



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Mecânica

**Análise do efeito de implementação de armazenamento
térmico em banco de gelo e armazenamento elétrico em
baterias Sódio-Enxofre (NaS) sobre o custo de
exploração de edifícios de serviços**

KÉLTON SIMÃO QUARESMA LIMA AMADO
(Licenciado)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica

(Documento Definitivo)

Orientadores: Professor Especialista Rui Alberto de Almeida Cavaca Marcos
Professor Especialista Filipe Martins Rodrigues

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Rui Pedro Chedas Sampaio

Vogal: Prof. Nuno Paulo Ferreira Henriques

Vogal: Prof. Rui Alberto Cavaca Marcos

Janeiro de 2015

Página em branco

Dedicatória

Aos meus pais, irmã,
todos aqueles que estiveram ao meu lado.

Página em branco

Agradecimentos

Gostaria de agradecer o apoio e orientação do Engenheiro Filipe Rodrigues, agradecer o suporte e conhecimentos transmitido pelo Engenheiro Rui Cavaca Marcos, que possibilitaram a realização do trabalho final de mestrado.

Página em branco

Resumo

Portugal praticamente não possui recursos energéticos fósseis endógenos, nomeadamente aqueles que asseguram as necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos – o petróleo, o carvão e o gás natural. Esta escassez de recursos fósseis conduz a uma elevada dependência energética externa [1]. No entanto, a crescente utilização das energias renováveis como a energia solar, eólica e geotérmica a nível nacional contribuem para a diminuição da dependência energética externa [2]. Portanto a otimização da utilização dos recursos energéticos possui elevada importância, facto que justifica a pesquisa de soluções que melhorem a exploração dos recursos energéticos.

No contexto indicado, efetua-se o estudo da viabilidade da implementação das soluções que minimizem o custo com a fatura de energia elétrica, com a utilização da energia da rede nos períodos de vazio e super-vazio da tarifa de energia elétrica, períodos ao quais se efetua o carregamento da bateria Sódio-Enxofre (NaS) e o chiller fornece a potência térmica ao banco de gelo. A energia armazenada é utilizada durante os períodos de cheio e de ponta da tarifa de energia elétrica.

Efetua-se o estudo das viabilidades de implementação das soluções de armazenamento térmico em banco de gelo (Solução 1), e do armazenamento térmico em banco de gelo conjugado com o armazenamento de energia elétrica na bateria sódio-enxofre. Os encargos com as soluções propostas foram comparados com os encargos com a solução tradicional de fornecimento de arrefecimento com recurso ao chiller, do qual se obteve um tempo de amortização simples de 5,7 anos para a solução 1 e 47,7 anos para a solução 2. Pela análise dos tempos de amortização simples, concluiu-se que a solução 1 é viável e que a solução 2 é impraticável.

Palavras-chave: Armazenamento Térmico, Banco de Gelo, Baterias, Bateria de Sulfureto de Sódio (NaS).

Página em branco

Abstract

Portugal has practically no indigenous fossil energy resources, including those that ensure the energy needs of the most developed countries - oil, coal and natural gas. This scarcity of fossil fuels leads to a high external energy dependence [1]. However, the increasing use of renewable energy such as solar, wind and geothermal energy at national level contribute to the reduction of external energy dependency [2]. Therefore, the optimization of use of energy resources is highly relevant, a fact which justifies the search of solutions that enable the energy resources exploration.

At the indicated context, makes up the study of the feasibility of implementing solutions that minimize the cost of the electricity invoice, with the use of power from the grid in off-peak hours of the electricity tariff, during which takes place the charging of the sodium-sulfur battery (NaS) and the chiller loads the thermal energy to the ice bank. The stored energy is used during the peak hours of the electricity tariff.

Studies up two solutions, the ice bank thermal storage (Solution 1), and the ice bank thermal storage in conjunction with electricity storage in the sodium-sulfur battery. The costs of the proposed solutions were compared with the costs of traditional cooling supply solution with only the chiller application, which results a simple payback time of 5.7 years for the solution 1 and 47.7 years for solution 2. From the analysis of simple payback times, it was concluded that the solution 1 is feasible and that the solution 2 is impractical.

Keywords

Thermal Storage, Ice Tank, Electric Battery, Sodium Sulfur Battery

Página em branco

Glossário/Nomenclatura/Lista de Símbolos

ADI – Agravamento diferencial no investimento
AEP – American Electric Power
AVAC – Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado
BT – Baixa tensão
BTE – Baixa tensão especial
COP – Coeficiente de performance
DL – Decreto de Lei
EDP – Energia de Portugal
ERSE – Entidade Reguladores Dos Serviços Energéticos
ETA – Economia total anual
GEE – Gestão Energética de Edifícios
h – horas
ISEL – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa
kJ/kg – quilojoule por quilograma
kVA – quilo volt ampere
kW – quilo watt
mm . Milímetro
ms- milissegundo
MT - Media tensão
MW - mega watt
NaS - Sódio-Enxofre
NiCd - Níquel Cádmio
NiMH – hidrato metálico de níquel
°C – Celsius
Pa - Pascal
PSB - Brometo de polissulfetos
VRB - Bateria oxirredução de vanádio
W - watt
ZnBr - Brometo de Zinco

Página em branco

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Enquadramento	1
1.2.	Estrutura da Dissertação	3
2.	Estado da arte	5
2.1.	Armazenamento de Energia Elétrica.....	5
2.2.	Baterias	6
2.1.1.	Bateria de Chumbo Ácido.....	6
2.1.2.	Baterias de níquel-cádmio (NiCd)	7
2.1.3.	Bateria de hidrato metálico de níquel (NiMH).....	7
2.1.4.	Baterias de Iões Lítio	8
2.1.5.	Baterias de fluxo	8
2.1.6.	Bateria de Sódio-Enxofre (NaS)	10
2.1.3.	Análise comparativa das tecnologias de armazenamento de energia elétrica	14
2.2.	Armazenamento de energia térmica.....	16
2.2.1.	Sistema de armazenamento térmico com utilização de gelo	18
2.2.2.	Sistema de armazenamento térmico em banco de gelo	20
2.3.	Conclusão.....	24
3.	Caso de estudo. Avaliação técnico-económica das soluções Chiller-Banco de gelo e Bateria sódio-enxofre.....	26
3.1.	Caraterização da instalação	26
3.1.1.	Necessidade de arrefecimento.....	26
3.1.2.	Período de funcionamento da instalação.....	28
3.1.3.	Tipo de ligação à rede de distribuição elétrica e tarifário	29
3.2.	Equipamentos.....	30
3.3.	Metodologia de cálculo e considerações utilizados nas simulações	32
3.2.1.	Considerações circuito hidráulico auxiliar	36
3.2.2.	Consideração para a solução com a bateria sódio-enxofre.....	36
3.2.3.	Consideração para cálculo da receita e tempo amortização	37
3.4.	Aplicação da metodologia de cálculo utilizado na simulação.....	38
3.4.1.	Resultado técnico da solução de referência	38
3.4.2.	Resultado técnico da solução chiller e banco de gelo – Solução 1	45
3.4.2.	Resultado técnico da solução chiller, banco de gelo e bateria sódio-enxofre – Solução 2.....	50
3.4.3.	Resultados económicos.....	54
3.5.	Análise de resultados	66
4.	Conclusões e Desenvolvimentos futuros.....	69
4.1.	Conclusões	69
4.2.	Desenvolvimentos Futuros/Recomendações.....	69
	Anexos.....	75
	Anexo B - Auxiliar metodologia Cálculo.....	75
	Anexo B.1 – Horários.....	75
	Anexo B.2 – Tarifário de eletricidade 2013	75
	Anexo B.3 - Chiller Carrier P060 A P390.....	75
	Anexo B.4 – Lista Preços Bombas Hidráulicas	75
	Anexo B.5 - Banco gelo Calmac Modelo B	75
	Anexo B.6 – Preços Banco Gelo Calmac	75
	Anexo B.7 – Especificações da bateria sódio-enxofre.....	75
	Anexo B.8- Sistema de controlo da bateria sódio-enxofre	75

Página em branco

Índice de Figuras

Figura 1 Evolução do preço médio de eletricidade para utilizadores não-domésticos em Portugal. Fonte: Eurostat. [3].	1
Figura 2: Princípio de funcionamento de uma bateria de fluxo. Fonte: http://www.tantaline.com/Flow-Batteries-568.aspx	9
Figura 3: Constituição de uma célula da bateria sódio-enxofre. Adaptado de [20]	11
Figura 4: Reações eletroquímicas dentro da bateria sódio-enxofre. Adaptado de [21]	12
Figura 5: Classificação do armazenamento de energia térmica de arrefecimento. Adaptado [9]	17
Figura 6: Circulação de fluido pelas cápsulas. Adaptado [46]	20
Figura 7: Exemplo armazenamento total em banco de gelo [49].	22
Figura 8: Exemplo de armazenamento parcial em banco de gelo, prioridade Chiller [49]	22
Figura 9: Exemplo de armazenamento parcial em banco de gelo, prioridade armazenamento [49]	23
Figura 10: Circulação do fluido pelo banco de gelo. Adaptado [46]	23
Figura 11: Preço do banco de gelo (Calmac) em função da capacidade	30
Figura 12: Preço da bateria sódio-enxofre em função da capacidade	31
Figura 13: Fluxograma da metodologia de seleção da bateria sódio-enxofre, Chiller e Banco de gelo	32
Figura 14: Esquema do circuito hidráulico Chiller-Banco de gelo	36
Figura 15: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Dia útil.	40
Figura 16: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Sábado.	40
Figura 17: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Domingo.	41
Figura 18: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Dias úteis.	46
Figura 19: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Sábado.	46
Figura 20: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Domingo.	47

Página em branco

Índice de Tabelas

Tabela 1: Características das tecnologias de armazenamento de energia elétrica (Adaptado de [30]).....	14
Tabela 2: Relação Potência / Área ocupada das tecnologias de armazenamento de energia elétrica	15
Tabela 3: Relação Potência / Área ocupada das tecnologias de armazenamento de energia térmica. Dados retirados no Anexo B.7.....	24
Tabela 4: Padrão de referência de ocupação de edifícios de escritórios e centro comercial. Adaptado de DL 79 de 2006.....	28
Tabela 5: Determinação do número de ocupantes	38
Tabela 6: Determinação carga térmica do edifício	39
Tabela 7: Características do Chiller selecionado.....	39
Tabela 8: Características da bomba hidráulica do Chiller	39
Tabela 9: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – dia útil	42
Tabela 10: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – sábado.....	43
Tabela 11: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – domingo	44
Tabela 12: Seleção do banco de gelo – Solução 1	45
Tabela 13: Características da bomba hidráulica do banco de gelo	45
Tabela 14: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – dias úteis.....	47
Tabela 15: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – dias úteis. Continuação.....	48
Tabela 16: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – sábado.....	48
Tabela 17: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – sábado. Continuação.....	49
Tabela 18: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – domingo.....	49
Tabela 19: Seleção Bateria sódio-enxofre – Solução 2	50
Tabela 20: Determinação da potência elétrica total – solução 2- dia útil	51
Tabela 21: Determinação da potência elétrica total – solução 2- Sábado.....	52
Tabela 22: Determinação da potência elétrica total – solução 2- Domingo	53
Tabela 23: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo Semanal	55
Tabela 24: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo diário	56
Tabela 25: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo semanal opcional	57
Tabela 26: Custo diário de energia – Solução 1 – Ciclo Semanal	58
Tabela 27: Custo diário de energia – Solução 2 – Ciclo Semanal	59
Tabela 28: Custo anual da potência instalada – Solução Convencional	60
Tabela 29: Custo anual da potência instalada – Solução 1	60
Tabela 30: Custo anual da potência instalada – Solução 2	60
Tabela 31: Custo anual de energia elétrica – Solução tradicional – todos os ciclos.....	62
Tabela 32: Economia Solução 1 – Ciclo Semanal	62
Tabela 33: Economia Solução 2 – Ciclo Semanal	62
Tabela 34: Custo de investimento – Solução 1	64
Tabela 35: Custo de investimento – Solução 2.....	65
Tabela 37: Tempo de amortização simples – Solução 1 – Ciclo Semanal	66
Tabela 38: Tempo de amortização simples – Solução 2 – Ciclo Semanal	66

Página em branco

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Com base nos indicadores fornecidos pelo Eurostat [3], verifica-se o aumento do preço da energia elétrica em Portugal (sem impostos) entre 2003 a 2014, Figura 1, facto que justifica a pesquisa e estudo de soluções que possibilitem a diminuição dos custos, através da diminuição da fatura de energia elétrica.

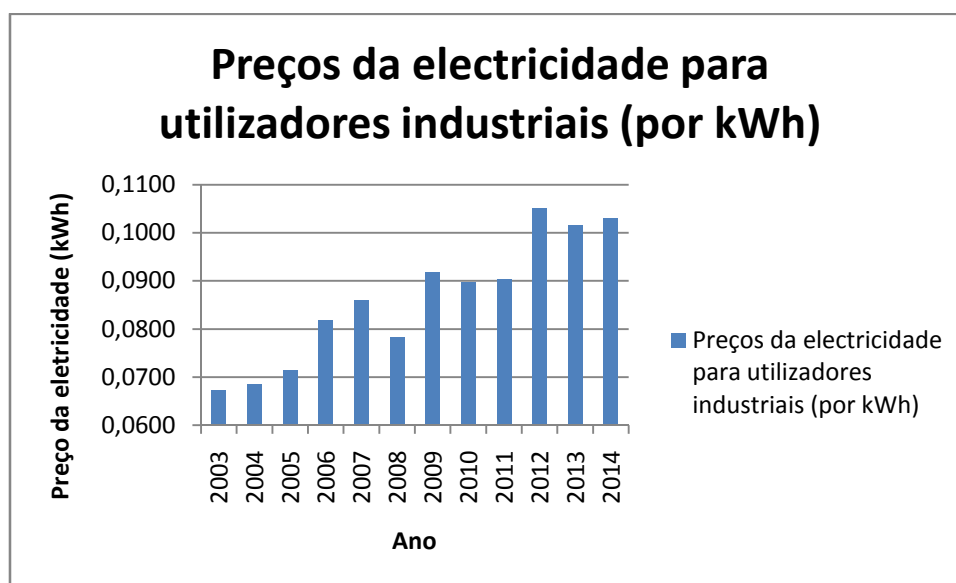


Figura 1 Evolução do preço médio de eletricidade para utilizadores não-domésticos em Portugal.
Fonte: Eurostat. [3].

Através da análise dos artigos científicos relacionados com o armazenamento de energia aplicados aos edifícios [4] [5] [6], verifica-se a tendência para adoção do armazenamento de energia térmica em detrimento ao armazenamento de energia elétrica porque o armazenamento de energia térmica apresenta maior potência por área ocupada. O artigo [5] indica que o armazenamento de energia térmica é muitas vezes considerado com uma das tecnologias mais promissoras para aplicações nos edifícios. O armazenamento de energia térmica permite a correção do desajustamento de tempo

entre a procura/consumo de energia e o fornecimento de energia economicamente mais favorável [5].

Outra tecnologia comercialmente disponível, passível de ser aplicada nos edifícios, segundo o artigo [7], são as baterias químicas. A maioria das baterias tem sido utilizada para fonte de alimentação ininterrupta (UPS) em banco de dados ou para outros processos de alta sensibilidade de energia elétrica nos edifícios. As UPS são raramente usadas como recursos para a mudança de consumo de energia elétrica para um período economicamente mais favorável, porque usualmente a sua utilização resume-se no fornecimento de energia elétrica quando a alimentação da rede de distribuição falha.

Pelos motivos acima indicados, não é comum a existência de sistemas de armazenamento da bateria localizados nos edifícios comerciais para aplicações diferentes de UPS dedicados. Embora não haja nenhuma barreira técnica que limitaria a utilização de armazenamento na bateria para a mudança do período de carga do edifício, o custo é muito elevado [6]. No entanto tem-se estudado o armazenamento de energia elétrica considerando a compra de eletricidade a baixo preço e venda a preço mais elevado, a fim de lucrar com a diferença no preço [7].

Com base nos artigos analisados verifica-se a ausência de estudo da viabilidade de integração do armazenamento térmico, em conjunto com o armazenamento de energia elétrica aplicada aos edifícios. Com este trabalho pretende-se colmatar a lacuna detetada, através do estudo da possibilidade de implementação do armazenamento de energia elétrica conjuntamente com o armazenamento de energia térmica, com o objetivo de diminuir o custo de exploração do edifício.

Opta-se pela seguinte abordagem em relação ao armazenamento de energia elétrica, a aquisição de energia no período em que o preço é mais económico, e utilização da energia armazenada durante o período em que o preço é mais elevado, na expectativa de obtenção de bons resultados.

1.2. Estrutura da Dissertação

O trabalho divide-se em quatro capítulos, o primeiro capítulo corresponde a introdução, constituída pela organização da dissertação, e pela verificação da importância do estudo do armazenamento térmico e armazenamento de energia elétrica.

No segundo capítulo efetua-se a revisão bibliográfica, apresentam-se as tecnologias disponíveis para armazenamento de energia elétrica e efetua-se a análise comparativa das principais características. Apresentam-se as diversas tecnologias de armazenamento térmico com utilização de gelo, com maior ênfase no armazenamento em banco de gelo.

No terceiro capítulo apresentam-se a metodologia e as considerações necessárias para a elaboração dos estudos de viabilidade de implementação do armazenamento de energia térmica e energia elétrica. Neste capítulo efetua-se também a aplicação e respetiva análise dos resultados da metodologia proposta que envolve o cálculo dos encargos com a solução tradicional de fornecimento de arrefecimento com recurso apenas do chiller, o cálculo dos encargos com a solução 1 com o fornecimento de arrefecimento a ser repartido entre o chiller e o banco de gelo, e por último o cálculo dos encargos com a solução 2 com o fornecimento de arrefecimento a ser repartido entre o chiller e o banco de gelo e o fornecimento de energia elétrica pela bateria sódio-enxofre.

Por último, no quarto capítulo descreve-se sucintamente as conclusões aos resultados obtidos e apresentam-se algumas recomendações para trabalhos futuros.

Página em branco

2. Estado da arte

Efetua-se a descrição das principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica aplicadas aos edifícios. Seguidamente efetua-se uma breve descrição do armazenamento térmico, com foco no armazenamento de frio, com recurso a materiais de mudança de fase, porque são os mais utilizados no armazenamento térmico [9].

2.1. Armazenamento de Energia Elétrica

O armazenamento de energia elétrica apresenta benefícios para os consumidores como também para os produtores/distribuidores, os primeiros obtêm vantagens financeiras através da acumulação de energia elétrica nos períodos mais económicos, os segundos obtêm proveito com a diminuição de oscilação de potência elétrica. Os produtores de energia elétrica podem também ter benefícios financeiros com o armazenamento da energia elétrica por parte dos consumidores, visto que durante os períodos de maior consumo, normalmente durante o período diurno, os custos de utilização de energia são mais elevado devido a necessidade de utilizar todas as fontes de energia disponíveis, algumas delas com custos de produção mais elevados. Verifica-se exatamente o contrário nos períodos de menor consumo, normalmente durante a noite, em que para a produção de energia elétrica pode-se utilizar apenas as fontes de energia mais económicas, logo quanto maior for o consumo durante o período de produção mais económico e mais rentável será o sistema [10].

Estão disponíveis diversas tecnologias de armazenamento de energia elétrica para diferentes tipos de aplicações, dependendo do tempo de descarga e potência do sistema, no entanto apresentam-se apenas as tecnologias que podem ser aplicadas nos edifícios, nomeadamente as baterias convencionais, baterias de alta temperatura e baterias de fluxo. Efetua-se a análise das características das tecnologias indicadas através dos dados presentes nas tabelas 1 e 2.

