -> 21.59;
!     11. 11PM 22.00 -> 22.59;
!     12. 12PM 23.00 -> 23.59;

```

HORAS /1AM 2AM 3AM 4AM 5AM 6AM 7AM 8AM 9AM 10AM 11AM 12AM
 1PM 2PM 3PM 4PM 5PM 6PM 7PM 8PM 9PM 10PM 11PM 12PM

/: NHD,

IHPCE_INV, IHVCE_INV, IHPCE_VER, IHVCE_VER,
 IHPVE_INV, IHVVE_INV, IHPVE_VER, IHVVE_VER;

```

! NHD      Número de horas por dia                (hours/day);
! IHPCE_INV Indicador de compra de eletricidade em horário de pico no inverno    (
no/yes = 0/1 );
! IHVCE_INV Indicador de compra de eletricidade em horário fora de pico no inverno (
no/yes = 0/1 );
! IHPCE_VER Indicador de compra de eletricidade em horário de pico no verão      (
no/yes = 0/1 );
! IHVCE_VER Indicador de compra de eletricidade em horário fora de pico no verão  (
no/yes = 0/1 );
! IHPVE_INV Indicador de venda de eletricidade em horário de pico no inverno      (
no/yes = 0/1 );
! IHVVE_INV Indicador de venda de eletricidade em horário fora de pico no inverno (
no/yes = 0/1 );
! IHPVE_VER Indicador de venda de eletricidade em horário de pico no verão        (
no/yes = 0/1 );
! IHVVE_VER Indicador de venda de eletricidade em horário de pico no verão        (
no/yes = 0/1 );

```

ENDSETS

DATA:

```

NHD      = @FILE('data_filipi.ldt');
IHPCE_INV = @FILE('data_filipi.ldt');
IHVCE_INV = @FILE('data_filipi.ldt');
IHPCE_VER = @FILE('data_filipi.ldt');
IHVCE_VER = @FILE('data_filipi.ldt');

```

```

IHPVE_INV = @FILE('data_filipi.ldt');
IHVVE_INV = @FILE('data_filipi.ldt');
IHPVE_VER = @FILE('data_filipi.ldt');
IHVVE_VER = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA
SETS:
!;
! TecnUtil (i,j);
! Exchanges      CG,   VA,   WC,   WR,   AA,   WF,   EE;
TEUT (TECN,UTIL)/MGWC,CG      MGWC,WC MGWC,WR
MGWC,EE
      CGVA,CG CGVA,VA
      CGWC,CG      CGWC,WC
EEVA,VA      EEVA,EE
      EEWC,WC      EEWC,EE
      ICVA,VA ICVA,WC
      ICWC,WC ICWC,WR
      FAWC,WC FAWC,WR      FAWC,WF FAWC,EE
      FMWR,WR      FMWR,WF FMWR,EE
      ICWR,WR ICWR,AA      ICWR,EE

/: INDC, INDP, RIJV;
! INDC Indicador de combustível;
! INDP Indicador de produtos;
! RIJV Fluxo/Produção;
!;
! Combustível cogeração;
FCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,CG/;

! Trabalho cogeração;
WCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,EE/;

! Calor cogeração;
QCIJ (TECN,UTIL)/MGWC,WC /;

! Perda de calor;
QDIJ (TECN,UTIL)/ICWC,WR/;

! WR do motor;
WRMO (TECN,UTIL)/MGWC,WR/;

! CG Combustível da caldeira;
COCA (TECN,UTIL)/CGWC,CG/;

! CG Caldeira de água quente;
WCCA (TECN,UTIL)/CGWC,WC/;

! WC de troca de calor;
WCII (TECN,UTIL)/ICWC,WC/;

```

! EE do chiller de absorção;
EEAB (TECN,UTIL)/FAWC,EE/;

! WC do chiller de absorção;
WCAB (TECN,UTIL)/FAWC,WC/;

! WR do chiller de absorção;
WRAB (TECN,UTIL)/FAWC,WR/;

! WF do chiller de absorção;
WFAB (TECN,UTIL)/FAWC,WF/;

! EE do chiller mecânico;
EEFM (TECN,UTIL)/FMWR,EE/;

! WR do chiller mecânico;
WRFM (TECN,UTIL)/FMWR,WR/;

! WF do chiller mecânico;
WFFM (TECN,UTIL)/FMWR,WF/;

! WR da torre de resfriamento;
WRTO (TECN,UTIL)/ICWR,WR/;

! EE da torre de resfriamento;
EETO (TECN,UTIL)/ICWR,EE/;

! AA da torre de resfriamento;
AATO (TECN,UTIL)/ICWR,AA/;

! VA combustível da caldeira;
zzzz (TECN,UTIL)/CGVA,CG/;

! VA vapor da caldeira;
yyyy (TECN,UTIL)/CGVA,VA/;

! EE combustível da caldeira;
xxxx (TECN,UTIL)/EEVA,EE/;

! EE vapor da caldeira;
www (TECN,UTIL)/EEVA,VA/;

! EE combustível da caldeira;
vvvv (TECN,UTIL)/EEWC,EE/;

! EE caldeira de água quente;
uuuu (TECN,UTIL)/EEWC,WC/;

