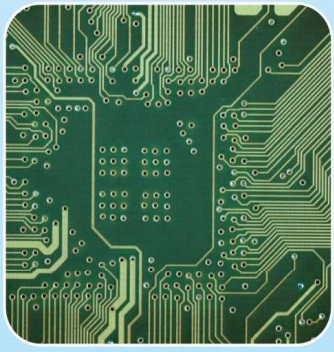
專題報告

2019–10

財團法人 中技社

CTCI FOUNDATION

儲能產業在能源轉型趨勢下的機會與挑戰



中華民國 108 年 12 月

財團法人中技社(CTCI Foundation)創立於 1959 年 10 月 12 日，以「引進科技新知，培育科技人才，協助國內外經濟建設及增進我國生產事業之生產能力」為宗旨。初期著力於石化廠之設計與監建，1979 年將工程業務外移轉投資成立中鼎工程後，業務轉型朝向裨益產業發展之觸媒研究、污染防治與清潔生產、節能、及環保技術服務與專業諮詢。2006 年本社因應社會環境變遷的需求，在環境與能源業務方面再次轉型為智庫的型態，藉由專題研究、研討會、論壇、座談會等，以及發行相關推廣刊物與科技新知叢書，朝知識創新服務的里程碑邁進，建構資訊交流與政策研議的平台；協助公共政策之規劃研擬，間接促成產業之升級，達成環保節能與經濟繁榮兼籌並顧之目標。

本著創社初衷，為求對我們所處的環境能有更多的貢獻，本社就國內前瞻性與急迫性的能源、環境、產業、社會及經濟等不同議題，邀集國內外專家進行全面的研究探討，為廣為周知，特將各議題研究成果發行專題報告，提供產官學研各界參考。

本專題報告係本社自行研究完成「儲能轉型政策與儲能產業發展」議題探討後所提出之研究成果，由本社發行。本社團隊主要成員為能源暨產業研究中心王釿鋊主任、邱炳嶔研究員、許湘琴組長、劉致峻研究員。議題執行期間，感謝梁啟源講座教授、萬其超秘書長、王進龍博士提供寶貴意見之協助。

發 行 人：潘文炎

主　　編：陳綠蔚

主要作者：王釿鋊、邱炳嶔、許湘琴、劉致峻

發 行 者：財團法人中技社

地址 / 106 臺北市敦化南路二段 97 號 8 樓

電話 / 886-2-2704-9805

傳真 / 886-2-2705-5044

網址 / www.ctci.org.tw

本社專題報告內容已同步發行於網站中，歡迎下載參考

ISBN：978-986-98659-1-3

2019-10

序

隨著再生能源技術的進步，減緩全球暖化的目標方得以逐步實現，能源使用從化石能源轉換為再生與低碳能源稱之為「能源轉型」。雖然太陽光電、風力發電等技術進步神速，但要取代傳統的化石能源仍有許多難關要克服。首先，再生能源成本雖然已下降很多，但對於發展中國家來說，偏高的能源價格將阻礙經濟發展，除了偏遠地區，要將再生能源作為經濟發展的火車頭，仍有困難；其次，再生能源因為受到地形、天候、季節等自然條件限制，無法充分取代傳統燃煤發電作為基載能源，24 小時穩定供應電力。再生能源的間歇性特徵，在使用上將造成許多的困難，包括瞬間電量大增或大減，造成電網調控不易；因應季節性發電量落差大，需增設燃煤或燃氣機組作為備載機組；伴隨天候變化，瞬時間發電量起伏陡峭可能因供應過剩而需棄電，或是供電不足而需大幅提高備轉容量。有鑑於再生能源是達成能源轉型的關鍵，為解決大量使用再生能源後所產生的問題，儲能系統便成為孤島型電網系統(如台灣)，主要的解決方案之一，可以針對瞬時、短期、長期的電力調節做出貢獻，讓能源轉型得以實現。

當前全球儲能仍以抽蓄水力最具規模，但相當依賴天然地形；其他包括電化學、熱能、氫能、壓縮空氣等儲能方式都是目前發展中的儲能技術，其中又以電化學儲能因為電動載具需求及儲能系統應用最具前景。電動車車用電池 2018 年就已達到 100 GWh，帶動了電池產業的發展，而根據 IEA 的報告指出，到了 2030 年可能每年會達到 1,300-2,800 GWh；同時根據 Bloomberg 的報告推估，全球儲能系統累積裝置容量將從 2018 年的 9 GW，增長到 2040 年的 1,095 GW，可儲放電量將從 17 GWh 增長到 2,850 GWh。因應電動車與儲能系統的需求，電池產業規模將會迅速擴張。

現今政府以 2025 年達成非核國家為目標，擺脫核能並降低化石能源的依賴，設定再生能源發電量占總發電量達 20%之政策目標；並於 2019 年 5 月修正電業

法第八條規範再生能源「應優先併網、調度再生能源」；同月修定再生能源發展條例修正條例第十二條規範「電力用戶契約容量在一定容量以上者，應設置一定裝置容量以上之再生能源發電設備、儲能設備、購買一定額度之再生能源電力及憑證或向主管機關繳納代金」，以及第十一條增加「儲能設備得基於示範目的，於一定期間內，給予相關獎勵」。政府期望透過儲能設施的研發與示範，促進儲能設施設置，使再生能源成為可靠穩定的電力來源，達成國家能源轉型的目標。

台灣過去在電池產業發展多年，包括鉛酸電池、鎳氫電池、鋰離子電池等，然而國際電動車與電網級儲能系統需求持續大幅成長，台灣廠商卻沒有跟上這波潮流，生產能力與成本遠不及韓國及中國大陸，尤其在已成為主流的鋰離子電池。一座符合經濟效益的電池廠須達每年 2-4 GWh 生產規模，而台灣廠商受限於國內市場規模，在無法確保電池的市場通路下，要投資設廠仍是非常謹慎。

有鑑於此，本社能源暨產業研究中心自主研究「能源轉型政策與儲能產業發展」議題，透過資料收集、專家訪談及座談會等方式彙整國際儲能市場及國內產業現況之資訊，希望對於國內儲能產業提出發展策略，以及在政府能源轉型政策下，應如何借力使力提升儲能產業能量。

本報告依序從第一章緒論介紹國際與國內投入能源轉型的背景，第二章從儲能系統的角色與需求切入，讓讀者對儲能裝置在電力系統的各種可能應用方式與市場規模有個初步輪廓，第三章介紹各式儲能技術，第四章側重在目前國際市場最蓬勃發展的鋰離子電池(Lithium-ion Battery)的技術發展，第五章根據國內廠商及專家的訪談彙整對國內儲能產業的看法與建議，第六章為結論與建議。

本報告特別感謝中央大學梁啟源講座教授、李國鼎科技發展基金會萬其超秘書長及寧德時代王進龍博士擔任議題顧問，悉心指導本社同仁。議題執行期間，亦感謝接受訪談的政府、研究法人、業界之專家學者，讓一切順利完成，在此一併致上萬分謝意。

財團法人中技社 董事長

潘文炎

2019 年 12 月

目　錄

序.....I
目錄.....III
圖目錄.....IV
表目錄.....V
執行摘要.....**1**
第一章、 緒論.....**5**
1.1 全球能源轉型趨勢與其意涵.....5
1.2 台灣能源政策演進與近年能源轉型作為.....8
1.3 研究緣起與範疇.....11
第二章、 儲能系統的角色與需求.....**13**
2.1 儲能系統在能源轉型中扮演的角色.....13
2.2 儲能系統在能源轉型中的需求與未來潛力.....17
2.3 全球與主要國家儲能市場發展.....21
第三章、 儲能技術介紹.....**33**
3.1 機械能儲能.....33
3.2 化學儲能.....40
3.3 電化學儲能.....41
3.4 超級電容儲能.....46
3.5 小結.....46
第四章、 鋰離子電池儲能技術.....**47**
4.1 鋰電池儲能技術介紹與應用.....48
4.2 鋰離子電池技術現況與展望.....56
4.3 綜整與總結.....66
第五章、 台灣儲能產業現況與分析.....69
5.1 台灣儲能產業現況.....**69**
5.2 台灣對於儲能之需求與產業現況分析.....77
第六章、 結論與建議.....**79**
參考文獻.....**83**

圖目錄

圖 1.1.1 全球碳預算路徑圖.....6
圖 2.2.1 全球累積儲能裝置容量.....18
圖 2.2.2 兩種情境下交通載具對電池之需求量.....20
圖 2.3.1 全球「總」儲能系統新增裝置容量(2017vs.2018).....21
圖 2.3.2 全球「各部門」儲能系統新增裝置容量(2017vs.2018).....24
圖 2.3.3 2019~2024 全球儲能設施鋪建展望.....25
圖 3.1.1 抽蓄水力儲能發電示意圖.....34
圖 3.1.2 飛輪儲能示意圖.....35
圖 3.1.3 壓縮空氣儲能操作示意圖.....36
圖 3.1.4 熱泵儲能操作示意圖.....38
圖 3.1.5 CSP+熔鹽儲熱操作示意圖.....39
圖 3.3.2 釩液流電池示意圖.....45
圖 4.1.1 電池的組成.....49
圖 4.1.2 結合差層特性載體之電極.....50
圖 4.2.1 各類電池特徵性質比較.....58
圖 4.2.2 鋰離子電池在 2018 至 2030 年間之成長趨勢.....61
圖 4.2.3 全球鋰離子電池產能主要掌握在前 5 大公司.....62
圖 4.2.4 企業別與全球年度鋰電池專利數統計.....64
圖 4.2.5 固態鋰電池企業別申請專利數.....65

表目錄

表 1.1.1 世界初級能源需求(按燃料和情境)……6
表 1.2.1 台灣再生能源發展目標……10
表 2.2.1 各種儲能技術全球裝置量與專案數……17
表 2.2.2 全球儲能應用 2013-2018 年裝置容量……18
表 2.2.3 全球儲能應用 2013-2018 年儲放電量……19
表 2.2.4 全球儲能應用 2019-2024 年預估裝置容量……19
表 2.2.5 全球儲能應用 2019-2024 年預估儲放電量……19
表 2.3.1 2013~2018 年主要國家儲能設施現況……22
表 2.3.2 全球儲能設施資本資出展望……26
表 2.3.3 主要國家儲能市場展望……26
表 2.3.4 美國儲能市場展望……27
表 2.3.5 中國大陸儲能市場展望……29
表 2.3.6 日本儲能市場展望……30
表 2.3.7 韓國儲能市場展望……31
表 2.3.8 澳洲儲能市場展望……32
表 4.2.1 電池芯應用場合與代表廠商……58
表 4.2.2 全球鋰離子電池產區……62
表 4.2.3 聚合物電解質主要專利統計……65

執行摘要

一、 問題及目標

「能源轉型」是為了減緩全球暖化，將能源結構中高排碳的化石能源，改以低排碳的能源，如風力、太陽能及水力等再生能源取代。隨著再生能源技術的進步，其發電成本越來越貼近傳統化石燃料，大量再生能源進入電網系統，已在發生。然而因受到天候與季節等自然條件限制，造成其發電具有「間歇性」特徵，導致電網頻率不穩、電力供給與需求之間難以平衡等問題。為同時達成能源轉型目標，並解決供給與需求之間的平衡，儲能系統漸漸成為穩定電網的主要方式之一。本研究希望探討台灣對於儲能的需求與儲能產業發展，兩者能否藉由能源轉型政策達到相輔相成的綜效。

本專題報告透過收集國際產業資訊及訪談國內廠商，研析儲能市場發展趨勢、國內廠商發展現況，匯集各界觀點，探討台灣儲能產業發展策略，提供給業界及政府相關建議。

二、 研究範圍及內容

本專題報告先分析國際能源轉型發展趨勢(第一章)，並說明儲能的應用與國際市場前景(第二章)；介紹各式儲能技術(第三章)，了解其優缺點；另考量當前最受注目的儲能技術，故專章介紹現今電動車及儲能系統主要使用之鋰離子電池(第四章)，同時提出其發展的優勢與瓶頸，供想要了解鋰離子電池技術發展的讀者參閱；最後，針對國內產業發展分析現況，並提出發展策略之建議(第五、六章)。

三、 研究結論

「能源轉型」已成先進國家之共識，惟考慮發電成本及維持電力穩定需求，仍有待技術持續進步，這是一項長期發展的工作。面臨未來國際再生能源佔比可能達到三分之一以上的趨勢，相關配套技術也需同步發展。由於再生能源具有間歇性特徵，需要搭配儲能系統調節頻率及平衡尖離峰用電，才可作為穩定的供電來源。可以肯定再生能源發展過程中，儲能系統將是不可或缺的要角之一。

當前全球儲能仍以抽蓄水力最具規模與經濟效益，但相當依賴天然地形；其他包括電化學、熱能、氫能、壓縮空氣等儲能方式都是目前發展中的儲能技術，其中因為電動載具及儲能系統對於高電壓及高能量密度的需求，以鋰離子電池為核心之電化學儲能技術已逐步發展為主流技術。電動車車用電池預計到 2030 年將成長 15 倍，全球儲能系統到 2040 年累積裝置容量將成長 100 倍。因應電動車與儲能系統的需求，電池產業規模將會迅速擴張。

得利於蓬勃發展的可攜式電子產品，台灣過去在儲能產業發展多年，也有一定技術水準。然而對於未來需求量大的高功率與高能量密度鋰離子電池，台灣在技術研發及生產的投入不及韓國及中國大陸，目前核心材料依賴進口，成本依然偏高，難以在電動車電池系統與國外廠商競爭。台灣幾家主要廠商則以尋求可容許成本較高的應用，著重在電動工具、充電站等利基市場。在未來儲能需求將大幅成長的願景下，台灣儲能產業如慎選投入項目與模式，以競逐下世代為目標，應仍有可為。

儲能電池組的管理系統 BMS，以及電池組與再生能源、電網系統間之電力管理系統 PCS，也是整體儲能系統關鍵技術環節，國內有中興電工、士林電機、台達電等電力系統廠商具備相關經驗，但在大型系統方面經驗有限，也無自產設備，需進一步累積經驗結合設備能力，才能滿足不同應用情境的需求。能源局目前提供再生能源結合儲能系統之示範計畫，對於廠商練兵應有相當助益。

過去幾年台灣廠商受限於台灣市場有限，未能跟上鋰離子電池的發展，即使政府願意大力支持，但廠商設置一座年生產 2-4 GWh 符合成本的電池廠，在通路無法確保的情況下，各家廠商對於資本投入非常謹慎。由於終端應用量能不足，缺乏產品驗證的機會，需要政府適度協助，增加技術實證的機會，才能增加打入國際市場的機會。

在電網儲能(錶前儲能)應用上，以目前國產的化學儲能設施成本來看，台灣儲能廠商在儲能貨櫃組(電池+功率調節系統)的報價遠高於國外廠商，在價格上不具競爭力。而錶後儲能(住商、工廠為使用者)推動，關鍵在電價，目前台灣尖離峰價差約 3 元還算大，但由於基本電價 2-3 元偏低，加上儲能設備每度充放電成本約 5 元，對於用戶端不具誘因。以目前台灣的電價政策，要提高電價困難度頗高，對於錶後儲能的推動甚為困難。

電動機車近年在台灣已有市場，也具備自製能力，零組件中電池仍以進口最大宗，但充電樁、小瓦時數電池管理系統(BMS)等皆為 100%台灣製造。台灣每年 60 餘萬台機車的市場規模，在產業發展上，經濟部或可找出兼顧電動機車與電化學儲能發展的政策走向。

台灣廠商在電池材料的發展，如長春石化的銅箔、中碳的負極材料、台塑的電解液被認為具有國際競爭力，台灣中油公司也開始利用煉製副產品生產軟碳，希冀應用於提升電池負極材料性質。台灣雖然在電池芯與關鍵正極材料技術居於弱勢，但國內石化業的化工技術經驗豐富，或可在上游材料著力，嘗試跨越材料技術的高門檻。

依據國際組織對未來電動車及儲能系統之市場預測，未來 10-20 年內，電池

使用量將增加數十倍，電池內的各類金屬回收將成為必須發展的技術。當未來電動車及儲能系統的用量越來越多時，回收及再利用將成為環保主管機關的重大課題，因此發展相關回收技術是勢在必行。由於鋰離子電池成分複雜，複合了 2-3 種甚至更多金屬成分，導致回收成本高。鋰離子電池回收技術發展，也應是國內化工產業可著力之處。

四、 改善對策及建言

(一) 慎選布局各式儲能系統與應用技術，厚植研發與製造能量

分散式智慧電網、併網與電力介接、鋰離子電池、化學儲能等(如：燃料電池、液流電池)，政府宜給予政策支持，但需評估各種效益，如減污、減碳、產業帶動等後，再慎選投入面向。建議可借鏡半導體發展模式，以產學研合作、技術引進、國際合作、政府策略投資、人才培育、示範案場等方式提升產業實力。過去台灣研究法人及產業都已投入多年，已有相當之基礎，透過經濟部、科技部之研究計劃引導，結合廠商對於市場的了解，尋找合適的切入點，投入研究資源，或可在下一世代佔有一席之地。

儲能系統應用因能源轉型、發展再生能源之既定政策而更顯重要，儲能系統之成本亦將隨著技術進步而持續下降，應評估儲能系統、併網與電力介接等技術，對於電網穩定、減少南電北送、不浪費再生能源、具市場性等效益之後，針對有需要的項目，對於技術研發及示範提出合理的補助方案。若不值得推廣的項目，也不應以帶動產業發展為目的，而給予補助，造成政府財政負擔。

(二) 儲能系統之國家安全標準，應盡快建置以利推廣

使用經驗不足是儲能系統標準不易建立的原因。不論是儲能系統還是電動載具的使用者都將對安全性有更高的要求，目前美國、加拿大、德國都有儲能系統安全的國家標準，要打入這些國家的市場勢必需通過安全驗證。在關鍵零組件方面，台灣對於電池系統也缺乏國家標準，僅有功率轉換系統 CNS15426 之標準。若能透過能源轉型來扶植儲能產業，培養儲能廠商實際運行之經驗，將有助於國家標準的建置。

(三) 結合電動載具發展與市場量能，創造電動載具與儲能產業鏈共榮綜效

不論是電動車或電動機車，國內過去投入重點均在整車與傳動相關零組件，核心技術之一的電能來源與其周邊之相應管理系統，一直缺乏有力的投入，以致整車性能無法完全掌握(電動機車這方面表現較理想)，整車成本不論是電動車或電動機車也因而居高不下。衡酌發展電動載具，未來還有大量的電池回收問題，需發展國內電池回收技術，宜慎思該如何投入電化學儲能領域，結合國內已在國

際嶄露頭角的充電樁或換電站等周邊技術，創造電動載具、儲能系統、能源服務等產業共榮局面。

(四) 結合石化產業發展高值化電池材料

台灣電池材料相關上游廠商已在電池製造產業鏈上具有競爭力，這些廠商多為煉油石化業，如長春石化的銅箔、中碳的負極材料、台塑的電解液等，都被認為具有國際競爭力。近年台灣中油公司也開始利用煉製副產品生產軟碳，投入電池負極材料開發。台灣石化業面臨舊廠更新、大陸石化巨量產能開出、限塑等挑戰，為了維持競爭力，陸續投入各式高值化產品的開發。若可結合石化產業在化工製程經驗，並與學研界在材料基礎上合作研究，加上政府主導進一步投入關鍵與高端電池材料研發，如正極材料的製備、負極材料電量再提升、固態電解質、甚至石墨烯等次世代材料，朝向高電壓、高能量密度方向發展，或可讓台灣在上游市場佔有一席之地。

(五) 中油、台電基於核心能力，可扮演國家隊關鍵角色

中油已有兩千多個加油站，可扮演提供電動載具的充換電站的重要角色，並結合不同儲能設施，未來也可提供區域能源輔助服務。其次，中油具備煉化核心能力，可投入開發化學儲能系統所需材料。台電未來會有大量再生能源進入電網，對於儲能系統也已提出需求，再生能源與儲能系統及電網之間的整合，必然會面臨系統整合問題，也會累積大量的系統整合運行經驗，對於系統整合商及電池商而言，這都是難得的經驗。應可整合台灣廠商一起練兵，培養本土產業實力與技術經驗。

財團法人中技社

第一章　緒論

1.1　全球能源轉型趨勢與其意涵

為對抗人為溫室氣體(Green House Gases, GHGs)大量排放所造成全球氣候變遷(Climate Change)問題，聯合國於 1992 年 5 月通過《聯合國氣候變化綱要公約(The United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)》，並於 1994 年 3 月正式生效，期盼將大氣中的溫室氣體濃度穩定在可接受的範圍，讓生態系統足以適應氣候變遷，確保糧食安全，並使經濟永續發展。自該公約生效後，每年召開締約國會議(Conferences of the Parties, COP)，以評估並檢討各國因應氣候變遷的執行進度。

而在 1997 年 12 月於日本京都召開的第三次締約國會議(COP 3)中，通過了《京都議定書(Kyoto Protocol)》，並於 2005 年 2 月正式生效。《京都議定書》由締約國承諾減排目標來減少溫室氣體排放，是第一個與氣候變遷有關且具約束力的國際協議。其承諾期始於 2008 年，並於 2012 年結束(第一承諾期)，後於 2012 年 12 月於卡達召開的第十八次締約國會議(COP 18)，將承諾期間延長至 2020 年(第二承諾期)。

而後於 2015 年 12 月，在法國巴黎所舉行第廿一屆締約國大會(COP21)中，全球 195 國簽署通過的《巴黎協定(Paris Agreement)》取代了《京都議定書》，成為全球對抗氣候變遷的最新協議，並於 2016 年 11 月正式生效。《巴黎協定》要求各國對溫室氣體減量建立制度且提出具體行動，以將全球平均氣溫升幅設定在工業革命前水準的 1.5˚C~2˚C 之內，並推動各國提出其「國家自定預期貢獻(Intended Nationally Determined Contributions, INDC)」的溫室氣體減量承諾，並提出每五年滾動檢討減碳計畫的內容與進度之機制。

然而，隨著發展中國家 17 億的新增人口與強勁的經濟成長，國際能源總署(International Energy Agency, IEA)在其今(2019)年 11 月發布的「2019 年世界能源展望(World Energy Outlook 2019, WEO 2019)」中估計，在「已宣示政策情境(Stated Policies Scenario)[1]」之下，全球初級能源需求(Primary Energy Demand)將於 2040 年達到 17,723 百萬公噸油當量，相較 2018 年的水準仍會增加 23.82%，並使 CO_2 的年排放量達到每年 356 億噸，增幅亦達 7.23%。(詳見表 1.1.1)

[1] IEA 提出的政策情境有三，分別為當前政策情境(Current Polices Scenario)、已宣示政策情境(Stated Policies Scenario)與永續發展情境(Sustainable Development Scenario)。當前政策情境為目前各國政府現有法規與政策工具，不包含其宣布的目標(即不包含 INDC)；已宣示政策情境則與 IEA 早期報告所定義的新政策情境(New Policies Scenario)定義相同，納入各國政府宣布的目標，但並不推測各國後續立場的發展；永續發展情境則是先選定要達成的減量目標後，再反推出如何達成目標的作為。

表 1.1.1　世界初級能源需求(按燃料和情景分)

單位：百萬公噸油當量(Mtoe)

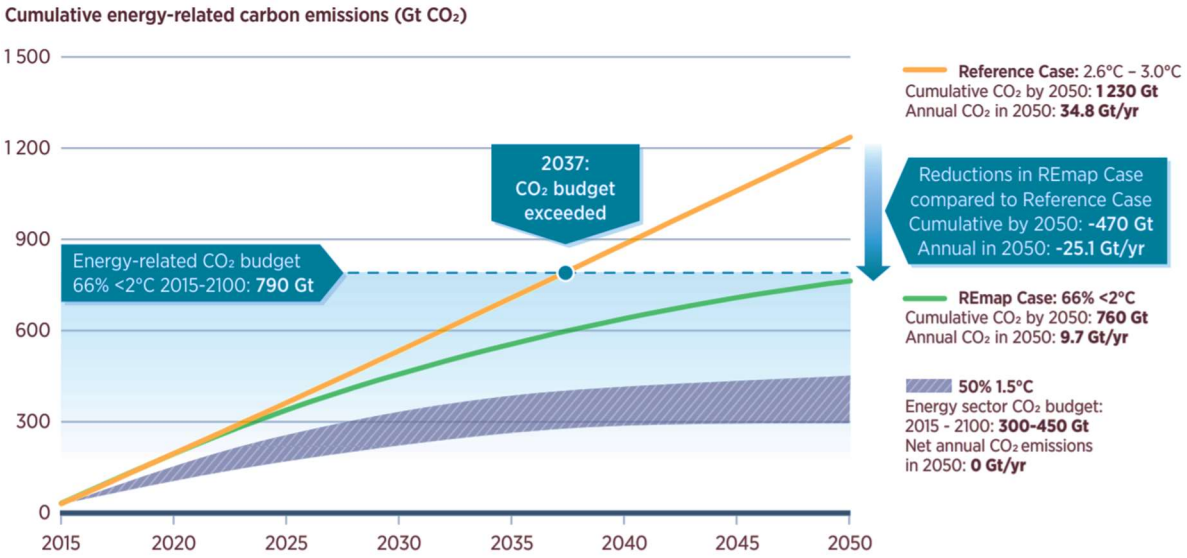
			Stated Policies		Sustainable Development		Current Policies	
	2000	2018	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Coal	2 317	3 821	3 848	3 779	2 430	1 470	4 154	4 479
Oil	3 665	4 501	4 872	4 921	3 995	3 041	5 174	5 626
Natural gas	2 083	3 273	3 889	4 445	3 513	3 162	4 070	4 847
Nuclear	675	709	801	906	895	1 149	811	937
Renewables	659	1 391	2 287	3 127	2 776	4 381	2 138	2 741
Hydro	225	361	452	524	489	596	445	509
Modern bioenergy	374	737	1 058	1 282	1 179	1 554	1 013	1 190
Other	60	293	777	1 320	1 109	2 231	681	1 042
Solid biomass	638	620	613	546	140	75	613	546
Total	**10 037**	**14 314**	**16 311**	**17 723**	**13 750**	**13 279**	**16 960**	**19 177**
Fossil fuel share	*80%*	*81%*	*77%*	*74%*	*72%*	*58%*	*79%*	*78%*
CO_2 emissions (Gt)	**23.1**	**33.2**	**34.9**	**35.6**	**25.2**	**15.8**	**37.4**	**41.3**

資料來源：International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2019

在高能源消費下，要達成《巴黎協定》所設定的目標，有效降低 CO_2 排放量，全球能源系統必須從火力發電為基礎的能源結構，轉變為以再生能源、核能等低碳能源為主要電力來源，亦即所謂的「能源轉型(Energy Transformation)」。

但能源轉型的路並不好走。國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)所發布的「全球能源轉型 2050 路徑圖(Global Energy Transformation A Roadmap to 2050, 2018 Edition)」中估計，預計可能在 2037 年前後[2]，即會用罄《巴黎協定》之全球平均氣溫升幅不超過 2˚C 上限的「碳預算(CO_2 Budget)」。要達成全球氣溫升幅不超過 1.5˚C~2˚C 的目標，在 2050 年時，全球 CO_2 的年排放量應降至 91 億噸，累積全球 CO_2 排放量僅能有 7,600 億噸。換言之，自 2015 至 2050 年的 CO_2 的年均排放量應減少 251 億噸，累積全球 CO_2 排放量則減少 4,700 億噸。而即便如此，要達成全球氣溫升幅不超過 1.5˚C~2˚C 的可能性亦僅有 55%~66%。(詳見圖 1.1.1)