2.2. Baterias

As baterias são constituídas por células empilhadas onde a energia química é convertida em energia elétrica e vice-versa. A tensão e corrente elétrica desejadas são obtidas conectando eletricamente as células em série e em paralelo. As baterias são classificadas em termos de energia e da potência disponíveis. Na maioria das baterias a potência e energia não são independentes, são fixados durante o projeto da bateria. Outras características importantes das baterias são a eficiência, vida útil (estabelecido em termos de número de ciclos), temperatura de funcionamento, auto-descarga (taxa de descarga que ocorre quando algumas baterias não conservam a energia elétrica quando armazenadas em prateleiras) e densidade energética [16]. Verifica-se a utilização das baterias químicas nos edifícios, geralmente como fonte de alimentação ininterrupta [7].

2.1.1. Bateria de Chumbo Ácido

A bateria de chumbo ácido foi a primeira bateria recarregável, desenvolvida em meados do século XIX. A célula da bateria de chumbo ácido consiste no ânodo, neste caso o chumbo esponjoso, e o dióxido de chumbo como cátodo. Estes estão imersos num eletrólito de ácido sulfúrico diluído, que conduz a corrente ao coletor. Durante a descarga, os dois elétrodos produzem sulfato de chumbo. Se as baterias estiverem totalmente descarregadas durante algum tempo, os cristais de sulfato tornam-se maiores e mais difíceis de se partir durante a recarga. Sendo assim, os cristais de sulfato de chumbo de grandes dimensões separam o material ativo das placas do coletor, o que provoca assim uma grande dificuldade na recarga da bateria à sua potência máxima. Devido a produção de hidrogénio no catodo, as baterias de chumbo ácido perdem água durante a carga a 100%. Para minimização deste problema é adicionado água destilada para encher a bateria de chumbo ácido. Existem versões isentas de manutenção que utilizam válvulas para minimizar a perda de água ao permitir que o oxigénio e hidrogénio recombinem. Os atuais coletores nas baterias de ácido chumbo são feitos de chumbo, resultando em baixa densidade energética (Wh/kg). Adicionalmente, o chumbo pode sofrer corrosão quando exposto a eletrólito de ácido sulfúrico [16][19][11][26]. As

baterias de chumbo ácido ainda prevalecem em aplicações em que a baixa densidade energética e o limitado ciclo de vida não são um problema e onde são requeridos robustez e elevada tolerância como por exemplo, podem fornecer energia para o arranque de motores, para o sistema de iluminação, podem também funcionar como sistema de *backup* para alarmes e sistemas computadorizados de menores dimensões [27] [28].

2.1.2. Baterias de níquel-cádmio (NiCd)

A bateria de níquel-cádmio foi o segundo tipo de bateria recarregável a ser desenvolvida. As baterias níquel-cádmio eram as escolhidas para larga escala de aplicações em aparelhos domésticos, tais como equipamentos fotográficos, lanternas, brinquedos, telefones sem fios, entre outros, no entanto têm sido recentemente substituídas pelas baterias de íões de lítio em muitas aplicações. A célula da bateria de níquel-cádmio é composta por um cátodo de óxido de níquel e ânodo metálico de cádmio. Este tipo de baterias possui taxa de descarga nominal e densidade energética superior á da bateria de chumbo ácido, mas inferior às de íões de lítio e de hidrato metálico de níquel. No entanto possui algumas desvantagens, nomeadamente a toxicidade do cádmio que requer procedimentos de reciclagem complexos e o pronunciado efeito de memória [16].

2.1.3. Bateria de hidrato metálico de níquel (NiMH)

As baterias de hidrato metálico de níquel, são consideradas a evolução natural da bateria níquel-cádmio. As baterias de hidrato metálico de níquel possuem hidróxido de níquel como cátodo e uma liga metálica que absorve hidrogénio como ânodo. Uma das desvantagens das baterias de hidrato metálico de níquel é a taxa relativamente elevada de auto-descarga, situação mitigada com introdução de novos separadores. Quando carregados em excesso, as baterias hidrato metálico de níquel usam o excesso de energia para se separar e recombinar em água. Contudo, se houver elevada taxa de

carregamento excessivo da bateria, o hidrogénio produzido pode causar rutura da célula. Se a bateria for completamente descarregada, pode ocorrer inversão de polaridades, levando a diminuição de capacidade. [16]

As vantagens das baterias de hidrato metálico de níquel em relação às baterias de níquel-cádmio incluem: elevado ciclo de vida, efeito de memória menos pronunciado [16].

2.1.4. Baterias de Iões Lítio

O cátodo nestas baterias é um metal de óxido de lítio e o ânodo é feito de grafite de carbono com estrutura em camada. O eletrólito é constituído por sal de lítio dissolvido em carbonatos orgânicos. Durante a carga da bateria os átomos de lítio no cátodo tornam-se iões e migram através do eletrólito para o filamento do ânodo onde reúnem-se com eletrões externos e são depositados entre camadas de carbono na forma de átomos de lítio. Este processo é revertido durante a descarga. [16]

A densidade energética específica é de cerca de 200 Wh/kg, o dobro da densidade energética da bateria de Metal hidrato de níquel (NiMH) ou da bateria de níquel-cádmio (NiCd) [17]. As vantagens das baterias de iões de lítio em relação às baterias de hidrato de níquel são a ausência do efeito de memória, a baixa percentagem de auto-descarga. Algumas das aplicações incluem computadores portáteis, máquinas de filmar, telemóveis, entre outros.

2.1.5. Baterias de fluxo

Este tipo de bateria consiste em dois reservatórios com eletrólitos que circulam (através de bombas) através de células eletroquímicas que incluem o cátodo, ânodo e membrana separadora. A energia química é convertida em eletricidade quando os dois eletrólitos passam através da célula eletroquímica. Ambos os eletrólitos são armazenados separadamente em grandes tanques de armazenamento externos à célula eletroquímica, Figura 2. O tamanho do tanque de armazenamento e a quantidade de eletrólito determina a densidade energética da bateria. No entanto, a potência da bateria de fluxo

depende da razão de reação do eletrodo que ocorre no ânodo e no cátodo. As baterias de fluxo são frequentemente designadas baterias de fluxo redox, baseado na reação redox (oxidação-redução) entre os dois eletrodos no sistema. [16]

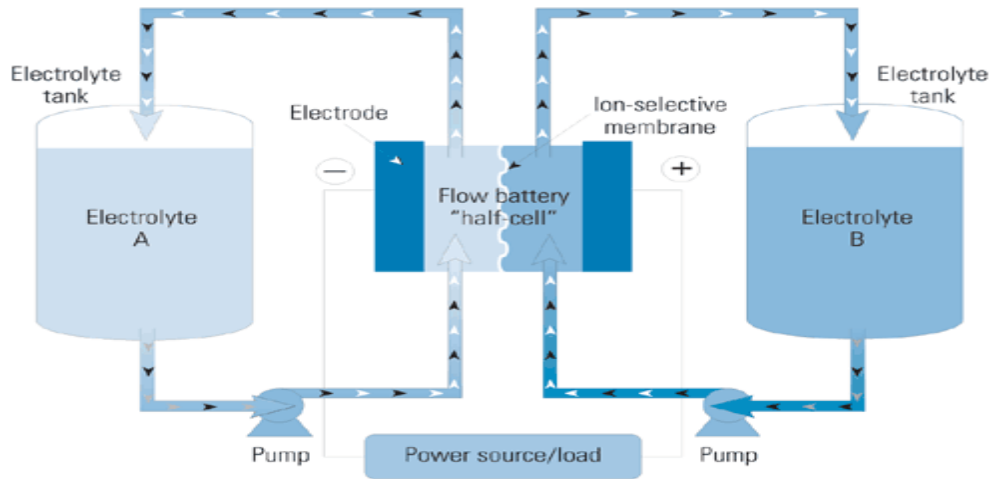


Figura 2: Princípio de funcionamento de uma bateria de fluxo. Fonte: <http://www.tantaline.com/Flow-Batteries-568.aspx>

Algumas das principais características das baterias de fluxo são: elevada potência (3MW), longa duração (10 horas), razão de potência e energia dissociados, os eletrólitos podem ser facilmente substituídos, rápida resposta e podem alterar entre os modos de carga e descarga em 1ms, baixa eficiência (devido a energia necessária para a circulação dos eletrólitos e perdas devido a reação química). O sistema não possui auto-descarga, pois os eletrólitos não reagem quando se encontram armazenados separadamente. As baterias de fluxo possuem maior taxa de descarga nominal e maior capacidade nominal do que as baterias de íons de lítio, no entanto em termos de maturidade ainda se encontram em fase de desenvolvimento [16].

i) Célula de combustível regenerativa (PSB - brometo de polissulfeto)
PSB é uma tecnologia de células de combustível regenerativa que fornece uma reação eletroquímica reversível entre solução de duas bases eletrólitos (brometo de sódio e polissulfeto de sódio). Os eletrólitos de PSB encontram-se juntos nas células das

baterias onde são separadas por uma membrana de polímero que apenas permite a passagem de íões sódio positivos, gerando cerca de 1.5V. [18]

ii) Redox de Vanádio (VRB)

Em cada célula de um VRB, pares redox de vanádio são armazenados em soluções de ácido sulfúrico leves (eletrólitos). Durante os ciclos de carga / descarga, os íões H⁺ são trocados entre os dois tanques de eletrólitos através da membrana permeável de polímero de íões hidrogénio, para produzir uma tensão de 1,4-1,6 V. [18]

iii) Brometo de Zinco (ZnBr)

Em cada célula de uma bateria ZnBr, dois fluxos de diferentes eletrólitos passam por elétrodos de compósitos carbono-plástico em dois compartimentos separados por uma membrana olefina (hidrocarboneto de cadeia aberta que apresenta pelo menos uma ligação dupla entre os carbonos) poli microporosa. Durante a descarga, os íões de zinco e de bromo combinam em brometo de zinco, gerando cerca de 1.8V em cada célula. Durante a carga, zinco metálico será depositado (folheado) como uma película fina sobre um lado do elétrodo constituído por um compósito de plástico-carbono. [16].

2.1.6. Bateria de Sódio-Enxofre (NaS)

As baterias sódio-enxofre (NaS) são constituídas por células eletroquímicas, dentro das quais se encontram elétrodo positivo de enxofre e elétrodo negativo de sódio, em contacto com um eletrólito de β -alumina [19]. O eletrólito permite apenas a passagem dos íões positivos de sódio, estes combinam-se com enxofre formando polissulfetos de sódio.



Figura 3: Constituição de uma célula da bateria sódio-enxofre. Adaptado de [20]

A bateria sódio-enxofre, que é selada herméticamente por questões de segurança, é mantida a temperatura aproximada de 300°C, e é operado sob a condição de que os materiais ativos em ambos os elétrodos são líquidos e o eletrólito é sólido. A bateria sódio-enxofre apresenta características internas ótimas e proporciona excelente desempenho a esta temperatura. Além disso, devido a capacidade de carga e descarga reversível, as baterias sódio-enxofre podem ser usadas continuamente [21].

Cerca de 2V são gerados entre os elétrodos positivo e negativo a 300 ° C. Quando a carga é ligada aos terminais de bateria sódio-enxofre, energia elétrica é fornecida para a carga. Durante a descarga, os íons de sódio no eletrodo negativo migram através do eletrólito sólido para o eletrodo positivo, enquanto os elétrons se movem a partir do eletrodo negativo através do circuito externo para o eletrodo positivo, mostrado na Figura 4. Uma corrente elétrica é gerada pelo fluxo de elétrons no circuito externo [21].

Com o progresso da ação de descarga, a quantidade de íons de sódio no eletrodo negativo diminui devido ao consumo, mas, ao mesmo tempo, polissulfeto de sódio é formado no eletrodo positivo. Durante o carregamento, a energia elétrica que é fornecida por uma fonte externa provoca a formação de sódio no eletrodo negativo e de enxofre no eletrodo positivo, seguindo o processo inverso da descarga. Devido a esta reação eletroquímica reversível, a energia é armazenada na bateria [21].

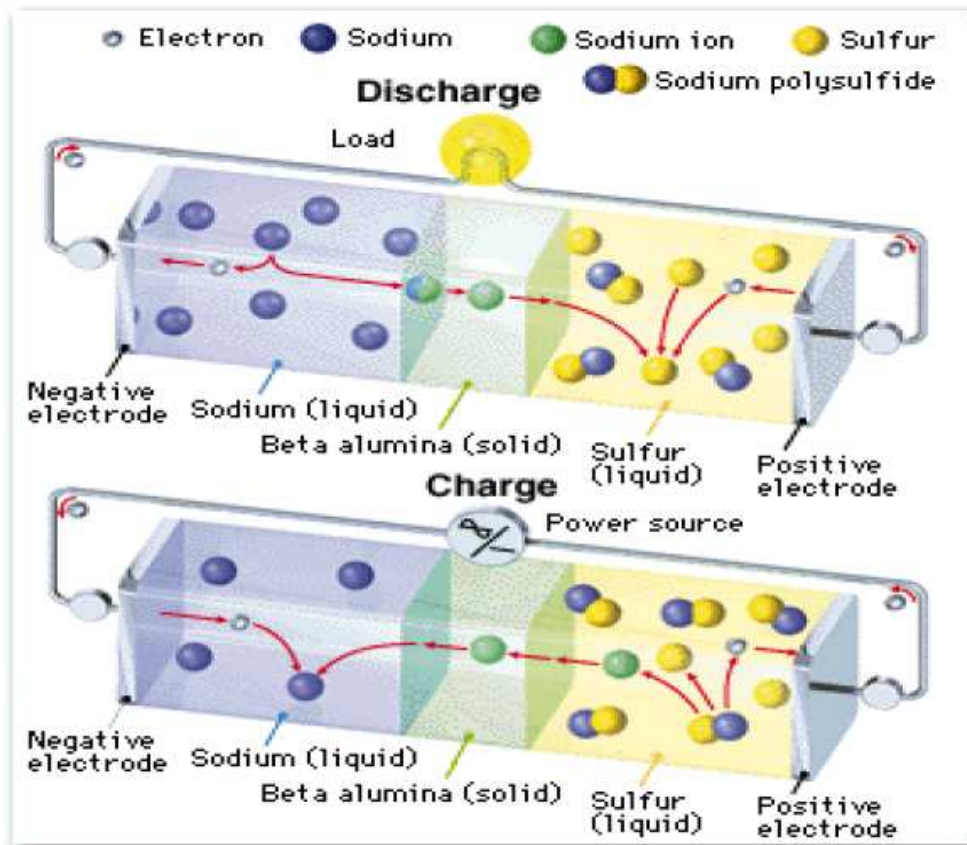


Figura 4: Reações eletroquímicas dentro da bateria sódio-enxofre. Adaptado de [21]

Possuem elevada densidade de potência (150-240 W/kg), são eficientes (75-90%) [22] [23]. Distinguem-se em relação a outras baterias convencionais por terem uma longevidade elevada, podendo ser sujeitas a 2.500 ciclos de carga e descarga a 100%, 4.500 ciclos a 90% ou 6.500 ciclos a 65% da carga máxima durante um período de 15 anos, com a vantagem adicional de não sofrerem de efeito de memória¹ nem descarga em vazio [24]. Esta tecnologia é aclamada de ser na prática, a forma mais económica quanto a opção de armazenamento em baterias para a gestão de energia [22]. As baterias sódio-enxofre são ambientalmente benignas, visto que as baterias são seladas, permitindo zero emissões durante o funcionamento. Para além disso, 99% do peso total

¹ A bateria "memoriza" a carga adquirida no último processo de carga e não consegue ultrapassá-lo, mesmo quando se prolonga o tempo em que permanece em carga [12].

do material da bateria pode ser reciclado. Apenas o sódio é tratado como material perigoso [22].

As baterias de sódio-enxofre possuem maior capacidade nominal do que as baterias de fluxo, e já se encontra comercialmente disponível ao contrário das baterias de fluxo.

Apresenta-se o caso de estudo da aplicação do sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias de sódio-enxofre, instalado num edifício de escritórios da empresa American Electric Power (AEP) em Gahanna, Ohio. O sistema utilizado possui dois módulos de 50kW cada, num total de 100kW de potência e 750kWh de energia para 2500 ciclos completos de carga/descarga. A bateria sódio-enxofre possui também a capacidade de fornecer a potência cinco vezes superior à potência nominal, ou seja, para o sistema utilizado, 500kW para curto período tipicamente 30 segundo, no entanto para manter os 2500 ciclos a energia disponível diminui para 158kWh. O estudo baseia-se na análise do desempenho através do armazenamento no período noturno e carga no período diurno. O sistema evitou pico de consumo a 100 kW durante 6 horas, e respondeu sucessivamente a 6 eventos de falha de tensão, suportando a carga de 500 kW (A falha de tensão foram iniciados pelo acionamento de um aparelho de corte de energia localizado numa das fases do entrada trifásica da instalação). No final da operação sistema de bateria forneceu 235 kWh de energia, suprimindo o pico de consumo de energia com 240 kWh e disponibilizou 13 kWh durante a função de fonte ininterrupta de energia. O estudo conclui que a gestão de energia da bateria deve ser efetuado de modo a considerar possíveis falhas de energia, para o efeito, as baterias devem possuir energia remanescente suficiente além da energia necessária para suprir o consumo [21].

Outro caso de estudo representativo da aplicabilidade das baterias de sódio-enxofre foi a instalação de um sistema de baterias sódio-enxofre de 1 MW em Luverne, Minesota, Estados Unidos da América. O sistema de baterias sódio-enxofre foi instalado na proximidade de uma central eólica de 11.5 MW. A produção de energia pela central eólica foi nivelada através das baterias sódio-enxofre, ou seja, inicialmente armazenou-se o excesso de energia produzida pela central eólica na bateria sódio-enxofre. Posteriormente a energia armazenada foi disponibilizada a rede de distribuição pela bateria sódio-enxofre nos períodos em que ocorreu menor produção de energia eólica.

Esta instalação foi a primeira demonstração da aplicação de bateria sódio-enxofre projetada para manter temperaturas adequadas em locais com temperatura exterior até 45°C negativos [25].

2.1.3. Análise comparativa das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Da análise da Tabela 1, verifica-se que das tecnologias em comercialização, a bateria sódio-enxofre e a bateria de chumbo ácido são as tecnologias de armazenamento de energia elétrica que apresentam melhor tempo de resposta, maior capacidade nominal, maior taxa de descarga e menor custo de potência. Das duas tecnologias indicadas seleciona-se a bateria sódio-enxofre, tendo em conta a análise da Tabela 2, onde se verifica que a mesma apresenta maior razão potência por área ocupada.

Tabela 1: Características das tecnologias de armazenamento de energia elétrica (Adaptado de [30])

Tecnologia	Custo de Potência (custo/kW)	Taxa de descarga nominal (h)	Capacidade nominal (MW)	Tempo de resposta	Maturidade da tecnologia
Bateria de Fluxo	150-1000	0,0027 - 10	0,03-3	0,25 Ciclo	Desenvolvimento
Bateria de Chumbo Ácido	200-580	0,0167- 8	0-50	0,25 Ciclo	Comercial
Bateria NiCd	400-2400	1 - 10	0-40	0,25 Ciclo	Usual
Bateria sódio-enxofre	300-500	1 - 8	0,050-8	0,25 Ciclo	Comercial
Bateria Iões Litio	600-2500	0,017 A +2	0-0,1	0,25 Ciclo	Comercial

Tabela 2: Relação Potência / Área ocupada das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Tecnologia	Potência (MW) /Energia (MWh)	Área (m ²)	Potência por área ocupada (MW/m ²)
Bateria de Chumbo Ácido	10 / 40 ^[16]	5351 ^[32]	0,00187
Bateria NiCd	27 / 6,75 ^[16]	3120 ^[33]	0,00865
Bateria sódio-enxofre	34 / 238 ^[8]	2747 ^{[34] [35]}	0,01238
Bateria de Fluxo (PSB)	15 / 120 ^[16]	5000 ^[36]	0,003
Bateria de Fluxo (VRB)	3 / 0,00125 ^[8] 1.5 / 1.5 ^[16]	710 ^[37]	0,002
Bateria de íões de Lítio	32 / 8 ^[8]	4000 ^[41]	0,008

2.2. Armazenamento de energia térmica

A energia total consumida num edifício de escritório é dominada pelo arrefecimento. Carga latente gerada pelos ocupantes obriga a carga constante de arrefecimento durante todo o ano. Durante o verão a necessidade de arrefecimento aumenta devido a carga adicional como o ganho de calor solar através da janela, condutibilidade e infiltração através do envelope do edifício e necessidade de ventilação para manter a qualidade do ar interior. Durante o período diurno, devido a elevada necessidade de arrefecimento, a consumo energia elétrica total aumenta. Fatores como a deterioração do fator de carga, aumento de utilização de unidades de maior ineficiência e poluição, são as consequências do aumento da procura nos períodos de pico, desafiando a eficiência e fiabilidade das redes dos sistemas energéticos [42].