```

ENDSETS
DATA:
  INDC = @FILE('data_filipi.ldt');
  INDP = @FILE('data_filipi.ldt');
  RIJV = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA
!;
SETS:
  ! DiasHoras (kd,kh);
  DIHO(DIAS,HORAS): DVAH, DWCH, DWFH, DEEH,
                    PCEDH, PVEDH, CCGH, CEEH, VEEH,
                    YCEH, YVEH, NMS,
                    CTECGH, CTECEH, INGVEH, CTEOMH, CVARIH;

  ! DVAH  Demanda de vapor      (MWh/h);
  ! DWCH  Demanda de água quente (MWh/h);
  ! DWFH  Demanda de água fria   (MWh/h);
  ! DEEH  Demanda de eletricidade (MWh/h);
  ! PCEDH Preço de compra de eletricidade (euros/MWh);
  ! PVEDH Preço de venda de eletricidade (euros/MWh);
  ! CCGH  Compra de gás natural  (MWh/h);
  ! CEEH  Compra de eletricidade (MWh/h);
  ! VEEH  Venda de eletricidade  (MWh/h);
  ! YCEH  Indicador de compra de eletricidade(0/1);
  ! YVEH  Indicador de venda de eletricidade (0/1);

  ! NMS   Número de motores em serviço (0, 1, ...);

ENDSETS
DATA:
  DVAH, DWCH, DWFH, DEEH = @FILE('data_filipi.ldt');
ENDDATA
!;
SETS:
  ! Diashorasutilidade (kd,kh,j);
  DHU(DIAS,HORAS,UTIL): DEMDHU, COMDHU, CONDHU, PRODHU, VENDHU,
  DESDHU;
  ! DEMDHU Demanda      (MWh/h);
  ! COMDHU Compra       (MWh/h);
  ! CONDHU Consumo      (MWh/h);
  ! PRODHU Produção     (MWh/h);
  ! VENDHU Venda        (MWh/h);
  ! DESDHU Perda        (MWh/h);
  !;
  ! Diashoras Tecnologias(kd,kh,i);
  DHT(DIAS,HORAS,TECN): PRODHT;
  ! PRODHT Produção (MWh/h);
  !;
  ! DiasHorasTecnologiaUtilidade(kd,kh,i,j);

```



```

DHTU(DIAS,HORAS,TECN,UTIL): FDHTU;
! FDHTU Produção (MWh/h);
!;
ENDSETS
!;

CALC:
! Calculo o custo de compra e venda de eletricidade;
@FOR (DIAS(kd):
@FOR (HORAS(kh):
PCEDH(kd,kh) = PCE * (
    IDT_INV(kd) * ( IHPCE_INV(kh) * CECF + IHVCE_INV(kh) * CECV + (1-
IHPCE_INV(kh)-IHVCE_INV(kh)) * 1.00 )
    + (1 - IDT_INV(kd)) * ( IHPCE_VER(kh) * CECF + IHVCE_VER(kh) * CECV + (1-
IHPCE_VER(kh)-IHVCE_VER(kh)) * 1.00 ) );

PVEDH(kd,kh) = PVE * (
    IDT_INV(kd) * ( IHPVE_INV(kh) * CCEP + IHVVE_INV(kh) * CCEV + (1-
IHPVE_INV(kh)-IHVVE_INV(kh)) * 1.00 )
    + (1 - IDT_INV(kd)) * ( IHPVE_VER(kh) * CCEP + IHVVE_VER(kh) * CCEV + (1-
IHPVE_VER(kh)-IHVVE_VER(kh)) * 1.00 ) );
);
);
! Cálculo das demandas diárias e anuais;
@FOR (DIAS(kd):
    DVAD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * DVAH(kd,kh));
    DWCD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * DWCH(kd,kh));
    DWFD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * DWFH(kd,kh));
    DEED(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * DEEH(kd,kh));
);
DVAA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * DVAD(kd));
DWCA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * DWCD(kd));
DWFA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * DWFD(kd));
DEEA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * DEED(kd));
ENDCALC
!;
! Nosso objetivo-> Minimizar custos anuais (euros/year);
MIN = COSTE_ANUAL;