[2] IRENA 提出的政策情境有二，一為「基準情境(Reference Case)」，該情境已納入目前各國政府的減量政策與 INDC 承諾，換言之，可視為 IEA 所提出的新政策情境(及 2019 年的已宣示政策情境)；一為「再生能源地圖情境(REmap case)」該情境則納入可以將全球溫度上升控制在 2˚C 以下的相關技術及其建置，包括：擴大再生能源與提升能源效率等。



資料來源：Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050, IRENA

圖 1.1.1　全球碳預算路徑圖

從 IRENA 的報告顯示，不超過 2˚C 的目標在「技術面」仍是可行的。從初級能源供給面來看，隨著技術進步與規模經濟，太陽光電和風力發電的成本持續下降，再輔以全新電力系統的規劃與運轉技術、市場體系與法規政策的配合，再生能源已成為最主要能源來源之一。以 2017 年為例，全球共增加了 167 GW 的再生能源總裝置容量，比 2016 年成長了 8.3%，其發電量占比也達到了全球發電量占比的四分之一左右。其中，太陽光電的新增裝置容量為 94 GW，而風力發電的新增裝置容量則為 47 GW，包含離岸風力的 4 GW (IRENA, 2018)。而在最終能源需求面，交通與建築部門(以保暖需求為大宗)加總的最終能源消費占比達 70%，更占全球 CO_2 排放量的一半以上。為有效達成能源消費的減量，主流做法包括提升能源效率、產業轉型、燃料轉換等。以交通部門為例，汽油車的燃油效率進一步提升與電動車(Electric Vehicle)的普及，有望使空氣汙染與 CO_2 排放減低，甚至僅需將各國的燃油效率標準訂到當今歐盟汽車的燃油效率(每百公里 7.3 公升)，即有顯著的減污降排的效果。

此外，朝向能源轉型的過程中，也可能帶來眾多「經濟面」效益。根據 IEA 公布的「2019 世界能源投資(World Energy Investment 2019)」的資料，2018 年全球再生能源投資總額達 3,040 億美元，雖與 2017 年持平，但因太陽光電和風力發電的設備成本下降顯著，若考量成本下降的因素後，2018 年全球再生能源投資相是增加的；而與再生能源相輔相成的電網強化的部分，投資總額亦有 2,930 億美元；至於電池儲能設備的投資金額雖僅只 40 億美元，但相較 2017 年則成長了 45%，達到歷史新高，這主要是由於電網級儲能(Grid Scale)與錶後(Behind-the-Meter, BTM)電池需求快速成長所致。另外，由於提升能源效率具有極大的潛力，故也吸引了工業及住商用戶投入節能相關投資。全球在交通、建築與產業部門的

能源效率投資規模加總，於 2017 及 2018 年連兩年達到 2,400 億美元左右的規模，均為史上最高水準。此外，WEO(2018)也預測能源效率投資規模將在 2040 年達到每年 7,700 億美元的水準。而上述的龐大投資，也可能大幅增加就業機會。根據 IRENA 在其「再生能源地圖情境(REmap case)」的估計，雖然化石燃料相關行業會減少 740 萬個工作，但在再生能源、能源效率提升、電網強化等相關領域創造的新就業崗位將達到 1,900 萬個，使淨就業量增加 1,160 萬個，進而帶來更高速的經濟成長，更為普惠的社經福利。而此一社會經濟體系的轉型，也將是能源轉型，除了對抗氣候變遷之外，重要的潛在利益之一。

總而言之，全球能否順利進行「能源轉型」，進而達成《巴黎協定》氣溫升幅不超過 2°C 目標，在技術上是可行的，並且在經濟上是有益的。但是它並不會自然發生，需要仰賴一般大眾對於氣候變遷議題的關心，進而引領各國政府重視並檢討現有政策，以更為積極的行動來取代政治上的空談，才能引導全球能源發展朝向永續的道路前進。

1.2 台灣能源政策演進與近年能源轉型作為

一國的能源政策的發展與走向，係依其本身地理環境、自然條件、經濟發展歷程而不同，加上考慮國際能源經濟與地緣政治角力的情勢變化後而擬定。台灣為西太平洋的島國，自產能源不足，能源供給高度依賴進口(進口能源依存度長期超過 97%)。1973 年發生第一次石油危機之際，行政院核定並公布《台灣地區能源政策》，我國的能源政策主要目標是國家能源供應穩定安全無虞，同時以合理的能源價格來照顧民生需要與經濟發展。1980 年制定《能源管理法》，以有效管理國家的能源使用。爾後，政府持續依循全球局勢，多次修訂國內能源政策，鼓勵國內節約油氣，能源種類與進口來源多元化等作法，逐步降低國內民生經濟對石油之依賴，減少因供應來源不穩定或價格波動時所造成的衝擊。例如：1979 年的第二次石油危機，1990 年底的波斯灣戰爭爆發之際，均曾引發國際油價大幅波動，當時政府以穩定能源安全供應與國內汽油價格為政策方針，將負面衝擊降至最低。

1992 年聯合國通過《聯合國氣候變化綱要公約》，並於 1994 年生效後，為順應國際對於溫室氣體減量的環保趨勢，及國內對於能源市場自由化的需要，行政院於 1996 年第四度修正並核定《台灣地區能源政策及執行措施》，以建立一個自由、秩序、效率與潔淨的永續能源供需體系為政策目標，並揭示「穩定能源供應」、「提高能源效率」、「開放能源事業」、「重視環保安全」、「加強研究發展」及「推動教育宣導」等六項重點。

1997 年《京都議定書》提出後，溫室氣體減量議題倍受國際重視。我國也在 1998 年舉辦第一次「全國能源會議」，其結論涵括「氣候變化綱要公約因應策略」、「能源政策與能源結構調整」、「產業政策與產業結構調整」、「能源效率提升與能源科技發展」及「能源政策工具」等五大面向。2005 年 2 月 16 日京都議定書正

式生效後，我國也接續舉辦第二次「全國能源會議」，而在該次會議除檢視我國既有的能源政策與能源結構發展方向，提高再生能源於我國能源結構占比目標，並降低核能發電的比重，並在結論中強調我國能源政策的研訂須兼顧經濟發展、能源供應及環境保護之 3E 策略。

其後，政府於 2008 年 6 月宣布《永續能源政策綱領》，並於同年 9 月通過「永續能源政策綱領－節能減碳行動方案」，企盼在維持經濟成長的基本動能下，有「效率」的使用資源，開發對環境友善的「潔淨」能源，與確保能源「穩定」供應，兼顧「能源安全」、「經濟發展」與「環境保護」之政策目標。2009 年 4 月召開的第三次全國能源會議中，針對永續發展與能源安全、能源管理與效率提升、能源價格與市場開放、能源科技與產業發展等核心議題進行討論。除對「低碳能源」進行定義(包括再生能源、天然氣及核能發電)及設定其占發電量的比重(由 2008 年的 40%增加至 2025 年的 55%)之外，並且首度確立溫室氣體減量期程(於 2020 年前回到 2008 年排放量，於 2025 年回到 2000 年排放量，並視後續發展調整目標)等多項共識。接著，再於 2009 年 7 月通過《再生能源發展條例》，鼓勵發展潔淨能源，促使我國再生能源推廣目標持續提升。

2011 年 3 月 11 日，日本福島發生核災事故後，國內民眾對於核能發電安全擔憂不止，致使國內能源政策走向丕變。政府因而於 2011 年 11 月制訂「新」能源政策，以推廣再生能源為主軸，規劃 2025 年國內再生能源裝置容量達 9,952 MW 的政策目標，並推動「千架海陸風力機」計畫和「陽光屋頂百萬座」計畫，作為鼓勵再生能源發展措施。後再進一步於 2014 年 1 月將我國再生能源推廣目標提高到 2030 年總裝置容量達 13,750 MW。此外，在 2015 年年初召開的第四次全國能源會議中，就需求有效節流、供給穩定開源、環境低碳永續等構面提出總結建議，包含能源效率及能源節約、推廣再生能源發展、呼應全球減碳願景等。為因應全球氣候變遷課題、響應 COP 21，接續於 2015 年 6 月，通過《溫室氣體減量及管理法》，並於第四條中明訂我國溫室氣體減量的目標，於 2050 年將溫室氣體排放量降為 2005 年的 50%以下；且政府於 2015 年 9 月在《巴黎協定》通過之後，雖然並非簽署國之一，仍自發性地公布我國的「國家自定預期貢獻(INDC)」減量目標。

2016 年民進黨再度執政，以 2025 年達成非核國家願景為目標，擺脫核能並降低化石能源的依賴，我國正式進入「能源轉型」階段，確立了讓天然氣與再生能源占整體發電量比重大幅提升的政策方向，訂定 2025 年燃煤發電、燃氣發電、再生能源的發電量配比目標各占三成、五成與二成。而為達再生能源發電量占總發電量達 20%之政策目標，再生能源則必須在 2025 年時達 2,742.3 萬瓩總裝置容量規模。其中，預計分別於 2020 年與 2025 年完成 0.8 GW 與 1.2 GW 陸域風力發電、0.5 GW 與 3 GW 離岸風力發電及 6.5 GW 與 20 GW 太陽光電的裝置容量設置量。(詳見表 1.2.1)

表 1.2.1　台灣再生能源發展目標

項目	再生能源裝置容量(MW)			再生能源發電量(億度)		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025
太陽光電	1,210	6,500	20,000	11	81	250
陸域風力	682	814	1,200	15	19	29
離岸風力	0	520	3,000 (5,500*)	0	19	111 (198*)
地熱能	0	150	200	0	10	13
生質能	727	768	813	36	56	59
水力	2,089	2,100	2,150	66	47	48
燃料電池	0	22.5	60	0	2	5
總計	4,708	10,875	27,423	127	234	515

註：我國離岸風力 2025 年推廣目標為 3 GW，依廠商申設情形預計可達 5.5 GW。
資料來源：經濟部能源局，中技社整理。

為加速重點再生能源的發展腳步，政府接續制定「風力發電 4 年計畫」和「太陽光電推動 2 年計畫」，作為各部會具體推動各項工作之綱要。前者以「先陸域，再離岸」為原則，在陸域風電以「先開發優良風場，再推動次級風場」，離岸風電以「先淺海，後深海」模式及「先示範，次潛力，後區塊」三階段策略，推動風力發電建置；後者則將太陽光電分為屋頂型(中央公有屋頂、工廠屋頂、農業設施與其他等)與地面型(含鹽業用地、地下水管制區第一級管制區、水域空間、掩埋場與其他等)分別設定 1,055 MW 與 465 MW 的短期(2018 年 6 月前)推動目標，並以單一窗口專責協助解決申設問題及轉介服務。

政府於 2017 年 4 月核定「能源發展綱領」修正案，並考量能源轉型需要社會的監督與參與，分三階段制定出落實「能源發展綱領」之重點行動方案的「能源轉型白皮書」，包括：第一階段以四次預備會議與網路方式，廣泛收集各界意見後，產出「能源轉型民眾意見」(2017 年 10 月)；接續於第二階段，透過五大工作小組共同協作，並參考網路意見(白皮書網站)產出「能源轉型白皮書(初稿)」(2018 年 4 月)；第三階段則再以分眾會議(產業與民間團體)、公民會議(抽樣/議題)與網路意見(國發會公共政策參與平台)等方式，產出「白皮書(初稿)修改意見」(2018 年 5 月)。然而，「能源轉型白皮書(定稿)」雖已經過小組會議定稿，亦已由各部會針對重點方案完成確認，但截至 2019 年 10 月為止，仍待行政院核定中。

在 2019 年 5 月的《電業法》修正條文第八條中，規範再生能源「應優先併網、調度再生能源」。但由於「綠電先行」的調度模式，更需要各種穩定電網頻率與電壓的措施來配合，故在同月修定的《再生能源發展條例》修正條文第十二條

中，規範「電力用戶契約容量在一定容量以上者，應設置一定裝置容量以上之再生能源發電設備、儲能設備、購買一定額度之再生能源電力及憑證或向主管機關繳納代金」，與第十一條增加「儲能設備得基於示範目的，於一定期間內，給予相關獎勵」。透過儲能設施之研發補助與示範，為目前政府推動儲能系統設置及產業發展的方式，結合儲能設施讓再生能源成為可靠穩定的電力來源，達成國家能源轉型的目標。

1.3 研究緣起與範疇

根據本社 2018 年出版之「確保我國供電穩定之再生能源管理與運轉策略」專題報告之結論提到，未來再生能源佔比提高，在電網併聯技術要點的修訂方向與國際發展方向一致，但尚未考量再生能源占比與電網特性等因素造成的影響，因此有必要對新功能或要求納入的必要性進行通盤檢討，並且須務實考量各類分散式(再生)能源(含儲能設備)的成本效益，提早規劃出一套可靈活應對電力供需不平衡的供電系統。其中儲能系統與電網互連將可促使儲能系統發揮三種功能，首先透過儲存在價格較低時段獲得的電力用來降低用電成本；其次，當電力系統因自然災害而發生故障時，儲能系統可支持用戶提高供電可靠性；第三種功能是維護和改善電力品質，透過適當地整合多個分散的儲能系統，可發揮多種加值功能提供系統運轉輔助服務。

龐大儲能需求隨著能源轉型的風潮而來，已成為成長快速的產業，在全球加快能源轉型的腳步，加上廣大的電動車市場與各種商業模式運用，使儲能產業更有前景。而目前台灣的電池產業以供應電子消費品為主，相關產業年產值分別達到電池材料約 100 億元、電池芯約 30 億元、模組廠約 1,000 億元的水準。可惜國內電池產業鏈在電池芯關鍵技術尚有缺口，在政府大力推行能源轉型政策的同時，儲能產業卻仍有待發展的情況下，本社認為應儘早找出問題，讓政府及產業多加投入，台灣產業才有機會佈局未來廣大的全球儲能市場。

而本社秉持公益法人智庫的立場，以「協助國內外經濟建設及增進我國生產事業之生產能力」為宗旨之一，認為在全球對儲能系統需求日益增加下，儲能產業不僅有助於國內推動能源轉型政策，對於國際市場開拓也深具前景。希望藉由本議題的探討，提出台灣儲能產業發展策略方向。本報告將從國際與國內能源轉型的背景開始，以及在能源轉型的趨勢下儲能系統的角色與需求，以及介紹各式儲能技術，並專章介紹最蓬勃發展的鋰離子電池(Lithium-ion Battery)的技術及市場前景，最後彙整國內廠商及專家的訪談內容，提出對於國內儲能產業的發展策略與建議。

第二章 儲能系統的角色與需求

2.1 儲能系統在能源轉型中扮演的角色

儲能裝置深入民眾的日常生活，從小型的 3C 攜帶裝置、電子設備，交通載具，醫院、住商之備用電源，到優化電網之應用。隨著電池技術的進步，也開始應用在電動車、大型儲能系統等應用。因應氣候變遷，能源轉型的呼聲也越來越強烈，以再生能源替代化石能源成為未來的能源發展趨勢，但由於再生能源的間歇性問題，將導致電力供給不穩定，搭配儲能系統將可達到穩定電力瞬時變化及移峰填谷之效益。

電力系統可分成發電、輸電、變電、配電、用電，這五個大環節，其中輸電、變電與配電，又可統稱為輸電系統，下文將從發電端、輸電系統及用電端三個面相，介紹儲能系統在電力供應系統的應用情境與作用。

一、儲能系統在發電端之應用

1. 擴大再生能源併網應用

根據國際政策網絡研究機構 REN21 在「2019 再生能源全球現狀報告(Renewanles 2019 Global Status Report)」，2018 年全球不含水力的再生能源總裝置容量達到 1,246 GW，相較於 2017 年成長了 15%，其中風力發電與太陽光電裝置容量分別為 591 GW 與 505 GW，足以顯示，在再生能源的選項中，風能與太陽能已成為國際上推動再生能源的主要項目。

但這兩類型的再生能源有個最大的共通點，就是得看天的臉色，對天氣的轉變有著高度的敏感性，當規模越大的時候，大容量的再生能源發電裝置直接併入電網，將對電網的調度控制和安全維運面臨很大的挑戰。此時就需要儲能系統與再生能源發電裝置搭配運行，利用儲能系統充放電特性，使再生能源裝置隨機變化的電力輸出功率調整為相對穩定的輸出，進而滿足併網的各項技術要求。

也由於儲能系統對再生能源併網穩定輸出具有顯著成效，近年來國際上有越來越多個 MW/MWh 級跟再生能源裝置搭配的電池儲能站建置計畫進行中。

2. 減少尖載電力系統裝機容量的需求

由於社會運行與生活作息的規律，造成電力的需求與使用常有集中性，造就了離尖峰的用電需求，而為了穩定供電品質，電廠常為了尖峰需求增設尖載電廠或發電機組，而這些拿來做尖載發電的電廠，多以化石燃料為主，通常碳排放量偏高，且大多數時間是屬於停機狀態，只有在尖載時段才開啟，

除了效率低、增加環境負擔外，發電成本更是高得驚人，而儲能系統的充放電能力，可減少電廠升降載的需求，大大提高發電設備的利用效率，所以在符合效益下，利用儲能系統在離峰儲電尖峰放電的運作，取代尖峰電廠，逐漸在國際上形成一種趨勢，例如美國加州已在 2017 年開始取消新建尖載燃氣電廠的計畫，改以建置儲能系統因應尖峰用電需求。最近更有專家預測，到了 2020 年，儲能系統有可能會完全取代美國的尖載燃氣電廠。

3. 參與發電端之調頻與調壓，維持電網平衡

在電源調度系統中，頻率的控制，主要是在維持發電與負載用電隨時保持動態平衡。以台灣的電力系統為例，當用電與發電剛好平衡時，頻率為 60 Hz，一旦用電大於發電量，頻率則會低於 60 Hz，此時就需要即時調升發電，使頻率回到 60 Hz 的平衡狀態，相對的如發電大於用電量，頻率高於 60 Hz，則需調降發電量。而這個過程就是所謂的調頻控制，而控制的工具就是藉由自動發電控制系統(AGC)隨時改變發電量來維持電網的頻率在 60 Hz 上下小幅波動，進而確保發電與負載保持平衡，維持電網的穩定。

而為了實現頻率的調整功能，必須藉由線上即時的發電設備快速改變輸出來達成。儲能系統具備快速充放電的功能，過去被用來與傳統調頻機組搭配，進行輔助頻率與電壓的調控，提升傳統發電機組的調頻能力，達到提升電網供電品質的目的。儲能系統能快速反應、可精準控制的特性，優於許多傳統調頻裝置之控制能力，尤其隨著再生能源的併網，電力供需不平衡加劇，儲能系統在調頻方面展現非常優越的性能。

二、儲能系統在輸電系統之應用

1. 參與系統的調頻，維持供電品質

在過去傳統的電網中，當電力系統因偶發事故，造成供需不平衡時，須由提供偶發事故備轉的機組即時補充失去的電力。當有顯著的缺電量發生時，系統頻率將迅速下降，此時，備轉的發電機組須立即反應發電，以阻止頻率繼續下降。目前多是由火力機組或水力抽蓄機組來擔任此任務，但這些傳統調頻機組調頻速度慢，反應時間也相對拉長。而隨著儲能裝置規模越來越大，可在事故發生時，擔任即時供電的要角。例如 2017 年美國電動車廠特斯拉(Tesla)在鄰近澳大利亞南部建置的 100 MW/129 MWh 鋰電池儲能電廠，就是一個很好的例子，當實際運轉不到 1 個月時，在 1,000 公里遠的一個燃煤電廠跳機，這個新建的儲能電廠在 140 毫秒內向電網輸送了 100 MW 的電力，充分驗證儲能電廠對系統調頻的價值。

2. 承擔全黑啟動任務

當整個電力系統因故障停止運轉，也就是全部停電，處於全黑狀態時，可以不依賴其他電網幫助，藉由系統中具有自行啟動能力的供電裝置，帶動無法自行啟動的發電機組，逐步擴大系統恢復供電功能，這就是所謂的全黑啟動。全黑啟動是電力系統從全黑狀態中迅速復電的關鍵能力，對台灣是個孤立型電網而言，有其重要性。

傳統的全黑啟動，多是由柴油發電機組來擔綱，但僅限於一些中小型機組，且啟動速度慢，而儲能系統反應時間快，是一大優勢，畢竟在全黑狀態的時間越長，對整個電網系統的傷害也就會越大。

3. 延緩輸配電的投資

隨著電力需求的增長，有新設或升級現有輸電和配電的需求，但常因為民眾抗爭或資金問題，要設置變電站與輸電配線都不是件容易的事，運用儲能系統因應區域尖載增加的需求，可適度提高離峰時段負載，並使尖峰時段負載低於系統容量限制，進而可減緩輸配電升級的壓力，同時也可避免輸配電系統因應不確定負載成長下的過度投資問題。

4. 穩定電壓保障電網安全運作

電壓過高或過低對整個電網的安全經濟運行有著密切的影響。電壓突降會使電網中各種設備的電能損耗增大，嚴重時會造成設備損壞無法運行。而系統電壓過低時，也可能發生電壓崩潰事故，危及電網的安全穩定運行，如無法即時穩定電壓，將導致大面積停電。

過去多是用發電機、變壓器和其它無功率補償設備(如並聯電容器/電抗器和 SVC 等)、直流輸電系統等，來對電網的電壓進行調節。而儲能系統的快速反應，能對電網的突變電壓立即反應，可在短時間穩定電壓，這也讓儲能系統成為穩定電壓的一項新手段。

三、儲能系統在用電端之應用

1. 時間電價管理

在電力的市場中，為反映尖峰、半尖峰、離峰不同時間的供電成本，因此訂定不同費率，尖峰時間電價最高，離峰時間最低，在不同的時間點存在著價格差異。利用儲能系統，在電力低價時購買電力並儲存，待尖峰時間就可以用儲存的電而不用向電力公司買價格較高的電，藉此降低用電戶之電力費用，多在電價較高、尖離峰價格差異大的國家使用，如美國、日本、歐洲，民眾或工廠可藉由裝設儲能系統來使用較低價的電力，減少電費支出。

2. 降低需量契約容量

電力公司為防止用戶集中在短時間用電，造成發電機超載或必須限電，電力公司通常會要求大用電戶訂定需量契約容量，電力公司再依照此需量契約容量準備電力，同時為保證大用電戶依照合約用電，契約中也會明定不符契約用電之處理原則，來保障電力系統的安全。

而這個契約容量電力的需量定義，是指在某一段特定時間內，所使用的電量，而這一段時間的長短是由電力公司所規定，以台灣為例，目前台灣電力公司規定是 15 分鐘。而需量契約容量則是大用電戶與電力公司約定最高的需量為契約容量。如果實際用電需量較少，還是要按契約容量收費；反之，超約用電，則會按 2～3 倍的原電價加收附加費。因此需量控制對電力公司而言是系統安全的問題，對大用電戶而言是電費成本的問題。加上契約容量之訂定，全年適用，不能按月機動調整，但因用電習慣多會因季節或淡旺季而有所增減，每月實際用電需量，絕無可能正好等於契約容量，若設置儲能系統對電力供給進行調節，可以調降需量契約容量，並避免被加收較昂貴的超約用電費，大用電戶可減少相關電力費用支出。

3. 提高再生能源自發自用率

目前國際能源的發展趨勢朝向小型、分散式發電系統，如再生能源搭配智慧電表及儲能系統，如此一來，不僅能避免電力因長途輸送造成的損耗，也不容易有大規模停電的問題。以台灣為例，自 2012 年起亦推行「陽光屋頂百萬座」計畫，希望太陽能板能走進家戶中，但太陽能是白天有光照時發電，大多數成員在外上班上課用電少，如反饋回電網，電量不多又會造成損耗，效益大減，若設置儲能系統自發自用，白天用電少時，就可將太陽光電所發的電儲存起來，等需要的時候再使用，避免發電用不了的窘境，將更具其效益性。

4. 提供備用電源

對工業用戶而言，有些產業對供電穩定，有著非常嚴苛的要求，當斷電造成生產線停機，要再回復到正常生產，得付出額外的成本，所以利用儲能系統提供備用電源，已是工業用戶必備之設備之一。對一般住宅用戶而言，隨著 3C 與智慧家電的普及，現今大家的生活都離不開電力，在家放置一個儲能系統作為備用電源，也將越來越重要。

大家都知道一個水庫的最大功效，是對進出水進行調節，讓水發揮最大的效益，畢竟身處在乾旱時期的一杯水，跟平常的一杯水，它的價值是完全不同的。儲能系統就好比是一個對電進行調節的水庫，只是電網的運作更加複雜，調控難度更高。儲能系統不僅可以維持電力品質、維持電網正常運作，加上時間電價、

輔助服務等商業模式，儲能系統可提供更多應用的面向與操作手段，讓整個能源系統發揮最大效益。除此之外，傳統的電網系統是發→輸→變→配→用，單項式的鏈結，有了儲能系統的加入，將使能源互聯網的樣態成為可能，儲能系統的多元應用相當令人期待。

2.2 儲能系統在能源轉型中的需求與未來潛力

上一節介紹了儲能系統在電網上的一些可能應用，目前儲能在電力系統上的使用概況如何呢？先從儲能裝置的類型分析著手，這可從美國能源部全球儲能數據庫(DOE Global Energy Storage Database)看出一些端倪，截至 2019 年 10 月底，全球累積儲能裝置容量達 187.8 GW，共有 1,579 個儲能專案，如表 2.2.1 所示，不同儲能技術全球裝置量與專案數，但其中包含了 181.1 GW 的抽蓄水力儲能，其他儲能技術裝置總容量為 6.6 GW，分別為電化學儲能 3,297 MW、熱儲能 3,275 MW、氫儲能 20 MW、壓縮空氣儲能 7 MW，以及液態空氣儲能 5 MW。

表 2.2.1 各種儲能技術全球裝置量與專案數

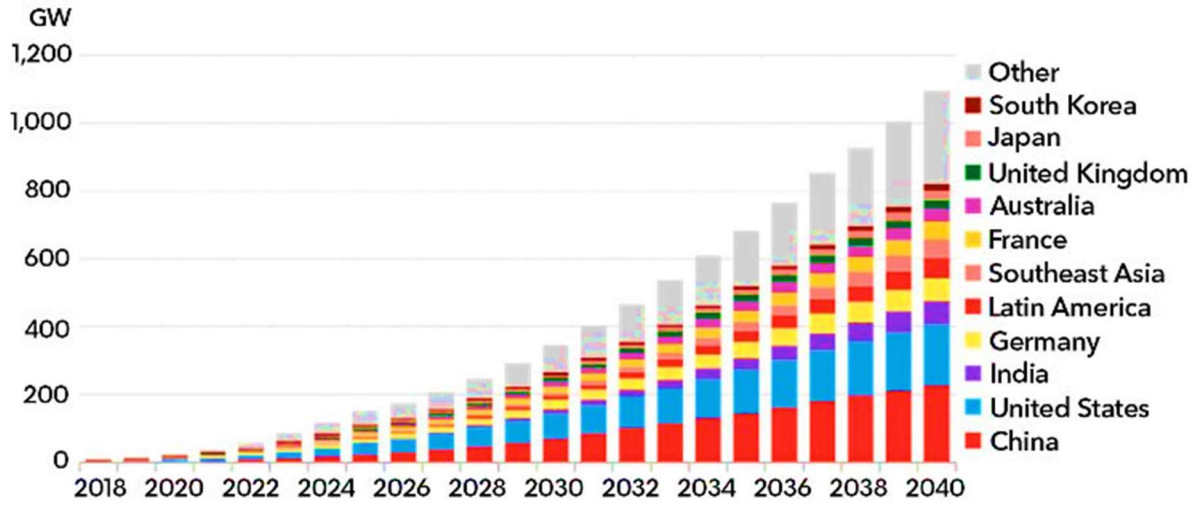
儲能技術	裝置容量 (MW)	專案數
壓縮空氣儲能	7	3
抽水儲能	181,190	350
熱儲能	3,275	220
電化學儲能	3,297	991
氫儲能	20	13
液態空氣儲能	5	2
總計	**187,794**	**1,579**