Um sistema de armazenamento de energia térmica remove ou adiciona energia térmica por meio de armazenamento para atender a carga do sistema noutra período. Basicamente separa a formação de calor ou frio com o período de utilização. Isto permite que a formação de calor ou frio seja movida para períodos com condições mais favoráveis [42].

A implementação do armazenamento de energia térmica nos sistemas AVAC e de Refrigeração pode resultar em alguns benefícios [43]:

- Poupança no custo de energia através da redução do custo total de operação quando a eletricidade é a fonte de energia primária.
- Poupança de energia quando a formação de arrefecimento é efetuada durante o período noturno, resultando em maior eficiência da unidade de refrigeração devido a menor temperatura ambiente e menor temperatura de condensação.
- Aumento da flexibilidade operacional
- Aumentam a disponibilidade dos sistemas existentes
- Existência de capacidade de reserva

O armazenamento de energia térmica de arrefecimento possui uma gama de aplicações variadas, diretamente relacionadas com o nível de temperatura. Estão basicamente agrupados em três grandes campos de aplicação. Para aplicações nos sistemas de ar condicionado as temperaturas de armazenamento recomendadas devem ser acima de 0°C. O armazenamento de energia para aplicações de refrigeração está associado a

níveis de temperaturas entre 0°C e -18°C e as aplicações relacionadas com congelação entre -18°C e -35°C. Alguns níveis de temperatura dependem das necessidades específicas dos processos. É comum o armazenamento de energia térmica de arrefecimento estar devido de acordo com o tipo de meio de armazenamento, e tecnologia de armazenamento. Se classificados em termos de meio de armazenamento, podem ser do tipo sensível ou do tipo latente [42].

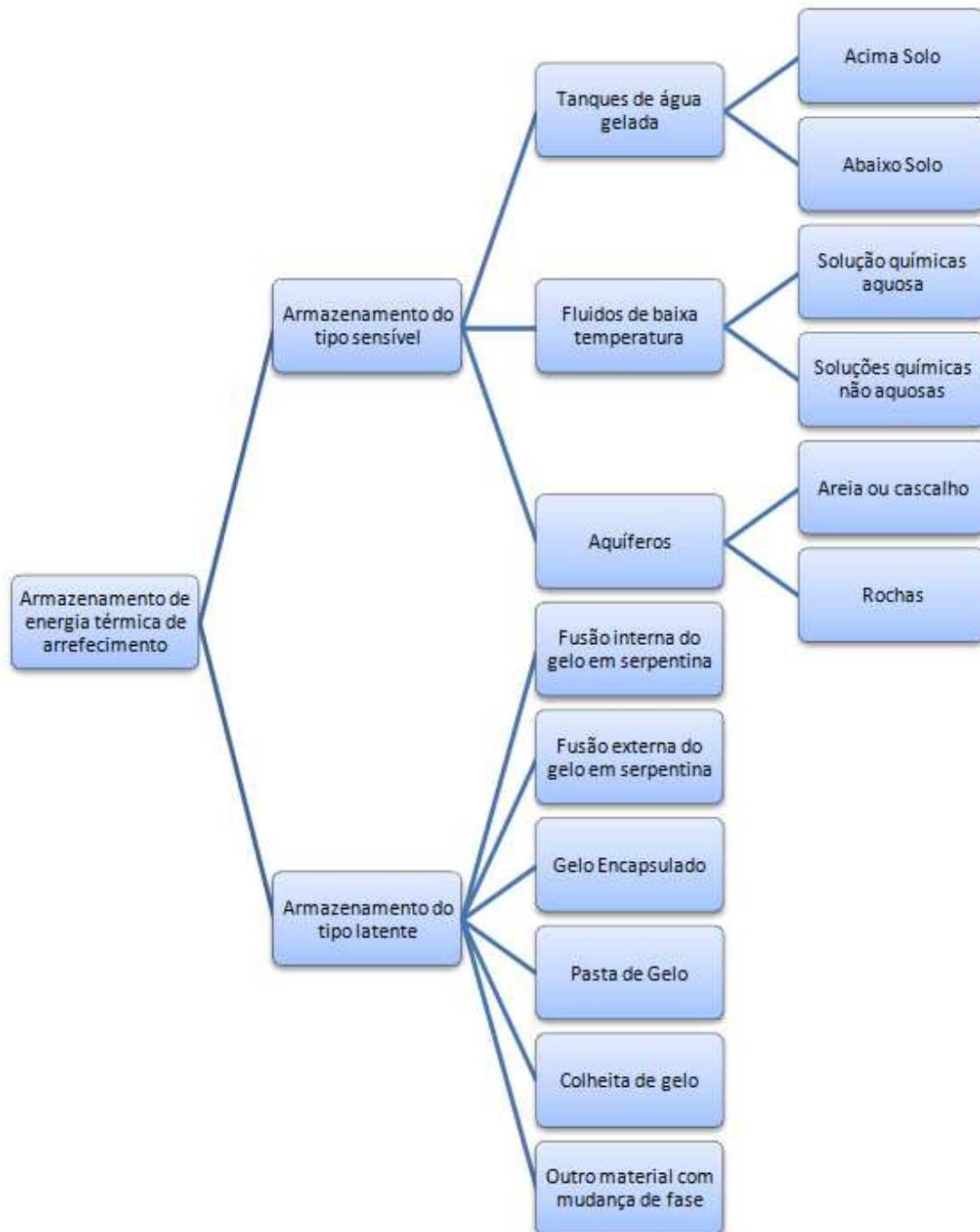


Figura 5: Classificação do armazenamento de energia térmica de arrefecimento. Adaptado [9]

O armazenamento de calor latente baseia-se na captura/libertação de energia quando um material passa por mudança de fase de sólido a líquido, líquido para gasoso ou vice-versa [44].

O armazenamento de energia térmica de calor latente é uma técnica particularmente atrativa porque fornece elevada densidade energética em contraste aos sistemas convencionais armazenamento de energia de calor sensível, visto que os sistemas de armazenamento de calor latente requerem material de menor peso e volume para uma determinada quantidade de energia [45].

2.2.1. Sistema de armazenamento térmico com utilização de gelo

Como se verifica na Figura 5, o gelo é utilizado para armazenamento de calor latente. As técnicas de produção de gelo podem ser divididas em dois grandes grupos, designados sistemas dinâmicos e sistemas estáticos, e o gelo produzido pode ser utilizado de forma direta ou indireta para arrefecer um produto ou um sistema.

O uso direto é normalmente utilizado no sector alimentício, e o uso indireto geralmente utilizado para efeito de arrefecimento de calor latente em processos como armazenamento de gelo, em sistemas de armazenamento térmico de energia para ar condicionado, processos de arrefecimentos como meio de arrefecimento secundário [46].

Produção dinâmica de gelo

Colheita de gelo: O gelo é formado numa superfície vertical que é a secção evaporativa de um sistema de refrigeração. Água é circulada a partir do tanque de armazenamento, forma-se gelo normalmente com 8 a 10 mm de espessura acima das placas. O gelo é colhido através de passagem secundária do gás quente a partir da porta de admissão para as placas do evaporador para aquecer a superfície (aproximadamente 5 graus Celsius). O gelo resultante em contacto com as placas, derrete e cai para um cárter ou tanque, onde circula água gelada do sistema [46].

Gelo tubular: esta tecnologia é essencialmente idêntica à tecnologia de colheita de gelo. A única diferença está na produção de gelo que é efetuada num tubo em vez de placas [46].

Flocos de gelo: Um aparelho refrigerante rotativo produz flocos de gelo continuamente e os flocos são recolhidos no fundo da máquina para uso posterior por meio de água gelada que passa pelo banco de gelo para satisfazer a necessidade de arrefecimento [46].

Pasta de gelo: Neste sistema uma solução binária é arrefecida abaixo da temperatura de congelação com utilização de permutadores de calor de superfície raspada ou de sobrearrefecimento. O líquido refrigerante que circula no interior do tubo efetua o sobrearrefecimento da solução binária em milhões de finos cristais, que são bombeados para o tanque de armazenamento para uso futuro ou diretamente para satisfazer o processo de carga. Durante o período de carga, circula uma solução quente pelo tanque de armazenamento onde é arrefecido pela solução cristalizada, depois é bombeada diretamente, alimentando diretamente o circuito de água fria do sistema de ar condicionado [46].

Produção estática de gelo

Esta técnica é provavelmente a mais antiga em utilização. Tem como princípio, a formação e utilização do gelo sem remoção física do gelo. Utilizam-se mais usualmente as seguintes técnicas de produção de gelo [46]:

Gelo em serpentina: Refrigerante a temperatura entre -4°C e -10°C circulam numa serpentina, que encontra-se submersa num tanque selado contendo água, para formar gelo. O tanque de formação de gelo consiste numa bomba de ar a baixa pressão ou ventiladores que agitam o sistema para alcançar uma distribuição uniforme da produção ou fusão do gelo. A espessura do gelo é medida por um sensor que controla a operação [46].

Armazenamento de gelo em cápsulas: O princípio de funcionamento desta técnica consiste em selar a água ou matéria de mudança de fase em cápsulas que se encontram posicionadas em tanques isolados. O processo de circulação do fluido pelas cápsulas é apresentado na Figura 6, abaixo da temperatura de congelação durante o modo de carga, e vice-versa normalmente com o fluxo reverso durante o modo de descarga [46].

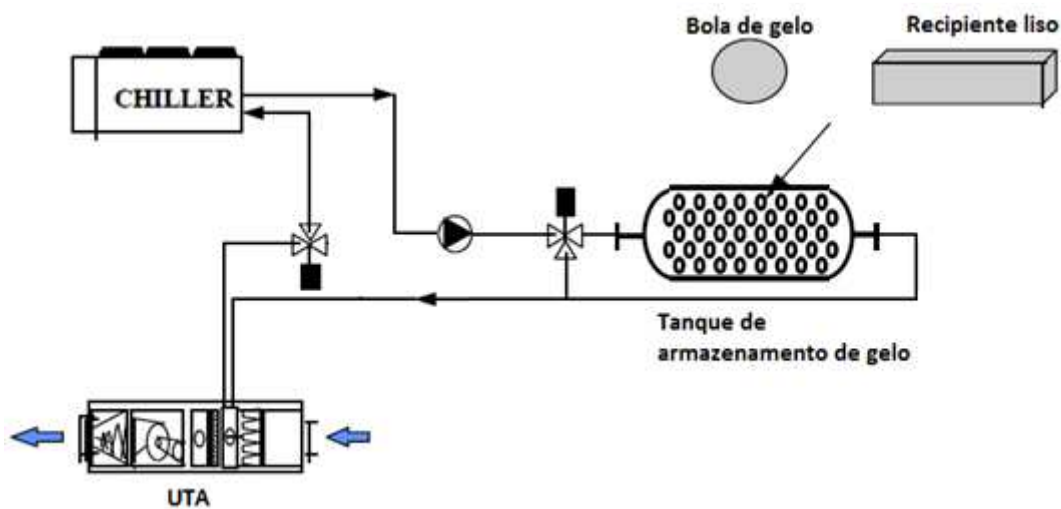


Figura 6: Circulação de fluido pelas cápsulas. Adaptado [46]

Banco de gelo

O banco de gelo consiste num permutador de calor pressurizado com tubos de polietileno embalados com elevada proximidade, que congela a água ao seu redor. A água contida no tanque isolado está praticamente congelada no final do ciclo de carga [46].

2.2.2. Sistema de armazenamento térmico em banco de gelo

Pesquisas recentes na literatura [47] relativamente aos sistemas de armazenamento de energia térmica para arrefecimento de espaços permitiram verificar que usualmente utiliza-se para o efeito gelo ou água gelada [47]. O calor latente da água é de 335 kJ/kg,

implica que a fusão ou congelamento de um quilograma de gelo a 0°C absorve 335 kJ de energia em forma de calor [48].

Os autores classificam os diferentes tipos de armazenamento de energia térmica de arrefecimento em, armazenamento de água gelada, armazenamento em banco de gelo, e outro armazenamento térmico. Recomendam que a melhor escolha de armazenamento térmico seja baseado nos parâmetros e situações do local a implementar, tendência de consumo de eletricidade, horas de pico e fora de pico, razão da tarifa de eletricidade, custo da configuração do sistema e políticas energéticas [47].

Os sistemas de armazenamento em banco de gelo permitem mudar de forma permanente o uso de energia do período de maior consumo para o período noturno, modificando drasticamente o período de maior consumo de energia elétrica. Essa possibilidade é alcançada com o carregamento do banco de gelo através de um Chiller durante o período económico da tarifa de energia e descarga do mesmo através da fusão do gelo para atender a necessidade de arrefecimento do edifício [48].

Os sistemas de armazenamento em banco de gelo podem operar em carga total ou carga parcial de armazenamento. O armazenamento total, Figura 7, ao contrário do armazenamento parcial, muda totalmente a carga de arrefecimento do período de pico para o período fora de pico [48].

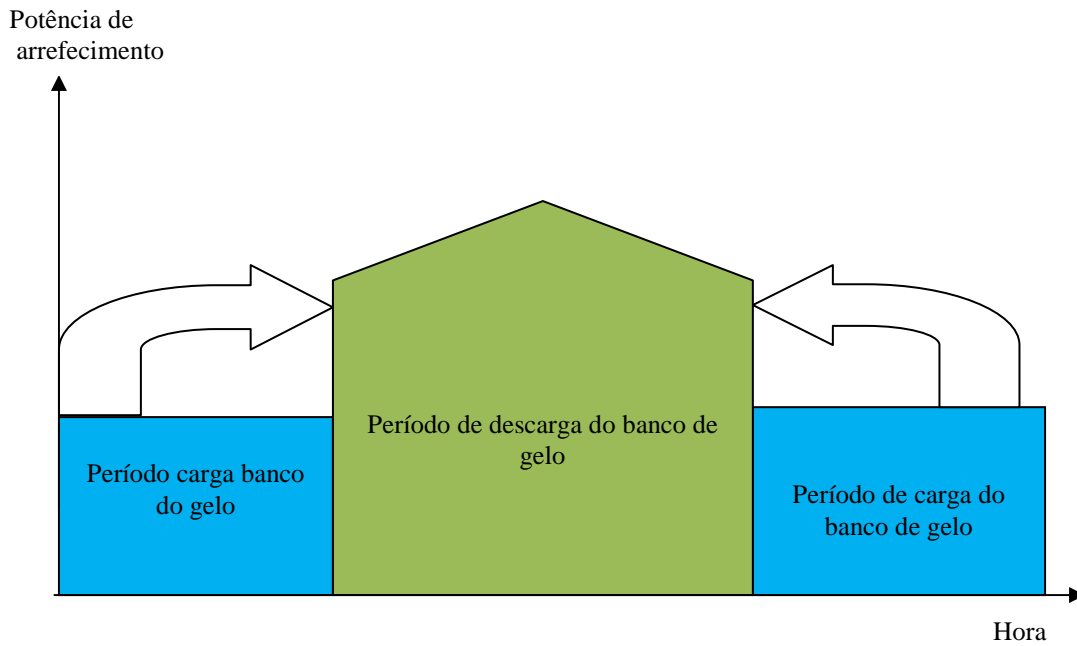


Figura 7: Exemplo armazenamento total em banco de gelo [49].

No armazenamento parcial utiliza-se estratégias de prioridade entre Chiller e o armazenamento para dividir a carga entre ambos. Na estratégia de prioridade do Chiller, Figura 8, o armazenamento efetua a carga de arrefecimento durante as horas de pico, apenas quando a carga ultrapassa a capacidade do Chiller [48].

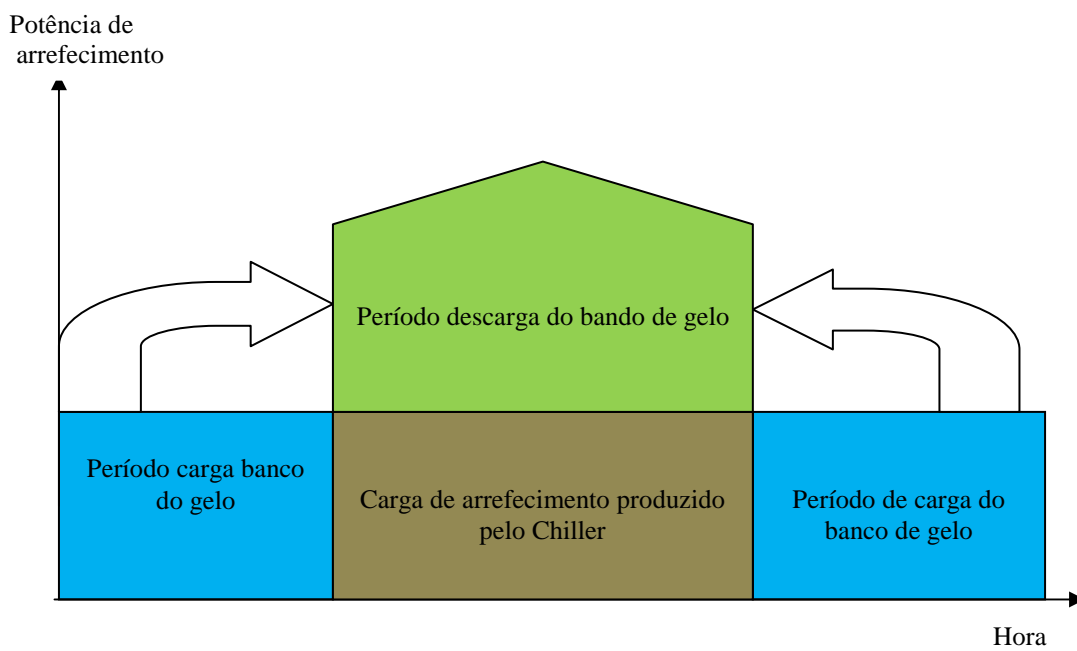


Figura 8: Exemplo de armazenamento parcial em banco de gelo, prioridade Chiller [49].

Na estratégia de prioridade do armazenamento, Chiller efetua a carga de arrefecimento durante as horas de pico, apenas quando a carga ultrapassa a capacidade do armazenamento [48].

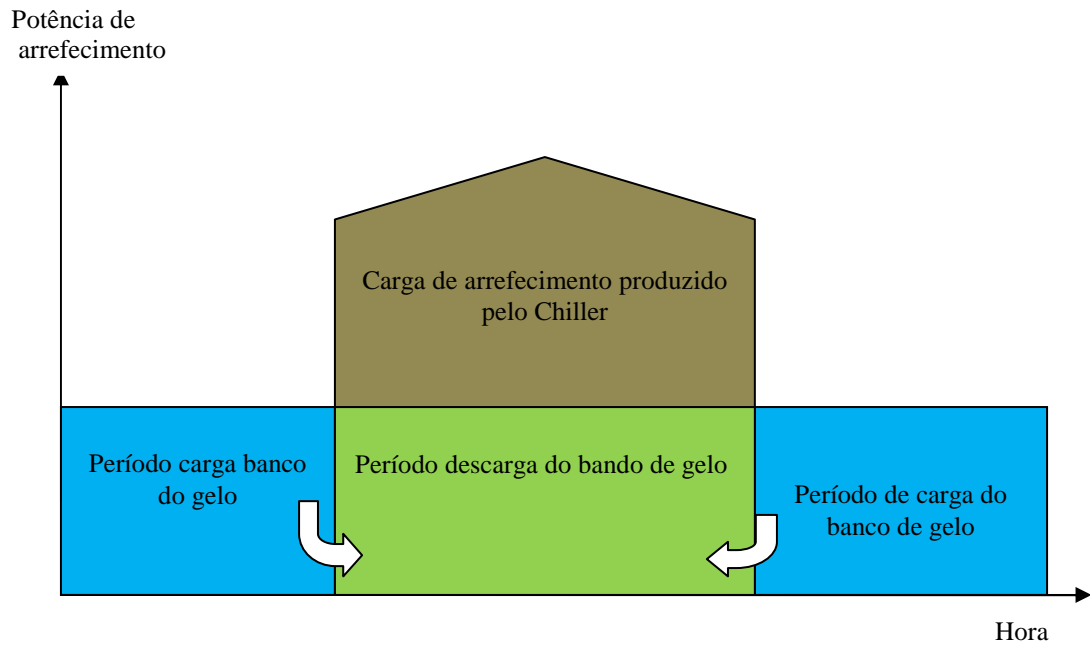


Figura 9: Exemplo de armazenamento parcial em banco de gelo, prioridade armazenamento [49].