! Balanço Econômico;
@FREE ( COSTE_ANUAL );
COSTE_ANUAL = CFIJOA + CVARIA;
! Custo de investimento anual (euros/year);
INVERSION = FCI * @SUM (TECN(i): CIN(i));
CFIJOA = FAM * INVERSION;
! Custo de operação anual(euros/year);
! CTECGA;
CTECGA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * CTECGD(kd));
! CTECEA;

```

```

CTECEA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * CTECED(kd));
! INGVEA;
INGVEA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * INGVED(kd));
! CTEOMA;
CTEOMA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * CTEOMD(kd));
! CVARIA;
@FREE (CVARIA);
CVARIA = CTECGA + CTECEA - INGVEA + CTEOMA;
! Custo diário de operação(euros/day);
@FOR (DIAS(kd):
! CTECGD;
CTECGD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * CTECGH(kd,kh));
! CTECED;
CTECED(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * CTECEH(kd,kh));
! INGVED;
INGVED(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * INGVEH(kd,kh));
! CTEOMD;
CTEOMD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * CTEOMH(kd,kh));
! CVARID;
@FREE (CVARID(kd));
CVARID(kd) = CTECGD(kd) + CTECED(kd) - INGVED(kd) + CTEOMD(kd);
);
!Custo horário de operação(euros/hour);
@FOR (DIHO(kd, kh):
! CTECGH;
CTECGH(kd,kh) = PCG * CCGH(kd,kh);
! CTECEH;
CTECEH(kd,kh) = PCEDH(kd,kh) * CEEH(kd,kh);
! INGVEH;
INGVEH(kd,kh) = PVEDH(kd,kh) * VEEH(kd,kh);
! CTEOMH;
CTEOMH(kd,kh) = @SUM(TECN(i): FOV(i) * PRODHT(kd,kh,i));
! CVARIH;
@FREE (CVARIH(kd,kh));
CVARIH(kd,kh) = CTECGH(kd,kh) + CTECEH(kd,kh) - INGVEH(kd,kh) +
CTEOMH(kd,kh);
);

! Tecnologias;
@FOR (TECN(i):
@BIN (YPT(i)); @GIN (NET(i));
NET(i) <= YPT(i) * BIGN;
PIN(i) = NET(i) * PET(i);
CIN(i) = NET(i) * CBM(i) ;
PRA(i) = @SUM (DHT(kd,kh,i): NDA(kd)*NHD(kh)*PRODHT(kd,kh,i));
);
! Não vender eletricidade se não houver co-geração;
YVE <= YPT(@INDEX(MGWC)) ;
! Limites de produção;

```

```

@FOR(DIAS(kd):
@FOR(HORAS(kh):
@GIN(NMS(kd,kh)); NMS(kd,kh) <= NET(@INDEX(MGWC));
PRODHT(kd,kh,@INDEX(MGWC)) = NMS(kd,kh) * PET(@INDEX(MGWC));
@FOR (TECN(i):
    PRODHT(kd,kh,i) <= PIN(i);
);
);
);
POTMOT = PIN(@INDEX(MGWC)) ;
! Fluxos;
@FOR (DIAS(kd):
@FOR(HORAS(kh):
@FOR(TEUT(i,j):
FDHTU(kd,kh,i,j) = PRODHT(kd,kh,i)* RIJV(i,j);
);
);
);
! Balanço de utilidades;
@FOR(DIAS(kd):
@FOR(HORAS(kh):
@FOR(UTIL(j):
CONDHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDC(i,j)*FDHTU(kd,kh,i,j));
    PRODHU(kd,kh,j) = @SUM(TEUT(i,j): INDP(i,j)*FDHTU(kd,kh,i,j));
    COMDHU(kd,kh,j) <= INDCOM(j) * BIGR;
    DEMDHU(kd,kh,j) <= INDDEM(j) * BIGR;
    VENDHU(kd,kh,j) <= INDVEN(j) * BIGR;
    DESDHU(kd,kh,j) <= INDDDES(j) * BIGR;
    COMDHU(kd,kh,j) + PRODHU(kd,kh,j) = CONDHU(kd,kh,j) + DEMDHU(kd,kh,j)
        + VENDHU(kd,kh,j) + DESDHU(kd,kh,j);
);
);
);
! Relações e limitações para compra-venda de eletricidade;
@FOR(DIAS(kd):
@FOR(HORAS(kh):
DEMDHU(kd,kh,@INDEX(va)) = DVAH(kd,kh);
    DEMDHU(kd,kh,@INDEX(wc)) = DWCH(kd,kh);
    DEMDHU(kd,kh,@INDEX(wf)) = DWFH(kd,kh);
    DEMDHU(kd,kh,@INDEX(ee)) = DEEH(kd,kh);
!;
    CCGH(kd,kh) = COMDHU(kd,kh,@INDEX(cg));
    CEEH(kd,kh) = COMDHU(kd,kh,@INDEX(ee)); CEEH(kd,kh) <= YCE*BIGR;
    VEEH(kd,kh) = VENDHU(kd,kh,@INDEX(ee)); VEEH(kd,kh) <= YVE*BIGR;
);
);
! Resultados diários e anuais;
@FOR (DIAS(kd):
! CCGD;

```