資料來源：DOE Global Energy Storage Database @2019.10，中技社能源暨產業研究中心整理。

由表 2.2.1 可以得知，在目前的電力系統儲能裝置中，抽蓄水力儲能還是佔總裝置容量的絕大多數，顯現抽蓄水力在儲能的效益上還是最高的，但要建抽蓄水力的儲能還得需當地的地理、天然環境配合，並不是每個案場都能有建置抽蓄水力的條件。另外從專案數的數量上可發現，電化學儲能專案數量約佔總專案數的三分之二，可見目前在電化學儲能上都是小規模的應用，但隨著科技的進展，也開始有一些大型電化學儲能裝置的案場，尤其是在與再生能源的搭配上，例如前文曾提及特斯拉(Tesla)在南澳鄰近風電廠處，建置了 100 MW/129 MWh 的鋰離子電池儲能電廠，還有美國公用事業佛羅里達州電力公司，在馬納提(Manatee)打造一座大型太陽能與儲能廠，儲電容量高達 409 MW/990 MWh，是目前全球發布規劃的最大一座，預估可在 2021 年完工併網，當地政府希望屆時能加速兩座老舊燃氣電廠的退役。

而在電力系統的需求上，BloombergNEF 在「2019 Long-Term Energy Storage Outlook」報告中也推估，全球儲能系統累積裝置容量將從 2018 年的 9 GW，增長

到 2040 年的 1,095 GW，累積儲放電量將從 17 GWh 增長到 2,850 GWh，其中預測各國儲能裝置累積裝置容量詳如圖 2.2.1。



資料來源：BloombergNEF, 2019 Long-Term Energy Storage Outlook

圖 2.2.1 全球累積儲能裝置容量

此外，根據 Wood Mackenzie 在「Global Energy Storage Outlook 2019」報告中，針對 2013 到 2018 年的全球儲能裝置統計資料，如表 2.2.2 全球儲能應用 2013-2018 年裝置容量與表 2.2.3 全球儲能應用 2013-2018 年儲放電量，可以看出儲能系統在電力系統的應用，算是在剛起步階段，但近年增長的幅度相當快，年複合成長率(CAGR)達 71%，如 2018 年的總裝置容量為 3.3 GW，儲放電量達 6 GWh，與 2017 年總裝置容量 1.6 GW，儲放電量 2.4 GWh 相比，成長了 147%。而在 2018 年的總裝置容量中，錶前裝置量佔 1.7 GW，比 2017 年的裝置容量 0.88 GW，成長了將近一倍，儲放電量達 2.1 GWh，較 2017 年儲放電量 1.1 GWh，約成長 79%。而非住宅的儲放電量也相當驚人，2018 年的儲放電量是 2017 年的 5 倍之多。

表 2.2.2 全球儲能應用 2013-2018 年裝置容量

儲能應用分類	*單位*	*2013*	*2014*	*2015*	*2016*	*2017*	*2018*	*小計*
錶前	MW	121	195	388	645	884	1,704	3,937
非住宅	MW	39	42	69	196	292	937	1,575
住宅	MW	64	89	142	251	383	677	1,606
總計	**MW**	**225**	**327**	**599**	**1,092**	**1,559**	**3,319**	**7,121**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。
附註：非住宅部分包括商業，工業，教育，軍事和非營利性配置，但不包括不斷電系統(UPS)。

表 2.2.3 全球儲能應用 2013-2018 年儲放電量

儲能應用分類	單位	2013	2014	2015	2016	2017	2018	小計
錶前	MWh	204	308	397	992	1,146	2,051	5,098
非住宅	MWh	59	74	134	303	456	2,512	3,538
住宅	MWh	113	171	279	491	817	1,408	3,279
總計	**MWh**	**376**	**554**	**809**	**1,786**	**2,419**	**5,971**	**11,915**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019 中技社能源暨產業研究中心整理。
附註：非住宅部分包括商業，工業，教育，軍事和非營利性配置，但不包括不斷電系統(UPS)。

在儲能應用分類上，Wood Mackenzie 也預測，儲能系統將從短時間充放電的電網服務，如調頻、調壓等，發展到長時間儲電的電網服務，進而成為電力系統中的重要資產，並在電力市場中擔任要角，故推估未來 5 年全球儲能的裝置容量與儲放電量將會創新高，2018 年的累積裝置容量為 7.1 GW，累積儲放電量為 12 GWh，預估到 2024 年儲能累積裝置容量達 62.6 GW，累積儲放電量達 158 GWh，詳見表 2.2.4 全球儲能應用 2019-2024 年預估裝置容量與表 2.2.5 全球儲能應用 2019-2024 年預估儲放電量。

表 2.2.4 全球儲能應用 2019-2024 年預估裝置容量

儲能應用分類	單位	2013-2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	小計
錶前	MW	3,937	2,146	3,441	4,534	5,607	7,035	8,046	34,748
非住宅	MW	1,576	908	1,367	1,710	2,212	2,777	3,440	13,990
住宅	MW	1,607	1,024	1,428	1,915	2,136	2,591	3,140	13,841
總計	**MW**	**7,121**	**4,078**	**6,236**	**8,159**	**9,956**	**12,403**	**14,626**	**62,578**

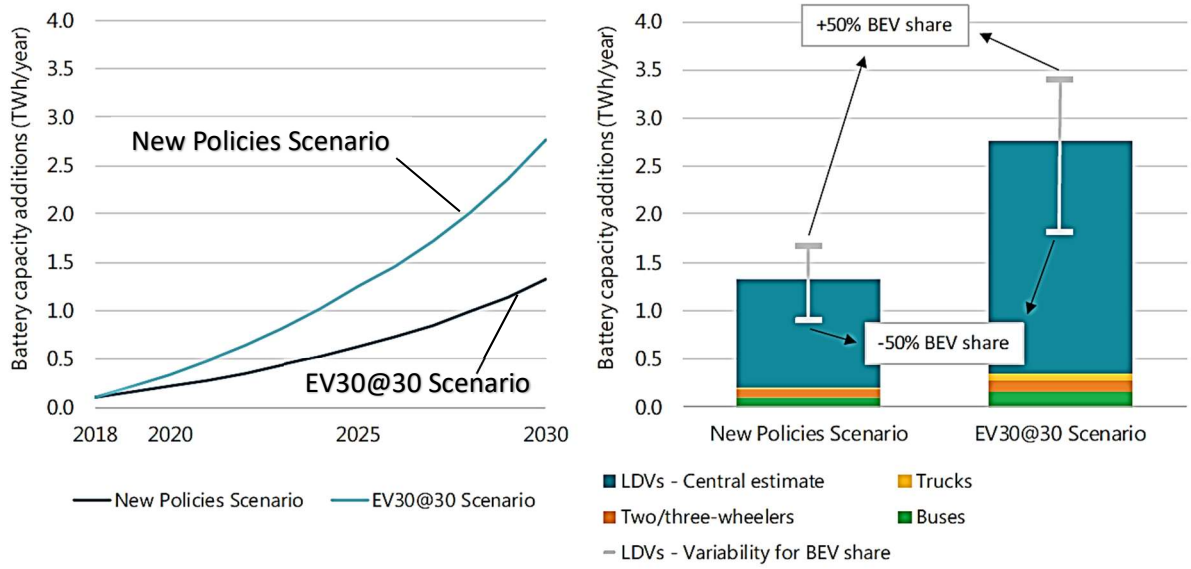
資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。
附註：非住宅部分包括商業，工業，教育，軍事和非營利性配置，但不包括不斷電系統(UPS)。

表 2.2.5 全球儲能應用 2019-2024 年預估儲放電量

儲能應用分類	單位	2013-2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	小計
錶前	**MWh**	5,099	3,543	7,571	10,632	14,450	19,055	22,187	82,535
非住宅	**MWh**	3,537	2,370	3,723	4,747	6,327	8,407	10,457	39,568
住宅	**MWh**	3,280	2,365	3,495	5,029	5,797	7,108	8,810	35,883
總計	**MWh**	**11,916**	**8,278**	**14,788**	**20,407**	**26,574**	**34,569**	**41,454**	**157,986**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。
附註：非住宅部分包括商業，工業，教育，軍事和非營利性配置，但不包括不斷電系統(UPS)。

以上是針對儲能裝置在電力系統上的需求介紹，可以看出還處於萌芽階段，但在能源轉型，儲能系統作為電力調控的重要角色，大量需求的引爆點已漸漸逼近。另外，在交通載具的儲能電池應用上，根據國際能源署(International Energy Agency)發表的「Global EV Outlook 2019」資料顯示，在新政策情境(定義同 IEA 於 2019 年 11 月發布之 Wolrd Energy Outlook 2019 的已宣示政策情境)，檢視各國政府現行政策和已公布之新目標下，車用電池每年市場需求量將從 2018 年的 100 GWh，到 2030 年時增加到 1.3 TWh，如果是在 EV30@30 的情境(到 2030 年電動汽車占新車銷量至少 30%)下，2030 年的需求量將達到 2.8 TWh，如圖 2.2.2 兩種情境下交通載具對電池之需求量所示。



資料來源： Global EV Outlook 2019, IEA

圖 2.2.2 兩種情境下交通載具對電池之需求量

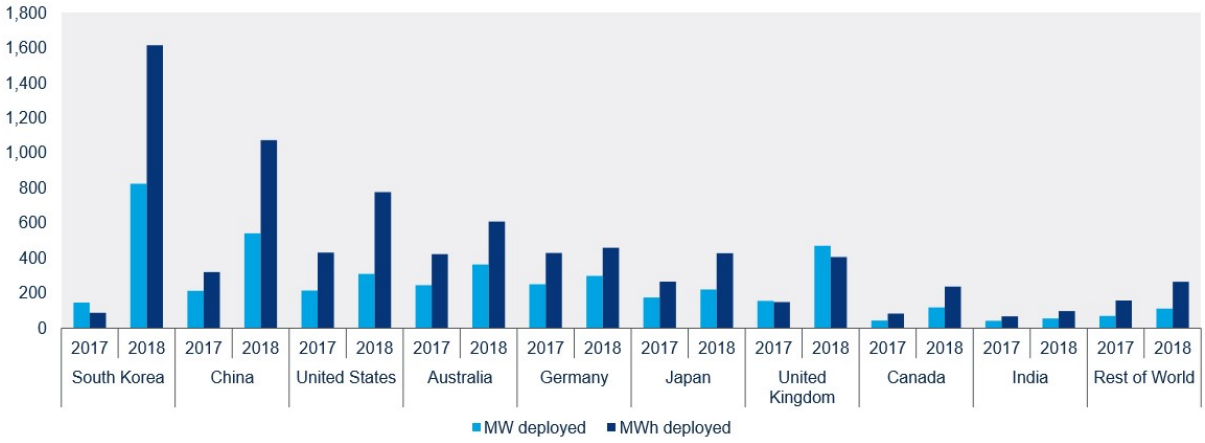
隨著氣候變遷加劇，以及人類對生活環境的品質要求提高，能源結構朝向增設再生能源，交通載具電動化，已成為國際大趨勢。尤其當更多的再生能源加入電力網絡下，儲能系統的應用空間將越來越大，在電網的角色也會越來越吃重。隨著科技進展，儲能裝置成本下降，加以在相關政策與法規加持下，儲能系統的應用不論是在電力系統或是交通載具電動化部分，將會越來越廣泛與普及，已有多個國際性研究組織推測，在 5~10 年內，儲能系統與裝置將成爆炸性的增長，未來需求潛力是可被期待的。

2.3 全球與主要國家儲能市場發展

一、 全球與主要國家儲能市場現況

被各國視為穩定電網的關鍵資產之一的儲能系統，在過去的五年中，其建置已逐步顯露成績。主因為近年來儲能系統成本顯著降低，帶動了政府決策者、監管機構、電網營運商與設備商等對儲能系統的重視與擴大投資。

如本章第 2.2 節所述，2013-2018 年間，全球儲能系統新增裝置容量與新增儲放電量的年複合成長率(Compound Annual Growth Rate, CAGR)分別為 71.3%與 73.8%，使其累計裝置容量與儲放電量達到 7.12 GW 及 11.9 GWh 的規模。以 2018 年為例，全球的儲能系統新增裝置容量/儲放電量為 3.3 GW/6.1 GWh，相較於前一年增長達 112.8%/146.8%，為歷史新高。而若對主要國家儲能市場進行排名，以累計裝置容量計算時，以韓國 1,336 MW 排名首位，美國(1,095 MW)、中國大陸(1,030 MW)、德國(840 MW)、日本(756 MW)、澳洲(687 MW)、英國(662 MW)、加拿大(218 MW)與印度(169 MW)等國分列第 2 至第 9 名。(請見表 2.3.1 與圖 2.3.1)



資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019

圖 2.3.1 全球「總」儲能系統新增裝置容量(2017 vs. 2018)

表 2.3.1　2013~2018 年主要國家儲能設施現況

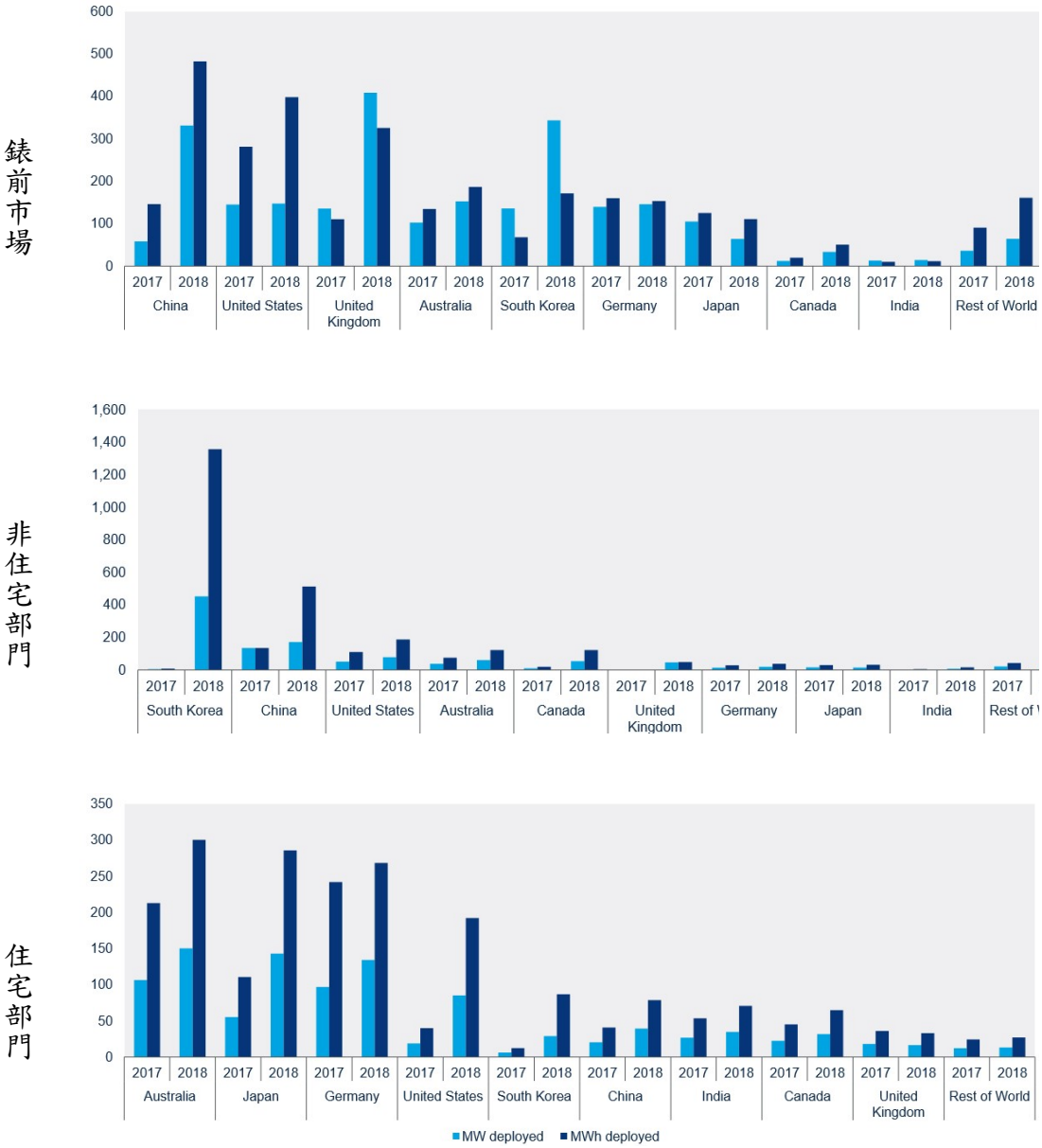
		2013~18 CAGR	2013	2014	2015	2016	2017	2018
澳洲	MW	172.4%	2.4	6.3	3.3	64.7	246.5	363.6
	MWh	155.0%	5.7	8.2	6.7	119.2	422.8	608.9
加拿大	MW	53.2%	14.1	16.6	10.5	13.4	44.1	119.3
	MWh	155.0%	5.7	8.2	6.7	119.2	422.8	608.9
中國大陸	MW	69.1%	39.1	41.0	54.9	140.6	213.2	541.2
	MWh	54.4%	27.0	22.4	20.3	26.3	83.7	237.4
德國	MW	57.5%	30.9	53.5	69.6	136.5	250.6	299.0
	MWh	65.3%	87.1	91.1	124.9	218.6	321.2	1,073.7
印度	MW	36.3%	11.9	12.0	16.9	29.9	42.0	56.2
	MWh	54.9%	51.5	88.3	122.1	236.9	430.1	459.8
日本	MW	50.9%	28.3	52.2	120.4	158.8	175.5	221.3
	MWh	40.0%	18.3	21.6	29.9	48.9	68.3	98.2
韓國	MW	118.6%	16.5	46.6	66.7	235.6	146.2	824.6
	MWh	57.7%	44.0	108.9	221.2	477.7	266.0	428.3
英國	MW	144.4%	5.4	7.8	0.8	21.0	156.3	470.9
	MWh	125.4%	7.0	13.9	1.2	20.9	149.3	407.0
美國	MW	46.6%	45.9	65.0	226.8	231.2	215.1	310.5
	MWh	72.5%	50.9	88.5	168.4	340.4	431.5	777.4
其他	MW	29.7%	30.5	25.5	29.2	59.9	69.8	111.9
	MWh	35.6%	57.8	53.6	65.3	138.8	157.7	265.0
全球	**MW**	71.3%	225.2	326.7	599.1	1,091.6	1,559.4	3,318.6
	MWh	73.8%	376.3	553.7	809.4	1,786.1	2,418.9	5,971.2

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

錶前市場(Front-of-the-meter, FTM)的儲能系統，受惠於輔助服務市場(Ancillary Services)的發展，2013 至 2018 年間，新增裝置容量與儲放電量的年複合成長率分別達到 69.6%與 58.6%的水準，使錶前部門的累計裝置容量與儲放電量占總儲能系統的比重分別達到 55.3%與 42.8%，其中，2018 年的新增裝置容量與儲放電量分別為 1.7 GW(占比 51.4%)及 2.1 GWh(占比 34.3%)，仍為各部門第一。若以新增儲放電量對主要國家的錶前市場進行排名，2018 年的前五名分別為中國大陸、美國、英國、澳洲與南韓等國。(請見本章第 2.2 節表 2.2.2、表 2.2.3 與圖 2.3.2)

2018 年全球錶後市場的非住宅部門(Non-Residential)的新增裝置容量與儲放電量分別為 0.94 GW 與 2.51 GWh，相較於 2017 年的 0.29 GW 與 0.46 GWh，年增長率分別達到 220%與 451%，均為各部門最高。使當年度非住宅部門的新增裝置容量與儲放電量的占比分別達到 28.2%及 42.1%。其中，以韓國的成長率排名第一，其新增裝置容量與儲放電量占當年度的 48.3%與 54.0%，遠高於其他國家的貢獻，這主要歸功於南韓政府的補貼政策所致，其下則依序為中國大陸、美國、澳洲與德國等國。(請見本章第 2.2 節表 2.2.2、表 2.2.3 與圖 2.3.2)

住宅部門(Residential)的新增裝置容量與儲放電量則分別從 2017 年的 0.38 GW 與 0.82 GWh，增加到 2018 年的 0.68 GW 與 1.41 GWh，年增率均達七成以上，當年度的占比亦分別達到 20.4%與 23.6%。另外，由於目前儲能系統的設置成本仍然偏高，使得屋主裝設「太陽能附加儲能設施(Solar-Plus-Storage)」的意願仍然多受到政府補貼的幅度所影響，故當政府逐步取消補貼的情況下，住宅部門的裝設趨勢能否維持或進一步成長，則端視在儲能系統成本的降低幅度。(請見本章第 2.2 節表 2.2.2、表 2.2.3 與圖 2.3.2)



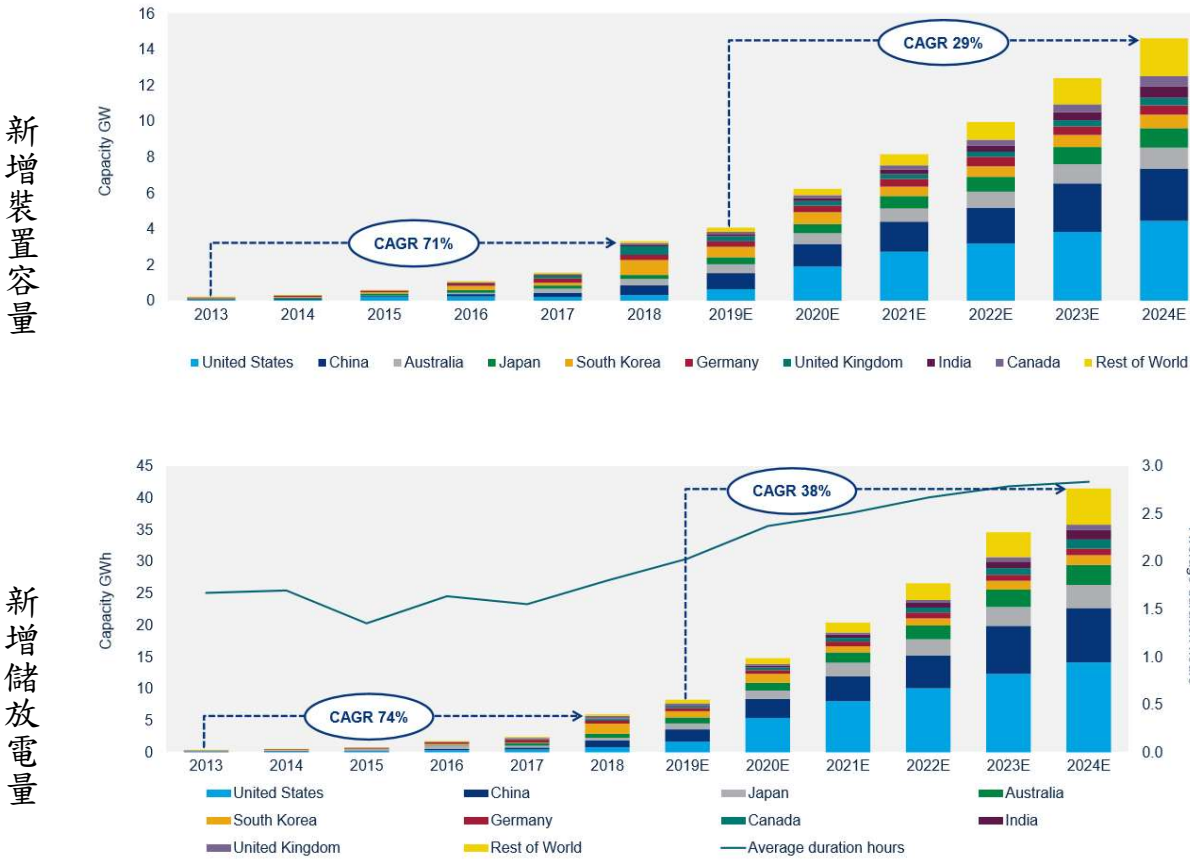
註：以 2018 年的新增儲放電量進行排名

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019

圖 2.3.2　全球「各部門」儲能系統新增裝置容量(2017 vs. 2018)

二、 全球與主要國家儲能市場未來趨勢

根據 Wood Mackenzie 的預測，展望未來五年(2019 年~2024 年間)，儲能市場雖然仍處於商業化的早期階段，但隨著儲能技術逐漸成熟，市場規模可望蓬勃發展。以年新增裝置容量/儲放電量來看，2019 至 2024 年間分別可達 29.0%與 38%的平均複合成長率，使得 2024 年全球的累計裝置容量/儲放電量可望增加至 62.6 GW/158.0 GWh 的規模。(詳見圖 2.3.3)



資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019

圖 2.3.3　2019~2024 全球儲能設施鋪建展望

根據 Wood Mackenzie 的預測，在此成長趨勢之下，全球儲能設施的「資本支出(Capital Expenditure, CapEx)[3]」，在 2019 至 2024 年間，平均複合成長率達到 33%。其中，僅 2024 年即接近 140 億美金的規模，並使 2019 至 2024 年的累計資本支出總額達到 592 億美金，為 2013 至 2018 年總額的近五倍之多。(詳見表 2.3.2)

展望未來的全球市場，美國與中國大陸將成為主要的儲能市場，在國家的政策或州政府的要求之下，中美兩國在 2024 年前可望占全球新增儲放電量市場的 54%。另外，澳洲、日本與韓國則因積極的再生能源成長目標，以及個別不同程度的電網穩定需求，也有一定的市場需求。主要國家儲能市場展望詳見表 2.3.3。

[3] Global energy storage market is defined as total capital expenditure on electrochemical and electromechanical energy storage systems excluding pumped hydro.