Água gelada contendo 30% de glicol (para prevenir o congelamento do circuito primário), circula do Chiller para o banco de gelo, efetuando a carga do mesmo [50].

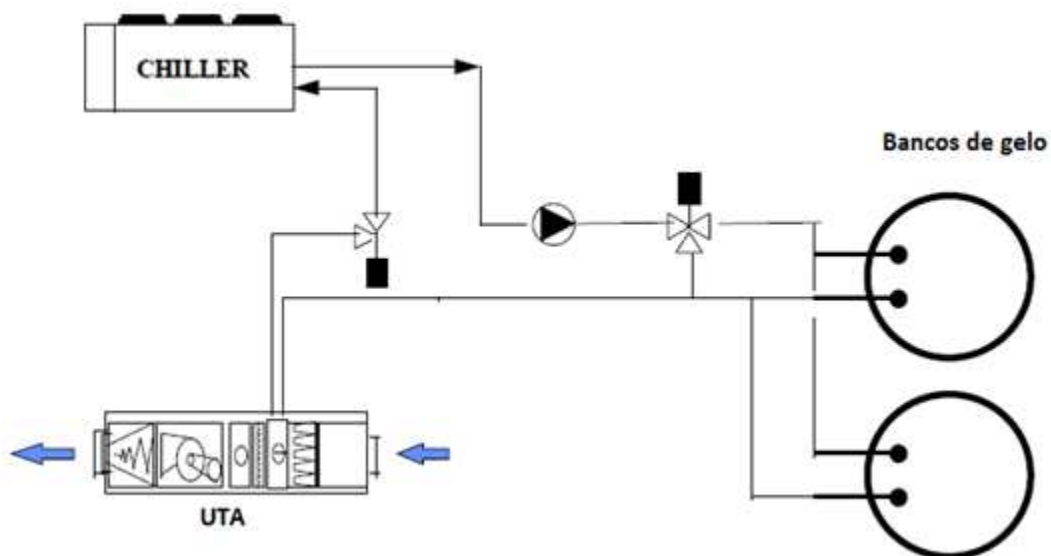


Figura 10: Circulação do fluido pelo banco de gelo. Adaptado [46]

O Chiller será colocado em funcionamento nas horas de vazio e super-vazio da tarifa de electricidade de modo a utilizar a tarifa económica de electricidade. Durante o período de descarga a água gelada circula através do banco de gelo para os vários sistemas de troca de calor. Os tanques são normalmente modulares, tanques de polietileno isolado que contêm um permutador de calor em forma de tubo de plástico enrolado em espiral, que está cercado por água contida no interior do banco de gelo [50]

Tabela 3: Relação Potência / Área ocupada das tecnologias de armazenamento de energia térmica. Dados retirados no Anexo B.7

Tecnologia	Potência (MW)	Área (m²)	Potência por área ocupada (MW/m²)
Banco de gelo	1,710	15,504	0,110

2.3. Conclusão

Efetou-se a seleção da tecnologia de armazenamento de energia elétrica através dos seguintes critérios: estado de maturidade da tecnologia, porque a disponibilidade da tecnologia influencia o período de tempo para aplicação da solução. Outro critério de seleção foi custo de potência, porque o custo de projeto/aplicação da tecnologia está dependente deste critério, sendo que quanto menor o custo de aplicação maior a probabilidade de bons resultados relativamente a viabilidade. O último critério de seleção foi a razão potência por área ocupada, porque este critério influencia a aplicabilidade, principalmente nas instalações existentes, em que o espaço existente pode ser reduzido. Com base nos critérios de seleção é possível verificar que as baterias de sódio-enxofre apresentam-se como boa solução para aplicação de armazenamento de energia elétrica no que concerne a gestão de carga e segurança contra interrupção da alimentação de energia elétrica, para aplicação nos edifícios de serviços.

A literatura apresentada em 2.2 apresenta a visão global do armazenamento de energia térmica, com maior ênfase aos sistemas de armazenamento térmico com utilização de gelo, pois são os mais aplicados, requerem menor espaço para a sua aplicabilidade, elevado grau de maturidade e eficiência reportada em vários artigos publicados.

Página em branco

3. Caso de estudo. Avaliação técnico-económica das soluções Chiller-Banco de gelo e Bateria sódio-enxofre

3.1. Caracterização da instalação

Considera-se que o edifício de escritórios possua 29.900m² de área bruta locável, correspondendo a área da torre Oriente do Colombo. Considera-se que a área ocupada pelo centro comercial seria de 18.950m² que corresponde a área bruta locável do fórum Barreiro, que corresponde a 15,8% da área comercial do centro Colombo. A escolha destes edifícios como referência para o estudo realizado, deve-se às boas críticas em relação à construção (espaços e material utilizado) e à eficiência presentes na referência [51].

3.1.1. Necessidade de arrefecimento

A carga térmica é definida como o calor que se deve retirar ou colocar num espaço. O calor pode ser sensível, que é definido como o calor necessário para aumentar em 1°C, 1 kg de material, sem que ocorra mudança de fase, o calor pode ser latente, que é a energia requerida para que ocorra mudança de fase de um material [5].

A metodologia de cálculo da carga térmica de arrefecimento é baseada na metodologia indicada pela ASHRAE [52]. Selecionou-se esta metodologia porque a mesma foi alvo de muita experimentação. Os mesmos autores indicam que a carga térmica advém das pessoas, equipamentos, ventilação, insolação, entre outros. E que o ganho de calor sensível e latente proveniente das pessoas constitui a grande percentagem da carga térmica total [52].

Para aplicar a metodologia da ASHRAE foi necessário estimar o número de ocupantes do edifício e para tal utiliza-se como referência a densidade de ocupação indicada no anexo XV do decreto de lei (DL) 79 de 2006 [53]. Conhecendo a área e a densidade de ocupação, obtêm-se o número de ocupantes usando a equação (1).

$$D_o = \frac{A}{n} \quad (1)$$

com,

D_o – densidade de ocupação (m^2 / ocupante)

A – área (m^2)

n – número de pessoas

Para o cálculo da carga térmica com fonte nas pessoas recorre-se a aplicação da equação (2), em que se obtêm o valor da carga térmica referente às pessoas através do somatório do calor latente com o calor sensível libertado pelos ocupantes de um espaço, multiplicado pelo número de ocupantes [52]:

$$Q_P = n(Q_t + Q_s) \quad (2)$$

com,

Q_P – carga térmica referente as pessoas (kW_t)

n – número pessoas

Q_t – calor latente (kW_t)

Q_s – calor sensível (kW_t)

Ao longo do documento as unidades das potências são apresentadas com o valor e subscrito e o valor t também subscrito, correspondendo a potência elétrica e térmica respectivamente, mas não estão de acordo com o sistema internacional de unidades (SI).

A ASHRAE [52] indica que as pessoas representam 67% da carga térmica de um edifício, logo, após a determinação da carga térmica referente aos ocupantes, obtêm-se a carga térmica total através da equação (3).

$$Q_t = Q_P \times \frac{100}{67} \quad (3)$$

com,

Q_P – carga térmica referente as pessoas (kW_t)

Q_t = carga térmica total (kW_t)

Após o cálculo da carga térmica referente às pessoas, efetua-se a caracterização da necessidade de arrefecimento com base no padrão de referência de utilização dos edifícios de escritórios e dos centros comerciais [53]. Considera-se a existência de necessidade de arrefecimento durante todo o ano [48].

Tabela 4: Padrão de referência de ocupação de edifícios de escritórios e centro comercial. Adaptado de DL 79 de 2006.

Escritórios		Centro Comercial			
Horas	Ocupação (%) Segunda a Sexta	Horas	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
0h a 1h	0	0h a 1h	30	30	30
1h a 2h	0	1h a 2h	25	25	25
2h a 3h	0	2h a 3h	5	5	5
3h a 4h	0	3h a 4h	5	5	5
4h a 5h	0	4h a 5h	5	5	5
5h a 6h	0	5h a 6h	5	5	5
6h a 7h	10	6h a 7h	5	5	5
7h a 8h	20	7h a 8h	5	5	5
8h a 9h	50	8h a 9h	20	20	20
9h as 10h	90	9h as 10h	35	35	35
10h as 11h	100	10h as 11h	35	45	45
11h as 12h	100	11h as 12h	50	50	50
12h as 13h	50	12h as 13h	95	95	95
13h as 14h	70	13h as 14h	95	100	100
14h as 15h	90	14h as 15h	95	100	100
15h as 16h	100	15h as 16h	80	95	100
16h as 17h	80	16h as 17h	70	95	100
17h as 18h	50	17h as 18h	70	85	95
18h as 19h	20	18h as 19h	80	85	95
19h as 20h	10	19h as 20h	95	95	95
20h as 21h	0	20h as 21h	95	100	100
21h as 22h	0	21h as 22h	95	100	100
22h as 23h	0	22h as 23h	95	95	95
23h as 24h	0	23h as 24h	40	40	40

3.1.2. Período de funcionamento da instalação.

Considera-se que o edifício de escritório possua o período de funcionamento das 8h às 20h, de segunda-feira a sábado, segundo a informação disponibilizada pela empresa Cushman & Wakefield [51]. Considera-se que o período de funcionamento do centro comercial seria 9h às 24h, de segunda-feira a Domingo, com base no período de funcionamento do fórum Barreiro.

3.1.3. Tipo de ligação à rede de distribuição elétrica e tarifário

A potência da instalação depende de vários fatores, no entanto apresenta-se de seguida os valores indicativos fornecidos pela empresa distribuidora de energia [54].

- **Baixa Tensão** - destina-se a clientes residenciais, lojas, escritórios e pequenas empresas, alimentadas ao nível de tensão 230/400 V.
 - **Baixa tensão normal (BTN)**, para potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA e uma potência mínima contratada de 1,15 kVA,
 - **Baixa tensão especial (BTE)**, para potências contratadas superiores a 41,4 kW.
- **Média Tensão** – destina-se a empresas tipicamente com potências instaladas superiores a 100 kVA, alimentadas ao nível de tensão de 10 kV, 15 kV ou 30 kV, conforme a sua localização geográfica.
- **Alta Tensão** – destina-se a empresas tipicamente com potências instaladas superiores a 10 MVA, alimentadas ao nível de tensão de 60 kV.

As opções tarifárias dependem do número de horas de funcionamento da instalação, até 1.000 horas de funcionamento são consideradas as tarifas de baixas utilizações, entre 1.000 a 5.000 horas de funcionamento são consideradas as tarifas de médias utilizações, acima de 5.000 horas de funcionamento são consideradas as tarifas de longas utilizações.

À data do contrato é atribuída automaticamente a instalação a tarifa de longas utilizações, durante o período de um ano. No ano seguinte, em função do histórico das horas de funcionamento a instalação passa automaticamente para médias ou baixas ou mantêm-se com as longas utilizações. Tem-se em consideração que o estudo será efetuado com a tarifa de longas utilizações, porque o número de horas de funcionamento da instalação será sempre superior as 5.000 horas de funcionamento anual.

Os horários considerados foram disponibilizados pela empresa de distribuição. (Anexo B.1).

Considerou-se a utilização das tarifas transitórias de venda a cliente finais em Portugal Continental (Anexo B.2).

3.2. Equipamentos

As capacidades e os preços apresentados da Figura 11 foram disponibilizados pelo comercializador, Calmac, presentes nos anexos B.6 e B.7.

Através da análise da Figura 11 verifica-se o aumento linear do custo com aquisição do banco de gelo, com o aumento da capacidade de armazenamento. Com base nos dados disponibilizados pelo fabricante, não foi possível determinar a relação custo da tecnologia que justificasse a relação aumento do custo com o aumento da capacidade.

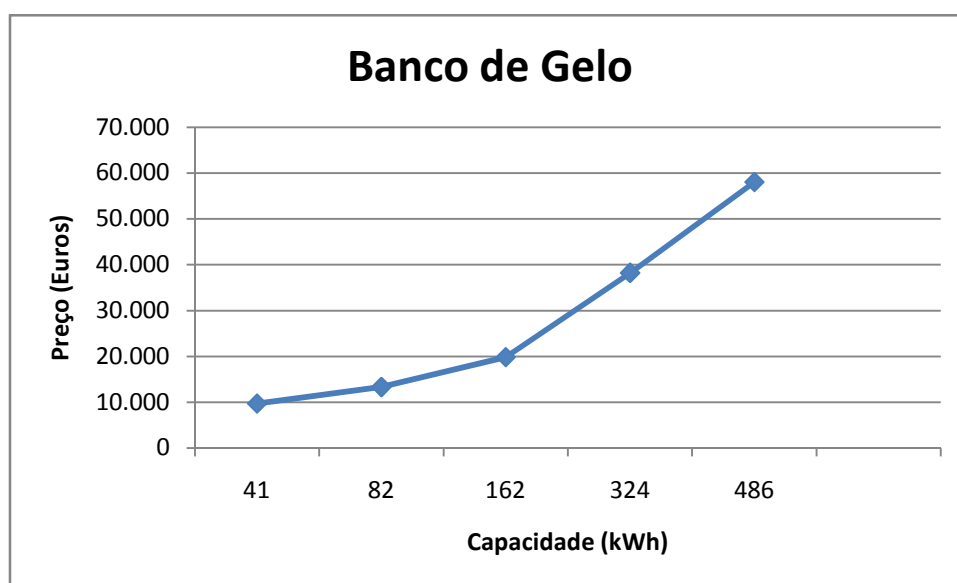


Figura 11: Preço do banco de gelo (Calmac) em função da capacidade

Os dados utilizados para a elaboração da Figura 12 foram disponibilizados pelo comercializador, NGK INSULATORS, LTD, disponibilizado em [55].

Através da análise da Figura 12 verifica-se o aumento linear quadrático do preço da bateria sódio-enxofre com o aumento da potência. O fabricante [55] indica que a produção e a comercialização das baterias são modulares. O aumento linear quadrático

do custo da bateria sódio-enxofre com o aumento da capacidade, pode estar relacionado com a tecnologia do sistema de controlo e conversão de energia², que podem ser operados em paralelo até 20 MW, potência a partir do qual se pressupõe que ocorra alteração da tecnologia supra referidas, visto que o fabricante não disponibiliza a informação da tecnologia de controlo e de conversão de energia aplicada acima da potência de 20 MW [55].

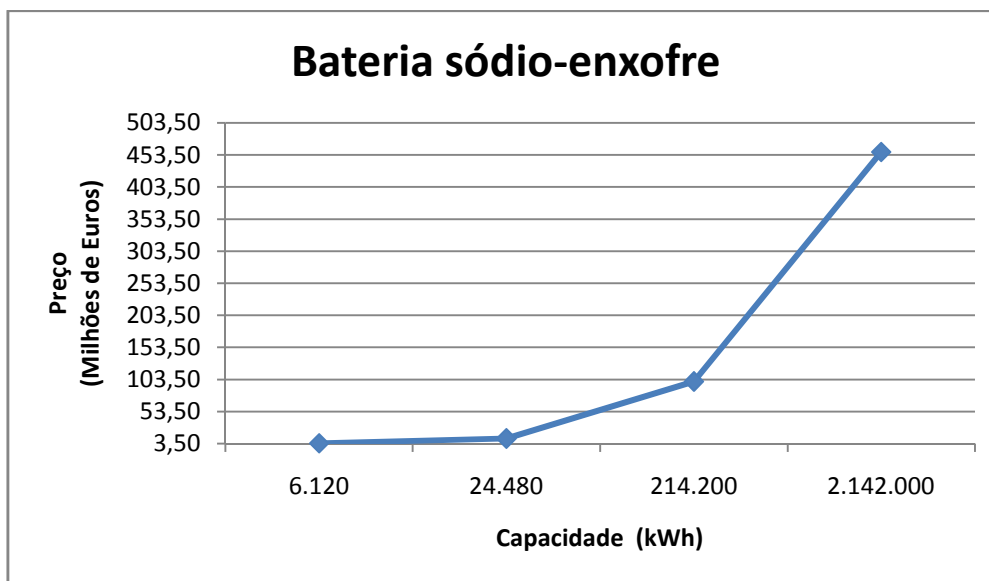


Figura 12: Preço da bateria sódio-enxofre em função da capacidade

Da análise das Figura 11 e Figura 12, conclui-se que o custo de aquisição da bateria sódio-enxofre é muito superior ao custo de aquisição do banco de gelo.

Por exemplo, a capacidade de 6.120kWh com a bateria teria um custo aproximado de 3,5 milhões de euros, pode ser comparada com a capacidade de quatro bancos de gelo, cada um com a capacidade de 1.710kWh, possuindo a capacidade total de 6.840kWh e o custo aproximado de 232.000 euros sem contrato de manutenção.

O custo de aquisição da bateria sódio-enxofre representa a grande parcela do custo de investimento. A solução apresentada para minimizar o custo de investimento passa pela minimização do custo com a bateria sódio-enxofre, através da seleção da potência mínima comercializada.

² O fabricante da bateria NaS indica que a bateria é comercializada com o sistema de gestão de armazenamento purewave, fabricado pela empresa S&C Electric Company, que fornece as especificações do produto apresentado no Anexo. B.8

3.3. Metodologia de cálculo e considerações utilizados nas simulações

Apresenta-se o fluxograma da metodologia de seleção da bateria, Chiller e banco de gelo.

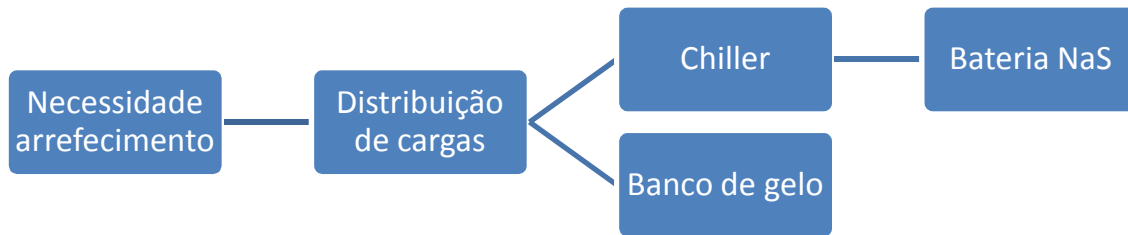


Figura 13: Fluxograma da metodologia de seleção da bateria sódio-enxofre, Chiller e Banco de gelo

A carga térmica referente as pessoas e a necessidade de arrefecimento do edifício têm como base a metodologia indicada pela ASHRAE [52].

A seleção do Chiller é efetuado com recurso ao catálogo da Carrier, Anexo B3, por questão de segurança de operação do chiller, considera-se que a potência máxima da necessidade de arrefecimento não deve ultrapassar os 90% da capacidade máxima do chiller, aproximadamente [49].