```

CCGD(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * CCGH(kd,kh));
! CEED;
CEED(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * CEEH(kd,kh));
! VEED;
VEED(kd) = @SUM(HORAS(kh): NHD(kh) * VEEH(kd,kh));
);
CCGA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * CCGD(kd));
CEEA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * CEED(kd));
VEEA = @SUM(DIAS(kd): NDA(kd) * VEED(kd));

```

! Mais resultados;

```

! Combustível anual consumido pelos equipamentos de cogeração;
FCO = @SUM(FCIJ(i,j): PRA(i)* RIJV(i,j) );
! Trabalho cogorado anual;
WCO = @SUM(WCIJ(i,j): PRA(i)* RIJV(i,j) );
! Cogeração térmica anual;
QCO = @SUM(QCIJ(i,j): PRA(i)* RIJV(i,j) );
! Calor residual anual;
QCD = @SUM(QDIJ(i,j): PRA(i)* RIJV(i,j) );
! 3. NÃO desperdice energia térmica;
QCD <= YDQ*BIGR*8760;
! Cogeração de calor consumido;
QCC = QCO - QCD;
! Combustível atribuível ao trabalho cogorado;
FWC = FCO - QCC/0.9;

```

```

!Consumo total de electricidade;
CONT = WCO - VEEA;

```

```

!*****;
```

```

WRM = @SUM(WRMO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
COC = @SUM(COCA(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WCE = @SUM(WCCA(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WCI = @SUM(WCII(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
EEA = @SUM(EEAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WCA = @SUM(WCAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WRA = @SUM(WRAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );
WFA = @SUM(WFAB(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j) );

```

EEF = @SUM(EEFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WRF = @SUM(WRFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WFF = @SUM(WFFM(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WRT = @SUM(WRTO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

EET = @SUM(EETO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

AAT = @SUM(AATO(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

ZZZ = @SUM(ZZZZ(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

YYY = @SUM(YYYY(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

XXX = @SUM(XXXX(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

WWW = @SUM(WWWW(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

VVV = @SUM(VVVV(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

UUU = @SUM(UUUU(i,j): PRA(i)*RIJV(i,j));

CALC:

@SET('TERSEO', 1);

@SET('LINLEN', 120);

!Resolvendo o modelo;

@SOLVE();

!Imprimir resultados no arquivo;

@DIVERT('Results.Txt', 'A');

@WRITE(' Equipment installed: ', @NEWLINE(2),

 ' Gas engine : ', NET(@INDEX(MGWC)),

 ', (kW) = ', @FLOOR(1000*PIN(@INDEX(MGWC))), ' , (R\$/unit) = ',

CBM(@INDEX(MGWC)), @NEWLINE(1),

 ' Steam boiler (CG) : ', NET(@INDEX(CGVA)),

 ', (kW) = ', @FLOOR(1000*PIN(@INDEX(CGVA))), ' , (R\$/unit) = ',

CBM(@INDEX(CGVA)), @NEWLINE(1),

 ' Hot water boiler (CG) : ', NET(@INDEX(CGWC)),

 ', (kW) = ', @FLOOR(1000*PIN(@INDEX(CGWC))), ' , (R\$/unit) = ',

CBM(@INDEX(CGWC)), @NEWLINE(1),

 ' Steam boiler (EE) : ', NET(@INDEX(EEVA)),

 ', (kW) = ', @FLOOR(1000*PIN(@INDEX(EEVA))), ' , (R\$/unit) = ',

CBM(@INDEX(EEVA)), @NEWLINE(1),

 ' Hot water boiler (CG) : ', NET(@INDEX(EEWC)),

 ', (kW) = ', @FLOOR(1000*PIN(@INDEX(EEWC))), ' , (R\$/unit) = ',

CBM(@INDEX(EEWC)), @NEWLINE(1),