表 2.3.2　全球儲能設施資本資出展望

單位：百萬美金

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	4,296	2,080	2,649	3,304	3,385	3,718	4,164
錶　非住宅	2,750	1,329	1,814	2,091	2,471	2,959	3,534
後　住宅	4,968	2,009	3,219	3,947	4,648	5,647	6,235
小計	**12,014**	**5,418**	**7,682**	**9,341**	**10,504**	**12,324**	**13,933**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

表 2.3.3　主要國家儲能市場展望

		2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
澳洲	MW	686.9	491.8	595.1	730.8	894.4	1,066.3	1,175.3
	MWh	1,171.5	954.7	1,231.9	1,640.3	2,159.6	2,723.3	3,146.3
加拿大	MW	218.1	124.8	173.4	235.9	320.9	429.1	569.5
	MWh	417.1	290.9	413.1	584.6	782.4	1,052.6	1,416.2
中國大陸	MW	1,030.1	892.3	1,260.3	1,682.0	1,994.3	2,700.5	2,903.6
	MWh	1,916.6	1,935.4	2,979.1	3,912.5	5,156.9	7,561.8	8,574.2
德國	MW	840.2	307.7	367.2	435.6	527.9	479.2	522.8
	MWh	1,388.7	491.5	586.1	716.2	942.0	967.3	1,057.1
印度	MW	168.9	118.9	156.8	254.4	337.5	460.8	644.6
	MWh	285.1	195.4	290.7	497.7	738.0	1,027.4	1,482.5
日本	MW	756.5	395.8	507.8	698.7	829.8	954.0	1,095.1
	MWh	1,546.0	915.8	1,323.4	2,122.7	2,555.2	2,972.8	3,626.9
韓國	MW	1,336.2	578.9	666.7	517.2	579.5	675.4	744.1
	MWh	1,996.0	963.9	1,383.3	956.9	1,095.3	1,363.9	1,508.8
英國	MW	662.4	286.7	245.5	268.1	295.5	339.2	416.9
	MWh	599.3	279.5	258.2	332.6	451.4	678.9	834.6
美國	MW	1,094.6	642.4	1,907.1	2,726.0	3,187.8	3,838.8	4,446.8
	MWh	1,857.1	1,681.3	5,407.9	8,036.5	10,060.7	12,310.8	14,109.2
其他	MW	326.8	238.7	356.5	610.0	988.4	1,459.9	2,106.9
	MWh	738.2	569.5	914.2	1,607.6	2,632.2	3,910.0	5,698.8
全球	**MW**	**7,120.5**	**4,078.0**	**6,236.2**	**8,158.8**	**9,955.9**	**12,403.1**	**14,625.5**
	MWh	**11,915.7**	**8,277.9**	**14,788.0**	**20,407.5**	**26,573.7**	**34,568.9**	**41,454.4**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

1. 美國

受惠於大型「太陽能附加儲能設施」專案的推動，預期美國的錶前市場將有顯著的成長。雖然受限於上游電池廠產能的限制，2019 年的新增裝置量無法顯著的提升，但預計在 2020 年將出現明顯的市場擴張。根據許多美國公用事業的電源開發計畫來看，將大量採用太陽能附加儲能設施，許多已簽約的大型儲能系統將在 2020 年併網。2019 至 2024 年間，平均年新增裝置容量/儲放電量可望達到 1.7 GW/5.6 GWh，甚至有機會在 2024 年達到 2.6 GW/8.6 GWh 的規模。預計在 2019 至 2024 年間，總計將有 10.1 GW/33.3 GWh 的累計裝置容量/儲放電量的儲能設施將併網。例如：美國佛羅里達州電力與照明公司(Florida Power & Light, FPL) 預計在 2021 年建造一總規模達 409 MW/990 MWh 的太陽能結合鋰離子電池儲能系統，其完工後將會擠下特斯拉(Tesla)於澳洲南澳省所建造的 100MW/129MWh 鋰離子電池儲能系統，成為世界最大儲能設施。(詳見表 2.3.4(A)與 2.3.4 (B))

錶後市場的部分，非住宅部門的年新增裝置容量/儲放電量預計在 2024 年達到 0.78 GW/2.47 GWh，其中以加州、麻州與紐約州為主；住宅部門的年新增裝置容量與儲放電量，也將在 2024 年分別達到 1.10 GW 與 3.03 GWh 的規模，並以加州一枝獨秀。僅美國加州一州，將在 2024 年成為僅次於日本的第二大住宅部門儲能市場，這主要是受惠於該州的「自用發電誘因計畫(Self-Generation Incentive Program)」，以及強制新成屋安裝屋頂型太陽能板等政策的協助。(詳見表 2.3.4 (A)與 2.3.4 (B))

表 2.3.4(A)　美國儲能市場展望(新增裝置容量)

單位：MW

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	771.7	293.0	1,195.0	1,590.0	2,001.0	2,470.0	2,566.0
錶後　非住宅	208.0	157.8	294.5	493.2	594.8	563.6	778.8
市場　住宅	115.0	191.6	417.6	642.8	592.0	805.1	1,102.0
小計	**1,094.6**	**642.4**	**1,907.1**	**2,726.0**	**3,187.8**	**3,838.8**	**4,446.8**

表 2.3.4(B)　美國儲能市場展望(新增儲放電量)

單位：MWh

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	1,150.7	817.5	3,647.5	5,066.3	6,793.8	8,405.8	8,606.3
錶後　非住宅	454.3	383.8	713.0	1,357.8	1,639.0	1,690.9	2,472.3
市場　住宅	252.1	480.0	1,047.4	1,612.5	1,628.0	2,214.1	3,030.6
小計	**1,857.1**	**1,681.3**	**5,407.9**	**8,036.5**	**10,060.7**	**12,310.8**	**14,109.2**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

2. 中國

由於缺乏明確的政府指導方針或激勵措施，中國大陸在 2013 年至 2018 年間並沒有積極拓展儲能系統的錶前市場。不過在 2017 年 11 月，中國政府宣布未來 10 年的儲能產業政策目標，並提出了諸如：(1)提高 2018~2020 年再生能源利用率(Utilization Rate)、(2)提高再生能源政策目標、(3)輔助服務市場試行計畫等數項與推廣儲能系統有關的政策措施，進而帶給公用事業在其輸配電線路附近部署更多儲能設施的誘因。舉例來說，在 2018 年底，中國江蘇省即建置完成了一套 101 MW/202 MWh 的儲能系統；另外，甘肅省也已批准了一個 240 MW/720 MWh 的計畫，儲存多餘的再生能源，減少摒棄(Curtailment)[4]的狀況。2019 至 2024 年間，中國大陸總計將有 7.85 GW/16.4 GWh 的累計裝置容量/儲放電量的錶前儲能市場，主要來自於幾個用於穩定電網的大型儲能系統設置的貢獻。(詳見表 2.3.5(A)與 2.3.5(B))

同樣地，在過去的幾年，中國大陸的錶後市場的發展也相當有限，非住宅與住宅部門分別僅有 0.41 GW/0.75 GWh 與 0.08 GW/0.16 GWh 的累計儲能設施建置量。但展望未來五年，隨著商業建築和工業園區中分散型太陽能系統的加速佈建，以及智慧型電表(Advanced Smart Meter)與雲端平台的技術逐步到位，非住宅部門的儲能市場將會蓬勃發展。非住宅部門在 2019 至 2024 年的平均每年新增裝置容量與儲放電量約為 0.46 GW/1.74 GWh(大於截至 2018 年的累計總量)，並使 2013 至 2024 年的累計儲能設施建置量達到 3.16 GW 與 11.19 GWh 的規模(詳見表 2.3.5(A)與 2.3.5(B))。值得注意的是，中國大陸目前也是主要的電池生產國，占亞洲電池總生產量的 85%，使得開發商可以通過與當地供應商的合作夥伴關係，獲取較低價格的電池，並從中受益。

[4] In the energy industry, curtailment is the act of reducing or restricting energy delivery from a generator to the electrical grid. Curtailment can happen for a number of reasons. (https://leveltenenergy.com/blog/ppa-risk-management/renewable-energy-curtailment/)

表 2.3.5(A)　中國大陸儲能市場展望(新增裝置容量)

單位：MW

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	541.2	600.0	900.0	1,250.0	1,400.0	1,800.0	1,900.0
錶後　非住宅	405.8	221.2	270.1	320.0	451.5	705.4	781.3
市場　住宅	83.1	71.1	90.2	112.0	142.8	195.1	222.3
小計	**1,030.1**	**892.3**	**1,260.3**	**1,682.0**	**1,994.3**	**2,700.5**	**2,903.6**

表 2.3.5(B)　中國大陸儲能市場展望(新增儲放電量)

單位：MWh

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	1,008.0	1,000.0	1,700.0	2,312.5	2,870.0	3,960.0	4,560.0
錶後　非住宅	748.0	707.8	918.3	1,152.0	1,715.7	2,821.4	3,125.0
市場　住宅	160.6	227.5	360.8	448.0	571.2	780.4	889.2
小計	**1,916.6**	**1,935.4**	**2,979.1**	**3,912.5**	**5,156.9**	**7,561.8**	**8,574.2**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

3. 日本

在過去的幾年，隨著太陽能附加儲能設施的解決方案日益普及，日本在 2013 至 2018 年間的累計裝置容量與儲放電量約為 0.31 GW/0.61 GWh，為全球第二，僅次於德國。考量未來日本政府逐步以分散型的太陽能發電設施，逐步取代燃煤發電設施的裝設；此外，日本的住宅用電價格未來仍將居高不下，加上土地面積的限制影響，將增加民眾裝設儲能設施意願。根據以上原因，日本可望取代德國，一舉成為 2024 年全球最大的錶後住宅部門儲能市場。預計其 2019 至 2024 年的平均每年新增裝置容量與儲放電量約為 0.46 GW/1.43 GWh，累計建置量達到 2.75 GW/8.57 GWh 的規模。(詳見表 2.3.6(A)與 2.3.6 (B))

相對於蓬勃發展的住宅市場，日本與其他主要國家最大的不同之處，在於錶前市場相對規模較小。雖然日本政府從 2019 年起釋出 0.5-2 MW 的儲能系統標案，但是具有每年 75 MW 的總量限制，故成長相對有限。錶前市場與非住宅市場在 2019 至 2024 年的平均每年新增裝置容量與儲放電量約為 0.23 GW/0.66 GWh 與 0.06 GW/0.16 GWh，期間累計建置量僅有 1.38 GW/3.96 GWh 與 0.35 GW/0.99 GWh。

表 2.3.6(A)　日本儲能市場展望(新增裝置容量)

單位：MW

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	376.7	150.0	180.0	210.0	240.0	280.0	320.0
錶後　非住宅	71.0	22.5	30.0	58.0	70.0	80.0	92.0
市場　住宅	308.8	223.3	297.8	430.7	519.8	594.0	683.1
小計	**756.5**	**395.8**	**507.8**	**698.7**	**829.8**	**954.0**	**1,095.1**

表 2.3.6(B)　日本儲能市場展望(新增儲放電量)

單位：MWh

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	790.1	375.0	504.0	588.0	696.0	840.0	960.0
錶後　非住宅	141.0	49.5	75.0	156.6	196.0	232.0	276.0
市場　住宅	614.9	491.3	744.4	1,378.1	1,663.2	1,900.8	2,390.9
小計	**1,546.0**	**915.8**	**1,323.4**	**2,122.7**	**2,555.2**	**2,972.8**	**3,626.9**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

4.　韓國

在 2019 年之前，韓國是全球儲能市場首位，2013 至 2018 年的累計裝置容量與累計儲放電量為 1.34 GW 及 2.00 GWh。主要係因韓國政府 2017 年起推動《獎勵公用事業規模太陽能營運業者設置儲能設備》政策，讓其錶前儲能與錶後的非住宅部門市場快速成長，2013 至 2018 年的累計裝置容量/儲放電量分別為錶前的 771.8 MW/385.9 MWh 與非住宅部門的 466.5 MW/1,385.5 MWh。其中，韓國電力公司 (Korea Electric Power , KEPCO)與韓國電池供應商 Kokam 所合作的儲能專案計畫，總金額高達 6,000 億韓圜，為一知名的案例。不過，在 2017 年 8 月至 2019 年 11 月間，韓國共發生 28 起儲能設施的火災事故，促使韓國政府啟動安全調查，並發布一項命令，要求暫停公共機關所安裝的儲能設施的運行。由於該調查未有詳細時間表，導致韓國的本土非住宅部門開發商在 2019 年難以獲得合約，減慢了 2019 年上半年錶後非住宅部門市場的增長。(詳見表 2.3.7(A)與 2.3.7 (B))

表 2.3.7(A)　韓國儲能市場展望(新增裝置容量)

單位：MW

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	771.8	330.0	300.0	300.0	350.0	400.0	450.0
錶後　非住宅	466.5	191.1	326.7	186.2	206.6	236.1	265.6
市場　住宅	97.9	57.9	40.0	31.0	23.0	39.3	28.5
小計	**1,336.2**	**578.9**	**666.7**	**517.2**	**579.5**	**675.4**	**744.1**

表 2.3.7(B)　韓國儲能市場展望(新增儲放電量)

單位：MWh

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	385.9	198.0	210.0	240.0	315.0	400.0	450.0
錶後　非住宅	1,385.5	592.3	1,045.3	614.5	702.3	826.2	956.1
市場　住宅	224.6	173.7	128.0	102.4	78.0	137.7	102.7
小計	**1,996.0**	**963.9**	**1,383.3**	**956.9**	**1,095.3**	**1,363.9**	**1,508.8**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

另值得一提的是，韓國錶前市場所用的儲能設備累計儲放電量僅 385.9 MWh，僅在各國中排名第五名，遜於美國、中國大陸、日本、英國與德國。本報告推測這樣的差異主要係因該國儲能設施多採用可因應短期調頻之需的高功率放電規格，而非採用可做為「削峰填谷」這類負載轉移(Load Shift)的規格所致。

展望未來，在韓國政府尚未提出後續政策誘因下，其成長難以維持，預計 2019 至 2024 年間，韓國的年均新增裝置容量/儲放電量將僅 0.63 GW/1.21 GWh，使期間內的累計裝置容量/儲放電量僅達 3.76 GW/7.27 GWh，使其排名會在落居美國、中國、澳洲、日本之後，排第五名。(詳見表 2.3.7(A)與 2.3.7 (B))

5. 澳洲

由於再生能源占比日漸普及，澳洲南澳省面臨再生能源摒棄狀況日益增多。根據最新的「澳洲能源市場營運商季報(Australian Energy Market Operator Quarterly Report)」，目前南澳省的再生能源摒棄規模已可達 76 GWh，約佔該省的「非同步(Non-Synchronous)」發電量的 10%。因澳洲對於再生能源摒棄及整

合再生能源的電網基礎設施的需求，自 2019 年起澳洲的錶前儲能市場將以24.6%/45.5%的年均複合成長率增長，預計至 2024 年止，累計裝置容量/儲放電量將達到 2.51 GW/6.15 GWh 的總規模。

在錶後市場部分，2019 年 1 月時，澳洲因供電不足，發生多起停電事故，使批發電價一度創下歷史紀錄。維多利亞省的批發電價曾達到 14,500 澳元/MWh，南澳省則達到 13,481 澳元/MWh，新南威爾斯省也達到 10,691 澳元/MWh。因此，為了減少電力需求量並避免卸載(Load Shedding)事件頻繁發生，澳洲政府對錶後的住宅市場亦啟動多項增設儲能設施的政策舉措。例如：新南威爾斯省推動一項四年 12.5 億澳元的計畫，為 35 萬個新成屋裝設太陽能附加儲能設施；南澳省也提出勵住宅裝設儲能電池的政策誘因。澳洲的住宅部門的新增裝置容量/儲放電量將以 16.2%/18.1%的年均複合成長率增長，預計 2013 至 2024 年的累計裝置容量/儲放電量將達到 2.07 GW/4.45 GWh。而相對於住宅部門，雖然非住宅部門的新增裝置容量/儲放電量較小，但卻有三大部門中最高的年均複合成長(分別為 25.1%/29.0%)，故可望在 2024 年以前，將累計裝置容量/儲放電量增加到 1.06 GW/2.43 GWh。

表 2.3.8(A)　澳洲儲能市場展望(新增裝置容量)

單位：MW

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	264.8	215.2	270.8	325.0	393.2	475.8	570.9
錶後市場 非住宅	125.5	79.8	93.5	128.3	173.2	222.3	234.0
錶後市場 住宅	296.5	196.9	230.7	277.5	328.0	368.2	370.4
小計	**686.9**	**491.8**	**595.1**	**730.8**	**894.4**	**1,066.3**	**1,175.3**

表 2.3.8(B)　澳洲儲能市場展望(新增儲放電量)

單位：MWh

	2013~18 累計量	2019	2020	2021	2022	2023	2024
錶前市場	325.7	365.8	541.6	747.4	1,022.3	1,379.7	1,769.9
錶後市場 非住宅	251.0	175.5	205.8	282.4	415.7	533.5	561.6
錶後市場 住宅	594.8	413.4	484.5	610.5	721.5	810.0	814.8
小計	**1,171.5**	**954.7**	**1,231.9**	**1,640.3**	**2,159.6**	**2,723.3**	**3,146.3**

資料來源：Wood Mackenzie, Global energy storage outlook 2019，中技社能源暨產業研究中心整理。

第三章 儲能技術介紹

儲能是利用不同的介質，將多餘的電力透過物理性或化學性的方式儲存於介質中，需要電力時可即時將電能釋出。各種儲能技術原理特點，可能具有儲存容量大、能源密度高、壽命長或充放電速度快，可根據需求選擇適合的儲能技術。由於儲能技術眾多，分別就機械能、化學、電化學等儲能技術進行介紹。

3.1 機械能儲能

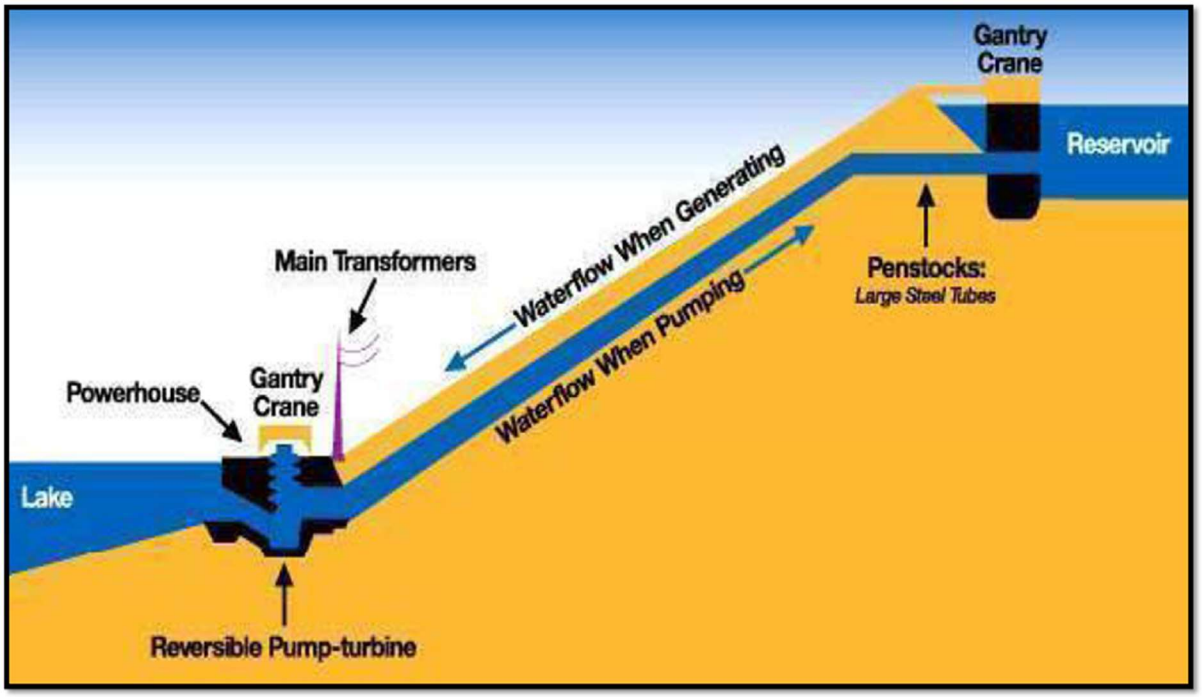
一、抽蓄水力發電(Pumped Hydroelectric Storage, PHS)

1. 儲能原理：

水力發電利用天然資源產生電力的方式，被視為是低成本的再生能源，也是最沒有爭議的電力來源。不過水力發電受限於天然地形，並須具備充沛的水源才能夠獲取電力，因此像是北歐各國具備天然地形及豐沛水源，使水力發電得以成為主要電力來源。水力發電有數種方式，台灣常見為川流式發電及抽蓄水力發電，以 2018 年的數據來看，可提供發電量為 32.66 億度，佔整體的 1.4%。位於南投的明潭發電廠將多餘電能透過抽蓄水力，將能量以位能方式儲存，儲存量高達 1.6 GW，是台灣最大的儲能設施。抽蓄水力發電其運作原理如下：

儲能：當電力需求低時，從火力、核能等基載電廠所發出的電能無法完全用完時，將多餘的電能，推動抽水電泵將水抽至高處以位能形式儲存。

發電：當需要用電時，再將儲於高處的水往低處流動，將水的位能轉為動能推動渦輪機產生機械能，再由發電機發出電能。



資料來源：能源教育知識網 - 儲能科技人才培育資源中心

圖 3.1.1 抽蓄水力儲能發電示意圖

2. 台灣抽蓄水力現況：

台電在抽蓄水力裝置容量為 2,580 MW，佔總裝置容量的 5.8%，發電量為 32.66 億度，佔 1.4%。台灣最大的抽蓄水力電廠為南投的明潭發電廠，可提供 1,602 MW 之發電容量，每年約可供應 24 億度電力，位於日月潭西側水里溪溪谷，利用水里溪河谷興建之一座壩高 61 公尺、壩頂長 314 公尺、壩頂標高 375.5 公尺、高水位標高 373 公尺、總容量為 1,200 萬立方公尺之混凝土重力壩，該壩所蓄成之鐮刀型人工湖泊又稱為「明潭水庫」。明潭抽蓄機組係以日月潭為上池，明潭水庫作為下池，攔截日月潭沖下的湖水，之間高低位能差達 380 公尺。裝置水輪機及發電機，正轉時可帶動發電機發電，反轉時則將下池的庫水抽回至上池儲存，可有效利用天然資源儲存電力。將離峰用不到的電力把下池的蓄水抽到上池儲存，在出現電力缺口時，可在 5-7 分鐘發出電力，並與電網併聯，快速補充不足的電力負載。 (資料來源：台電公司網站)

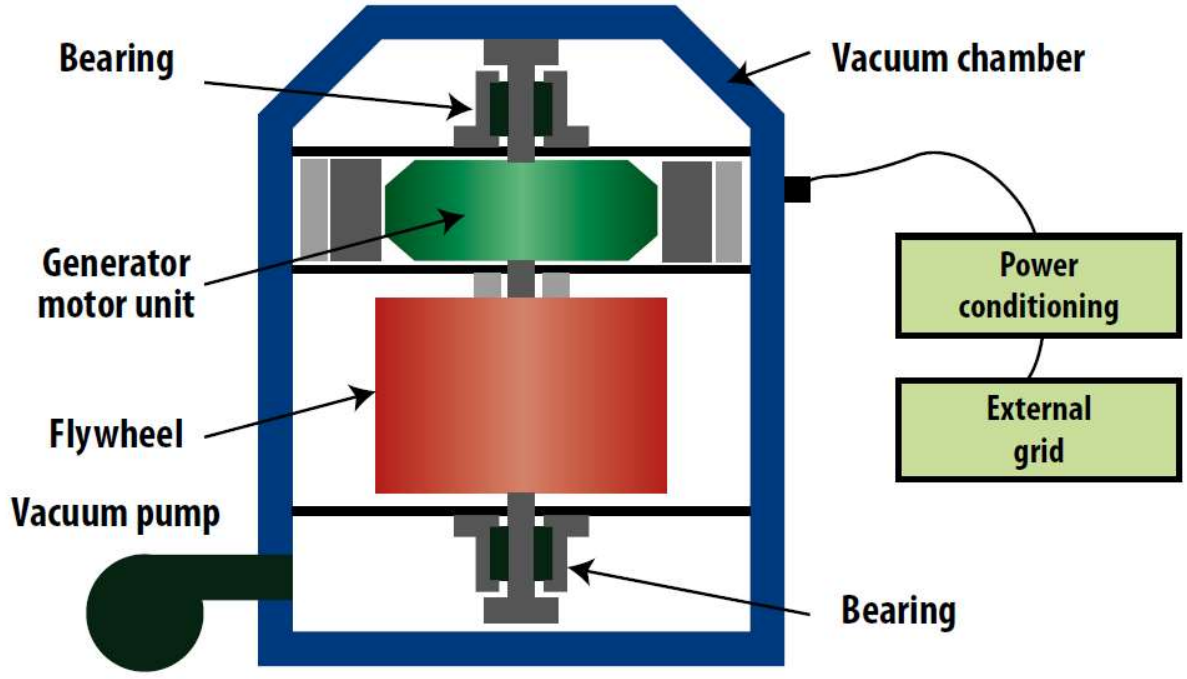
隨著政府推動能源轉型，抽蓄水力儲能與發電將扮演更重要的角色，提供大量備轉容量作為間歇性再生能源的後援，當天候不佳或氣候變異時，大規模抽蓄水力發電可維持供電穩定。據說隨著太陽光電設置量越來多，啟動抽水機的時間點愈趨向中午時刻，顯示太陽光電發電尖峰時，需要更充足的儲能設施來調節電力的供給與需求。

二、飛輪儲能 (Flywheel energy storage)

1. 儲能原理：

飛輪儲能是將電能加速磁浮飛輪轉子使其高速旋轉，以動能形式儲存能量，其轉速可高達 60,000 rpm，放電深度可達 75%，能量密度可達 44 Wh/kg。釋放能量時透過與電動機的連結，動能釋放給電動機發電，飛輪轉速也隨之降低。

飛輪儲能系統是由飛輪轉子、磁浮軸承、電動機等元件組成，整體系統結構如圖 3.1.2 所示。原理是利用飛輪轉子高速旋轉的動能儲存，轉速越高飛輪轉子儲存的能量越多。為了提高儲存之能量密度，飛輪轉子使用高強度碳纖維複合材料，提升高轉速下的抗張強度(tensile strength)，維持在高轉速下的結構穩定。超導磁懸浮技術可降低轉子轉動的能量損耗。永磁無刷直流電動機/發電機，電流可提升轉子轉速(儲能)，以及將動能轉換為電能(放電)，達到充放電之功效。



資料來源：Electricicty Storage and Renewables: Cost and Market to 2030, IRENA

圖 3.1.2 飛輪儲能示意圖

三、 壓縮空氣儲能(Compressed air energy storage, CAES)

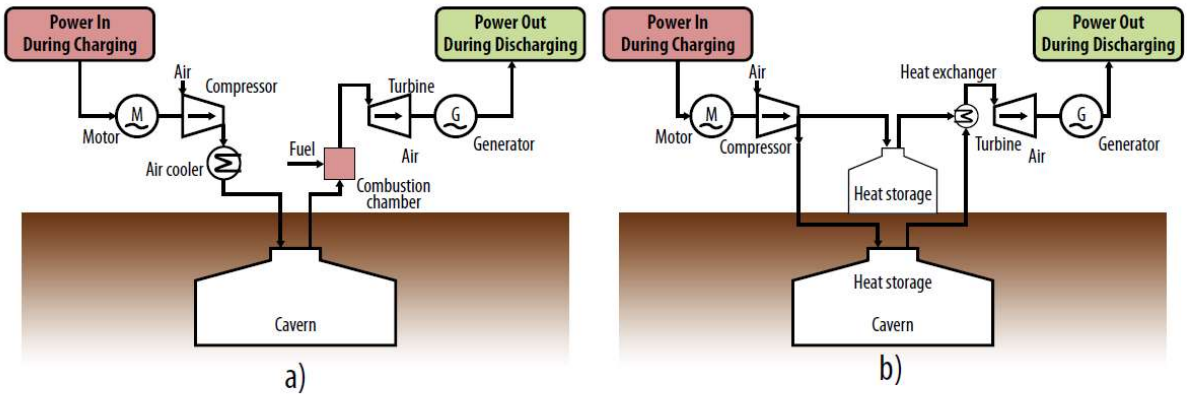
壓縮空氣儲能與抽蓄水力相似，利用天然地理條件，以空氣為介質，透過壓縮空氣來儲存能量，屬於大規模、長時間的儲存方式。採用壓縮空氣儲能的重要

條件，需有適當的地理條件，多為廢棄油井或天然氣井，或是在海底設置儲氣袋，優點是利用天然條件儲存高壓空氣將可降低儲存成本，儲存容量視地理條件而定。

1. 儲能原理

儲存：如圖 3.1.3，利用多餘電能運作空氣壓縮機，將空氣壓縮至高壓儲存在廢棄油井、氣井或海底儲氣罐中。空氣壓縮時會釋放出熱能，近期設置的儲能場域會設置熱回收設備，如圖 3.1.3(b)所示，待釋放壓縮空氣時，用於進入渦輪機前預熱空氣使用。

發電：如圖 3.1.3，需要電力時，利用儲存之高壓空氣推動渦輪機發電，在高壓空氣膨脹過程中加熱，常見方法包括天然氣燃燒加熱，如圖 3.1.3(a)、通過蓄熱裝置回收壓縮時釋出的熱能如圖 3.1.3(b)。由於使用天然氣加熱有增加碳排放的問題，因此近年來的研究著重在熱能回收上。