Logo, para a seleção do chiller basta apenas garantir a seguinte condição:

$$Q_c \geq Q_t \times \frac{100}{90} \quad (4)$$

com,

Q_c – carga térmica de segurança do chiller (kW_t)

Q_t = carga térmica total prevista (kW_t)

A seleção da eletrobomba para o Chiller é efetuada utilizando como critérios o caudal e a queda de pressão indicados pelo comercializador. Na seleção da bomba utiliza-se o anexo B.4.

A seleção do banco de gelo tem como base a acumulação parcial do arrefecimento, porque esta solução apresenta maior viabilidade económica face a acumulação total [49]. O período de acumulação estará compreendido entre às 24h e às 7h porque pretende-se aproveitar a tarifa economicamente favorável do período indicado. Verifica-se na Tabela 4 que o chiller fornece arrefecimento ao edifício durante o período de carregamento do banco de gelo motivo pelo qual será necessário retirar o maior valor de carga fornecida ao edifício, no cálculo da capacidade do banco de gelo. A estimativa da capacidade do banco de gelo segue a seguinte expressão:

$$CP_{p.b.g.} = ((Q_c \times 0,9) - Q_{m.n.}) \times t_a \quad (5)$$

com,

$CP_{p.b.g.}$ – capacidade prevista do banco de gelo (kW_th)

Q_c – carga térmica de segurança do chiller (kW_t)

$Q_{m.n.}$ – carga máxima de arrefecimento da instalação entre as 24h e as 7h (kW_t)

t_a – tempo de acumulação (horas)

A seleção do banco de gelo é efetuada com recurso ao catálogo da Calmac, Anexo B.5. Por questão de segurança de operação do banco de gelo, considerou-se que a necessidade de arrefecimento suportada pelo banco de gelo não deve ultrapassar os 90% da capacidade máxima, aproximadamente [49].

Logo, para a seleção do banco de gelo basta apenas garantir a seguinte condição:

$$CP_{b.g.} \geq CP_{p.b.g.} \times \frac{100}{90} \quad (6)$$

com,

$CP_{b.g.}$ – a capacidade de segurança do banco de gelo (kW_th)

$CP_{p.b.g.}$ - capacidade prevista do banco de gelo (kW_th)

Considera-se o fornecimento de potência fixa do banco de gelo, entre às 9h e às 22h, resultante da divisão da capacidade prevista do banco de gelo ($CP_{p.b.g.}$) pelo período indicado (13 horas). Considera-se que de potência variável do chiller entre às 7h e às 24h.

$$Q_v = Q_t - Q_f \quad (7)$$

com,

Q_v : carga térmica variável (kW_t)

Q_f : carga térmica permanente (kW_t)

Q_t : carga térmica total (kW_t)

$$Q_f = \frac{CP_{p.b.g.}}{t_d} \quad (8)$$

com,

Q_f : carga térmica permanente (kW_t)

$CP_{p.b.g.}$ - capacidade prevista do banco de gelo (kW_{th})

t_d : tempo de descarga (horas)

Considera-se que o caudal da bomba hidráulica do banco de gelo seja metade do caudal do chiller, condição suficiente para a seleção do referido equipamento [49].

A potência elétrica com a utilização do Chiller foi obtida através da utilização do coeficiente de performance (COP) fornecido pelo comercializador. A equação (9) foi obtida na referência [56].

$$P_e = \frac{P_t}{COP} \quad (9)$$

com,

P_t : potência térmica (kW_t)

P_e : potência elétrica (kW_e)

COP: coeficiente de performance (adimensional)

A potência total do sistema resulta do somatório da potência elétrica do Chiller e da eletrobomba.

O custo diário com a energia elétrica resulta do produto da potência total do sistema pela tarifa.

$$EC = P_{eT} \times a \quad (10)$$

com,

EC: encargo diário com energia (euros)

P_{eT} : potência elétrica total (kW_e)

a: tarifa (euros/ kW_e)

O cálculo das infraestruturas elétricas segue as regras disponibilizadas e aprovadas pela Entidade Reguladores dos Serviços Energéticos (ERSE), que incluem os encargos com os elementos de ligação para uso partilhado, comparticipação nas redes e serviços de ligação. Os encargos com as certificações são determinados, pelo Ministério da Economia para instalações em média tensão.

A manutenção do banco de gelo resume-se a substituição da solução aquosa contendo 25% de etilenoglicol e 75% de água [57]. A comercialização do banco de gelo possui duas modalidades, existe a opção de compra do equipamento a preço de mercado e a outra opção consiste na compra do equipamento a preço reduzido com a celebração de um contrato de manutenção [57]. Considera-se que o custo anual do contrato de manutenção do banco de gelo será 10% do custo de aquisição do mesmo [49].

Tendo em conta que o espaço ocupado pelos equipamentos adicionais, bateria e banco de gelo, poderia ser rentabilizado através de aluguer, será então necessário calcular o custo anual do espaço ocupado por cada equipamento através da equação (11)

$$EE_x = \sum(\varepsilon \times A \times n_e) \times 12 \quad (11)$$

com,

EE_x: encargo anual com o espaço ocupado (euros)

A: área (m²)

ε : custo médio mensal do aluguer do espaço (euros/m²)

n_e: número de equipamentos

O custo médio mensal do aluguer do espaço possui o valor de 70 euros por cada metro quadrado, tendo como referência o custo de aluguer de um espaço no fórum Barreiro [51].

3.2.1. Considerações circuito hidráulico auxiliar

Na solução que utiliza banco de gelo, foi necessário considerar a tubagem que permita a integração do banco de gelo no circuito de fornecimento de frio, C1, C2 e C3 da Figura 14. Considera-se que o custo com a tubagem do circuito hidráulico, seja 5% do custo total do banco de gelo [49].

O fabricante apresenta a configuração *standard*, Figura 14, para aplicação do armazenamento de energia térmica em banco de gelo, em que o chiller pode trabalhar para fornecer água gelada diretamente ao circuito de utilização. Em alternativa, o chiller pode trabalhar para a acumulação, traduzida na congelação do banco de gelo. O fornecimento de arrefecimento ao circuito de utilização pode ser feito pelo chiller, pelo banco de gelo ou ambos em paralelo.

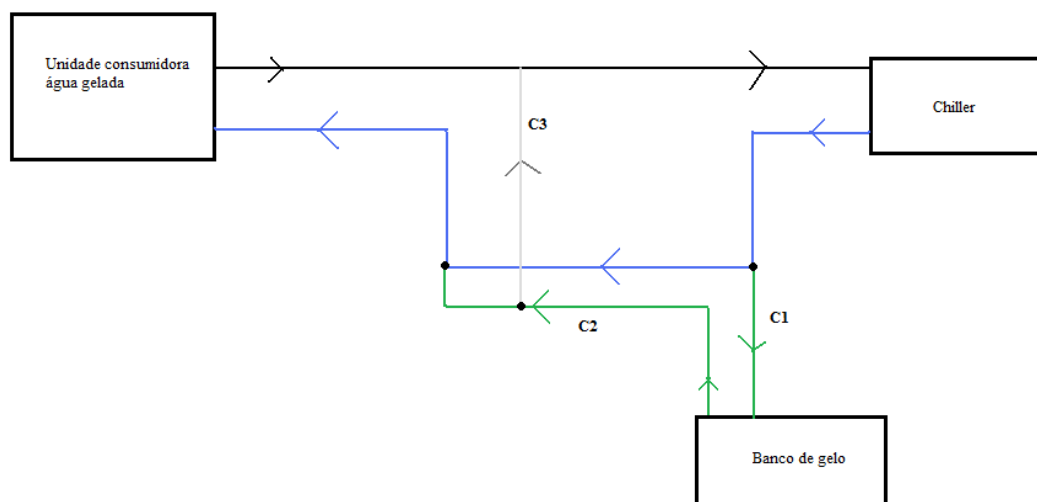


Figura 14: Esquema do circuito hidráulico Chiller-Banco de gelo

3.2.2. Consideração para a solução com a bateria sódio-enxofre

O fabricante disponibiliza dados sobre o desgaste natural e tempo de vida útil da bateria sódio-enxofre, que permitem estimar o sobredimensionamento do armazenamento térmico de modo a compensar as limitações da bateria supra indicada.

Estudos efetuados prevêem que em 2020 o tempo de retorno de investimento de algumas tecnologias, tais como a produção de energia solar e armazenamento de energia elétrica com recurso a baterias de grandes capacidades, irá rondar os 6-8 anos, valor que os autores consideram viáveis [58]. Logo, estipulou-se que o valor máximo de tempo de amortização simples para a solução com baterias sódio-enxofre seria sete anos.

Segundo o fabricante, a capacidade energética da bateria sódio-enxofre permanece constante durante aproximadamente oito anos, período a partir de qual começa a ocorrer diminuição da capacidade energética, com o valor de 1,33% por ano durante os restantes sete anos de vida útil.

3.2.3. Consideração para cálculo da receita e tempo amortização

A económica obtida com cada solução é obtida através da aplicação da equação (12), ou seja resulta da diferença entre o custo da solução em estudo com o custo da solução de referência.

$$E_x = Z_x - Z_{rf} \quad (12)$$

com,

E_x – economia da solução x (euros)

Z_x – encargo anual de energia da solução x (euros)

Z_{rf} – encargo anual de energia da solução de referência (euros)

A fórmula de cálculo do tempo de amortização simples (13) foi adaptada da referência [59]

$$TSA = \frac{AI}{ETA} \quad (13)$$

com,

TSA – tempo de amortização simples (Anos)

AI – agravamento do investimento (euros)

ETA – Economia total anual (euros/Ano)

3.4. Aplicação da metodologia de cálculo utilizado na simulação

3.4.1. Resultado técnico da solução de referência

A solução de referência considera a utilização do Chiller, alimentado totalmente pela rede elétrica, a suportar a necessidade de arrefecimento da instalação. O primeiro passo para a elaboração do perfil da necessidade de arrefecimento da solução de referência corresponde ao cálculo do número de ocupantes, obtido através da aplicação da equação (1).

Tabela 5: Determinação do número de ocupantes

	Zona Escritório	Zona Centro Comercial
A (m²)	29.900	18.950
D_o	15	5
n	1.993,3	3.790

A título de exemplo, apresenta-se o cálculo do número de ocupantes para a zona de escritórios.

$$n = \frac{29.900}{15} = 1.994$$

Após o cálculo do número de ocupantes torna-se possível calcular a carga térmica gerada pelos ocupantes através da aplicação da equação (2) e calcula-se a carga térmica total da instalação através da equação (3).

A título de exemplo apresenta-se o cálculo da carga térmica gerada pelos ocupantes da zona de escritórios e o cálculo da carga térmica total na referida zona.

$$Q_P = 1.993,3 \times 0,130 = 259,13 \text{ kW}$$
$$Q_T = 259,13 \times \frac{100}{67} = 386,76 \text{ kW}$$

Tabela 6: Determinação carga térmica do edifício

	Número de ocupantes	Ganho de calor através dos ocupantes (kW/ocupante)	Carga térmica dos ocupantes (kW)	Carga térmica total (kW)
Zona Escritórios	1.993,3	0,130	259,13	386,76
Zona Centro Comercial	3.790	0,130	492,70	735,37
Total	5.094,3		751,83	1.122,13

Existe a necessidade de garantir a condição expressa na inequação (4) para a seleção do chiller.

$$Q_c \geq 1.122,13 \times \frac{100}{90} \geq 1.246,81$$

Tabela 7: Características do Chiller selecionado

Modelo	Unidades	Potência térmica (kW_t)	COP	Potência elétrica (kW_e)	Queda de Pressão (Pa)	Queda de Pressão (m)	Caudal (m³/h)
Carrier 30-RB-360	1	1.247,7	2,80	445,0	3,776x10E4	3,87	192,81

Foi necessário converter o valor do caudal de arrefecimento para unidades do sistema internacional, para o efeito considerou-se a seguinte relação [56]: 1 US gpm = 0.2271 m³/h, e considerou-se a seguinte relação para a queda de pressão [56]: 1 ft =m 0,304 m.

Para a seleção da bomba hidráulica considerou-se que seria necessário que o caudal máximo e a queda de pressão da mesma teria de ser superior aos valores indicados na Tabela 7. Considerou-se a utilização de duas bombas hidráulicas, uma unidade para a carga e outra unidade para retorno do caudal de arrefecimento [49].

Tabela 8: Características da bomba hidráulica do Chiller

Unidades	Potência elétrica das 2 unidades (kW_e)	Queda de Pressão (m)	Caudal de cada unidade (m³/h)
2	8	10	140,00

Após a determinação da carga térmica, obtêm-se o perfil da necessidade de arrefecimento, multiplicando o valor da carga térmica total presente na Tabela 6, pelo valor do padrão de referência de ocupação dos edifícios presente na Tabela 4. Apresenta-se o exemplo do cálculo para às 11h de um dia útil.

$$Q_t = 1 \times 386,76 + 0,5 \times 735,37 = 754,45$$

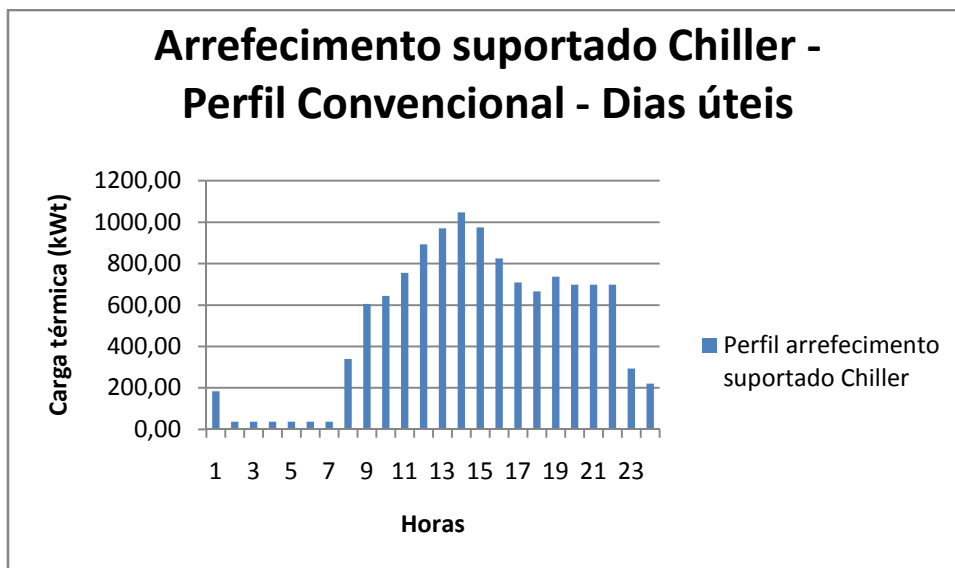


Figura 15: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Dia útil.

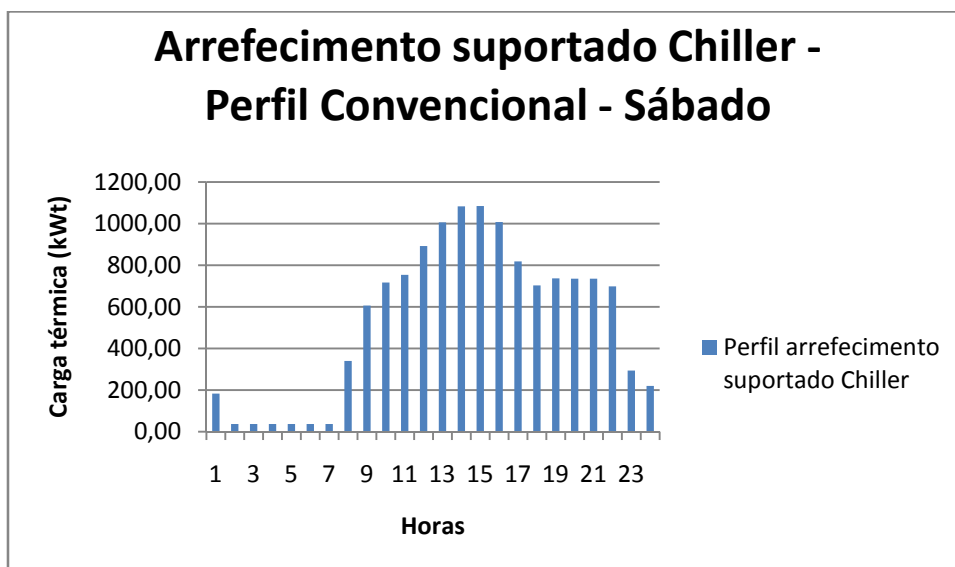


Figura 16: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Sábado.

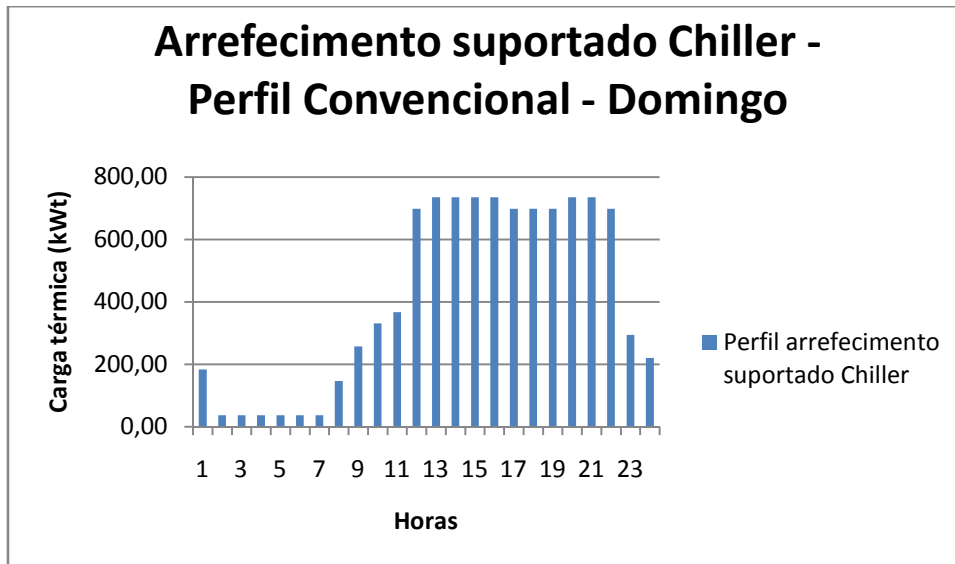


Figura 17: Arrefecimento suportado pelo Chiller - Perfil convencional – Domingo.

Os valores obtidos na Tabela 9 a Tabela 11 e Tabela 20 a Tabela 22 têm como suporte a metodologia baseada em publicações datados de 2000, da empresa ENERFLUID Representações e Instalações de Climatização LDA, antiga representante em Portugal dos bancos de gelo da empresa americana Calmac [49].