```

' VA -> WC heat exchanger : ', NET(@INDEX(ICVA)),
', (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICVA))), ', (R$/unit) = ',
CBM(@INDEX(ICVA)), @NEWLINE(1),
' WC -> WR heat exchanger : ', NET(@INDEX(ICWC)),
', (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWC))), ', (R$/unit) = ',
CBM(@INDEX(ICWC)), @NEWLINE(1),
' Absorption chiller : ', NET(@INDEX(FAWC)),
', (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FAWC))), ', (R$/unit) = ',
CBM(@INDEX(FAWC)), @NEWLINE(1),
' Mechanical chiller : ', NET(@INDEX(FMWR)),
', (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(FMWR))), ', (R$/unit) = ',
CBM(@INDEX(FMWR)), @NEWLINE(1),
' Cooling tower : ', NET(@INDEX(ICWR)),
', (kW) = ', @FLOOR( 1000*PIN(@INDEX(ICWR))), ', (R$/unit) = ',
CBM(@INDEX(ICWR)), @NEWLINE(2);
);
@WRITE( ' Initial investment in equipment (R$) = ', @FORMAT(INVERSION, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );
@WRITE( ' TOTAL Cost (R$/year) = ', @FORMAT(COSTE_ANUAL, '12.0f'),
@NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Fixed Cost (R$/year) = ', @FORMAT(CFIJOA, '12.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Variable Cost (R$/year) = ', @FORMAT(CVARIA, '12.0f'),
@NEWLINE(3) );

@WRITE( ' Energy flows (MWh/year) : ', @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Steam demand = ', @FORMAT(DVAA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Hot water demand = ', @FORMAT(DWCA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
);
@WRITE( ' Cold water demand = ', @FORMAT(DWFA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
);
@WRITE( ' Electricity demand = ', @FORMAT(DEEA, '12.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Natural gas consumption = ', @FORMAT(CCGA, '12.0f'), ' Cost
(R$/year) = ', @FORMAT(CTECGA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Purchase of electricity = ', @FORMAT(CEEA, '12.0f'), ' Cost (R$/year)
= ', @FORMAT(CTECEA, '12.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Sale of electricity = ', @FORMAT(VEEA, '12.0f'), ' Profit (R$/year) = ',
@FORMAT(INGVEA, '12.0f'), @NEWLINE(2) );

@WRITE( ' ANNUAL FLOWS (MWh) ', @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Fuel for cogeneration = ', @FORMAT(FCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Cogenerated work = ', @FORMAT(WCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Cogenerated heat = ', @FORMAT(QCO, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Consumed cogenerated heat = ', @FORMAT(QCC, '6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel attributable to cogenerated work = ', @FORMAT(FWC, '6.0f'),
@NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Waste heat = ', @FORMAT(QCD, '6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' WR of engine = ', @FORMAT(WRM, '6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' Fuel for CGWC = ', @FORMAT(COC, '6.0f'), @NEWLINE(1) );

```

```

@WRITE( ' WC of CGWC = ', @FORMAT(WCE,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel for CGVA = ', @FORMAT(ZZZ,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' VA of boiler = ', @FORMAT(YYY,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel for EEVA = ', @FORMAT(XXX,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' VA of boiler = ', @FORMAT(WWW,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' Fuel for EEWC = ', @FORMAT(VVV,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WC of boiler = ', @FORMAT(UUU,'6.0f'), @NEWLINE(1) );

@WRITE( ' WC of heat exchanger = ', @FORMAT(WCI,'6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' EE of absorption chiller = ', @FORMAT(EEA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WC of absorption chiller = ', @FORMAT(WCA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of absorption chiller = ', @FORMAT(WRA,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of absorption chiller = ', @FORMAT(WFA,'6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' EE of mechanical chiller = ', @FORMAT(EEF,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WR of mechanical chiller = ', @FORMAT(WRF,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' WF of mechanical chiller = ', @FORMAT(WFF,'6.0f'), @NEWLINE(2) );
@WRITE( ' WR of cooling tower = ', @FORMAT(WRT,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' EE of cooling tower = ', @FORMAT(EET,'6.0f'), @NEWLINE(1) );
@WRITE( ' AA of cooling tower = ', @FORMAT(ATT,'6.0f'), @NEWLINE(2) );

```

ENDCALC

!;

SETS:

PINTT(DIAS,HORAS): DVAH_p, DWCH_p, DWFH_p, DEEH_p, CCGH_p, CEEH_p,
VEEH_p;

ENDSETS

CALC:

@FOR(DIAS(kd):

@FOR(HORAS(kh):

DVAH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*DVAH(kd,kh));

DWCH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*DWCH(kd,kh));

DWFH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*DWFH(kd,kh));

DEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*DEEH(kd,kh));

CCGH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*CCGH(kd,kh));

CEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*CEEH(kd,kh));

VEEH_p(kd,kh) = @FLOOR(1000*VEEH(kd,kh));

);

);

ENDCALC

DATA:

! @TEXT ('Results.Txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1) , ' Steam demand(kW) = ');

! @TEXT ('results.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));

! @TEXT ('Results.Txt', 'A') = @TABLE(DVAH_p, 2, 1);

@TEXT ('results.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1) , ' Heat demand (kW) = ');

@TEXT ('results.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));

@TEXT ('results.txt', 'A') = @TABLE(DWCH_p, 2, 1);

@TEXT ('results.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1) , ' Cooling demand (kW) = ');

@TEXT ('results.txt', 'A') = @WRITE(@NEWLINE(1));