資料來源：Electricicty Storage and Renewables: Cost and Market to 2030, IRENA

圖 3.1.3 壓縮空氣儲能操作示意圖

2. 應用案例：

2019 年 Hydrostor 公司在澳洲設置 5 MW/10 MWh 之壓縮空氣儲能設施，將多餘的電力將空氣打入充滿水的地下洞穴，並保持恆定的壓力，藉此以壓力形式儲存能量。該公司研究如何將採礦，石油和天然氣開採之開發設備與壓縮空氣儲能系統結合。由於壓縮空氣儲能需仰賴天然地形，因此自行鑽洞、海底設置儲氣袋都是研究的重點。Angas A-CAES 計畫位於澳大利亞南邊 Strathalbyn 附近的 Angas 鋅礦場，將現有的地下採礦基礎設施重新用作 A-CAES 系統的地下儲氣庫，是澳大利亞第一個壓縮空氣儲能設施。儲能系統規模為 5 MW/ 10 MWh，將風能及太陽能儲存，並連結至澳洲的國家電網，提供同步慣性、負載轉移、頻率調節等功能，提高電網可靠性。預計在 2020 年開始服務。

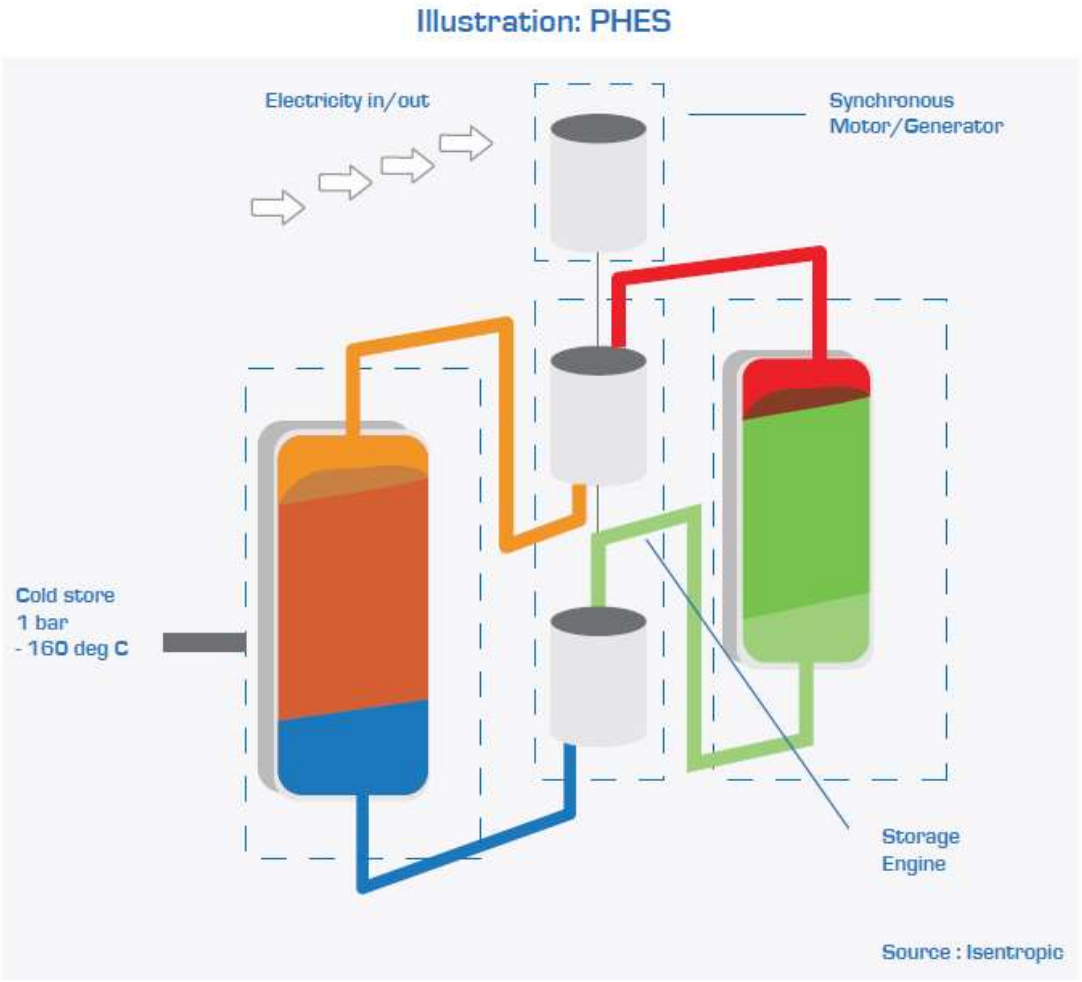
四、熱泵儲能(Pumped Heat Electrical Storage, PHES)

1. 儲能原理

熱泵儲能是利用熱力學等熵程序(isentropic process)的原理來儲能與發電。理想的等熵過程，系統是絕熱且可逆的(adiabatic and reversible)。熱泵儲能實務操作等熵程序進行儲能與發電需透過一可逆式熱泵/發電機(heat pump/enigine)、冷槽、熱槽及工作流體氬氣(Ar)，如圖 3.1.4 所示。

儲存：儲能的操作方式是利用需儲存的電能驅動熱泵，帶動壓縮機將常溫常壓氬氣壓縮並升溫至 12 bar/500℃後進入熱槽；高溫高壓氬氣將熱槽中的填充物加熱，將熱量留在熱槽中，而經過熱槽的氬氣為常溫，壓力仍為 12 bar；高壓常溫氬氣透過膨脹機(由熱泵帶動)，將壓力從 12 bar 回到常壓，而降壓過程 Ar 會降溫至-160℃後，進入冷槽將填充物冷卻後，以常溫常壓的狀態離開冷槽。以上即透過熱力學等熵程序，利用熱泵將電能轉換為熱能，以高溫及低溫型態儲存於熱槽及冷槽。

發電：熱泵的逆向操作即為發電機，將儲存於系統中的熱能轉換為電能，操作方式為首先將常溫常壓的氬氣送入冷槽冷卻至-160℃，再透過壓縮機將低溫氬氣從常壓加壓到 12 bar，此時溫度會回到常溫；常溫高壓氬氣接著進入熱槽，將氬氣加溫後，以 12 bar/500℃的狀態進入膨脹機，將能量用來作功帶動軸承推動發電機產生電力；最後氬氣再回到常溫常壓狀態，等待下一次儲能。



資料來源：European Association for Storage of Energy

圖 3.1.4 熱泵儲能操作示意圖

透過等熵程序實際上的電力儲存效率約 70-75%，系統熱能損失可藉由裝設熱交換器來回收。熱泵儲能的優點包括數秒內可啟動、熱儲槽的填充物成本非常低、沒有使用危害物質、壽命可長達 15,000 次循環等。每單位設置規模約為 2-5 MW，可採用串聯方式增加設置容量。

五、熔鹽儲熱(Molten Salt Heat Storage)

1. 儲能原理

聚光太陽熱能(Concentrated Solar Power, CSP)是一種集熱式的太陽能發電廠的發電系統，使用反射鏡或透鏡，利用光學原理將大面積的陽光匯聚到一個相對細小的集光區中，令太陽能集中，在發電機上的集光區受太陽光照射而溫度上升，由光熱轉換原理令太陽能換化為熱能，熱能通過熱機(通常是蒸汽渦輪發動機)做功驅動發電機，從而產生的電力。熔鹽儲熱常搭配 CSP 使用，而熔鹽作為儲放熱能的介質，高溫下為液態，利用在同一相態的溫度差

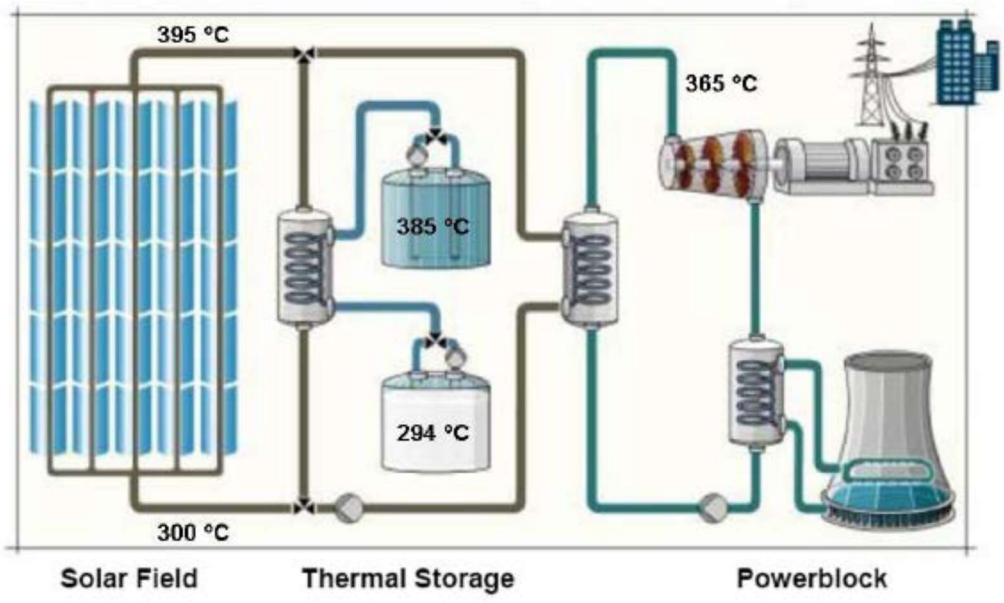
(顯熱)來儲存與釋放熱能。而使用熔融鹽做為熱量儲存介質的原因，包括熱容量高、密度高、熱穩定性佳、成本低及低蒸氣壓，尤其是低蒸氣壓的特性，使儲槽在高溫下仍可維持常壓，不需使用高壓儲槽保存，安全性高。常見的鹽類為硝酸鈉($NaNO_3$)、硝酸鉀(KNO_3)及其混合物。

白天太陽熱能充沛時，經由 CSP 聚光所產生的熱能，透過高溫導熱油做為導熱媒介，分為兩道傳遞熱能，可進入過熱器、蒸發器及預熱器將水加熱產生水蒸氣進行發電，或是透過熱交換器將鹽罐中的熔鹽加熱儲存，待需要用電時，再將高溫熔鹽反向熱交換產生蒸氣進行發電。

熔鹽儲熱系統由熱鹽槽、冷鹽槽、泵及熱交換器組成，並以熔融鹽做為蓄熱流體，如圖 3.1.5 所示。

儲能：蓄熱時將冷鹽槽中的熔融鹽抽至熱交換器，透過熱交換器吸收 CSP 所提供的熱能，加熱後的熔融鹽送至熱鹽槽儲存。

發電：放熱時將熱鹽槽中的熔融鹽送至熱交換器，透過熱交換器將熱量轉移至水蒸氣，用於推動蒸汽渦輪機產生電力。



參考資料：Kolb, G. J., Evaluation of Annual Performance of 2-Tank and Thermocline Thermal Storage System for Trough Plants, Solar Paces, Perpignan, France, 2010

圖3.1.5 CSP+熔鹽儲熱操作示意圖

2. 應用案例

西班牙 Andasol 是歐洲首座 CSP 電廠，由於海拔高 1,100 m 和半乾旱氣候，年直接日照量極高，可達每年 2,200 kWh /m^2，CSP 熱能收集器總表面積為 51 公頃。每座電廠的發電量為 50 MW，每年發電約 165 GWh。

CSP 所吸收的部分熱能儲存於 60%硝酸鈉和 40%硝酸鉀的熔融鹽混合物中，透過儲存熱能，每個單元的滿負荷存儲系統可容納 1,010 MWh 的熱量，足以在缺乏熱能的陰天或日落之後，滿載發電約 7.5 小時，約使電廠每年的運行時數增加一倍。Andasol 電廠分為三期，分別在 2008、2009 及 2011 年完成，每期每年大約產生 165 GW 之熱能，總和為 495 GW。

3.2 化學儲能

化學儲能是將電能轉換為化學物，需要使用時再透過電化學反應、燃燒反應等方式轉換為電能。可當作能源儲存的載體有氫氣(H_2)、氨氣(NH_3)、合成天然氣(SNG)、甲醇(methanol)等。

化學儲能的想法起因於再生能源屬間歇性能源，為了能夠將多餘的電能用於電力缺乏的時段或季節，便思考透過電解方式轉為氫氣儲存，需要能源時再將氫氣透過燃料電池發電，或是以燃燒方式產生熱能。由於氫氣密度低，需透過壓縮、甚至液化方式儲存，儲存成本高也不易運送，因此便思考再將氫氣與氮氣反應製成氨氣(NH_3)、與二氧化碳反應製成合成天然氣(SNG)、與含碳化合物製成甲醇等方式，讓化學物能夠更容易儲存與運送。

燃料電池讓化學能得以有效率地轉換為電能，利用氣體燃料(氫氣)在陽極進行氧化反應，將氫氣氧化成氫離子，透過電解質傳遞到陰極，再與氧氣進行還原反應產生水，透過氧化還原反應產生電流。常見的燃料電池像是常溫之質子交換膜燃料電池(PEMFC)常作為電信設備、交通號誌等備援電力系統，可即時將儲存之氫氣轉換為電力、維護成本低等優點，是其能夠替代柴油發電機的原因。由於甲醇容易儲存與運送，因此直接甲醇燃料電池(DMFC)也逐步發展中。為提高轉換效率，高溫的固態氧化物燃料電池(SOFC)也持續透過示範計畫進行驗證，主要特色是能源轉換效率與燃氣複循環機組相當，甚至更高，燃料也可使用天然氣(主要成分為 CH_4)、合成氣(syngas)、氫氣等，在燃料選擇上更多元，為一種高效化學能轉換技術。

氫燃料車逐步由日本、德國、中國大陸等國家及廠商推動中，透過高壓儲氫技術的進步，可安全的將氫氣作為燃料使用。因為燃料電池氫氣反應後的產物為水，可減少移動汙染源排放；此外，氫燃料車比電動車續航力更長，與目前燃油

車相近，駕駛在使用習慣上可更容易適應。

然而氫能的運用從儲能，需經過電解及燃料電池發電兩次能源轉換，能源轉換效率將是能否商業化之關鍵，其中電解產氫效率較低，即使目前效率較高的技術也只能達到約 80%，而氫氣進入燃料電池轉化為電能的效率為 30-50%，因此整體效率僅 20-40%。即便如此，還是很多專家看好氫能，原因如下：

1. 電解效率會隨材料的研發而進步；
2. 太陽光電發電效率持續進步下，剩餘電力過多時，化學能可大量、長時間儲存；
3. 氫燃料車的發展；
4. 提升國家自主能源的供應，增加能源安全度。

3.3 電化學儲能

電池是透過氧化還原反應，將化學能轉換為電能的裝置，由正極、負極、電解質等組成。依照能否重複使用分為一次性電池(Primary Battery)及二次電池(Secondary Battery)。不可重複使用的一次性電池如碳鋅電池、鹼錳電池、水銀電池、鋰電池等，使用後需要回收處理。二次電池可重複充電使用，為目前主要的儲能方式，包含技術成熟的鉛酸電池(Lead Acid Battery)、鎳氫電池等，以及種類多元的鋰離子電池(Lithium Ion Battery)，普遍用於電動載具及儲能系統。以電化學原理的電池種類眾多，本節僅討論可充放電之二次電池，並選擇應用最廣泛的鉛酸電池、鎳氫電池及鋰離子電池進行介紹。

一、鉛酸電池

以常見的鉛酸電池(Lead Acid Battery)為例，正極為二氧化鉛(PbO_2)、負極為鉛(Pb)、電解質為硫酸(H_2SO_4)，電化學反應及充放電流程說明如下：

$$Pb + PbO_2 + H_2SO_4 \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O$$

放電：當正負極以導線相接，即開始放電。電池放電時正極 PbO_2 進行還原反應獲得電子與硫酸根 SO_4^{2-} 反應為硫酸鉛 $PbSO_4$，負極 Pb 進行氧化反應脫去電子與硫酸根 SO_4^{2-} 反應為硫酸鉛 $PbSO_4$，再透過導線將兩極相連形成電子迴路即為電流，兩極的電位差即為電壓。隨著放電時間增加，兩極逐漸反應完畢，電壓也會隨之下降，化學能也會逐漸耗盡。

充電：電池充電透過連接外部電源，將外部電源的正極與電池正極相接，負極與負極相接進行逆向反應，正極硫酸鉛 $PbSO_4$ 氧化回 PbO_2，負極 $PbSO_4$ 還原回 Pb，將兩極恢復成原本的型態。

2018 年全球電池市場規模約為 955 億美元，鉛酸電池市場規模就佔了 469.2 億美元，為二次電池中佔比最高，根據 Markets and Markets 最新發布的報告預估，到 2024 年全球鉛酸電池市場規模將達到 525 億美元，仍將是持續成長的趨勢。鉛酸電池主要應用於電動自行車、UPS 不斷電系統、汽車啟動電源、儲能系統等應用。使用過後由於材料單純，為鉛、二氧化鉛、硫酸，因此回收上只要能夠做好管理，可完全回收。目前台灣鉛酸電池已可達到完全回收，搭配環保署補助已形成完整的循環經濟體系。鉛酸電池主要缺點是能量密度不高，導致體積和重量都很大，而且鉛酸電池可充深放電次數為 400 次左右，使用壽命約為 2 年。與鋰離子電池對比，鉛酸電池體積是鋰離子電池的 1.5 倍，重量約是 3 倍，大大影響了鉛酸電池在電動載具的應用。

二、鎳氫電池

鎳氫電池(NiMH)普遍應用在消費性電子產品中，新型鎳氫電池自放電率大幅改善，可取代一次性鹼性電池。大功率鎳氫電池在油電混合車(HEV)的應用以豐田汽車(Toyota)的 Prius 最著名，電池使用年限可達十年，已擁有廣大的油電混合車市場。

鎳氫電池的正極$Ni(OH)_2$，放電時與OH^-反應形成NiOOH。負極為金屬複合物(M)，可與氫形成金屬氫化物，反覆儲放氫離子；充電時負極金屬從電解液(KOH)中獲得氫離子，放電時氫離子則回到電解液中。

$$Ni(OH)_2 + M \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftarrows}} NiOOH + MH$$

市售鎳氫電池的規格為電壓 1.2V，電量 2,000 mAh，具有自放電率低的優點，存放 5 年仍保有 70%電量，且可在-20 至 50℃下運作，充放電可超過 2,000 次，充分符合一般消費型電子產品需求。雖然鎳氫電池在消費型電子應用上具備不錯的特性，但對於需要儲存大量電能，且快速充放的電動車應用，因其能量密度僅約鋰離子電池的三分之一，在鋰離子電池技術逐步成熟，且成本持續降低下，用於油電混合車鎳氫之電池逐漸被鋰離子電池取代，而純電動車也以鋰離子電池為主流。

三、 鋰離子電池

雖然鉛酸電池具有低價、安全、回收技術成熟等優點，但其能源密度低、循環壽命短也讓它難以應用在電動車、儲能系統等應用；鎳氫電池雖具有安全性高之優點，但也受限於能源密度，在電動車及高功率電池應用上受到限制。鋰離子電池因其電池能量密度高，可提供輕量化、續航力強的優點，隨著技術的進步，使電動車得以蓬勃發展。而隨著成本不斷降低，也逐漸擴散到儲能系統應用上。

鋰離子電池由正極是鋰與不同金屬的複合氧化物，如鋰鈷氧化物（$LiCoO_2$）、鋰錳氧化物（$LiMn_2O_4$）、鋰鎳錳鈷氧化物($LiNiMnCoO_2$)、磷酸鋰鐵($LiFePO_4$)等；負極材料主要為石墨或鈦酸鋰($Li_4Ti_5O_{12}$)；電解質則使用鋰鹽有機溶液，如 $LiPF_6$、$Li[N(CF_3SO_2)_2]$等。以常見的鋰鈷氧鋰離子電池為例：

放電：放電過程負極石墨與鋰的複合物CLi_x放出電子還原成石墨，鋰離子透過電解質往正極移動，與正極$Li_{1-x}CoO_2$進行氧化反應形成$LiCoO_2$，過程中負極放出電子形成電流。

充電：充電為放電過程之逆反應，正極由$LiCoO_2$丟電子形成$Li_{1-x}CoO_2$，負極由石墨與鋰離子反應形成CLi_x複合物。

正極反應：$$Li_{1-x}CoO_2 + xLi^+ + xe^- \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftharpoons}} LiCoO_2$$

負極反應：$$CLi_x \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftharpoons}} C + xLi^+ + xe^-$$

總反應：$$Li_{1-x}CoO_2 + CLi_x \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftharpoons}} LiCoO_2 + C$$

鋰離子電池可以圓柱形(18650)或薄型(軟包)的形狀製作，可以並聯提高電量，或串聯提高電壓。隨著不同的正極材料與操作條件，可提供 1,000-4000 次充放電循環壽命。主要的缺點是容易因電池堆散熱設計不良而燃燒，過去在電動載具都有發生過自然現象，如 TESLA、Gogoro 等廠商，儲能系統近年以韓國發生二十餘起儲能櫃燃燒事件最為著名，仍需制定安全規範及充分的操作驗證，才能更廣泛應用。

除了電動車與儲能系統之外，高功率鋰離子電池也逐漸擴散到家電用品(Dyson 吸塵器)、農業機具(除草機)、無人機等應用上。這些產品的電池需求量放

電速率為 10 C 以上[5]，需在短時間內提供足夠電量，與電動車存量高放電速率約 0.3-1 C 的需求不同，也是鋰離子電池快速放電特性下的利基市場。

韓國一方面大力扶植儲能產業，透過政策廣設儲能(貨櫃)系統，另一方面因韓國大廠在中國大陸生產的動力電池產能過剩，將所生產的鋰離子電池，拿回國內作為儲能系統使用。然而截至今年為止已超過 27 起儲能系統火災事件，經過分析提出了電力衝擊保護機制不足、管理及安裝問題、電池管理系統整合不佳、電池系統缺陷等原因。而韓國有鑑於此，2019 年都沒有新裝設儲能系統。對於儲能系統的安全標準，對於產品標準、操作規定、管理規則、防護措施等大部分國家都沒有明確的規範，目前僅有美國、加拿大、德國有相關法規。從韓國推動儲能系統的經驗裡可知，儘速訂定儲能系統規範不僅保障使用安全，也讓廠商生產時有所規範，有助於產品與國際接軌。

鋰離子電池因其能量密度高、可快速充放電等特性，只得產業快速成長，也是眾多儲能技術中最受矚目的技術，因此特別將鋰離子電池的發展歷程與技術特點專章詳述於**第四章「鋰離子電池儲能技術」**。

四、 鈉硫電池

鈉硫電池(NaS Battery)儲能系統的單位重量儲能密度可達 150 Wh/kg，高於鉛酸電池，略低於鋰離子電池，主要應用在調節尖離峰用電、頻率調節、緊急用電等。鈉硫電池同樣有正負極、電解質、隔膜等元件，但與一般二次充電電池不同之處在於，正極為硫(S)、負極為鈉(Na)，在 300-350℃下以液態形式存在電池中；電解質是固態陶瓷氧化鋁(Na-β-Al_2O_3)，可傳遞鈉離子及電子。放電過程負極放出電子，鈉氧化成為鈉離子(Na^+)透過固態電解質傳遞至正極與硫(S)反應，同時生成硫化鈉(Na_2S_x)化合物及獲得電子；充電過程則為放電過程之逆反應。

$$2Na + xS \underset{\text{充電}}{\overset{\text{放電}}{\rightleftarrows}} Na_2S_x$$

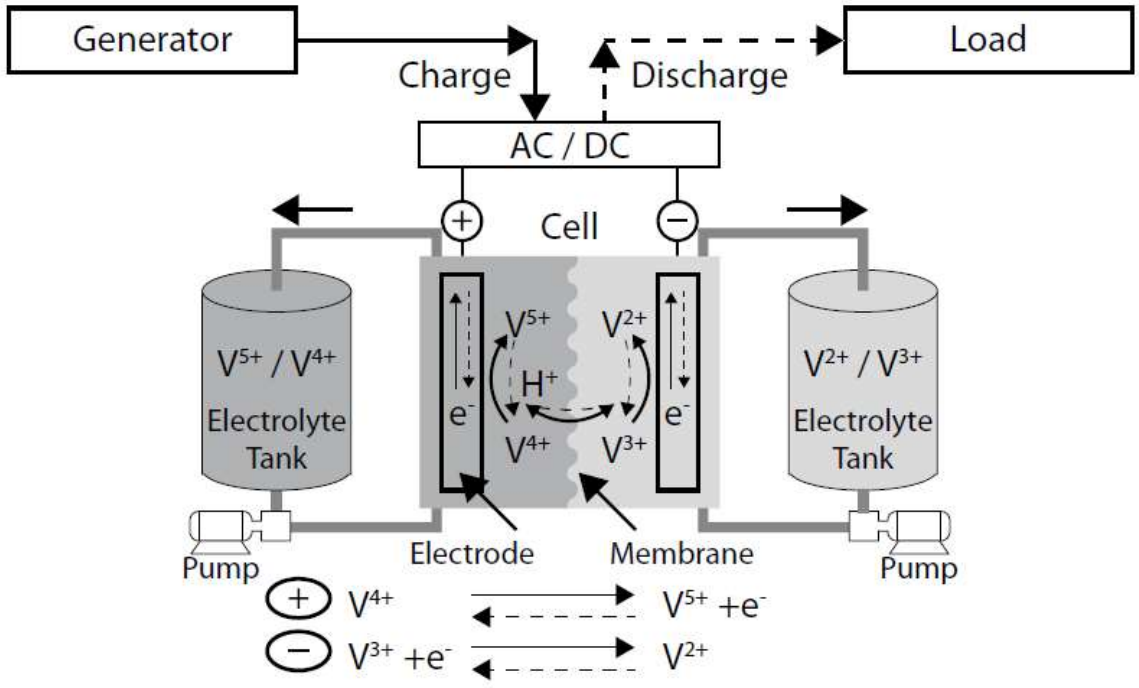
鈉硫電池在原料上使用地球蘊含量高之鈉及硫，具有成本上的優勢。因其反應速率快，可瞬間高功率充放電，適合用於調節再生能源瞬時變化。而使用固態電解質也可避免液態電解質電池發生自放電。鈉硫電池需要讓正負極維持在液態，溫度須保持在 300-350℃下操作，需透過良好的保溫絕熱設施來維持其溫度。也因為使用反應性高的鈉，且在高溫下操作，電池須有良好封裝，減少爆炸的風險。日本碍子株式会社(NGK)自 2003 年起生產鈉硫電池，根據網站資料每個 20 英尺

[5] C 為電池充放電速度，為 C(mA)=電池蓄電量(mAh)/充放電時間(h)，1 C 為一小時可將電池電量 100%充電或放電，0.5 C 指 2 小時可將電池電量 100%充電或放電。

標準貨櫃裝設之鈉硫電池規格為 200 kW/1,200 kWh，使用壽命可達到循環 4,500 次充放電或 15 年。

五、 釩液流電池 (Vanadium Redox Battery, VRB)

釩液流電池透過釩的四個氧化態的氧化還原來儲能與放電，與其他電池不同之處是採用雙電解槽，將兩個半電池分開各自進行氧化還原反應。正極半電池是透過硫酸電解液中 VO_2^+及 VO^{2+}離子之間的氧化還原反應丟出及獲得電子；負極半電池則是透過電解液中 V^{3+}與 V^{2+}離子之間的氧化還原丟出及獲得電子。獨立的半電池設計可透過外接儲槽，將電能以化學能的形式儲存在電解液中的釩離子中，儲存容量可根據需求擴增儲槽；需要電力時將儲存之電解液送至反應槽反應釋放電能。釩液流電池示意圖如圖 3.3.2 所示。