Apresentam-se nas tabelas (Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11) os resultados das determinações das potências elétricas para os dias úteis, para sábado e domingo, respetivamente. Apresenta-se o exemplo da aplicação da equação (9) para às 11h de um dia útil.

$$P_e = \frac{754,45}{2,8} = 269,45 \text{ kW}$$

A potência total resulta do somatório da potência elétrica do chiller com a potência da bomba hidráulica. Apresenta-se o exemplo do cálculo para às 11h de um dia útil.

$$P_{e\ Total} = 269,45 + 30 = 299,45 \text{ kW}$$

Tabela 9: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – dia útil

Horas	Carga térmica escritório (kW _t)	Carga térmica comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência absorvida Chiller (COP 2,8), kW _e	Potência elétrica Bombas (kW _e)	Potência elétrica total (kW _e)
1,00		123,18	183,84	65,66	30,00	95,66
2,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
3,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
4,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
5,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
6,00	25,91	24,64	75,45	26,94	30,00	56,94
7,00	51,83	24,64	114,12	40,76	30,00	70,76
8,00	129,57	98,54	340,46	121,59	30,00	151,59
9,00	233,22	172,45	605,47	216,24	30,00	246,24
10,00	259,13	172,45	644,15	230,05	30,00	260,05
11,00	259,13	246,35	754,45	269,45	30,00	299,45
12,00	129,57	468,07	891,99	318,57	30,00	348,57
13,00	181,39	468,07	969,34	346,19	30,00	376,19
14,00	233,22	468,07	1.046,69	373,82	30,00	403,82
15,00	259,13	394,16	975,06	348,24	30,00	378,24
16,00	207,31	344,89	824,17	294,35	30,00	324,35
17,00	129,57	344,89	708,14	252,91	30,00	282,91
18,00	51,83	394,16	665,65	237,73	30,00	267,73
19,00	25,91	468,07	737,28	263,31	30,00	293,31
20,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
21,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
22,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61	78,79	30,00	108,79
Total	2.176,72	6.060,21	12.293,93	4.390,69	720,00	5.110,69

Tabela 10: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – sábado

Horas	Carga térmica escritório (kW _t)	Carga térmica comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência absorvida Chiller (COP 2,8), kW _e	Potência elétrica Bombas (kW _e)	Potência elétrica total (kW _e)
1,00		123,18	183,84	65,66	30,00	95,66
2,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
3,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
4,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
5,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
6,00	25,91	24,64	75,45	26,94	30,00	56,94
7,00	51,83	24,64	114,12	40,76	30,00	70,76
8,00	129,57	98,54	340,46	121,59	30,00	151,59
9,00	233,22	172,45	605,47	216,24	30,00	246,24
10,00	259,13	221,72	717,68	256,32	30,00	286,32
11,00	259,13	246,35	754,45	269,45	30,00	299,45
12,00	129,57	468,07	891,99	318,57	30,00	348,57
13,00	181,39	492,70	1.006,11	359,32	30,00	389,32
14,00	233,22	492,70	1.083,46	386,95	30,00	416,95
15,00	259,13	468,07	1.085,37	387,63	30,00	417,63
16,00	207,31	468,07	1.008,02	360,01	30,00	390,01
17,00	129,57	418,80	818,45	292,30	30,00	322,30
18,00	51,83	418,80	702,42	250,86	30,00	280,86
19,00	25,91	468,07	737,28	263,31	30,00	293,31
20,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
21,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
22,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61	78,79	30,00	108,79
Total	2.176,72	6.503,64	12.955,76	4.627,06	720,00	5.347,06

Tabela 11: Determinação da potência elétrica total – solução convencional – domingo

Horas	Carga térmica escritório (kW _t)	Carga térmica comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência absorvida Chiller (COP 2,8), kW _e	Potência elétrica Bombas (kW _e)	Potência elétrica total (kW _e)
1,00		123,18	183,84	65,66	30,00	95,66
2,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
3,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
4,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
5,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
6,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
7,00		24,64	36,77	13,13	30,00	43,13
8,00		98,54	147,07	52,53	30,00	82,53
9,00		172,45	257,38	91,92	30,00	121,92
10,00		221,72	330,92	118,18	30,00	148,18
11,00		246,35	367,69	131,32	30,00	161,32
12,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
13,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
14,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
15,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
16,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
17,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
18,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
19,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
20,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
21,00		492,70	735,37	262,63	30,00	292,63
22,00		468,07	698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61	78,79	30,00	108,79
Total		6.651,45	9.927,54	3.545,55	720,00	4.265,55

O maior valor de potência verifica-se ao sábado entre às 14h e às 15h, com o valor de 417,63 kW, correspondente a potência contratada e potência instalada para a solução convencional, logo a alimentação será em média tensão tendo em conta os critérios indicados pela EDP Distribuição indicadas em 3.1.3.

3.4.2. Resultado técnico da solução chiller e banco de gelo – Solução 1

Nos sistemas que utilizam banco de gelo, a energia térmica utilizada durante o dia é repartida, entre a produção de arrefecimento através do chiller e pela descarga do banco de gelo.

Na solução 1 em estudo o banco de gelo irá suprir parte da necessidade de arrefecimento da instalação. Considera-se a utilização do chiller e respectiva bomba hidráulica indicadas em 3.4.1

Para a seleção do banco de gelo efetuou-se a aplicação da equação (5) e inequação (6).

$$CP_{p.g.b.} = ((1.246,81 \times 0,9) - 220,61) \times 7 = 6.310,63kW_t h$$

$$CP_{b.g.} = 6.310,63 \times \frac{100}{90} = 7.011,81kW_t h$$

Tabela 12: Seleção do banco de gelo – Solução 1

Modelo	Unidades	Volume água gelada total, 7 unidades (m ³)	Capacidade térmica total, 5 unidades (kWh)
1320 C	7	87,71	7.980

Selecionou-se a bomba hidráulica para o banco de gelo segundo as condições indicadas em 3.3.

Tabela 13: Características da bomba hidráulica do banco de gelo

Unidades	Potência elétrica das 2 unidades (kW _e)	Queda de Pressão (m)	Caudal de cada unidade (m ³ /h)
2	8	10	140,00

Obtêm-se os perfis de fornecimento de arrefecimento através das considerações indicadas em 3.3. Nas figuras (Figura 18, Figura 19 e Figura 20) apresentam-se os perfis de arrefecimento para os dias úteis, para sábado e para domingo, respetivamente. O perfil é configurado com o chiller a efetuar o carregamento do banco de gelo entre as 24h e às 7h, o banco de gelo fornece a edifício a carga térmica permanente (entre às 9h e às 22h) e em simultâneo o chiller fornece a carga térmica variável (entre às 7h e às

24h), de segunda-feira a sábado. Devido a redução de necessidade de arrefecimento verificado aos domingos, o chiller irá efetuar o carregamento do banco de gelo entre às 24h e às 7h, o chiller também irá fornecer de forma permanente o valor mínimo de potência térmica entre o período das 9h às 22h, período a qual o banco de gelo irá fornecer em simultâneo a carga térmica variável. Logo, apenas o chiller irá fornecer a carga térmica ao edifício entre às 22h e às 9h.

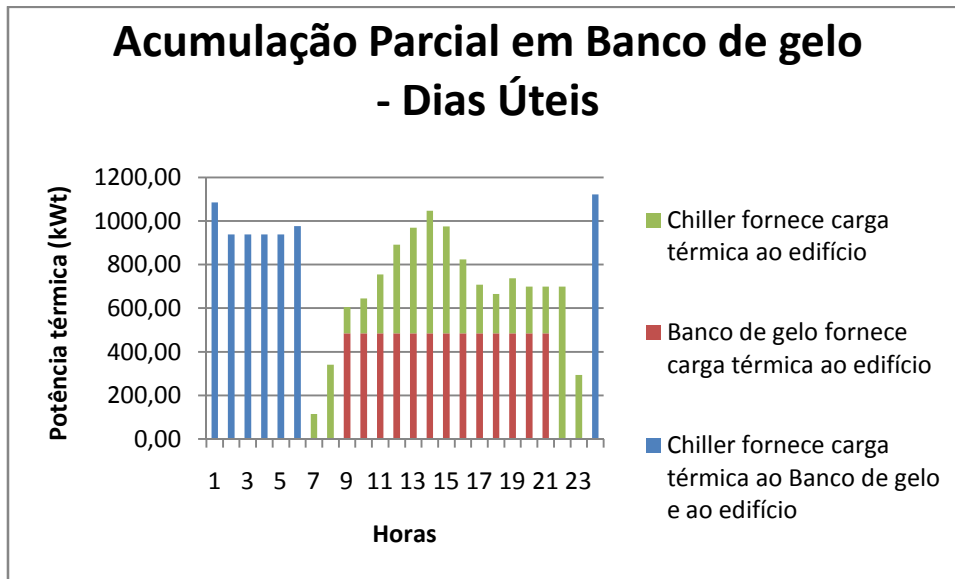


Figura 18: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Dias úteis.

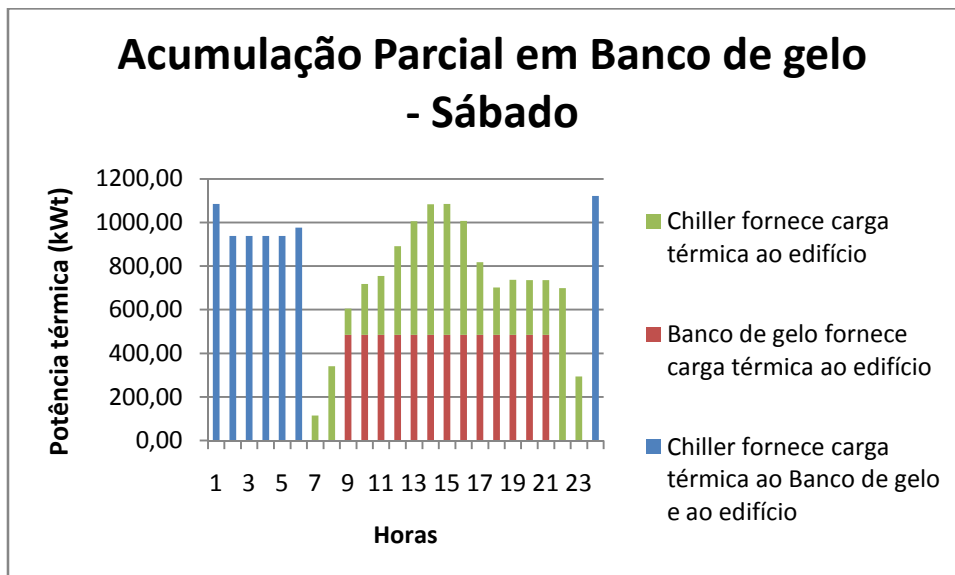


Figura 19: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Sábado.

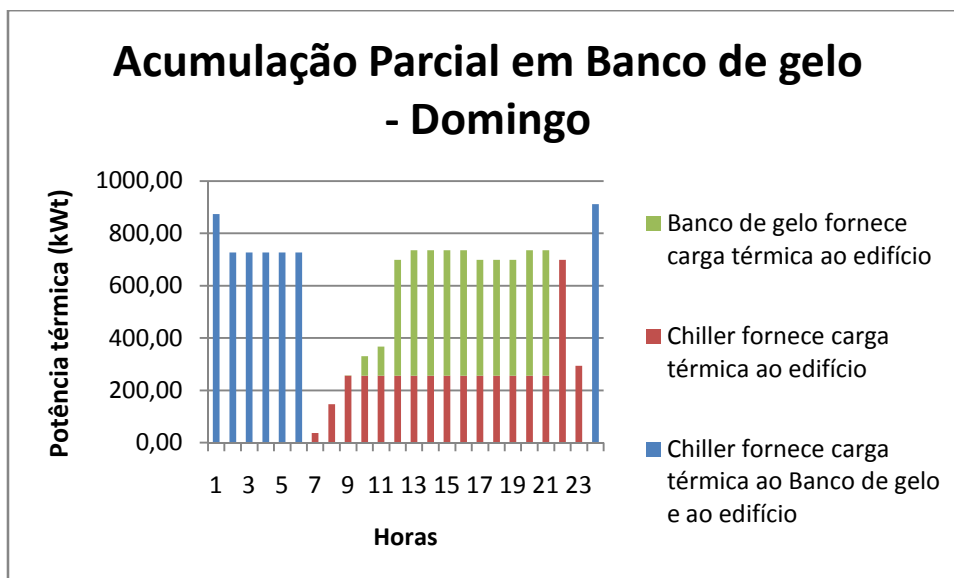


Figura 20: Arrefecimento suportado pelo banco de gelo – Solução 1 – Domingo.

Tabela 14: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – dias úteis

Horas	Carga térmica zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)
1,00		123,18	183,84		1.085,27	387,60	30,00	417,60
2,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
3,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
4,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
5,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
6,00	25,91	24,64	75,45		976,87	348,88	30,00	378,88
7,00	51,83	24,64	114,12		114,12	40,76	30,00	70,76
8,00	129,57	98,54	340,46		340,46	121,59	30,00	151,59
9,00	233,22	172,45	605,47	485,38	120,09	42,89	38,00	80,89
10,00	259,13	172,45	644,15	485,38	158,76	56,70	38,00	94,70
11,00	259,13	246,35	754,45	485,38	269,07	96,10	38,00	134,10
12,00	129,57	468,07	891,99	485,38	406,60	145,22	38,00	183,22
13,00	181,39	468,07	969,34	485,38	483,96	172,84	38,00	210,84
14,00	233,22	468,07	1.046,69	485,38	561,31	200,47	38,00	238,47
15,00	259,13	394,16	975,06	485,38	489,68	174,89	38,00	212,89
16,00	207,31	344,89	824,17	485,38	338,79	121,00	38,00	159,00
17,00	129,57	344,89	708,14	485,38	222,76	79,56	38,00	117,56
18,00	51,83	394,16	665,65	485,38	180,27	64,38	38,00	102,38
19,00	25,91	468,07	737,28	485,38	251,90	89,96	38,00	127,96
20,00		468,07	698,60	485,38	213,22	76,15	38,00	114,15

Tabela 15: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – dias úteis. Continuação

Horas	Carga térmica zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)
21,00		468,07	698,60	485,38	213,22	76,15	38,00	114,15
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61		1.122,04	400,73	30,00	430,73
Total	2.176,72	6.060,21	12.293,93	6.310,00	12.293,93	4.390,69	824,00	5.214,69

Tabela 16: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – sábado

Horas	Carga térmica zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)
1,00		123,18	183,84		1.085,27	387,60	30,00	417,60
2,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
3,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
4,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
5,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07
6,00	25,91	24,64	75,45		976,87	348,88	30,00	378,88
7,00	51,83	24,64	114,12		114,12	40,76	30,00	70,76
8,00	129,57	98,54	340,46		340,46	121,59	30,00	151,59
9,00	233,22	172,45	605,47	485,38	120,09	42,89	38,00	80,89
10,00	259,13	221,72	717,68	485,38	232,30	82,96	38,00	120,96
11,00	259,13	246,35	754,45	485,38	269,07	96,10	38,00	134,10
12,00	129,57	468,07	891,99	485,38	406,60	145,22	38,00	183,22
13,00	181,39	492,70	1.006,11	485,38	520,72	185,97	38,00	223,97
14,00	233,22	492,70	1.083,46	485,38	598,08	213,60	38,00	251,60
15,00	259,13	468,07	1.085,37	485,38	599,99	214,28	38,00	252,28
16,00	207,31	468,07	1.008,02	485,38	522,63	186,65	38,00	224,65
17,00	129,57	418,80	818,45	485,38	333,07	118,95	38,00	156,95
18,00	51,83	418,80	702,42	485,38	217,04	77,51	38,00	115,51
19,00	25,91	468,07	737,28	485,38	251,90	89,96	38,00	127,96
20,00		492,70	735,37	485,38	249,99	89,28	38,00	127,28
21,00		492,70	735,37	485,38	249,99	89,28	38,00	127,28

Tabela 17: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – sábado. Continuação

Horas	Carga térmica zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61		1.122,04	400,73	30,00	430,73
Total	2.098,98	6.503,64	12.955,76	6.310,00	12.955,76	4.627,06	824,00	5.451,06

Tabela 18: Determinação da potência elétrica total – solução 1 – domingo

Horas	Carga térmica zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)
1,00		123,18	183,84		874,51	312,32	30,00	342,32
2,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80
3,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80
4,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80
5,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80
6,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80
7,00		24,64	36,77		36,77	13,13	30,00	43,13
8,00		98,54	147,07		147,07	52,53	30,00	82,53
9,00		172,45	257,38	1,38	256,00	91,43	38,00	129,43
10,00		221,72	330,92	74,92	256,00	91,43	38,00	129,43
11,00		246,35	367,69	111,69	256,00	91,43	38,00	129,43
12,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43
13,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
14,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
15,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
16,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
17,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43
18,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43
19,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43
20,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
21,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05
24,00		147,81	220,61		911,28	325,46	30,00	355,46
Total		6.651,45	9.927,54	4.834,64	9.927,54	3.545,55	824,00	4.369,55

Legenda do esquema de cores

	Chiller fornece carga térmica ao Banco de gelo e ao edifício
	Banco de gelo fornece carga térmica ao edifício
	Chiller fornece carga térmica ao edifício

O maior valor de potência verifica-se ao sábado, com o valor de 855,81 kW, correspondente a potência contratada e potência instalada para a solução 1.

3.4.2. Resultado técnico da solução chiller, banco de gelo e bateria sódio-enxofre – Solução 2

A solução 2 tem como objetivo a implementação da bateria sódio-enxofre para o fornecimento de energia elétrica para minimizar o consumo de energia no período das horas de ponta e de cheio da tarifa de eletricidade, como complemento a solução de armazenamento parcial em banco de gelo. Para esse motivo considera-se os perfis da solução 1 (Figura 18, Figura 19 e Figura 20). A solução 2 difere da solução 1 apenas na determinação da potência elétrica consumida.

A título experimental e com objetivo de minimizar o custo de investimento com a bateria sódio-enxofre, seleciona-se o menor módulo comercializado.

Tabela 19: Seleção Bateria sódio-enxofre – Solução 2

	Potência elétrica (kW _e)	Capacidade (kWh)	Rendimento	Capacidade nominal (kWh)
Bateria sódio-enxofre	500	3.600	0,85	3.060

Considera-se a reserva de 1/3 da capacidade nominal da bateria para o fornecimento da energia necessária para o arranque do chiller, sendo uma condição necessária para que a bateria possa fornecer a potência até 5 vezes superior á sua potência máxima durante curtos períodos de tempo [60]. Logo, a energia remanescente disponível será igual a 2/3 da capacidade nominal, ou seja, 2.040kWh.

A metodologia utilizada para obtenção dos dados das tabelas seguintes (Tabela 20, Tabela 21 e Tabela 22) possuem a referência indicada em 3.3.