```

@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( DWFH_p, 2, 1);
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Electricity demand(kW) = ');
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( DEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Natural gas consumption(kW)
= ');
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( CCGH_p, 2, 1);
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Purchase of electricity (kW) =
');
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( CEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Sale of electricity (kW) = ');
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( VEEH_p, 2, 1);
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1) , ' Number of engines in
operation = ');
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @WRITE( @NEWLINE(1));
@TEXT ('results.txt', 'A' ) = @TABLE( NMS, 2, 1);
ENDDATA
!;

```


Apêndice B

Dados

! YVE Venda de eletricidade permitida(no/yes = 0/1);

1 ~

! YCE Compra de eletricidade permitida (no/yes = 0/1);

1 ~

! YDQ Desperdício de calor permitido(no/yes = 0/1);

1 ~

! PCG Preço de compra de (tarifa 2.4) gás natural(R\$/MWh);

322 ~

! PCE Preço de compra de (tarifa 1.1) eletricidade(R\$/MWh);

442 ~

! CECV / CECV Coeficiente de pico / fora de pico para compra de eletricidade;

! Diferenciação horária# 2;

1.00, 1.00 ~

! PVE Preço de venda (tarifa de alimentação) de electricidade(R\$/MWh);

442 ~

! CEVP / CEVV Coeficiente de pico / fora de pico para venda de eletricidade;

! Não há diferenciação no tempo de entrega;

1.00, 1.00 ~

! FCI Fator de custos indiretos de investimento;

1.15 ~

! FAM Fator de amortização do investimento e custos fixos;

0.20 ~

! Utilidades (j) 1. CG gás natural;

! 2. VA vapor de alta pressão;

! 3. WC água quente;

! 4. WR água de refrigeração;

! 5. AA ar ambiente;

! 6. WF água fria;

! 7. EE eletricidade;

! Indicadores das possibilidades de compra, demanda, vendae desperdício;

! INDCOM, INDDDEM, INDVEN, INDDDES = ;

1, 0, 0, 0, ! CG;

0, 1, 0, 0, ! VA;

0, 1, 0, 0, ! WC;

0, 0, 0, 0, ! WR;
 0, 0, 0, 1, ! AA;
 0, 1, 0, 0, ! WF;
 1, 1, 1, 0 ! EE; ~

! Tecnologias (i)

! 1. MGWC motor a gás - Cogeração de água quente;
 ! 2. CGVA Caldeira a gás - Produz vapor a alta pressão;
 ! 3. CGWC caldeira a gás - produz água quente;
 ! 4. EEVA caldeira a eletricidade - produz vapor a alta pressão;
 ! 5. EEWC caldeira a eletricidade - produz água quente;
 ! 6. ICVA trocador de calor - vapor-->água quente;
 ! 7. ICWC trocador de calor - água quente-->água de refrigeração;
 ! 8. FAWC SE chiller de absorção - Opera em água quente;
 ! 9. FMWR chiller mecânico - Opera com eletricidade;
 ! 10. ICWR torre de resfriamento - água fria-->ar;

! YPT Presença de produto (no/yes = 0/1);
 ! NET Número de equipamentos (0, 1,);
 ! PET Potência nominal do equipamento (MW);
 ! PIN Potência instalada (MW);
 ! CBM Custo do equipamento instalado (R\$);
 ! FOV Custos variáveis de manutenção e operação (R\$/MWh);

! YPT, NET, PET, CBM, FOV = ;
 , , 0.108, 175740, 0.00, ! MGWC;
 , , 0.116, 54000, 0.00, ! CGVA;
 , , 0.300, 49300, 0.00, ! CGWC;
 , , 0.150, 42500, 0.00, ! EEVA;
 , , 0.150, 28200, 0.00, ! EEWC;
 , , 0.150, 3350, 0.00, ! ICVA;
 , , 0.150, 3000, 0.00, ! ICWC;
 , , 0.350, 342500, 0.00, ! FAWC;
 , , 0.180, 102250, 0.00, ! FMWR;
 , , 0.180, 5000, 0.00 ! ICWR; ~

! Days (kd) 1. ENEROL Janeiro.útil;
 ! 2. ENEROF Janeiro.fds;
 ! 3. FEBREROL Fevereiro.útil;
 ! 4. FEBREROF Fevereiro.fds;
 ! 5. MARZOL Março.útil;
 ! 6. MARZOF Março.fds;
 ! 7. ABRILL Abril.útil;
 ! 8. ABRILF Abril.fds;
 ! 9. MAYOL Maio.útil;
 ! 10. MAYOF Maio.fds;
 ! 11. JUNIOL Junho.útil;