資料來源：Electricicty Storage and Renewables: Cost and Market to 2030, IRENA

圖 3.3.2 釩液流電池示意圖

釩液流電池的優點是透過電解液儲存電能，可增加儲槽數量增加儲量。不過釩液流電池的能量密度約 20 Wh/kg，僅約鋰離子電池的十分之一，因此需要較大的空間存放電解液。因其在常溫常壓下反應，反應產生的熱量也可透過電解液流動而排出，不會像鋰離子電池因局部溫度過高而燃燒，安全性較高。釩液流電池的儲電量可達 400-800 MWh，加上安全性佳，適合應用於再生能源供應量差異大的地區或季節，可將多餘的電能儲存平衡電力需求。

3.4 超級電容儲能

超級電容又稱雙電層電容器(Electrical Double-Layer Capacitor, EDLC)，是一種物理性儲能方式，其裝置類似電化學電池包含正負電極與電解液。充電時施加電壓予正負兩極，正負電極表面分別會帶正電及負電，此為電雙層(Electrical Double-Layer)之第一層；電解液中的帶負電之離子會受到庫侖力吸附在正極表面，形成電雙層之第二層。超級電容以物理吸附的方式儲存在電極表面，與電化學電池透過電極的氧化還原反應來儲放電的本質不同。從超級電容電雙層儲能的原理可知，電極需盡量增加表面積，以增加電極表面電荷的數量；此外，也需要減少電極之間的距離，以增加單位體積容量，減少體積。可導電的多孔性活性碳因具有高比面積(>1,200m^2/g)，因而成為超級電容的電極材料。近年因石墨烯可被製造出來，具有高比表面積及導電能力，導入石墨烯作為電極材料成為超級電容的研發方向。

超級電容在充放電過程沒有發生化學反應，電極材料不會因反覆充放電而造成性能衰退，使用壽命可超過十萬次充放電；超級電容還具有充電速度快、充放電損耗低等優點。應用於電動車時，超級電容在加速時可快速放出電流，煞車時可有效率地回收電流，回收率可達 70%，減少能源損耗是超級電容的重要功能。雖然超級電容有許多優點，但能源密度低(10-40 Wh/kg)，與鋰離子電池可達 200 Wh/kg 以上相比，需要更大的體積才能達到相同的儲能量，在儲能應用上較為受限。成本約 2,000~5,000 USD/kWh，與鋰離子電池約 1,000 USD/kWh 相比仍嫌過高。因其內電阻低，短路時放出的電流大，在設計上還須避免爆炸的發生。

3.5 小結

根據美國能源部 Global Energy Storage Database，全世界抽蓄水力超過 180 GW 仍為裝置容量最多的儲能設施。雖然電化學儲能設施僅有 3 GW，但隨著電動車與儲能系統的迅速發展，具有高電壓及高能源密度的鋰離子電池可望成為未來成長最快的儲能方式。鋰離子電池的優點在於其電壓及電池密度較鉛酸電池與鎳氫電池更高，成功改善體積過大，不利於應用在電動載具的問題。同時，藉由電動車的發展趨勢，鋰離子電池成功地降低成本，即便安全性不如液流電池及一些機械儲能設施，因其成本較符合效益，讓鋰離子電池儲能系統逐漸佔據市場。

單就技術而言，每個技術都有其優缺點，而真正能夠商業化，還是在於研發資金與人力是否充足，可持續突破瓶頸，以及能否符合應用市場的期待。鋰離子電池符合電動車對於高能量密度的需求，讓行車距離得以拉長，連帶讓錶前、錶後儲能系統成本具有競爭力，在未來 10 年內恐怕鋰離子電池仍是市場主流。**第四章特闢專章**討論鋰離子電池的發展歷史、技術特點及技術發展重點，提供對鋰離子電池有興趣的讀者參考。

第四章　鋰離子電池儲能技術

自上世紀 90 年代「鋰離子電池」(Lithium-ion Battery)問世以來，藉由廣泛應用於行動設備與許多電力應用需求場合，鋰離子電池顛覆了人類的溝通模式與工作模式，改變了人類的生活步調與活動銳度，對身歷其境的我們，感覺可能發生只在瞬間，一切是如此的自然。其實，正如所有的科技發展，鋰離子電池的成功，也是經過許許多多的科學家漫長的努力，才能有今天的成果。今天鋰離子電池的應用更大踏步的擴展，全球目前生產的電動車，絕大部份採用鋰離子電池，近年全球新設的太陽能與風能電場，也幾乎以採用鋰離子電池作為電力調度的輔助設備，是目前最大宗的儲能設備。

本章節有關鋰離子電池技術的介紹，擬從鋰離子電池發展的初起切入，希望藉由發展歷程的闡述，可以對鋰離子電池的技術範疇與內涵做一個深入淺出的說明。對社會科學背景的讀者，研究團隊建議，或可直接跳過至本章節的綜合結語部分，省卻部分瀏覽時間。

為因應廣泛而不同的應用需求，目前產學研各界從事鋰電池研究範圍包括：高的功率輸出、高能量密度、快速充放電、可高次數的循環充放壽命，以及使用的安全性考量等，範圍廣泛，且常常一項設計或零組件與材料的改變，即產生牽一髮動全身效應，相當複雜，本章節將嘗試對這部分亦做些介紹，但因相關文獻與報導非常多，研究團隊僅能就所收集到之資料，加以研析，提出觀點見解，容有疏漏，還請閱眾指教釋疑。

近 10 年由於電動車與再生能源發展，鋰離子電池產業飛躍成長，台灣在此領域與相關產業是否有機會，是否有可能在全球廣大市場扮演一個關鍵或者顯著的角色，這是許多關心國內產業發展的人，心中的一個疑問。不同於半導體與面板產業，也不同於石化產業與太陽能產業，上述產業台灣相較於大陸都是先行者，雖然市場競爭態勢因大陸市場與大陸產業加入，起了很大變化，以致台灣產業受到不同層次的影響，但台灣鋰離子電池產業相對而言，並沒有比大陸起步早多少，部份原因是鋰離子電池在上世紀 90 年代才開始起步商業化，而且商業化技術主要在日本企業手裡。因此台灣既無先行之利，目前又面臨大陸，甚且日、韓、德、美等國大量投入，情勢相當不利，因此研究團隊認為有必要回歸到市場的另一個基本面，針對技術方面做一些分析，以利於大家研討，進而對產業發展與作法可提出適切的可行策略。

4.1 鋰電池儲能技術介紹與應用

一、什麼是鋰電池

「鋰電池」與「鋰離子電池」是否相關？就一般社會大眾而言，相信兩者是指一樣的東西，事實上鋰電池是指在電池中會有鋰金屬存在，而鋰離子電池中所含有的僅是鋰離子，鋰金屬失去一個電子便形成鋰離子。最早將自家開發成功的電池稱為鋰離子電池是日本 SONY 公司，其目的是要強調所開發的電池不含鋰金屬，後續研究也證實該電池不存在任何鋰金屬，而是以鋰離子形式存在

鋰金屬具有相較於其它金屬較高的電動勢(electromotive force)，遠在 1913 年時，Lewis 和 Keyes 兩人就提出：如果採用鋰金屬做為電極材料，可以獲得最高的電極電位，這個說法到今日仍是事實。其次，鋰元素在化學元素週期表的左上角，原子質量小，因此從電池學的理論角度而言，其每克重量中電容量達 3,860 mAh/g（毫安培小時），相較於目前商業化鋰離子電池該數量僅約 250 mAh/g 上下，要高出約 15 倍。就單位重量電容量而言，以鋰金屬為電極僅次於鈹金屬的 5,950 mAh/g，這是因為鋰元素的電子數為 1，鈹為 2，同樣基於單一價電子數的因素，鋰金屬單位體積電容量的理論值為 2,061 mAh/L，要比鈹、鋁、鋅、鎂等金屬為低。不過由於多價數金屬的離子化合物在溶劑中成為高價數的金屬離子，是不利於在電解液與電極環境中，或電界液-電極介面間的移動，這個困境至今仍沒有一個好的解決方法。因此以鋰金屬作為電池電極，開發高容量密度的電池，在過去半世紀裡，一直是科學家聚焦努力的重心。這其間就如同許多科技研發一般，經歷多次的希望與起伏，至今也仍有許多實驗致力於這方面研究，只可惜仍沒有顯著而成功的商業化產品。不過反而在發展鋰電池的進程中，許多努力成果與巧合的發現，為鋰離子電池的發展奠定了基礎。

大體而言，一個電池的組成包含了四個部份，正極(又稱為陰極)、負極(又稱為陽極)、電解液，以及隔離膜，(如圖 4.1.1)。初看之下，結構似乎不複雜，但深入一層瞭解時，就會發現，所謂一次性或可重複充放電式電池，其運作原理是兩個電極材料與電解質，分別要進行化學反應，而非僅是一般銅電線單純傳導電子的物理行為，而且這些化學作用彼此之間會互相影響。因此，縱有最好的正負極材料、電解液與隔離膜，組合起來反而可能得到一個很差的電池。事實上自兩世紀前第一個電池問世以來，商業化電池數目不超過兩打的數目。當然以鋰金屬或鋰離子為主體，要成功組成一個符合商業化要件的電池，其難度亦不例外。

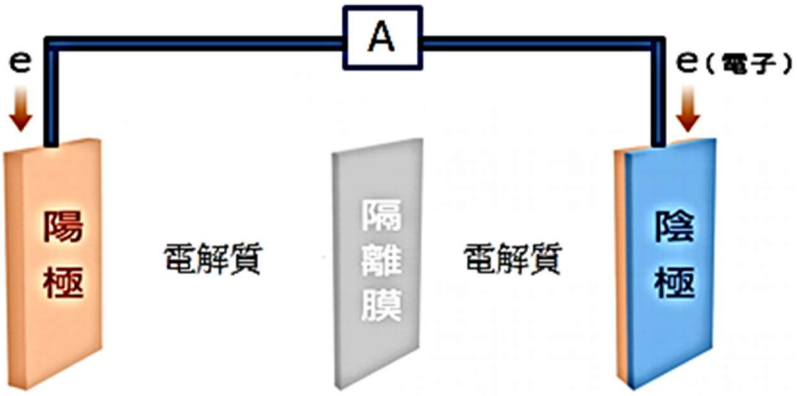


圖 4.1.1 電池的組成

如前所述，鋰金屬由於先天的優勢，一直是電池研究的重點之一。雖然尚未有商業化很成功的例子，但發展歷程中有許多突破，貢獻了許多成果，為鋰離子電池的研發產生了決定性的影響。譬如探討鋰金屬在負極上的沉積，Harris 等人廣泛探討含各種有機溶劑的電解液，包含環狀碳酸酯(cyclic carbonate esters)，其中的碳酸乙烯酯(ethylene carbonate ester)，就是目前商業化鋰離子電池所使用電解液的主要成份。他們的研究，同時也確認可用的有機溶劑以無質子溶劑(parotic solvent)較適合，而後更進一步將適用範圍縮小為烷基醚類(alkyl ethers)與碳酸酯/羧酸酯(carbonic/carboxylic esters)。

早期研究成果對電解液中的鋰金屬鹽類選用亦提供了很重要的線索。由於早期使用鹵化鋰(lithium halide)鹽類在有機溶劑中溶解度不佳，而且由於極化作用(polarization)，以致電解液的導離子度不佳，為解決此問題，開發出在電解液系統加入強的路易士酸，用以跟溶解在溶劑中的鹵素離子形成陰離子錯合物，由於錯合物相較於鹵離子體積大，負電荷較不集中，極化作用小，間接促成鹵化鋰在溶劑中有較大的溶解度，也增進了溶解液的導離子能力，提升鋰離子金屬在電極析出的速度。目前鋰離子電池常用四氟化硼離子(BF^{4-})、六氟化磷離子(PF^{6-})等含較大陰離子的鹽類，可說是本於過去的研究基礎而得。

參照圖 4.1.1 的電池構造，如果要充分獲得鋰金屬高電位、高能量密度的好處，電池的設計勢必將鋰金屬置於電池的陽極(負極)，當電池放電時，陽極的鋰金屬放出一個電子，經由外部電路傳輸放出電位能作功，而後流入陰極。在陽極的鋰金屬失去了一個電子後，以離子態進入電解液。充電時則剛好相反，電解液中的鋰離子因為電位能關係，向陽極移動，在陽極獲得一個電子，形成鋰金屬，並在陽極上沉積析出。這過程就如同一般電鍍程序。因此電鍍時很容易發生現象－在電極表面析出呈樹枝狀結構的金屬－也會在鋰電池充電時在陽極表面發生。

此種不均勻性除了會影響充放電時電池中的性能外，樹枝結構可能會刺穿隔離膜，接觸到陰極，造成電池短路，引發危險，造成安全問題。

樹枝狀鋰結晶的形成，為鋰金屬電池的設計製造添加了一層困難。面對這些困難在上世紀 80 年代，加拿大的 Moli Energy 努力嘗試各種方式克服此困難，前後發表過兩代 AA 規格商業化產品，只可惜，因為太多事故發生，最後都從市場回收，以失敗收場。只有一個使用固體高分子為電解質的鋰金屬電池，因電池中鋰金屬的材料尺度遠小於電解質，因此一定程度避免了樹枝針狀鋰所引發的危險。該電池商業化以應用於小型備用電源為主，但實務上亦時有發生意外的報導。大體上由於市場上一再發生危險的意外事故，有關鋰金屬電池的研究 1990 年後進入一個沉寂的年代，直至 2010 年後，由於奈米等科技的進展，才又重獲重視。

二、 鋰離子電池發展

事實上由於以鋰金屬電池陽極的研發遭遇極大瓶頸，在 Moli Energy 產品推出前，已有人提出引用具可插層特性載體(intercalation hosts)於電極，作為鋰離子駐留之處，此處電極可為陽極或陰極或兩者都是(如圖 4.1.2)。插層的概念源自主客體化學(host-guest chemistry)，研究對象為經由非共價鍵而結合形成的超分子(supramolecular)，通常因為是非共價鍵，所以超分子的形成通常是可逆的，應用到電池的設計，也就是鋰離子隨著充放電的作用，可以自插層物質移入或移出。

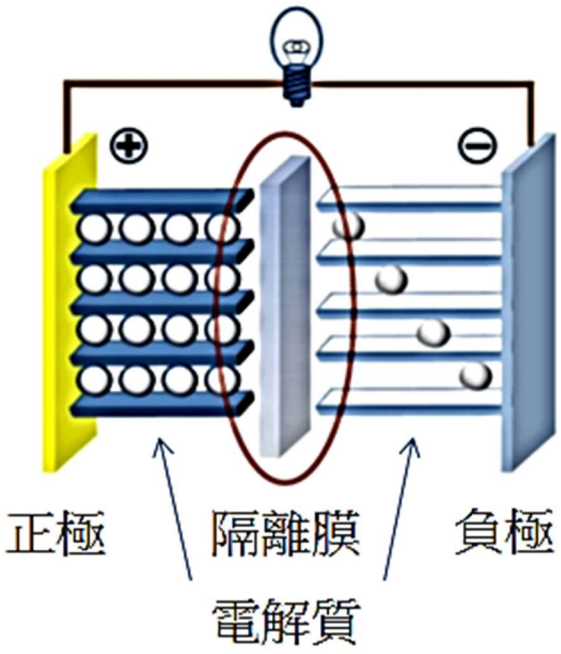


圖 4.1.2 結合差層特性載體之電極

Sony 所開發成功的第一個成功商業化之鋰離子電池，即是在陰極採用二氧化鈷錯合物，該物質為層狀結構，同時在陽極使用石墨碳材，而石墨本身即是石墨烯所構成的層狀材料。本屆(2019)化學諾貝爾獎得主 Whittingham (惠廷漢)是第一個明確定義插層反應(intercalation-reaction)與轉換反應(conversion-reaction) 的差異，並提出可直接用於電池系統。當氧化還原可逆反應發生時，插層反應的載體材料本身並不會有大的結構差異，而轉換反應由於牽涉化學鍵的形成與斷裂，電極材料產生大的結構改變，如同發生於鋰金屬、金屬鹵化物及金屬硫化物運用為陰極材料的情況一般。

早期插層反應應用於電池的研究多為較高共價性之金屬氧化物與硫化物(如鎢、錳、釩、鈸、鈦)，且同時應用於陽極與陰極。直到 1980 Lozzari & Scrosat，才第一次成功提出採用不相同的插層材料，分別作為陽極與陰極材料，同時觀察到鋰離子可逆性的進出材料的多層結構中。但當時採用了高電位的陽極材料 (如：$LiWO_2Li_6Fe_2O_3$)，以及金屬氧化物或硫化物(TiS,WO_3, NbS_2, CrO_x, MoO_3,V_2O_5)等作為陰極材料所形成電池，僅能提供很低的電池電壓。當使用插層材料為電極時，電極的電位是由插層材料與進入材料層間的離子間作用力(氧化或還原)所決定。因此負極插層材料選擇以越接近鋰金屬氧化還原電位者為佳。有關陰極插層材料的選擇，在前期發展過程中，以 Whittingham 所發表採用二硫化鈦(TiS_2)最受大家矚目，因為他證實了鋰金屬離子可以可逆性的在二硫化鈦層間結構中極快的移動進出。該研究成果引起許多研究團隊紛紛以二硫化鈦為正極材料，搭配其它負極材料。其中亦包括採用鋁金屬與鋰金屬為負極。鋁可與鋰形成合金，因此雖不是插層材料但整體電池系統不存在鋰金屬，因此亦可稱為鋰離子電池。不過鋰鋁形成合金後體積膨脹，造成電池結構崩壞，這個問題至今一直没有一個好的解決辦法，同樣的情況也發生在其它鋰合金電極，甚且近期為增加能量密度，引進矽於石墨電極，也是碰到同樣的問題，只是目前矽的添加只是少量，且據悉 Panasonic 對少量的矽添加，已發展出好的解決方法，並用於其產品上，這也是 Panasonic 技術領先的一部份原因。

三、鋰離子電池商業化發展

1. 陰極材料開發

由於上述 Whittingham 的研究成果，引發大家對採用金屬硫化物作為正極電極材料的重視，除了二硫化鈦之外，亦包括二硫化鉬，因為該物質為自然既有的。然而以硫化物為電極的缺點是電位不高，因為其與鋰金屬氧化還原電位差約二伏(2V)。其次，硫負離子在系統中可被氧化為零價，且易與水氣起反應，產出硫化氫(H_2S)，因此在應用上存在侷限性與瓶頸。還好此時另

一位科學家也是今年(2019)另一位諾貝爾化學獎得主，John B. Goodenough (古廸納夫)，提出金屬氧化物應是一個不錯的選擇，他預期金屬處於高氧化態時，氧化物應較金屬硫化物為穩定，且可提供較高的電位(>4.0V vs Li/Li^+)，也因此電池可獲得較高電壓與能量密度，本於這個觀點，一系列層狀結構的 $LiMO_2$ (M=釩(V)、鉻(Cr)、鈷(Co)、鎳(Ni))被合成，並探討相關性質，結果 $LiCO_2$ 被認為是其中最佳選擇，且電位可高到 4.70V，但當時由於電解液的因素(採用鋰四氟化硼($LiBF_4$)溶於碳酸丙烯酯(propylene carbonate, PC))電池可充放次數非常有限，且無法深度充放電。

Goodenough 的研究成果在緊接著至少 10 年期間，引起許多人相繼投入，研究的範圍也擴大至尖晶石結構(spinel-type)的錳(Mn)氧化物，與橄欖石結構(olivine-type)的磷酸鋰鐵化合物，以及同時包含鎳(Ni)、錳(Mn)、鈷(Co)等金屬在內的金屬氧化物。不論那一類型的化合物，均有相當多的科技研發團隊投入，積極尋求提升效益與商業化可能性。有趣的是不論是對那一類型物質的研究，都可看到 Goodenough 的身影。在經過多年的研究，LiCo 在於移動電源的應用獲得最大成功，含錳尖晶石結構多金屬化合物(Ni-Mn-Co)近年亦展露頭角。橄欖石結構的磷酸鋰鐵，經過有效的改善本質上不佳的電導性，近年在市場上亦佔有一席之地。

2. 陽極材料開發

一如陰極材料開發需面臨許多的挑戰，如前述，首先為得到高的電池電壓，材料本身因接納鋰離子插層，因此其電位需與 Li/Li^+越接近越好。其次多數的有機溶劑在這個電位的範圍會發生還原反應，兩種需求互相抵觸，也增加了開發性質穩定電極的困難。早期陽極材料開發著重於過渡金屬氧化物，也一如預期，過渡金屬氧化物的高電位，帶來電池低能量密度的結果。不過這期間的研究，對後續的發展也不是無所貢獻。Auborn 與 Barberio 組合了一系列約 2.0V 的電池，採用 Goodenough 的陰極材料與氧化鉬(MoO_2)或氧化鎢(WO_2)形成雙插層的鋰離子電池，有別於別人的工作，他們組成的電池是待充電的電池，陰極是含鋰離子的過渡金屬氧化物，而陽極則只是另一種過渡金屬氧化物，電池所需的鋰離子在陰極，與近年商業化鋰離子電池一般。因為如此的設計無意中免除了後續應用石墨為陽極時，將鋰離子貯存其中形成活性極高的石墨鋰(LiC_6)的作法，避免生產製造時發生危險。

在 80 年代由於一些新的電子產品，如隨身聽等，開始問世，對高能量密度的電池的需求也日益迫切，加上前述加拿大 Moli Energy 引用鋰金屬與插層陽極設計的電池多次發生危險事故，讓一些研究團隊將注意力轉至使用碳材為陽極材料，並採用雙插層式結構的電池設計。畢竟，石墨材料存在於自然界容易取得，且其電位與 Li/Li^+僅約 0.1 V 的差異，理應是個理想材料。碳

材能量密度為 756 mAh/mL，而石墨碳材(LiC_6)則分別是 339 mAh/g 或 719 mAh/mL，雖然遠不如鋰金屬電極的 3,856 mAh/g 或 2,062 mAh/mL，相較於鋰金屬電極卻能增加電池的安全性。事實上遠在主客體化學(host-guest chemistry)概念提出前，人們已知由於石墨中之石墨烯層與層之間距離約 0.335 奈米(nm)的特徵，能夠將許多金屬陽離子(如 Li^+，K^+，Cs^+等)納入於石墨中，也能夠讓許多陰離子貯存於其中，(如一些含鹵素之陰離子)；而且，遠在 1938 年時 Rüdorff 與 Hoffmann 已組成一個離子傳導型電池(ion-transfer cell)，包括兩個石墨陰離子電極與硫酸氫(hydrogen sulfate anion, HSO^{4-})，該電池或可說是近代鋰離子電池的遠古祖先。

鹼金屬與石墨之插層反應早期研究都是藉由化學方法，也就是將石墨與蒸氣或融熔態之鹼金屬起反應，過程中鹼金屬將電子傳遞至石墨分子軌域(SP2-混成)，並進入石墨層間結構。而後的許多研究則確立了層間鹼金屬是以離子存在，同時電荷的轉移亦被證實。Herold 更進一步發現，由於鋰金屬的高反應性，鋰離子的插層反應需要在較溫和的溫度或鋰金屬需以氣態形式存在，以便發生反應，否則碳將被鋰金屬還原，石墨結構就會被破壞，並形成鋰碳化合物。這也說明為何目前鋰離子電池，使用時，當溫度升高會存在危險性，當然這只其中一項原因。

早期有關引用石墨材料做為承載鋰離子的陽極插層材料，基本上都失敗。Rao 與 Hill 的研究是最早觀察到當以石墨為陽極進行電化學反應時，碳酸丙烯酯(PC)會在石墨上分解，但並沒有引起大家的注意，最主要是當時大家對採用電化學法進行鹼金屬插層反應瞭解有限。其後 Dey 跟 Sullivan 進一步定量化碳酸丙烯酯(PC)的分解反應，同時 Besenbard 研究團隊也指出因為石墨材料層與層間的結合僅依賴凡得瓦力(van-der-Waals forces)，相當弱，因此容易發生溶劑分子的插層反應，進一步引發石墨材的剝離崩解，產生其它的副反應。事實上他們提出一個觀點，認為當鋰離子插層反應發生前，實際上是與溶劑先發生溶劑合作用(Solvation)，形成結合體，當該結合體進入石墨，就熱力學而言是有利的。至於進入石墨中進一步會發生什麼現象，則決定於溶劑的電化學穩定性，當溶劑無法穩定存在於所處電極的還原電位時，因而被電解而產生氣體，進而將造成石墨結構崩解。反之如果溶劑可穩定存在時，可能進一步發生可逆脫層反應。前者溶劑如碳酸丙烯酯(PC)，後者如醚類(ethers)、二甲亞碸(dimethyl sulfoxide)等。然而，Besenhard 論點的關鍵要素存在一個溶劑與鋰離子結合體，而且該結合體插入於石墨材層狀結構中，一直沒有獲得直接或間接的證實，直到 1990 年代以前，其間雖有許多科學家提出一些研究成果，不論是藉由化學法或電化學法想要驗證 Besenhard 的論點，同時組成一鋰離子電池，皆不成功。

由於採用石墨做為陽極電極材料一直無法克服溶劑與石墨間所發生的複雜問題，有些研究人員於焉轉向，想從比較不規則的碳材(亦即石墨化較低的碳材)找到解答。因為碳材中不均相的部份代表其中的碳-碳間應是形成共價鍵，藉此可將石墨化部份拉住，避免石墨化部份崩解。為了尋求適當的碳材，相當多的論文與專利被發表，這也顯示隱約之中，從溶劑著手解決溶劑共插層的問題，大家認為是不可行。有關應用部份石墨化碳材做為陽極材料，研究成果證實是可行，譬如使用 PC 做為電池電解質溶劑時，軟碳跟硬碳兩種 (依碳材在 2,500℃以上石墨化難易分別)，都不易發生層狀結構崩解；且相對於鋰金屬的電位約 1.0 至 0.0 V 之間；只是能量密度相對於石墨而言要差許多，且軟硬碳材間，能量密度差異頗大。

3. 鋰離子電池芯開發

至 1980 年代中期，基本上有關插層式電極的鋰離子電池各主要元件的研究，已累積了相當多的訊息與成果；同時由於各種可攜式電子產品在市場上開始風行，原本市場上 AA 型鹼性電池在電量上已無法滿足人們的需求。加以一次型電池基於環境考量，更推升了人們開發高電量二次型電池的動力。當時市面上也有少許的二次型電池，如鎳/鎘(Ni/Cd)電池、鈉/硫或鈉/鎳(氯化物)等。但前者能量密度並不突出，且含有鎘重金屬；後二者雖具有較高的能量密度，但由於採用固態陶瓷電解質，電池運作至少要在 200℃以上的溫度，實際應用遭受極大的侷限。其次日本松下(Matsushita)在 80 年代中期亦積極開發鎳/金屬氫化物(Ni/MH)電池，也成功在 1990 年商業化，但其能量密度仍不突出，使用上便受限。直到朝日化學(Asahi chemical) 團隊的 Yoshino (吉野, 2019 諾貝爾得主)與 Kuribayashi，引用 Goodenough 開發的 $LiCoO_2$ 做為陰極材料，經過試驗不同的碳材，包括將聚乙炔利用蒸鍍法製成的碳纖等作為陽極基材，也嘗試使用石油煉製過程所產出的焦碳副產物，也就是所謂軟碳，才獲得巨大進展。從研究中他們理解到碳材的結晶度決定了鋰離子能可逆進出碳材的數量，並可能存在一個最佳的結晶度可擁有最大的鋰離子數量，同時材料本身又可以抵擋因碳酸丙烯酯(PC)所引發的碳材結構崩解。朝日化學並將該項研究成果申請專利。雖然該成果排除了目前商業化鋰離子電池陽極碳材的結構，但無可諱言，其結構非常近似於當前鋰離子電池，在製造工藝上也再次驗證先前 Whittingham 與其後 Auborn 在無充電形態下組裝的可行性與便利性。