Tabela 20: Determinação da potência elétrica total – solução 2- dia útil

Horas	Carga térmica Zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)	Potência elétrica Bateria sódio-enxofre (kW _e)	Potência elétrica total consumida, (kW _e)
1,00		123,18	183,84		1.085,27	387,60	30,00	417,60	514,29	931,88
2,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
3,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
4,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
5,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
6,00	25,91	24,64	75,45		976,87	348,88	30,00	378,88	514,29	893,17
7,00	51,83	24,64	114,12		114,12	40,76	30,00	70,76		70,76
8,00	129,57	98,54	340,46		340,46	121,59	30,00	151,59		
9,00	233,22	172,45	605,47	485,38	120,09	42,89	38,00	80,89		
10,00	259,13	172,45	644,15	485,38	158,76	56,70	38,00	94,70		
11,00	259,13	246,35	754,45	485,38	269,07	96,10	38,00	134,10		
12,00	129,57	468,07	891,99	485,38	406,60	145,22	38,00	183,22		
13,00	181,39	468,07	969,34	485,38	483,96	172,84	38,00	210,84		
14,00	233,22	468,07	1.046,69	485,38	561,31	200,47	38,00	238,47		
15,00	259,13	394,16	975,06	485,38	489,68	174,89	38,00	212,89		
16,00	207,31	344,89	824,17	485,38	338,79	121,00	38,00	159,00		
17,00	129,57	344,89	708,14	485,38	222,76	79,56	38,00	117,56		
18,00	51,83	394,16	665,65	485,38	180,27	64,38	38,00	102,38		
19,00	25,91	468,07	737,28	485,38	251,90	89,96	38,00	127,96		
20,00		468,07	698,60	485,38	213,22	76,15	38,00	114,15		
21,00		468,07	698,60	485,38	213,22	76,15	38,00	114,15		
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50		279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05		135,05
24,00		147,81	220,61		1.122,04	400,73	30,00	430,73	514,29	945,01
Total	2.176,72	6.060,21	12.293,93	6.310,00	12.293,93	4.390,69	824,00	5.214,69	3.600,00	6.772,80

Tabela 21: Determinação da potência elétrica total – solução 2- Sábado

Horas	Carga térmica Zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)	Potência elétrica Bateria sódio-enxofre (kW _e)	Potência elétrica total consumida, (kW _e)
1,00		123,18	183,84		1.085,27	387,60	30,00	417,60	514,29	931,88
2,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
3,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
4,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
5,00		24,64	36,77		938,20	335,07	30,00	365,07	514,29	879,36
6,00	25,91	24,64	75,45		976,87	348,88	30,00	378,88	514,29	893,17
7,00	51,83	24,64	114,12		114,12	40,76	30,00	70,76		
8,00	129,57	98,54	340,46		340,46	121,59	30,00	151,59		
9,00	233,22	172,45	605,47	485,38	120,09	42,89	38,00	80,89		
10,00	259,13	221,72	717,68	485,38	232,30	82,96	38,00	120,96		
11,00	259,13	246,35	754,45	485,38	269,07	96,10	38,00	134,10		
12,00	129,57	468,07	891,99	485,38	406,60	145,22	38,00	183,22		
13,00	181,39	492,70	1.006,11	485,38	520,72	185,97	38,00	223,97		
14,00	233,22	492,70	1.083,46	485,38	598,08	213,60	38,00	251,60		
15,00	259,13	468,07	1.085,37	485,38	599,99	214,28	38,00	252,28		
16,00	207,31	468,07	1.008,02	485,38	522,63	186,65	38,00	224,65		
17,00	129,57	418,80	818,45	485,38	333,07	118,95	38,00	156,95		
18,00	51,83	418,80	702,42	485,38	217,04	77,51	38,00	115,51		
19,00	25,91	468,07	737,28	485,38	251,90	89,96	38,00	127,96		
20,00		492,70	735,37	485,38	249,99	89,28	38,00	127,28		127,28
21,00		492,70	735,37	485,38	249,99	89,28	38,00	127,28		127,28
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50		279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05		135,05
24,00		147,81	220,61		1.122,04	400,73	30,00	430,73	514,29	945,01
Total	2.098,98	6.503,64	12.955,76	6.310,00	12.955,76	4.627,06	824,00	5.451,06	3.600,00	6.956,61

Tabela 22: Determinação da potência elétrica total – solução 2- Domingo

Horas	Carga térmica Zona escritório (kW _t)	Carga térmica zona comercial (kW _t)	Carga térmica total (kW _t)	Potência térmica Banco Gelo (kW _t)	Potência térmica absorvida Chiller, (kW _t)	Potência elétrica absorvida Chiller, (kW _e)	Potência elétrica absorvida Bombas (kW _e)	Potência elétrica Total (kW _e)	Potência elétrica Bateria sódio-enxofre (kW _e)	Potência elétrica total consumida, (kW _e)
1,00		123,18	183,84		874,51	312,32	30,00	342,32	514,29	856,61
2,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80	514,29	804,08
3,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80	514,29	804,08
4,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80	514,29	804,08
5,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80	514,29	804,08
6,00		24,64	36,77		727,43	259,80	30,00	289,80	514,29	804,08
7,00		24,64	36,77		36,77	13,13	30,00	43,13		
8,00		98,54	147,07		147,07	52,53	30,00	82,53		
9,00		172,45	257,38	1,38	256,00	91,43	38,00	129,43		
10,00		221,72	330,92	74,92	256,00	91,43	38,00	129,43		
11,00		246,35	367,69	111,69	256,00	91,43	38,00	129,43		
12,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43		
13,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
14,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
15,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
16,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
17,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43		
18,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43		
19,00		468,07	698,60	442,60	256,00	91,43	38,00	129,43		
20,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
21,00		492,70	735,37	479,37	256,00	91,43	38,00	129,43		
22,00		468,07	698,60		698,60	249,50	30,00	279,50		279,50
23,00		197,08	294,15		294,15	105,05	30,00	135,05		135,05
24,00		147,81	220,61		911,28	325,46	30,00	355,46	514,29	869,74
Total		6651,45	9927,54	4.834,64	9.927,54	3.545,55	824,00	4.369,55	3.600,00	6.161,32

O maior valor de potência verifica-se aos dias úteis, com o valor aproximado de 1.116,04kW, correspondente a potência contratada e potência instalada para a solução 2.

Legenda do esquema de cores

	Chiller fornece carga térmica ao Banco de gelo e ao edifício
	Banco de gelo fornece carga térmica ao edifício
	Chiller fornece carga térmica ao edifício
	Bateria fornece potência elétrica ao sistema

3.4.3. Resultados económicos

Apresentam-se os resultados do ciclo semanal com as soluções em estudo, porque este é o ciclo que geralmente produz os menores custos de operação [49]. Em anexos apresentam-se os resultados para o ciclo diário e para o ciclo semanal opcional.

De seguida apresentam-se os resultados dos custos associados à aplicação das soluções, através da multiplicação da potência elétrica total, presente nas tabelas (Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11) relativamente a solução convencional, os valores presentes nas tabelas (Tabela 14, Tabela 15, Tabela 16, Tabela 17 e Tabela 18) relativamente a solução 1, e os valores presentes nas tabelas (Tabela 20, Tabela 21 e Tabela 22) relativamente a solução 2 pela tarifa de média tensão, obtêm-se o custo diário de energia. Exemplo, para as 11h de um dia útil, no ciclo semanal no período II ou III da solução convencional, através da aplicação da equação (10).

$$EC = 299,45 \times 0,1286 = 38,51 \text{ euros}$$

Tabela 23: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo Semanal

Horas	Solução convencional					
	Custos diários de energia – Longas utilizações (€)					
	Ciclo Semanal Períodos I, IV			Ciclo Semanal Períodos II, III		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
1	6,16	6,16	6,16	6,40	6,40	6,40
2	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
3	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
4	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
5	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
6	3,67	3,67	2,78	3,81	3,81	2,89
7	6,86	4,56	2,78	7,04	4,73	2,89
8	14,69	9,76	5,31	15,08	10,14	5,52
9	29,09	23,86	7,85	28,08	20,49	8,16
10	32,56	27,74	9,54	33,44	28,49	9,91
11	37,49	29,02	10,39	38,51	29,80	10,79
12	36,24	33,78	18,00	34,68	34,68	18,70
13	36,45	37,73	18,85	37,43	26,05	19,58
14	39,13	26,85	18,85	40,18	27,89	19,58
15	36,65	26,90	18,85	37,63	27,94	19,58
16	31,43	25,12	18,85	32,27	26,09	19,58
17	27,41	20,76	18,00	28,15	21,56	18,70
18	25,94	18,09	18,00	30,53	18,79	18,70
19	28,42	18,89	18,00	37,72	19,62	18,70
20	27,08	18,85	18,85	35,94	19,58	19,58
21	27,08	18,85	18,85	27,81	19,58	19,58
22	27,08	18,00	18,00	27,81	18,70	18,70
23	13,09	8,70	8,70	13,44	9,04	9,04
24	7,01	7,01	7,01	7,28	7,28	7,28
Total	503,65	394,37	273,70	534,02	391,41	284,59

Tabela 24: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo diário

Horas	Solução convencional					
	Custos diários de energia–Longasutilizações (€)					
	Ciclo SemanalPeríodos I, IV			Ciclo SemanalPeríodos II, III		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
1	6,16	6,16	6,16	6,40	6,40	6,40
2	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
3	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
4	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
5	2,53	2,53	2,53	2,69	2,69	2,69
6	3,67	3,67	2,78	3,81	3,81	2,89
7	4,56	4,56	2,78	4,73	4,73	2,89
8	14,69	14,69	8,00	10,14	10,14	5,52
9	27,34	27,34	13,54	24,50	24,50	12,13
10	32,56	35,85	18,55	29,66	32,65	16,90
11	33,25	33,25	17,91	38,51	38,51	20,75
12	33,78	33,78	27,08	39,75	39,75	31,88
13	36,45	37,73	28,36	37,43	38,74	29,12
14	39,13	40,40	28,36	40,18	41,49	29,12
15	36,65	40,47	28,36	37,63	41,55	29,12
16	31,43	37,79	28,36	32,27	38,81	29,12
17	27,41	31,23	27,08	28,15	32,07	27,81
18	25,94	27,22	27,08	26,64	27,95	27,81
19	36,72	36,72	34,99	29,18	29,18	27,81
20	34,99	36,64	36,64	35,94	37,63	37,63
21	27,08	28,36	28,36	35,94	37,63	37,63
22	18,00	18,00	18,00	27,81	27,81	27,81
23	8,70	8,70	8,70	9,04	9,04	9,04
24	7,01	7,01	7,01	7,28	7,28	7,28
Total	495,64	519,66	408,20	515,78	540,44	429,40

Tabela 25: Custo diário de energia – Solução Convencional – Ciclo semanal opcional

Horas	Solução convencional					
	Custos diários de energia – Longas utilizações (€)					
	Ciclo Semanal Períodos I, IV			Ciclo Semanal Períodos II, III		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
1	6,16	6,16	6,16	6,27	6,27	6,27
2	2,53	2,78	2,78	2,57	2,83	2,83
3	2,53	2,53	2,78	2,57	2,57	2,83
4	2,53	2,53	2,53	2,57	2,57	2,57
5	2,53	2,53	2,53	2,57	2,57	2,57
6	3,67	3,34	2,53	3,73	3,39	2,57
7	5,71	4,56	2,53	5,87	4,63	2,57
8	14,69	9,76	5,31	15,20	9,93	5,41
9	23,86	15,86	7,85	24,70	16,13	7,99
10	25,20	23,09	9,54	26,08	23,74	9,71
11	29,02	29,02	10,39	30,03	30,03	10,57
12	33,78	28,11	18,00	34,96	28,90	18,31
13	36,45	25,07	18,85	37,73	25,50	19,17
14	39,13	26,85	18,85	40,50	27,31	19,17
15	36,65	26,90	18,85	37,94	27,35	19,17
16	31,43	25,12	18,85	32,53	25,55	19,17
17	35,42	25,99	18,00	37,15	26,72	18,31
18	33,52	27,22	18,00	35,15	28,17	18,31
19	36,72	28,42	18,00	38,51	29,42	18,31
20	34,99	28,36	18,85	36,70	29,35	19,17
21	34,99	28,36	18,85	36,70	29,35	19,17
22	27,08	22,54	18,00	28,03	23,17	18,31
23	13,09	8,70	8,70	13,55	8,85	8,85
24	8,77	7,01	7,01	9,02	7,13	7,13
Total	520,44	410,78	273,70	540,64	421,42	278,38

Tabela 26: Custo diário de energia – Solução 1 – Ciclo Semanal

Horas	Solução 1					
	Custos diários de energia – Longas utilizações (€)					
	Ciclo semanal - Períodos I, IV			Ciclo semanal - Períodos II, III		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
1	26,89	26,89	22,05	27,94	27,94	22,90
2	21,39	21,39	16,98	22,78	22,78	18,08
3	21,39	21,39	16,98	22,78	22,78	18,08
4	21,39	21,39	16,98	22,78	22,78	18,08
5	21,39	21,39	16,98	22,78	22,78	18,08
6	24,40	24,40	18,66	25,35	25,35	19,39
7	6,86	4,56	2,78	7,04	4,73	2,89
8	14,69	9,76	5,31	15,08	10,14	5,52
9	9,55	7,84	8,34	9,23	6,73	8,66
10	11,86	11,72	8,34	12,18	12,04	8,66
11	16,79	12,99	8,34	17,24	13,34	8,66
12	19,05	17,75	8,34	18,23	18,23	8,66
13	20,43	21,70	8,34	20,98	14,98	8,66
14	23,11	16,20	8,34	23,73	16,83	8,66
15	20,63	16,25	8,34	21,18	16,88	8,66
16	15,41	14,47	8,34	15,82	15,03	8,66
17	11,39	10,11	8,34	11,70	10,50	8,66
18	9,92	7,44	8,34	11,68	7,73	8,66
19	12,40	8,24	8,34	16,46	8,56	8,66
20	11,06	8,20	8,34	14,68	8,52	8,66
21	11,06	8,20	8,34	11,36	8,52	8,66
22	27,08	18,00	18,00	27,81	18,70	18,70
23	13,09	8,70	8,70	13,44	9,04	9,04
24	27,74	27,74	22,89	28,82	28,82	23,78
Total	418,98	366,73	274,68	441,048	373,71	287,11

Tabela 27: Custo diário de energia – Solução 2 – Ciclo Semanal

Horas	Solução 2					
	Custos diários de energia – Longas utilizações (€)					
	Ciclo semanal - Períodos I, IV			Ciclo semanal - Períodos II, III		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
1	60,01	60,01	55,17	61,04	61,04	56,11
2	51,53	51,53	47,12	52,41	52,41	47,92
3	51,53	51,53	47,12	52,41	52,41	47,92
4	51,53	51,53	47,12	52,41	52,41	47,92
5	51,53	51,53	47,12	52,41	52,41	47,92
6	57,52	57,52	51,78	58,50	58,50	52,67
7	6,86	4,56	2,78	7,10	4,63	2,83
8	60,01			61,04		
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20		8,20			8,34	
21		8,20			8,34	
22	27,08	18,00	18,00	28,03	18,31	18,31
23	13,09	8,70	8,70	13,55	8,85	8,85
24	60,86	60,86	56,01	61,90	61,90	56,97
Total	431,54	427,60	380,91	439,75	434,91	387,42

Verifica-se que o custo diário com a energia ao domingo na solução 1 apresenta um valor superior ao mesmo custo com a solução tradicional no domingo, motivo pelo qual se irá considerar para a solução 1 a não utilização do banco de gelo ao domingo a partir deste ponto.

Verifica-se de igual modo que o custo diário com a energia ao sábado e ao domingo na solução 2 apresentam valores superiores aos mesmos custos com a solução tradicional nos dias indicados, motivo pelo qual se irá considerar para a solução 2 apenas a

utilização do banco de gelo ao sábado e a apenas a utilização do chiller ao domingo a partir deste ponto.

O custo anual de potência da hora de ponta e o custo de potência contratada foram calculados multiplicando a potência máxima diária, presente na Tabela 10 referente a solução convencional (chiller), presente na Tabela 16 referente a solução 1 (chiller e banco de gelo), e presente na Tabela 21 referente a solução 2 (chiller, banco de gelo e bateria sódio-enxofre), pela tarifa indicada no Anexo B.2, sendo que se considerou os 365 dias do ano.

Tabela 28: Custo anual da potência instalada – Solução Convencional

Solução Convencional			
	Potência	Tarifa Longas Utilizações (Euros/kW.dia)	Custo anual de Potência (Euros)
Horas de ponta	417,63	0,3054	46.553,63
Contratada	417,63	0,0476	7.255,90
Total	-	-	53.809,53

Tabela 29: Custo anual da potência instalada – Solução 1

Solução 1			
	Potência	Tarifa Longas Utilizações (Euros/kW.dia)	Custo anual de Potência (Euros)
Horas de ponta	238,47	0,3054	26.582,49
Contratada	430,73	0,0476	7.483,50
Total	-	-	34.065,99

Tabela 30: Custo anual da potência instalada – Solução 2

Solução 1			
	Potência	Tarifa Longas Utilizações (Euros/kW.dia)	Custo anual de Potência (Euros)
Horas de ponta	127,28	0,3054	14.188,03
Contratada	945,01	0,0476	16.418,60
Total	-	-	30.606,63

Os valores de potência contratada nas soluções 1 e 2 são superiores ao valor de potência contratada na solução convencional devido ao facto de que nas referidas soluções

existem mais equipamentos a funcionar em simultâneo, nomeadamente, chiller, eletrobombas hidráulicas do chiller e do banco de gelo na solução 1, e chiller, eletrobombas hidráulicas do chiller e do banco de gelo e bateria sódio-enxofre na solução 2, enquanto a solução convencional possui apenas dois equipamentos a funcionar em simultâneo, chiller e eletrobomba hidráulica do chiller.

O custo de energia anual teve como consideração 128 dias úteis, 26 sábados e 26 domingos em cada período (I, IV e II, III). Através da análise dos custos diários totais presentes nas tabelas (Tabela 23, Tabela 26 e Tabela 27) verifica-se que a não existência da tarifa das horas de ponta aos sábados afeta o resultado da solução 2 e a não existência da tarifa das horas de ponta e de cheias aos domingos afeta o resultados das soluções 1 e 2, ou seja não existe economia face a solução convencional. Logo para o ciclo semanal a utilização do banco de gelo na solução 1 deve-se restringir entre às segundas-feiras e aos sábados, e a utilização do banco de gelo e bateria sódio-enxofre na solução 2 devem ser restritas apenas aos dias úteis, com a utilização do banco de gelo aos sábados e a utilização do chiller (solução tradicional) aos domingos.

De seguida apresenta-se a equação (14) para o cálculo do encargo anual de energia em cada solução.

$$Z_s = \sum EC \times d \quad (14)$$

com,

Z_s – encargo anual de energia de cada solução (euros)

EC: encargo diário com energia (€)

d – número de dias

Em seguida apresenta-se o exemplo do cálculo do custo da energia na solução convencional através da aplicação da equação (14)

$$Z_{rf} = 128 \times 503,65 + 26 \times 394,37 + 26 \times 273,70 + 128 \times 534,02 + 26 \times 391,41 \\ + 26 \times 284,59 = 167.767,58€$$

Os dados presentes na Tabela 31 foram obtidos através da aplicação da equação (14).

Tabela 31: Custo anual de energia elétrica – Solução tradicional – todos os ciclos

	Solução tradicional	Solução tradicional	Solução tradicional
	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)
	Ciclo Semanal	Ciclo Semanalopcional	Ciclo Diário
Custo energia anual	167.767,58	171.809,63	178.801,61

Através da análise dos dados presentes na Tabela 31, verifica-se que o ciclo semanal normal apresenta o menor custo de operação na solução convencional, logo não existe a necessidade de se efetuar os cálculos com os ciclos diário e semanal opcional.

A economia obtida resulta da diferença entre os custos da solução de referência e os custos das soluções 1 e 2, através da aplicação da equação (12).

$$E_{solução\ 1} = 167.767,58 - 143.850,34 = 23.917,24\text{€}$$

Tabela 32: Economia Solução 1 – Ciclo Semanal

	Solução tradicional	Solução 1	Economia Solução 1
	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)
	Ciclo Semanal	Ciclo Semanal	Ciclo Semanal
Custo energia anual	167.767,58	143.850,34	23.917,24
Custo com potência Hora Ponta anual	46.553,90	26.582,49	19.971,41
Custo com potência Contratada anual	7.255,94	7.483,50	-227,56
Total	221.577,42	177.916,33	43.661,09

Tabela 33: Economia Solução 2 – Ciclo Semanal

	Solução tradicional	Solução 2	Economia Solução 2
	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)	Tarifa Longas (euros)
	Ciclo Semanal	Ciclo Semanal	Ciclo Semanal
Custo energia anual	167.767,58	145.292,74	22.474,84
Custo com potência Hora Ponta anual	46.553,90	14.188,03	32.365,87
Custo com potência Contratada anual	7.255,94	16.418,60	-9.162,66
Total	221.577,42	175.899,37	45.678,05

Na estimativa do custo de investimento, o custo do chiller, das bombas hidráulicas, do banco de gelo e da bateria sódio-enxofre, foram obtidos através dos dados fornecidos pelos respetivos fabricantes. O custo com as infraestruturas elétricas, com a manutenção do banco de gelo e com a manutenção do chiller têm como base as considerações efetuadas em 3.3. O custo do circuito hidráulico adicional foi calculado através das considerações presentes em 3.2.1.

Para a determinação dos encargos com as infraestruturas elétricas estabelece-se que a extensão dos elementos de ligação será de 100 metros, este valor não tem interferência nos resultados visto que os estudos efetuados são para o mesmo imóvel, logo uma hipotética alteração na extensão dos elementos de ligação teria o efeito proporcional em todos os estudos.

O cálculo dos encargos com as infraestruturas elétricas segue a seguinte expressão:

$$\varphi_x = P_r \times (\gamma_a + \gamma_b) + \gamma_c + (l_a \times \gamma_d) + \gamma_e \quad (15)$$

com,

- φ : encargos com a infraestrutura elétrica da solução x (euros)
- P_r : potência requisitada (kVA)
- γ_a : encargos com a apreciação de projecto de instalações eléctricas de serviço particular (euros/kVA)
- γ_b : encargos com reforço de rede (euros/kVA)
- γ_c : encargos com a vistoria da instalação eléctrica (euros)
- γ_d : encargos com os elementos de ligação para uso partilhado (euros/kVA)
- γ_e : encargos dos serviços de ligação
- l_a : extensão dos elementos de ligação

Os valores de γ_b , γ_d e γ_e foram obtido através dos dados disponibilizados pela ERSE [61]. Os valores de γ_a , γ_c foram obtidos através dos dados disponíveis na Portaria n.º 299/2011 de 24 de Novembro.