```

!      12. JUNIOF      Junho.fds;
!      13. JULIOL      Julho.útil;
!      14. JULIOF      Julho.fds;
!      15. AGOSTOL      Agosto.útil;
!      16. AGOSTOF      Agosto.fds;
!      17. SEPTIEMBREL  Setembro.útil;
!      18. SEPTIEMBREF  Setembro.fds;
!      19. OCTUBREL     Outubro.útil;
!      20. OCTUBREF     Outubro.fds;
!      21. NOVIEMBREL   Novembro.útil;
!      22. NOVIEMBREF   Novembro.fds;
!      23. DICIEMBREL   Dezembro.útil;
!      24. DICIEMBREF   Dezembro.fds;

```

! Número de dias por ano de dias representativos;

! NDA = ;

```

20 11 20 8 18 13 21 9 22 9 21 9 23 8 20 11 22 8 22 9 20 10 21 10 ~

```

! Indicador de que o dia representativo corresponde a faturamento elétrico no inverno;

! IDT_INV = ;

```

1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 ~

```

! Número de horas / dia do período horário;

! NHD = ;

```

1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 ~

```

! Coeficiente de pico no inverno para a compra de eletricidade;

! Diferenciação horária #2;

! IHPCE_INV = ;

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ~

```

! Coeficiente de inverno fora de pico para compra de eletricidade;

! Diferenciação horária #2;

! IHVCE_INV = ;

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ~

```

! Coeficiente de pico no verão para compra de eletricidade;

! Diferenciação horária #2;

! IHPCE_VER = ;

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 ~

```

! Coeficiente de pico de verão para a compra de eletricidade;

! Diferenciação horária #2;

! IHVCE_VER = ;

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ~

```

! Coeficiente de pico no inverno para venda de eletricidade;

! IHPVE_INV = ;

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 ~

```

! Coeficiente de inverno fora de pico para venda de eletricidade;

! IHVVE_INV = ;

1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 ~

! Coeficiente de pico no verão para venda de eletricidade;

! IHPVE_VER = ;

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 ~

! Coeficiente de verão fora de pico para venda de eletricidade;

! IHVVE_VER = ;

1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 ~

! Interações (tecnologia, utilidade);

! MGWC,CG MGWC,WC MGWC,WR MGWC,EE

CGVA,CG CGVA,VA

CGWC,CG CGWC,WC

EEVA,VA EEVA,EE

EEWC,WC

EEWC,EE

ICVA,VA ICVA,WC

ICWC,WC ICWC,WR

FAWC,WC FAWC,WR FAWC,WF FAWC,EE

FMWR,WR FMWR,WF FMWR,EE

ICWR,WR ICWR,AA ICWR,EE;

! Indicador de consumo;

! INDC = ;

1 0 0 0 ! MGWC;

1 0 ! CGVA;

1 0 ! CGWC;

0 1 ! EEVA;

0 1 ! EEWc;

1 0 ! ICVA;

1 0 ! ICWC;

1 0 0 1 ! FAWC;

0 0 1 ! FMWR;

1 0 1 ! ICWR; ~

! Indicador de produção;

! INDP = ;

0 1 1 1 ! MGWC;

0 1 ! CGVA;

0 1 ! CGWC;

1 0 ! EEVA;

1 0 ! EEWc;

0 1 ! ICVA;

0 1 ! ICWC;

0 1 1 0 ! FAWC;

1 1 0 ! FMWR;

0 1 0 ! ICWR; ~

! Fluxo relativo (principal);

! RIJV = ;

3.06		1.77	0.10	1	! MGWC;
1.24	1				! CGVA;
1.12		1			! CGWC;
	1.15			1	! EEVA;
		1.11		1	! EEWC;
	1.1	1			! ICVA;
		1.1	1		! ICWC;
		0.80	1.71	1	0.01 ! FAWC;
			1.24	1	0.24 ! FMWR;
		1	1.0		0.02 ! ICWR; ~

! Demanda;

! DVAH, DWCH, DWFH, DEEH = ;

! VA WC WF EE; !ENEROL;

0.0000 0.0000 0.1540 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1086 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1068 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1057 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.1046 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1037 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1057 0.1034 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1038 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0985 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1055 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !ENEROF;

0.0000 0.0000 0.1613 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1152 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1133 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1122 0.0040 ! 03->04;

0.0000 0.0000 0.1111 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1102 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1032 0.1097 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1100 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.1046 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1032 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !FEBREROL;

0.0000 0.0000 0.1418 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0993 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0971 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0962 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0955 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0948 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1032 0.0948 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0955 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0904 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1032 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !FEBREROF;

0.0000 0.0000 0.1501 0.0040 ! 00->01;

0.0000 0.0000 0.1059 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1038 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1028 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.1018 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1010 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1041 0.1007 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1013 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0959 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1010 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !MARZOL;