除了在電極材料的關發與組合上獲得了明確的推進外，朝日團隊在整體電池系統結構上與相應所需材料，也提出解決方案，包括：採用鋁金屬(Al)做為陰極的電流傳導；銅金屬(Cu)做為陽極碳材的電流傳導；鎳塗佈襯裡的電池包覆材；以及當使用聚二氟亞乙烯(PVdF)與羧甲基纖維素(carboxymethy cellulose)或苯乙烯-丁二烯乳膠(styrene-butadiene latex)做為導電金屬與電極

材料的黏著劑時，能夠穩定運行的陰陽極電位與相關條件。由於系統採用有機溶劑做為電解質溶劑，先天上導離子性較水溶液弱很多，工程師將電池設計成圓柱型以增加陰陽兩極運作面積，亦是商業化很重要的一環。該電池成品亦曾送美國測試驗證，達到確實不含鋰金屬，也為後續「鋰離子電池」之名立下基礎。

朝日化學後來將該項成果出售給索尼(Sony)，索尼經過4年的全力投入，在1990年2月正式對外宣佈一個全新的4.1V可重覆充放電的鋰離子電池問世，該電池具備近乎三倍的鎳鎘電池電量，其電量為80 Wh/kg。依據後續所公佈的資訊，索尼僅就朝日化學的成果進行了微幅的改變，不過亦進行了一些深入的探討。譬如 $LiCoO_2$ 材料的選用，索尼確認大小需在20 μm(微米)左右。當顆粒過小，總表面積變大，不當使用時，有潛在危害風險，因此 $LiCoO_2$ 製備條件很重要。又如鋰金屬鹽類，雖然亦採用朝日化學最後採用的六氟磷酸鋰($LiPF_6$)，但索尼則確認了該項鹽類可在鋁金屬表面形成三氟化鋁(AlF3)，可有效保護鋁金屬，讓電池的操作電壓維持大於 4V。關於碳材方面，索尼觀點同於朝日化學，且進一步認為所用碳材的層與層間距離最理想應是約0.37 nm，而石墨是0.335 nm，因此致力於研究如何製備此種規格的碳材，並在第二代的電池中採用由聚糠醇(poly furfuryl alcohol)為原料燒製而得的硬碳做為陽極材料，將電池量提升至120 Wh/kg與295 Wh/L。

索尼在電解液上並沒有大的改變，仍引用碳酸丙烯酯(PC)為主要成份之一，因此對於是否因該溶劑對於石墨進行插層反應，進而引發後續反應，以致石墨結構崩解，仍然沒有釐清。直至1993-1994年間，第三代鋰離子電池問世，才改以碳酸乙烯酯(EC)跟二甲基碳酸酯、二乙基碳酸酯或甲基乙基碳酸酯(DMC, DEC or EMC)。這項轉變在早幾年許多專利文獻或多或少都有顯現端倪。然而 Dahn 與其團隊所發表研究成果可能更具代表性，對於後續發展產生重大影響。該團隊是第一個經由化學合成驗證 LiC_6 的存在，並於約0.10V(vs Li/Li^+)獲得接近372 mAh/g理論值的電量。他們比較第一個充放電循環與後續循環的數據，明確指出，電極部份鈍化的程序必然在第一次循環發生，也因此不可逆反應的部份在後續的充放電反應不會再發生，唯有可逆反應留存下來，並引用先前 Poled 在鋰金屬表面所觀察到現象，稱鈍化部份為「固體-液體介面」(Solid-electrolyte interphase, SEI)。他們並且觀察到不可逆部份與石墨材表面積成正比。有關 SEI 的研究引起很大的關注，Dahn 團隊所提出觀點至今仍被認為是正確的，SEI 的組成物質與來源也被陸續確認。人們也更進一步認知到溶劑與電解質選擇的重要，同時也進一步探求濃度造成的影響。

4.2 鋰離子電池技術現況與展望

近年鋰離子電池除了應用於電子產品外，電動載具的大量採用，以及再生能源電網系統儲電需求，對鋰離子電池性能的要求不斷延伸，包括能量密度、電力－充放電速率、充放電循環壽命、安全性、環境耐受性、成本等。能量密度可說是移動式電子產品主要的要求項目，但充放電循環壽命、安全性、成本亦是不可忽略的因素。同樣的，對電動汽車而言，除了上述四個要素外，環境耐受性也很重要。但對電網而言，能量密度的要求或許可以低一點。當然，能快速充電與放電，對上述應用也絕對有好處。以下將先說明目前商業化電池技術發展現況，接著嘗試就研究團隊所收集資訊，提出對未來發展的看法。

一、 陽極與陰極材料

經過數十年的發展，基於各類型不同應用的需求，以及使用場域的不同，目前商業化鋰離子電池使用了好幾種不同的組件材料，以下將對於陽極與陰極材料分別說明：

陽極：目前陽極材料仍以石墨為最大宗，所使用之有機溶劑與鹽類，如前述，分別為 EC、DMC、DEC 等，與 $LiPF_6$，由於石墨的氧化還原電位(redox potential)略高於溶劑，因此正式使用前，謹慎操作以形成一層 SEI 在碳材表面是必需的。使用時，如發生鋰金屬透穿出 SEI，形成樹枝狀結構，有機會造成短路，形成災害，尤其在低溫或快充的情況下。市面上目前有另一種陽極材料-鈦酸鋰($Li_4Ti_5O_{12}$)，是一種尖晶石(spinel)結構，由於其氧化還原電位較有機溶劑為低，因此不會形成 SEI 層，且插層反應前後，體積變化小於 1%，因此可以有很長的使用壽命，只是相對於 Li/Li+的電位為 1.5V，因此電量大幅下降為約 160 Ah/kg，一般而言，較適合於定置型的電網儲能使用。

陰極：大體而言市面上陰極材料可分為三大類：層狀結構的鋰過渡金屬氧化物($LiMO_2$(M=錳(Mn)、鈷(Co)、鎳(Ni))、尖晶石結構的鋰錳四氧化物($LiMn_2O_4$)，以及橄欖石結構的磷酸鋰鐵氧化物($LiFePO_4$)，三種材料各有其優缺點。層狀材料擁有最高的電容量，但充放電循環使用的結構與化學穩定性則較弱，並隨著搭配的金屬不同與鋰金屬含量而有所差異。一般而言錳三價離子在材料結構中穩定度是三種金屬離子最低的一個，其次是鎳，鈷三價離子則是最穩定。但當鋰金屬含量低於 50%，鋰鈷氧化物的化學穩定度最差，鋰錳氧化物最穩定，鋰鎳氧化物則居中。就導電度而言，鋰鈷氧化物類似於金屬，另兩者則如半導體，鋰鎳氧化物由於鎳-氧鍵結型式近似於共價鍵，因此可提供適切的導電能力。三種層狀材材料均具有良好導離子能力，錳價格最便宜，毒性亦最弱，鈷價格最高，毒性也最強。考量各項有利與不利因素，商業化產品的大宗是鋰鎳錳鈷氧化物(俗稱鋰三元)，$Li_{1/3}Ni_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O_2$,(NMC-333)。

$LiMn_2O_4$ 尖晶石陰極材料由於是三維材料，鋰離子傳導非常容易，結構穩定性亦佳，但電容量低，小於 120 Ah/kg。其次 Mn^{3+}容易與因微量的水(ppm 等級)存在所引發反應而產生的氫離子起作用，發生不均化反應(disproportionation reaction)產生 Mn^{2+}與 Mn^{4+}。至於 $LiFePO_4$，具有非常好的熱穩定性，但操作電壓僅約 3.4V，電量密度亦小於 160 Ah/kg，體積能量密度亦有限，離子與導電能力亦不佳，因此需藉由在材料顆粒上塗敷導電碳材，同時將顆粒奈米化以克服物體本身導電性極差的特性。然而上述處理後，使體積能量密度進一步下降。一般而言，電池體積能量密度受材料晶體本身密度影響，材料晶體密度以層狀結構高於尖晶石，而尖晶石又高於橄欖石，因此使用層狀結構金屬氧化物的電池，提供了最高的體積能量密度。

二、電池芯技術

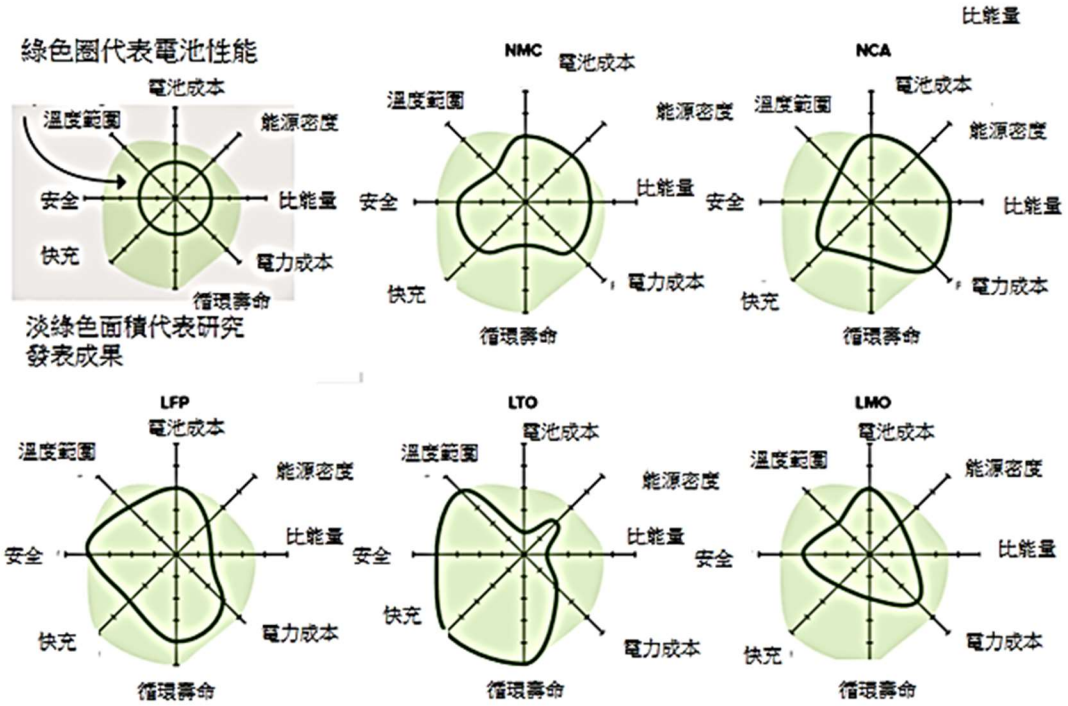
鋰離子電池已以多種型貌商品化。大體上目前商業化產品的重量能量密度小於 250 Wh/kg，體積能量密度小於 650 Wh/L。電池芯發展的類型大體可依所採用的電極材料來分別。下表(表 4.2.1)為各類型電池主要應用領域與代表性電池製造商。各類型電芯由於所使用材料不同，在不考慮電池系統設計上所增加的其他因素下，先天上在成本、體積能量密度、重量能量密度、充放電速率、充放電循環使用壽命、安全性、可使用溫度區間各有優劣勢，圖 4.2.1 為針對各種特性各類型電池的相對比較。

從能量密度角度而言，NMC 與 NCA 目前吸引最多的注意力，進一步降低單價應是最有機會。至於充放電循環使用壽命則以 LFP 與 LTO 最佳，但並非目前業者主要努力焦點，但相信未來市場仍有成長空間。安全方面，由於電池運作時溫度一旦異常，可燃性的電解液會被引燃，因此必須冷卻，且需有良好的控制機制(BMS)，這是每一類電池都需關注的。最後，電池的封裝往往占整體成本的 19%–34%，預估未來應還有下降空間，約 10%–15%。

表 4.2.1 電池芯應用場合與代表廠商

	主要應用場合	代表廠商
NMC	動力工具、電動車	CATL、Sony、Panasonic、Samsung、LG Chem、SK Innovation
NCA	電動車	Tesla/Panasonic/BYD
LEP	電動巴士、電網儲電	BYD、K2、Lishen、Soft、GS、Yuasa、A123、Valence、BAK
LTO	個人電子產品、UPS、部份電動車	Altairnano、Toshiba、Yabo
LMO	動力工具、部份電動車(常與NMC 併用)	Hitachi、Samsung、LG Chem、Toshiba、NEC

資料來源：Breakthrough Batteries-Powering the Era of Clean Electrification



資料來源：Breakthrough Batteries-Powering the Era of Clean Electrification

圖 4.2.1 各類電池特徵性質比較

三、鋰離子電池發展趨勢

增進能量密度，不論是體積或重量的角度，一直是電池研究者長期關注的主要議題。為了達到這個目的，大體而言有兩個方向：一個是提高電池的電壓，一個是增加可儲存的電荷載體，以下將就兩方面概略說明。

1.提高電池電壓

這方面就鋰離子電池而言，大概就只有提高陰極的工作電壓，因為目前技術陽極的工作電壓已非常接近鋰金屬的氧化還原電壓。陰極方面目前的工作電壓為約 4.3V，也是所使用有機溶劑可以穩定操作的範圍。事實上如果電壓升高一些，目前的有機溶劑是不適合使用。因此為了提高電池電壓，電極材料與電解質系統須一併改進。由於人們對陰極材料開發長期投入大量的資源，文獻上已有一些材料其操作電壓高於 4.3V，譬如：橄欖石結構的 $LiCoPO_4$ 約為 4.8V，尖晶石結構的 $LiMn_{1.5}Ni_{0.5}O_4$ 約為 4.7V。面對高操作電壓電極另一可行的途徑是模仿現行陽極電極的作法，在陰極電極表面形成一 SEI 層，如此可避免有機溶劑因在高電壓下起反應，然而這方面的努力似乎沒有任何明顯進展。尤其當尋求新的電解質系統以配合高電壓的陰極材料時，新的電解質組成勢必也要具有目前可在陽極條件穩定操作的功能，增加了新電解質體系開發的困難。

一些固態電解質由於具有寬大且可穩定操作的電壓範圍，自然吸引了一些研究團隊投入，尤其許多固態電解質熱穩定性好，安全性較佳。目前較多研究團隊投入的固態電解質材料包括：garnet(石榴石)、LISICON、NASICON、sulfide(硫化物)，以及 PEO (poly ethylene oxide, 聚環氧乙烷)。然而固態電解質高的電荷傳導阻力，以及固態電解質與固態電極間界面的問題，一直是無法克服，也阻礙了這方面研究的進展。雖然如此，過去 10 年有關這方面的專利(CPC classification code H01M 10/0562)全球發表穩定的成長，從 2009 年的 337 件成長至 2018 年 1,766 件，其中 1,696 件有關固態電解質的專利提到鋰離子電池。其次，過去 10 年，日本豐田汽車共發表了 1,833 篇這方面專利，僅 2018 年該公司就提出 316 篇申請，而提出申請的前 10 名中，有 8 個是位於亞洲的公司。

2. 增進電荷載體存量

插層材料可以接受的電荷載體數，受材料本身結晶結構特徵所限制，相對於經由轉換反應(conversion reaction)的取代結合作用而引進的電荷載體數量，相差一個數量級，也因此如果使用插層材料作為電極的電池，如果改為進行轉換反應的電極材料，理論上可大幅提升電池的電荷載體數量。從材料本身的物性與化性來看，矽、錫、銻、鍺、磷等都可與鋰形成合金，具有做為

轉換型的陽極材料的潛力，但多數操作電壓將顯著下降，只有矽是一個不錯的選項，因為矽相較於石墨，操作電壓僅稍微下降一點。然而以進行轉換反應形成合金的材料做為陽極，最大問題在於反應前後體積變化太大，以矽為例，體積變化達 400%。體積變化將帶來電極結構崩解，引發進一步的災難。許多研究人員嘗試奈米化材料顆粒或預留膨脹空間等方法，但目前為止，並未獲得具體的成功，僅有松下公司(Panasonic)宣稱已成功將少量矽加入碳材料電極中，並提升了電容量，且該技術已應用於其商業化產品。

至於可進行轉換反應的陰極材料，已知的有氧化物(如 Li_2O_2 或 Li_2O)硫化物(Li_2S)。氧化物方面，由於存在電解質被催化分解、微量水分的影響、不溶物造成的阻塞、循環壽命差等，基本上困難重重。硫化物方面，進展較多，如增加活性物質用量，抑制多硫化物遷移等。但不論硫化物或氧化物都需面對重新尋求一個可搭配的陽極，這是另一個無法逃避的挑戰。

面對改用轉換反應的材料，有些研究人員轉而尋求引用含鋰金屬較高的層狀材料做為陰極材料，譬如：$Li_{1+x}(Ni_{1-y-z}Mn_yCo_z)_{1-x}O_2$、$Li_2Ru_{1-x}Sn_xO_2$、$Li_2IrO_3$ 等，一樣的，到目前為止仍未獲得明確的成功，主要是無法獲得好的循環壽命，原因在於充放電過程中，材料結構不穩定，因為大的放電能力來自鋰離子釋出，但這會引發其它金屬的位移，造成結構改變。

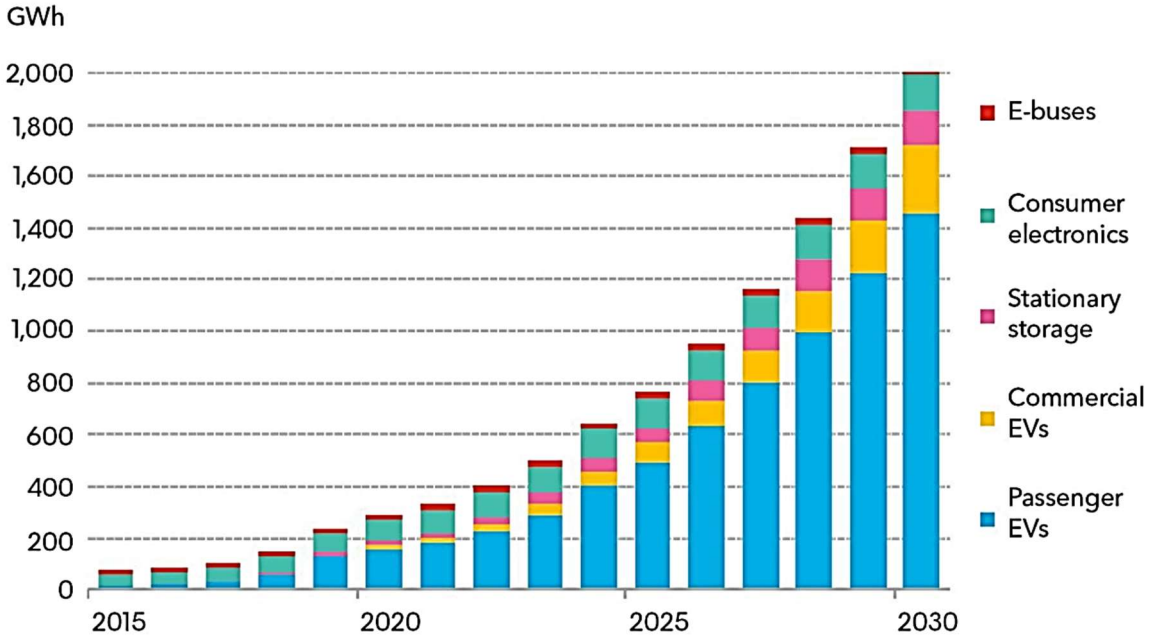
如前述 $LiMO_2$(M：Mn, Co, Ni)三種層狀物不論在化學穩定性或結構穩定性方面，鎳在三者都居中間。由於結構中的三價鎳可以進一步氧化為四價，可提高電容量，應是一個不錯選擇。然而由於製備的難度，充放電時晶相的穩定度、高價數鎳與電解液間的反應，以及可能引發熱失控等，並沒有獲得太多研究團隊青睞。直至近幾年由於高電量需求，引起許多人投入，作法上採逐量增加鎳含量的作法，獲得不錯的進展，目前鎳含量佔 60%，亦即 $LiN_{0.6}Mn_{0.2}Co_{0.2}O_2$ (NCM622)的成果已商業化，而 NCM811 也積極研發中，其理論電容量可達約 230 Ah/kg，有廠商也宣稱解決了包括安全在內的許多問題，大家可以拭目以待。於此同時，另一種高鎳組合已經商業化，亦即由松下所開發出來的 $LiNi_{0.8}Co_{1.5}Al_{0.05}O_2$ (NCA)，但因鋁的關係，電容量僅約 180 Ah/kg。

由於受惠於各項原位(in situ)檢測與光電檢測技術的進步，對於高鎳含量電極材料的瞭解，近年累積增長非常迅速；譬如，對於加入鋁離子所造成影響的理解，對位於材料顆粒表面的鎳，其高活性如何處理，以及在陰極表面之 SEI 層組成與結構為何，都有一定的瞭解，相信這方面研究未來獲致更佳具體商業化成果應是可能的。

四、 鋰離子電池產業現況

10 年前沒有機構預測鋰離子電池需求會急劇成長如今天這個景象，10 年前鋰離子電池需求的成長主要依賴移動式電子產品，如今由於電動載具與再生能源

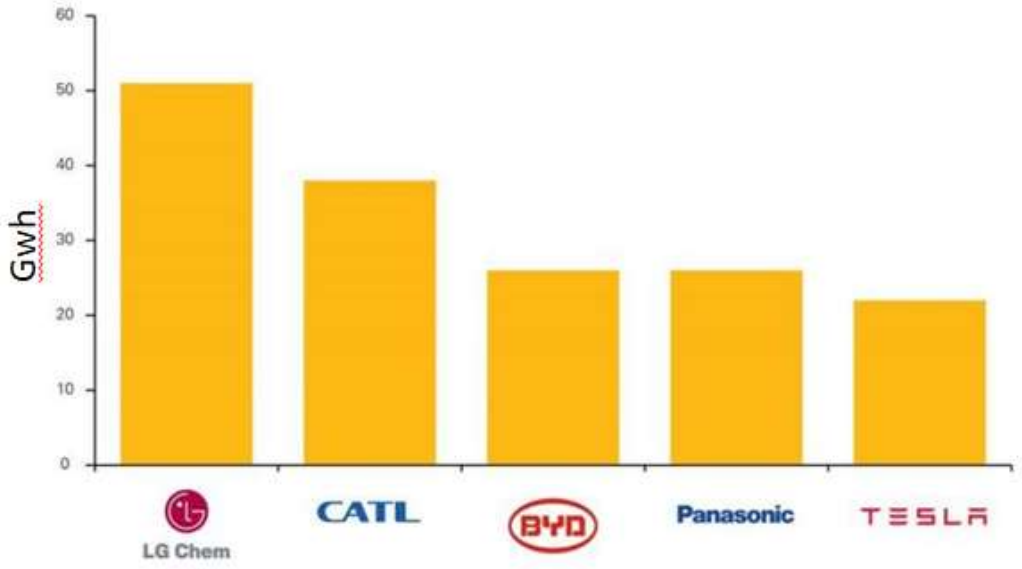
成長所帶來需求快速成長，使鋰離子電池成為炙手可熱的產業。依據澎博社的估計，鋰離子電池在 2018 至 2030 年間，需求將成長 10 倍（如圖 4.2.2），如果從數字來看，在 2028 年的產業量約為 1,102.5 GWh，(依據 Minerals megafactory data 追蹤世界 67 個廠的推估)。



資料來源：Bloomberg NEF 2019 Electric Vehicle Outlook

圖 4.2.2 鋰離子電池在 2018 至 2030 年間之成長趨勢

全球鋰離子電池產能主要掌握在 5 家公司，LG Chem、CATL、BYD、Panasonic 與 Tesla，世界上各地大型的鋰離子電池生產地，基本上均屬於上述 5 家公司。下圖(圖 4.2.3)是由 Benchmark Intelligence 提出的 5 家公司產能的比較圖。表 4.2.2 為目前全球鋰離子電池的產區所在，亞洲是全球產能的重心，在未來 10 年預計仍將如此。



資料來源：Benchmark Mineral Intelligence

圖 4.2.3 全球鋰離子電池產能主要掌握在前 5 大公司

表 4.2.2 全球鋰離子電池產區

地　區	產能(GWh, 2018)	產能*(GWh, 2023)	產能*(GWh, 2028)
中　國	134.5	405	631
歐　洲	19.6	93.5	207
北　美	20.9	81	148
其　它	0	0	5
亞洲(中國除外)	45.5	78.5	111.5
總　量	220.5	658	11,102.5

＊預測值

資料來源：Benchmark Mineral Intelligence

以下為世界前五大產能公司的現況：

1. LG Chem：全球產能最大公司，在 2018 年為 51GWh，與 Volkswagen，General Motors，Ford，Volvo(Geely)，Renault，Nissan，Hyunda，Kia 等均簽有供應同意書。目前該公司規劃至 2020 年擴大產能至 110 GWh，同時至 2024 年至少達 170 GWh，預計擴張地點包括中國大陸，波蘭，美國等。該公司是產能領先群中，唯一一家從事化學品製造起家的電池製造商，因此在電池原料生產上俱備一些優勢。在前 5 大公司，LG Chem 在 2017 年

的研發經費投入最高超過 5 億美元，研發人員近 5,000 人。由於本身為化學公司，因此在電池的各零組件材料研發均有佈局。

2. CATL(寧德時代)：目前是世界第二大產能的電池生產商，也是中國大陸最大。與世界主要大車廠，如：BMW、Daimler、Vokswagen、Toyota、Honda、Nisson，以及中國的車廠，都簽有供應合約。雖然市場有一說，該公司電池品質不若日韓，但似乎並沒有影響其擴張與進展。CATL 在磷酸鋰鐵電池開發出 5.2 高倍率快充技術，三元材料電芯的能量密度宣稱可達 270wh/kg。其研究人力達 3,700 名，並與大陸中科院、清華等多個一級研究單位與院士組成強大研究團隊，但 2017 年研究經費尚不及 LG 的一半。雖然如此，CATL 成立 6 年時間，已成為大陸唯一一家可與松下、三星、LG 等直接競爭的動力電池廠。

3. BYD(比亞迪)：目前是世界第三大電池生產廠商，但比亞迪並非單純的只是一個電池生產商，該公司主要是生產傳統汽車、電動車及電動巴士。其生產的電池主要供應給自己，也包含豐田等其它公司。生產電池產品包括 LFP 與 NMC。

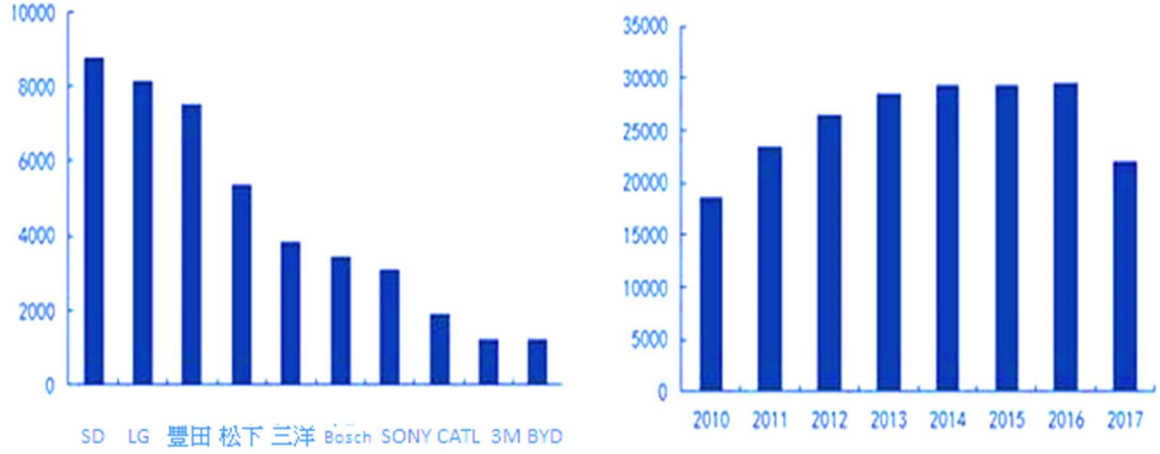
4. Panasonic(松下)：松下生產電池以 NCA 為主，加上其領先全球的矽碳技術，其電池能量密度全球最高，與 Tesla、BMW 與 Toyota 有供應合約。Tesla 的 Model S 與 Model X 採用松下的 18650 型 NCA 電池，Model 3 採用了松下的 21700 型 NCA 電池。NCA 產業化困難點主因為鋁為兩性金屬，製備技術難度大、生產設備特殊、材料成本較高。松下 2017 年研究經費雖沒 LG Chem 高，但也超過 3 億美金。雖然如此，但松下累積 50 多年在電池研究上的龐大數據，在發揮內部人才優勢與引進 AI 在材料研究方面的應用，預期未來新一代電池的開發，仍將是領導者之一。