Apresenta-se o exemplo de aplicação da equação (15) para a solução convencional:

$$\begin{aligned} \varphi_{referencia} &= 417,63 \times (3 + 10,12) + 250 + (100 \times 49,15) + 450 \\ &= 11.094,30 \text{ euros} \end{aligned}$$

O custo unitário do banco de gelo encontra-se presente no anexo B.6, sendo que os valores apresentados nas tabelas seguintes resultam do produto entre o valor de

aquisição do banco de gelo com contrato de manutenção e o número de unidades indicadas na Tabela 12.

Os custos das bombas hidráulicas encontram-se presentes no anexo B.4, conforme a seleção presente na Tabela 8 e na Tabela 13. O encargo com o circuito hidráulico adicional corresponde a 5% do custo de aquisição do banco de gelo, conforme estipulado em 3.2.1. O custo com a manutenção do banco de gelo corresponde a 10% do custo de aquisição do banco de gelo, conforme estipulado em 3.3.

Apresenta-se o exemplo da aplicação da equação (11) para a determinação do encargo anual com o espaço ocupado pelo banco de gelo, em que as dimensões do banco estão presentes no anexo B.5.

$$EE_{\text{banco de gelo}} = 70 \times 7 \times 15,5 \times 12 = 91.140,00 \text{ euros}$$

Tabela 34: Custo de investimento – Solução 1

Solução convencional		Solução proposta		Agravamento Investimento - Custo Solução 1 (euros)
	Custo (euros)		Custo (euros)	
Chiller 1247,7 kW	330.719,00	Chiller 1247,7 kW	330.719,00	0
Bombas hidráulicas do chiller	10.364,00	Bombas hidráulicas do chiller	10.364,00	0
Infraestrutura elétrica	11.094,30	Infraestrutura elétrica	11.266,16	-171,86
		Banco de gelo 3420 kW	131.173,00	-131.173,00
		Bombas hidráulicas adicionais	6.248,00	-6.248,00
		Circuito hidráulico adicional	6.558,65	-6.558,65
		Manutenção Banco de gelo	13.117,30	-13.117,30
		Custo anual do espaço ocupado pelo banco de gelo	91.140,00	-91.104,00
Total	352.117,00	Total	600.586,11	-248.408,81

Tabela 35: Custo de investimento – Solução 2

Solução convencional		Solução proposta		Agravamento Investimento - Custo Solução 2 (euros)
	Custo (euros)		Custo (euros)	
Chiller 1247,7 kW	330.719,00	Chiller 1247,7 kW	330.719,00	0
Bombas hidráulicas do chiller	10.364,00	Bombas hidráulicas do chiller	10.364,00	0
Infraestrutura elétrica	11.094,30	Infraestrutura elétrica	18.013,59	-6.919,29
		Banco de gelo 3420 kW	131.173,00	-131.173,00
		Bombas hidráulicas adicionais	6.248,00	-6.248,00
		Circuito hidráulico adicional	6.558,65	-6.558,65
		Manutenção Banco de gelo	13.117,30	-13.117,30
		Custo anual do espaço ocupado pelo banco de gelo e pela bateria sódio-enxofre	136.096,80	-136.096,80
		Bateria sódio-enxofre	1.880.000,00	-1.880.000,00
Total	352.117,00	Total	2.532.290,34	-2.180.113,04

Realça-se que a área ocupada pela bateria encontra-se no anexo B.7.

Considera-se desprezável o custo de manutenção da solução convencional, pois a mesma resume-se a manutenção do chiller. Visto que todas as soluções utilizam o chiller, o custo com a manutenção deste equipamento teria a mesma contribuição em todas as soluções.

Uma alternativa que poderia facilitar a implementação das soluções seria a verificação dos incentivos financeiros disponíveis, visto que a legislação atribui grande ênfase as soluções e práticas que contribuam para a redução do consumo e/ou que melhorem a gestão dos recursos energéticos, nomeadamente o DL. n.319/2009 de 3 de Novembro. O referido decreto de lei apresenta os mecanismos financeiros de apoio à implementação das soluções que permitam alcançar os objetivos indicados.

Numa primeira fase efetua-se o cálculo do tempo de amortização simples considerando a economia anual constante da solução 2, ou seja, sem considerar o efeito da degradação da capacidade de armazenamento da bateria. Calcula-se o tempo de amortização com recurso a equação (13).

Tabela 36: Tempo de amortização simples – Solução 1 – Ciclo Semanal

	Tarifa Longas
Agravamento Investimento (euros)	248.408,81
Economia (euros/ ano)	43.661,09
Tempo de amortização simples (anos)	5,7

Tabela 37: Tempo de amortização simples – Solução 2 – Ciclo Semanal

	Tarifa Longas
Agravamento Investimento (euros)	2.180.113,04
Economia (euros/ano)	45.678,05
Tempo de amortização simples (anos)	47,7

O valor da estimativa do tempo de amortização simples da solução 2 apresenta-se muito superior aos sete anos estipulados, o que justifica a ausência de uma segunda fase de cálculo da estimativa do tempo de amortização simples considerando o efeito de degradação da bateria sódio-enxofre.

3.5. Análise de resultados

É importante referir que o ciclo semanal normal não possui horas de pontas aos sábados, facto que justifica a ausência de economia na solução 2 face a solução tradicional. O ciclo semanal normal não possui horas de ponta e cheio aos domingos, facto que justifica a ausência de economia nas soluções 1 e 2. No entanto ultrapassa-se esta situação através da utilização do banco de gelo na solução 1 e utilização do banco de gelo e bateria sódio-enxofre na solução 2 nos dias úteis. Aos sábados utiliza-se o banco de gelo nas soluções 1 e 2 (ou seja, não se utiliza a bateria sódio-enxofre na solução 2 aos sábados). Ao domingo apenas se utiliza o chiller, nas soluções 1 e 2. Com as configurações indicadas, obtêm-se na solução 1 uma economia de 23.917,24 euros, e na solução 2 a economia de 22.474,84 euros.

Verifica-se na solução 1 uma economia considerável relativamente ao custo com a potência de hora de ponta face a solução tradicional, 19.971,41 euros, a economia na solução 2 relativamente ao custo com a potência de hora de ponta face a solução tradicional é de 32.365,87 euros, valores justificados pela redução de potência consumida resultante da redução de potência de utilização do chiller. No entanto, o facto de o chiller estar a fornecer a potência térmica em simultâneo para o edifício e para o carregamento do banco de gelo, provoca o aumento da potência consumida durante esse período, facto que justifica o agravamento do custo com a potência contratada, de 227,56 euros na solução 1 e 9.162,66 euros na solução 2. No balanço global dos encargos com a energia, obtêm-se a economia de 43.661,06 euros na solução 1 e 45.678,05 euros na solução 2.

A economia com a implementação das soluções 1 ou 2 possuem custos associados. O agravamento do investimento das referidas soluções face a solução tradicional é justificado pelo aumento do número de equipamentos e pelos encargos com o espaço ocupado pelo banco de gelo na solução 1, e pelos encargos com o espaço ocupado pelo banco de gelo e pela bateria sódio-enxofre na solução 2. Obteve-se o valor de 248.408,81 euros de agravamento de investimento na solução 1 e 2.180.113,04 euros na solução 2. A diferença entre a solução 1 e a solução 2, reside no facto da solução 2 possuir mais um equipamento, a bateria sódio-enxofre, em que o preço de aquisição do mesmo representa a grande parcela do custo de investimento da solução 2.

Através dos dados das economias com a energia e dos agravamentos dos investimentos, obtêm-se para a solução 1 o tempo de amortização simples de 5,7 anos e 47,7 anos para a solução 2. Verifica-se que a solução 1 (armazenamento em banco de gelo) possui um tempo de amortização simples aceitável de acordo com outros projetos implementados com a mesma tecnologia [49]. Verifica-se que o valor do tempo de amortização simples na solução 2 (armazenamento térmico em banco de gelo e armazenamento elétrico com recurso a bateria NaS) é muito superior ao valor estipulado para aprovação, tornando a solução impraticável.

Página em branco

4. Conclusões e Desenvolvimentos futuros

4.1. Conclusões

Após análise da bibliografia consultada, verificou-se a ausência do estudo da conjugação do armazenamento térmico e armazenamento elétrico, e do efeito na economia da exploração dos edifícios.

Efetuuou-se o estudo dos encargos com o fornecimento de potência térmica com recurso ao chiller (solução convencional), e estudou-se paralelamente os encargos associados ao fornecimento de energia térmica repartida entre o chiller e o banco de gelo (solução 1), e por ultimo estudou-se a viabilidade de uma possível implementação da bateria sódio-enxofre que iria fornecer a energia elétrica, maioritariamente, durante o período em que tanto o chiller como o banco de gelo estariam a fornecer a potencia térmica ao edifício (solução 2).

Através da comparação entre a economia obtida com a solução 1 e a economia obtida com a solução 2, concluiu-se que o aumento da economia resultante do acréscimo do armazenamento de energia elétrica com a bateria sódio-enxofre foi pouco expressivo, tendo em conta, principalmente, o custo de aquisição da referida tecnologia. Analisando os tempos de amortização simples, verifica-se que a solução de armazenamento térmico é viável e que a solução de armazenamento elétrico aplicada aos edifícios é impraticável. Conclui-se assim, que a tecnologia de armazenamento térmico continua a ser a melhor opção para aplicações nos edifícios.

4.2. Desenvolvimentos Futuros/Recomendações

Para trabalhos futuros propõe-se a verificação dos novos desafios em relação ao ar condicionado com a melhoria do isolamento térmico que permitam diminuir a necessidade energética dos edifícios.

Referências Bibliográficas/Bibliografia

- [1]- http://www.apambiente.pt/_zdata/DESTAQUES/2014/REA_2013_Final_30dezembro.pdf
- [2]- http://www.bportugal.pt/pt-PT/BdP%20Publicaes%20de%20Investigao/AB201007_p.pdf
- [3]- http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables, Visualizado a 01/10/2014
- [4]- Georgi K. Pavlov & Bjarne W. Olesen (2012) Thermal energy storage—A review of concepts and systems for heating and cooling applications in buildings: Part 1—Seasonal storage in the ground, HVAC&R Research, 18:3, 515-538
- [5]- Vincent Basecq , Ghislain Michaux , Christian Inard & Patrice Blondeau (2013) Short-term storage systems of thermal energy for buildings: a review, Advances in Building Energy Research, 7:1, 66-119,
- [6]- Meyer, MC Kintner, et al, The Role of Energy Storage in Commercial Buildings - A Preliminary Report, September 2010, U.S. Department of Energy, Pacific Northwest National Laboratory Richland, Washington.
- [7]- Juan M. Alberola , Vicente Julián & Ana García-Fornes (2014) AN INTELLIGENT SELF-CONFIGURABLE MECHANISM FOR DISTRIBUTED ENERGY STORAGE SYSTEMS, Cybernetics and Systems: An International Journal, 45:3, 292-305,
- [8]- Beaudin M., Rosehart W., Schellenberglabe A., Zareipour H., Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review, Energy for Sustainable Development 14 (2010) 302–314.
- [9]- Al-Abidi A. A., Mat S. B., Sulaiman M. Y., Lim C. H., Th A., Review of thermal energy storage for air conditioning systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012) 5802–5819
- [10]- Carnegie R., Gotham D., Nderitu D., Preckel P., Utility Scale Energy Storage Systems-Benefits, Applications, and Technologies, State Utility Forecasting Group, June 2013
- [11]- Chen H, Cong Y, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. Prog. Nat. Sci. 2009;19(3):291–312
- [12]- Ibrahim H, Ilinca A, Perron J. Energy storage systems characteristics and comparisons. Renewable Sustainable Energy Rev. 2008;12(5):1221–50.

- [13]- FHC. First Hydro Company Dinorwig Power Station. NGK Insulators Ltd; 2009 [Online], Available: <http://www.fhc.co.uk/dinorwig.htm> [Accessed: Sept 23, 2013].
- [14]- Van der Linden, S. Bulk, Energy storage potential in the USA, current developments and future prospects. *Energy* 2006;31(15):3446–57.
- [15]- Hadjipaschalis I, Poullikkas A, Efthimiou V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable Sustainable Energy Rev.*2009;13(6–7):1513– 22.
- [16]- Divya K.C., Ostergaard J, Battery energy storage technology for power systems—An overview, *Electric Power Systems Research* 79 (2009) 511–520.
- [17]- J. McDowall, P. Biensan, and M. Broussely, “Industrial lithium ion battery, safety— What are the tradeoffs?” in *Proc. IEEE 29th Int. Telecommun. Energy Conf.*, Rome, Italy, Sep. 6–Oct. 4, 2007, pp. 701–707.
- [18]- Vrb power systems, Inc., Canada: <http://www.vrbpower.com/>. (Visualizado a 20/09/2013)
- [19]- D. Connolly, H. Lund, and B.V. Mathiesen, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 1059–1082, 2010.
- [20]- Wen, Zhaoyin, "Study on Energy Storage Technology of Sodium Sulfur Battery and its Application in Power System", Shanghai Institute of Ceramics, Chinese Academy of Sciences, Shanghai, 2006
- [21]- NICHOLS, David K., TAMYÜREK Bünyamin, "PERFORMANCE ANALYSIS OF SODIUM SULFUR BATTERY IN ENERGY STORAGE AND POWER QUALITY APPLICATIONS", *Eng.&Arch.Fac.Osmangazi University*, Vol.XVII, No: 1, 2004
- [22]- Dufo-Lopez R, Bernal-Agustin JL, Dominguez-Navarro JA. Generation management using batteries in wind farms: economical and technical analysis for Spain. *Energy Policy* 2009;37(1):126–39
- [23]- Walawalkar R, Apt J, Mancini R. Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. *Energy Policy* 2007;35(4):2558–68.

- [24]- Akihiro Bito, "Overview of the Sodium-Sulfur Battery for the IEEE Stationary Battery Committee," in Power Engineering Society General Meeting, 2005, pp. 1232 - 1235
- [25] - Hatta T., Recent Applications of NAS Battery System in the United States and in Japan, NGK INSULATORS, LTD.; Nagoya, Japan. Disponível em http://www.sandia.gov/eesat/2011/papers/111114_EESAT_Paper_NGK_Hatta.pdf
- [26]- S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, pp. 3881-3895, 2010.
- [27]- J. Larminie and J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained*, 1st ed. New York: Wiley, 2003.]
- [28]- J. M. Miller, *Propulsion Systems for Hybrid Vehicles*. Stevenage, U.K.: Inst. Eng. Technol., Dec. 2003, ser. IEE Power & Energy Series.
- [29]- Ribeiro P, Johnson B, Crow M, Arsoy A, Liu Y. Energy storage systems for advanced power applications. *Proc. IEEE* 2001;89(12):1744–56 (Dec).
- [30]- Steward D, Saur G, Penev M, Ramsden T. Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage. Technical Report NREL/TP-560- 46719. National Renewable Energy Laboratory; 2009. Nov.
- [31]- Schainker R. Executive overview: energy storage options for a sustainable energy future. *Proceedings of Power Engineering Society General Meeting*, 2004, vol. 2. IEEE; 2004. p. 2309–14. June.
- [32]- <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=TR-101786>, (visitado em 14/10/2013)
- [33]-http://www.energy.ca.gov/research/notices/2005-02-24_workshop/05%20Eckroad-EPRI%20on%20BESS.pdf
- [34]- http://www.asiapacificpartnership.org/pdf/REDGTF/6th_meeting/S16_NGK_Insulators.pdf
- [35]-http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Rokkasho-Futamata_Wind_Farm___Energy_Storage_Case_Study.html (visitado em 14/10/2013)
- [36]- <http://www.seai.ie/uploadedfiles/FundedProgrammes/REHC03001FinalReport.pdf>
- [37]- <http://www.bpa.gov/Energy/n/tech/energyweb/docs/Energy%20Storage/SUMITOMO.PDF>

- [38]- <http://globalenergyobservatory.org/geoid/111>, (visitado a 16/10/2013)
- [39]- www.beaconpower.com/files/SEM_20MW.pdf
- [40]- http://www.eon.com/content/dam/eon-content-pool/eon/company-asset-finder/asset-profiles/shared-ekk/BBC_Huntorf_engl.pdf
- [41]- http://aie.org.au/AIE/Documents/Presentation_IGyuk.pdf
- [42]- Grozdek M., Load Shifting and Storage of Cooling Energy through Ice Bank or Ice Slurry Systems - modelling and experimental analysis, Doctoral Thesis, Division of Applied Thermodynamics and Refrigeration, Department of Energy Technology, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden 2009
- [43]- ASHRAE (2007). Thermal storage. ASHRAE Handbook – HVAC Applications (SI). Atlanta, USA: American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineering, Inc
- [44]- Dutil Y., Rousse D. R., Salah N. B., Lassue S., Zalewski L., A review on phase-change materials: mathematical modeling and simulations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011; 15: 112–30
- [45]- Agyenim F, Hewitt N, Eames P, Smyth M., A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14: 615–28
- [46]- Slurry Ice TM, Thermal Energy Storage Design Guide, Environmental Process Systems Limited. Disponível em <http://www.epsltd.co.uk/files/slurryice/manual.pdf>
- [47]- Yau YH, Rismanchi B., A review on cool thermal storage technologies and operating strategies. *renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16: 787–97
- [48]- Fakeha Sehar, Saifur Rahman, Manisa Pipattanasomporn, Impacts of ice storage on electrical energy consumptions in office buildings, *Energy and Buildings* 51 (2012) 255–262
- [49] – Apontamento das aulas de Gestão Energética Edifícios (GEE) do ISEL, 2012.

[50]- Donnelly E. (2012), "Comparison of Ice-Bank Actual Results Against Simulated Predicted Results in Carroll Refurbishment Project DKIT", Journal of Sustainable Engineering Design, Volume 1, Issue 2, Article 3. Disponível em <http://arrow.dit.ie/sdar/vol1/iss2/3>.

[51] – Cushman & Wakefield, Marketbeat Portugal Primavera 2013

[52] - ASHRAE Handbook of Fundamentals, 2007

[53] – Decreto-Lei n.º79/2006 de 4 de Abril

[54] - <http://www.edp.pt/pt/negocios/apoioaocliente/ligacaorede/Pages/pedidoLigacaoBT.aspx>, visitado a 05/10/2014

[55]- <http://www.ngk.co.jp/>, visitado a 05/10/2014

[56] - <http://www.engineeringtoolbox.com/> (visitado a 12/10/2014)

[57]- <http://www.calmac.com/>

[58] - Hummel, Patrick, et al., "Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system?", UBS, Global Research, August 2014

[59] - SAMUELSON, Paul A., Economia / Paul A. Samuelson, William D. Nordhaus ; trad. Elsa Fontainha, Jorge Pires Gomes (2005).

[60] - Tanaka, Kouji, et al, "RECENT SODIUM SULFUR BATTERY APPLICATIONS IN JAPAN", Tokyo, Japan

[61] – www.erse.pt

[64]- Jones, Byron W.; Powell, Robbert; Evaluation of distributed building thermal energy storage in conjunction with wind and solar electric power generation; Renewable energy 75(2015) 699-707, Elsevier34 137

Anexos

Anexos (em versão digital)

Anexo B - Auxiliar metodologia Cálculo

Anexo B.1 - Horários

Anexo B.2 - Tarifário de eletricidade 2013

Anexo B.3 - Chiller Carrier P060 A P390

Anexo B.4 - Lista Preços Bombas Hidráulicas

Anexo B.5 - Banco gelo Calmac Modelo B

Anexo B.6 - Preços Banco Gelo Calmac

Anexo B.7 - Especificações da bateria sódio-enxofre

Anexo B.8- Sistema de controlo da bateria sódio-enxofre