0.0000 0.0000 0.1733 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1224 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1202 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1189 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.1177 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1166 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.0964 0.1161 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1165 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.1111 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.0980 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! MARZOF;
 0.0000 0.0000 0.1720 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1218 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1201 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1192 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.1179 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1167 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1032 0.1163 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1166 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.1109 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.0971 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! ABRILL;
 0.0000 0.0000 0.0917 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0621 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0573 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0565 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0560 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0556 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1139 0.0556 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0564 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0515 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1052 0.0000 0.0932 ! 20->21;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! ABRILF;
 0.0000 0.0000 0.1263 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0881 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0855 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0845 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0836 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0827 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1137 0.0823 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0827 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0774 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1096 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! MAYOL;
 0.0000 0.0000 0.1113 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0753 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0686 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0657 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0626 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0556 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1119 0.0524 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0524 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0469 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1114 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.00000.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! MAYOF;
 0.0000 0.0000 0.0993 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0691 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0651 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0643 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0636 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0629 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1127 0.0626 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0631 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0579 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1002 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! JUNIOL;
 0.0000 0.0000 0.0638 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0482 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0414 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0403 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0398 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0392 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1239 0.0390 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0394 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0343 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1130 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! JUNIOF;
 0.0000 0.0000 0.0557 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0416 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0345 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0332 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0327 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0324 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1201 0.0320 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0322 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0268 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1059 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! JULIOL;
 0.0000 0.0000 0.0360 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0286 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0252 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0237 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0231 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0228 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1196 0.0228 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0227 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0169 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1114 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! JULIOF;
 0.0000 0.0000 0.0486 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0338 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0268 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0244 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0239 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0237 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1137 0.0239 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0245 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0194 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1229 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! AGOSTOL;
 0.0000 0.0000 0.0516 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0403 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0349 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0331 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0324 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0319 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1307 0.0318 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0320 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0269 0.0040 ! 08->09;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1166 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! AGOSTOF;

0.0000 0.0000 0.0386 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0300 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0262 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0242 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0236 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0228 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1250 0.0222 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0224 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0171 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1116 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! SEPTIEMBRE;

0.0000 0.0000 0.0708 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0533 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0477 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0472 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0470 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0468 0.0040 ! 05->06;

0.0000 0.1081 0.0469 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0475 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0425 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1105 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! SEPTIEMBRE;

0.0000 0.0000 0.0723 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0533 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0465 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0423 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0402 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0399 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1119 0.0398 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0402 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0352 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1088 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; ! OCTUBRE;

0.0000 0.0000 0.1166 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0820 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0801 0.0040 ! 02->03;

0.0000 0.0000 0.0797 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0791 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0785 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1061 0.0783 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0786 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0730 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1071 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; OCTUBREF;

0.0000 0.0000 0.1146 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0797 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0768 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0758 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0725 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0704 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1083 0.0701 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0704 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0652 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1077 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !NOVIEMBREL;

0.0000 0.0000 0.1366 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0963 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0952 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0947 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0940 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0933 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1056 0.0930 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0936 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0880 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1064 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; !NOVIEMBREF;

0.0000 0.0000 0.1419 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.0995 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.0974 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0944 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0820 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0756 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1106 0.0741 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0741 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0688 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1071 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;

0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; DICIEMBREL;

0.0000 0.0000 0.1587 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1138 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1126 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.1119 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.1110 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.1101 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1023 0.1097 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.1101 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.1044 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0040 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0072 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0148 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0194 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;
 0.0000 0.1051 0.0000 0.0932 ! 20->21;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24;

! VA WC WF EE; DICIEMBREF;

0.0000 0.0000 0.1688 0.0040 ! 00->01;
 0.0000 0.0000 0.1211 0.0040 ! 01->02;
 0.0000 0.0000 0.1141 0.0040 ! 02->03;
 0.0000 0.0000 0.0980 0.0040 ! 03->04;
 0.0000 0.0000 0.0897 0.0040 ! 04->05;
 0.0000 0.0000 0.0878 0.0040 ! 05->06;
 0.0000 0.1176 0.0862 0.0040 ! 06->07;
 0.0000 0.0000 0.0858 0.0040 ! 07->08;
 0.0000 0.0000 0.0804 0.0040 ! 08->09;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0130 ! 09->10;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 10->11;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 11->12;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 12->13;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0162 ! 13->14;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 14->15;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0195 ! 15->16;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0105 ! 16->17;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0151 ! 17->18;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 18->19;
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 19->20;

0.0000 0.1058 0.0000 0.0932 ! 20->21;
0.0000 0.0000 0.0000 0.0932 ! 21->22;
0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 22->23;
0.0000 0.0000 0.0000 0.0332 ! 23->24; ~