5. Tesla(特斯拉)：目前擁有全球最大單一廠產能設施，技術源自 Panasonic。所生產電池供應自身生產電動車所需。

全球的動力電池之爭是中日韓之爭，而中日韓各有特色，雖然使用的化學體系以及材料等大同小異，但由於製造能力和管理水準的差距，產品合格率及一致性存在較大差異，傳統汽車要求核心零部件企業的 CPK 值為 1.67，而中國大陸動力電池企業大部分在 1.5 以下。CPK 值反映的是電池的品質，直接影響的是電

池的安全和成本。目前 CATL 的 CPK 值最高可達 1.67，三星、LG、松下的 CPK 值則以 1.67 為基礎的，甚至可達 2.0，意味著 100 萬隻電池裡面幾乎沒有次品，電池性能幾乎完全一致的。

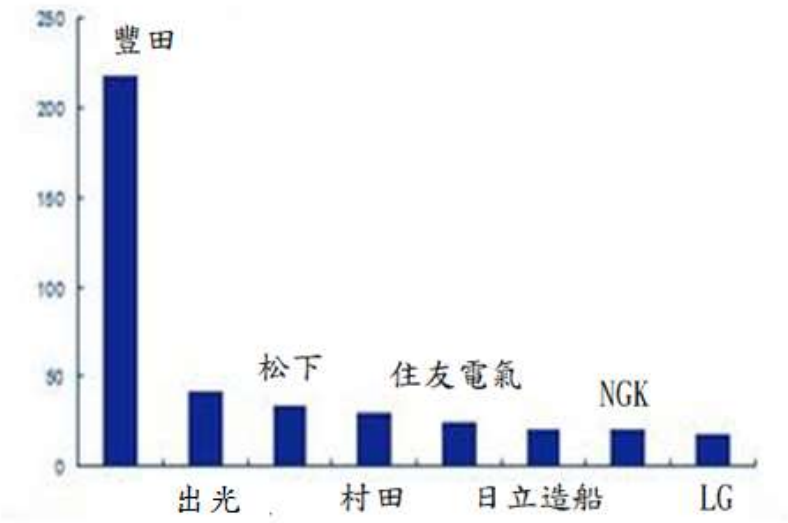
日韓企業由於進入鋰電池領域較早，因此在專利方面在全球佔有一定的優勢。依據 PatSnap 資料，以 Lithium Battery 為關鍵字，截止 2018 年 11 月，CATL 共擁有專利達 1,900 項。LG 化學檢索的結果為 8,134 項，三星 SDI 檢索的結果為 8,792 項，豐田檢索結果為 7,551 項，松下檢索結果為 5,361 項，BYD 檢索結果為 1,209 項，如下圖(圖 4.2.4)。



資料來源：依據 PatSnap 資料，以 Lithium Battery 為關鍵字之統計結果。

圖 4.2.4 企業別與全球年度鋰電池專利數統計

在全固態電池領域，相關專利申請量排名靠前的均為日韓企業(圖 4.2.5；表 4.2.3)，如前述，其中絕大多數為日本企業，排名第一的為豐田，佔據總數的 20.15%，充分說明日本和韓國，尤其是日本公司在全固態鋰電池方面具有較雄厚的實力。豐田在全固態鋰電池方面，投入了大量研發精力，推出了原型固態鋰離子電池：正極、負極和固體電解質層分別採用鈷酸鋰、石墨和硫化物類電解質，開發的電池組平均電壓為 14.40V，充電後輸出電壓高達 16.26V。



資料來源：依據 PatSnap 資料，以 Lithium Battery 為關鍵字之統計結果。

圖 4.2.5 固態鋰電池企業別申請專利數

表 4.2.3 聚合物電解質主要專利統計

	廠家	國別	專利數
1	三星電池	韓國	51
2	LG 化學	韓國	46
3	豐田汽車	日本	34
4	日立公司	日本	30
5	日產汽車	日本	29
6	三洋電機	日本	29
7	東芝公司	日本	24
8	大創公司	日本	17
9	松下公司	日本	17
10	索尼公司	日本	17

資料來源：依據 PatSnap 資料，以 Lithium Battery 為關鍵字之統計結果。

4.3 綜整與總結

鋰金屬是位於化學週期表最左上角的金屬元素，具單一價電子，高反應性與高的氧化還原電位。因此超過半世紀以來，一直是科學家亟力追求高能量電池的首選材料。然而由於其高反應性，至今仍沒有非常成功且安全性高，並含有金屬鋰原子的商業化電池。雖然如此，但許多努力成果，像是對電池電解質溶劑與鹽類品質的提升，都為後續電池發展奠定了良好基礎。目前市面上所用的「鋰電池」，事實上並不含鋰金屬原子，而是含有鋰金屬離子，因此安全性大幅提高，也才有廣泛應用在各種電子電器產品、交通載具，以及電網等級儲能場合。

面對上述發展困境，聰明的科學家選擇另闢蹊徑。應用結構上如書架般的層狀材料做為電池的陽極與陰極材料，並將一個書架放在書桌上，另一個放在書桌對面的地上；而鋰金屬就像是一本夾了活頁紙的活頁夾。當一個電池進行充放電時，就像活頁夾在兩個書架間移來移去(學理上稱為插層反應(intercalation-reaction)，移入的化合物與層狀材料間，不形成強力的化學形式鍵結，因此進出是可逆的。就如同活頁夾只是放在書架上，但並未黏附於書架隔板上)。為了能安穩的放在架上，活頁夾裡面其實都少了幾張活頁紙，至於少了幾張，隨著書架材料不同，而有不同。有人可能會問活頁紙跑到那兒去了？我們可以想像成是側身於書架與活頁夾所形成的縫縫隙隙中，要注意的是，此時活頁夾因少了幾張活頁紙，所以不再是原來的活頁夾，也就是鋰金屬原子已變成鋰金屬離子，且被分別置於一層層的結構中，而不是全部聚集在一起，安全性便大幅提高。雖然書架會因放太多活頁夾或有些層堆放太多了，有的則太少，以至過段時間書架垮了，壞了，但總比隨意疊成一堆，來得穩固。這同時也說明，電池過充或快充都要小心，否則容易發生危險。

今年(2019)三位化學諾貝爾獎得主(Goodenough、Whittingham、Yoshino)的貢獻即在於提出且確認插層反應的可行性，並發展出適切可行的書架構造、書架的材料，以及置放書架所需書桌與地板等相關條件，甚且整體空間的安排等。索尼(Sony)公司本於三位傑出科學家與許許多多研究員數十年研究成果，終於在 1990 年成功推出影響深遠的第一代鋰離子電池。

目前市面上的鋰離子電池結構與材料，大體與當時索尼(Sony)商業化產品相近，但在電極材料與電解液溶劑組成變得更多元。如陰極材料不再是含鈷金屬，而是俗稱鋰三元，除鋰金屬外，有一類型包含了鎳、錳、鈷三種(簡稱 NMC)，另一類型包含了鎳、鈷、鋁(簡稱 NCA)，兩類型的電容量都超越原先只用鈷一種金屬之陰極。其次為了能在陽極表面形成一層良好的保護層，防止電解液長期操作下與電極起反應，各領導廠商都有營業秘密保護的添加劑。同時為了更進一步增

加電池的容量，Panasonic 成功的在陽極石墨材上加了少許的矽，使電容量提高10%以上，將該公司的電池產品在電容量上變得最具有競爭力。除了上述鋰三元陰極系列與陽極採用石墨系列外，目前市面上有陰極採用磷酸鋰鐵材料，而陽極採用鈦酸鋰材料的電池，這兩類型電池結構與化學安定性相對而言，均穩定很多，但能量密度卻低了許多，其中磷酸鋰鐵電池操作電壓僅約 3.4V，遠低於鋰三元的約 4.3V，而鈦酸鋰為陽極材料，其操作電壓相較於石墨電極材也低了約 1.5V。

未來鋰離子電池發展必然朝高可操作電壓與高能量方向發展。近程的作法在鋰三元方面為提高鎳的含量，目前鎳占比在三種金屬中提升至 80%，已經接近商業化。長期方面，可能要朝跳脫目前的體系與架構，包括電極方面可與鋰離子(或鋰原子)進行傳統化學反應的材料發展，電解質方面則要捨棄可燃的有機溶劑，改為陶瓷等不可燃的固體導離子材料。可與鋰離子進行傳統反應材料，理論上充放電時，個別的一兩個分子就可以與一個鋰離子(或鋰原子)進行結合或分開的反應，因此電容量可大幅提高，只是來回可逆反應，必然牽涉極大的體積變化，此為難題之一。改為固體電解質則是需要解決其與固態電極間界面的問題，兩固體如何緊密接合，讓離子可以順利傳遞，目前技術上還沒有大幅突破。

全球鋰離子電池產能主要掌握在 5 家公司：LG Chem、CATL、BYD、Panasonic 與 Tesla。亞洲是全球產能的重心，在未來 10 年預計仍將如此。全球的動力電池之爭是大陸與日韓之爭，傳統汽車要求核心零部件企業的 CPK 值須為 1.67，而大陸動力電池企業大部分在 1.5 以下。CPK 值反映的是電池的品質，直接影響的是電池的安全和成本。目前 CATL 的 CPK 值最高可達 1.67，三星、LG、松下的 CPK 值甚至可達 2.0，意味著 100 萬隻電池裡面幾乎沒有次品，電池性能幾乎完全一致的。

日韓企業由於進入鋰電池領域較早，因此在專利方面在全球佔有一定的優勢。依據 PatSnap 資料，截止 2018 年 11 月，CATL 共擁有專利達 1900 項，LG 化學為其 4 倍多，三星 SDI 更高達 4.5 倍，豐田則略小於 4 倍，松下為 2.5 倍，BYD 則有 1209 項。在全固態電池領域，相關專利申請量排名靠前的均為日韓企業，又以日本佔絕大多數，排名第一的為豐田，佔據總數的 20.15%。

今日全球鋰離子電池蓬勃發展有其時空背景，也有一群人長期持續不斷的投入，今年諾貝爾化學獎頒發三位在這領域貢獻卓著者，就是一個最好的寫照。

不同於半導體產業，在鋰離子電池產業發展的前期，台灣並沒有積極參與，甚且學術領域方面，投入的團隊也不多，面對未來因能源產業與交通運輸可能帶來的龐大需求，台灣是否要參與，見仁見智。持負面意見者，認為太遲了，因為我們不止技術面落後，本身市場亦不大；國際市場又已經這麼多的投入者，且各

家規模都很大。支持者則認為，雖然現實情況或許極端不利，且技術新的長期發展方向，國內才剛見學術圈有研究團隊投入，但當今技術發展已明顯走到一個瓶頸。綜觀鋰離子電池發展歷程，成果不是一蹴即成，如慎選投入項目與模式，以競逐下世代為目標，應仍有可為。孰是孰非，有待為政者寬廣而縱深的思考。

第五章　台灣儲能產業現況與分析

國際電動車與電網級儲能系統需求持續大幅成長，台灣無論在儲能技術研發、生產能力的投入遠不及韓國及中國大陸，尤其是已成為主流的鋰離子電池。目前鋰離子電池廣泛應用在消費型電子、無人機、農業機具、電動載具、儲能系統等，但目前成本依然偏高。以儲能系統來看，每度電的儲能成本約為新台幣 5 元，遠高於火力發電，接近太陽能發電成本，用電戶額外裝設儲能設備，成本效益低，難以形成市場機制。從韓國及中國大陸的發展經驗來看，儲能市場的成長依賴政府的政策扶植，讓廠商透過大量生產經驗來降低成本與提升品質，韓、中兩國在電動車及儲能系統應用受惠於政府的政策，產生了寧德時代、比亞迪、三星 SDI、LG Chem 等鋰離子電池大廠。過去幾年台灣廠商未能跟上鋰離子電池的發展，即使政府願意大力支持，受限於台灣市場有限，若設置一座符合成本，年生產 2-4 GWh 的電池廠，在通路無法確保的情況下，各家廠商對於資本投入仍是非常謹慎。

當再生能源逐漸成為主流，電動車逐漸取代燃油車，電池產業將成為能源產業中重要的一部分。而台灣鋰離子電池產業因缺乏經濟規模，電池儲能系統的生產佔全球不到 1%，面臨國際競爭困境。為了探討我國能源轉型政策能否為儲能產業帶來發展契機，本研究陸續拜訪多位專家，獲得他們對台灣儲能產業發展現況的看法與建議，並於本章整理分析如下。

5.1 台灣儲能產業現況

一、 台灣鋰離子電池技術與發展歷程

台灣發展電池產業多年，電池生產技術，無論是鉛酸、鋰離子等電池多數廠商認為還能跟上國際水平，像是能元、台達電、有量等廠商可提供品質穩定電池，用於儲能系統、電動機車等應用，在利基市場像是使用高功率電池之家電、無人機、農業機具等，國內廠商的電池技術都可提供良好的品質。以下以能元科技及台達電兩家大廠簡單說明台灣電池技術發展歷程。

能元科技成立於 1998 年，在 2000 年時購併加拿大的 Moli 電池廠，一方面取得鋰離子電池技術，同時也打進北美工具機市場。能元科技已發展鋰離子電池 20 年，與中國大陸規模最大的寧德時代(CATL)時間相近，可供應電動汽車、電動工具機、筆記型電腦、Dyson 吸塵器等產品，顯示其技術具有國際水準。

台達電自 1994 年起就開始生產鎳氫電池，供應給筆電及手機廠商，後來這些消費型電子產品被鋰離子電池取代後就退出電池生產。2008 年投資有量科技，

主要是對於電動車市場有所期待(目前已退出)。在 2012-2013 年間，看到了再生能源發展所衍生的儲能需求。基於台達電本來就擅長的電源供應器(power supply)技術，產品主要是結合電池及能源管理系統(EMS)，積極開發大型儲能系統(ESS，Energy Storage System)。為了掌握關鍵元件的電池技術及供應商，也積極尋求合作夥伴。適逢日本三菱重工當時也在尋找具有大量生產能力及有電源供應器技術能力的合作夥伴，著眼於儲能應用業務。雙方基於相同的市場看法，加上當時日本 311 大地震過後台灣賑災的友善舉動，日本與台灣關係友好，很快的就促成雙方的合作才有這個契機引進鋰離子電池技術。2014 年與三菱重工簽約移轉鋰電池技術並設廠桃園龜山工業區，在 2016 年於台灣正式生產。

國內除了廠商自行研發或購入技術，工研院材化所及綠能所都有相關技術推出，以下列三個技術說明：

1. STOBA 鋰電池材料技術：從 2009 年獲得全球百大科技獎(R&D 100 Awards)，持續發展至今，對於鋰離子電池容易因過熱產生的安全危害，提供多重保護機制，可有效抑制電池熱爆走及降低自放電的發生，對於鋰離子電池安全性有顯著的提升，因此相關專利除了在 2014 年授權給日本三井化學外，也陸續授權給精極科技、興能科技、有量科技、能元、動能科技等國內廠商。(參考工研院網頁)

2. 鈦酸鋰電池：台灣中油公司於 2014 年自工研院材化所技轉鈦酸鋰(LTO)負極材料，具有安全性高、超快充、耐低溫等優點，由中油綠能所將生產製程優化，與有量科技合作進入試量產階段，並開始進行儲能、動力之應用驗證。

3. 鋁電池：工研院綠能所與美國史丹佛大學共同合作開發之鋁電池，具有成本低、充放電效率快之優點，對於車輛快速充電有很高的應用價值，相關研究成果也獲得 2016 年全球百大科技獎。相關技術透過亞福儲能實現商業化生產，並獲得三陽機車投資 2.5 億元建置電池生產線，未來將應用在電動機車電池上。

二、 鋰離子電池生產技術與市場策略

儲能需求迅速成長主要是因為電動載具，不僅成長快速，而且需求量大，一台電動車需要的電池芯可能是手機的一萬倍，遠大於消費型電子的市場需求，也促使各國在政策上大力推動，許多電池大廠順勢崛起，如：寧德時代(中國大陸)、比亞迪(中國大陸)、Samsung SDI(韓國)、LG Chem (韓國)、Panasonic(日本)、TESLA(美國)等。用於電動車的電池須符合嚴格的汽車業標準，過去如 TESLA 等著名電動車廠曾發生過電池燃燒的事件，對於安全性的要求須更加嚴格。隨著全

球再生能源裝置量不斷提升，儲能系統對於電網調頻及儲存電能也愈趨重要。對於這些新興的儲能需求，主要以鋰離子電池來滿足，其中以韓國、中國大陸最為積極。

多位業界專家認為台灣廠商的電池生產技術還跟得上國際水平，但生產規模相差甚遠，中國大陸寧德時代目前已有超過 20 GWh 的年產量，即將擴大到 80 GWh，且預計 2021 年會在德國設置年產 14 GWh 的電池廠，瞄準歐洲電動車市場。而台灣缺乏具經濟生產規模的產線，對於台灣發展鋰離子電池儲能產業非常不利。而須達到規模經濟的原因如下：

1. 有足夠的產量方可掌握電池基礎材料礦源；

2. 維持供應鏈的完整度；

3. 大量生產可以加速生產經驗累積，取得產品實證數據，改善品質降低成本。

其中第 3 點對電池廠尤其重要，沒有一定的規模，不僅生產成本無法降低，在製程改善及產品實證上將會落後具規模的大廠，像是電動車對於電池的安全性要求高，在長期、不同情境的使用環境下，產品的穩定性、壽命、安全性都需要大量數據來改善生產製程，以達到市場對於電池低成本高品質的要求。

過去台灣錯過了兩個鋰離子電池的發展機會，第一個是手機與筆記型電腦的時代，當時只出現了 Pack 廠，沒有趁機發展出電芯廠；第二個則是電動汽車，甚至連 Pack 廠都還沒有，台灣過去 20 年發展電池產業並不成功。以能元科技過去的經驗來說，在內需市場沒有足夠支撐的情況下，難以投入大量資本，過去雖然有跟 TESLA 初步合作，與 BMW 也洽談過，未能繼續合作的原因有三：首先，外國車廠需要的電池量大，需要有相對應的資本投入；其次，電動車電池的競爭激烈，所佔的成本為整台車的三分之一，容易成為 costdown 的目標，非中小型廠商之技術及資本可以負擔；最後，Samsung、Panasonic 等大廠願意以優惠價搶佔市場，也需要有足夠的資金支持。中國大陸電池廠受到政府補貼及電動車政策支持，因此如寧德時代(CATL)、比亞迪等公司得以藉由政府政策支持，迅速茁壯佔據全球電動車電池市場。因此，大部分台灣廠商都陷入市場規模不足、投資保守、產品成本高的泥淖中，即使在台灣對電動機車、儲能系統等應用有需求，但在成本上難以與國外廠商競爭，需要尋求利基市場才有生路。

台灣廠商具有一定的技術能量，也能夠存活，主要依靠台灣在電子產品的競爭力，同時也努力尋求利基市場。以能元科技為例，主要客戶 Dyson 當初在找供應商時，由於市場上沒有符合規格的電池產品，不考慮三星、LG 等產品競爭者，而大陸廠商則是因為技術易被竊取也不考慮，其他像是 Panasonic 主要市場為電動車，因此在地緣、政治、產業分工等因素下選擇了台灣的能元科技做為合作夥伴，另一個加分因素則是能元科技在加拿大有一個研發部門，與客戶在溝通上暢

通無礙。台達電則是以能源管理系統(EMS)為其主要的產品，走的是客製化服務，雖然擁有自己的電池產線，但在策略上是以服務為主，非以價格取勝，在電網儲能及工商業用戶儲能方面有其經驗，同時也透過能源局示範計畫，驗證其能源管理系統應用於再生能源儲能之技術，累積儲能系統運營相關經驗將有利於爭取國外儲能系統標案，亦是一種儲能利基市場。

三、 電池材料

雖然國內鋰離子電池市場成長動力不足，但部分廠商看到利基市場，選擇前往中國大陸、泰國等地建廠，與當地下游應用產業鏈結。部分電池原料廠商所生產的材料具有競爭力，如長春石化的銅箔、中碳的負極材料、台塑的電解液被認為具有國際競爭力，台灣中油公司也開始利用煉製副產品生產軟碳，提升電池負極材料性質。以下列舉部分台灣材料廠商的發展現況：

1. 長春石化(銅箔)：實際走訪長春在遼寧省盤錦市的鋰電池銅箔工廠，項目總投資 3 億美元，第一期產能為 18,000 噸/年，產能為世界第一，是長春第 13 座銅箔廠。新建 4 條鋰電池銅箔產線，每條產線生產量為 9,000 噸/年，總計產能為 36,000 噸/年，可用於電動汽車之電池負級材料，可就近供應日本 Panasonic，打入 TESLA 供應鏈。

2. 中鋼碳素(負極材料)：碳材來自於石油煉化產業的輕油、煤焦油、石油焦等產品，經由高溫燒結生成，是電池負極的主要材料，不僅鋰離子電池可使用，碳酸電池改良的「碳鉛電池」也需要使用。中碳目前已有 8 條產線生產介相碳微球，產能達到 7,500 噸，以因應下游儲能負極材料的需求成長。中碳主要客戶為中國大陸動力電池廠，在台灣及中國大陸都有設廠，除了擁有中國大陸市場有 10 多家客戶外，日本、韓國及歐洲廠商也陸續開拓中，品質具有國際水準。負極材料因為毛利率至少 50%以上，故成為驅動中碳毛利的重要角色。

3. 台塑集團(電解液)：電解液為鋰電池的關鍵材料，核心關鍵技術是專利添加劑及配方。台塑與日本三井化學於寧波合資成立台塑三井精密化學有限公司，生產鋰電池電解液，隨著中國電動車產量提升，年產規模達 5,000 噸。第三期擴建工程完成後年產可高達 2 萬公噸，滿足中國大陸動力電池電解液市場高端需求。台塑集團除了電解液外，台塑長園、南亞塑膠及南亞電路板等關係企業，也分別生產磷酸鋰鐵正極材料、電池用銅箔、燃料電池、鋰鐵電池等產品。

4. 中油公司(軟碳、鈦酸鋰電池)：中油在煉製過程所產生的塔底油，經由結焦、燒結製程產出軟碳，可改善目前市售電池之快充性及使用壽命。另技轉自工研院之 LTO 電池負極材料生產技術，中油綠能所已將生產製程優化，且進

入試量產階段，與有量科技電芯廠之合作，鈦酸鋰電池(LTO)已成功試製，具有安全性高、超快充、耐低溫等優點，儲能、動力之應用驗證，亦正積極進行中。

觀察台灣廠商在電池材料的發展，可以發現這些廠商多為煉油石化業，或是可從相關企業取得上游原料，有利於發展電池相關元件。台灣石化業發展多年，技術上已有基礎，加上近年政府提倡石化產品高值化，廠商紛紛投入高利潤的產品開發，電池材料也是其中之一。在電動車、儲能系統迅速發展的趨勢下，台灣雖然在電池芯生產居於弱勢，但石化業的技術能力能夠跨越材料技術較高的門檻，為台灣在電池儲能市場開拓了一條道路。

四、 資源回收

依據國際組織對未來電動車及儲能系統之市場預測，未來 10-20 年內，電池使用量將增加數十倍，可能產生兩個問題：

1. 任意廢棄造成汙染；
2. 電池材料資源枯竭造成電池價格上漲。

因此，大量使用電池後，電池內的各類金屬回收將成為必須發展的技術，國際大廠除了掌握礦源外，也正積極投入回收技術。

台灣在鉛酸電池已形成循環經濟產業鏈，環保署規範廢鉛酸電池依法不可外送，需本土回收處理，2018 年回收率達 91.86%，經環保署認證共 6 家廠商可進行廢鉛蓄電池回收處理作業，且編列預算補助廢鉛蓄電池回收處理，另外，廢鉛蓄電池回收處理後可生成再生鉛或精煉鉛等有價產品，可供需求廠商作為原料使用，因此台灣的廢鉛蓄電池回收再利用亦是一種循環經濟。未來鋰離子電池大量使用後，可參考鉛酸電池之回收發展道路。

台灣不是鋰離子電池製造大國，無法像中國大陸及日本掌握上游礦源，在原料取得及成本只能被動因應，不過當未來電動車及儲能系統的使用量越來越多時，回收及再利用將成為環保主管機關的重大課題，因此發展相關回收技術是勢在必行。由於鋰離子電池的電極為複合材料，含有 2-3 種以上的金屬成分，因此回收成本高。環保署廢鋰離子電池的回收清除處理補貼費率為 55 元/公斤(須達一定規模才有補助)，而目前鋰鈷電池($LiCoO_2$)正極材料的回收技術處理成本為每公斤 20 多元，可回收 60-70%，較有回收利潤；鋰鎳鈷錳($LiNiCoMnO_2$)可回收材料約為 30%，回收利潤較低；磷酸鋰鐵($LiFePO_4$)處理成本較高，需補助到 80 元/公斤，才可以避免處理業者不敷成本。

儲能和再生能源之發展是世界趨勢，但是大量使用後的生態、環保、回收可行性以及本身材料之可行性，建議政府主管機關也應及早規劃因應。

五、儲能系統

對於應付間歇性再生能源併網維持電網供電穩定，在儲能以外，還有抽蓄水力、具有快速升降載能力的燃氣機組、可靠型需量反應等選項。依照目前台電公司的規劃，綜合搭配各式調節方式為解決大量再生能源間歇性供應問題之方法，值得討論的是各種方式的占比與成本。因此，解決再生能源併網的問題，儲能系統不是唯一的解決方式，但在應付因天候造成的快速變動，電池儲能具有可在幾秒內升到滿載輸出的優勢，可快速因應間歇性電力變化；也可在再生能源發電設施設置儲能系統，降低其輸出功率的變化，增加其供電穩定性。

根據台電所估計的儲能需求，到了 2025 年再生能源裝置目標為 26.9 GW，台電參考美國 ERPI 的報告，需搭配增加間歇性再生能源裝置容量 10%之輔助服務量，計算結果為 2.69 GW。台電估計再生能源之外的備轉容量為 3.2 GW，因此加總後需 5.89 GW 的備轉容量。規劃用來填補缺口的方式可分為下列五項輔助服務：

1. 燃氣複循環機組：估計至 2025 年可提供 AGC 調頻出力 3.4 GW (總裝置容量 26.89 GW)。
2. 抽蓄水力儲能：備轉容量 1.5 GW (裝置容量 26.89 GW)。
3. 其他水力機組：約 0.1 GW
4. 自動需量反應：0.3 GW
5. 其餘缺口全部由建置 0.59 GW 儲能設備補足。

除了未來幾年將設置之燃氣複循環機組及儲能設施外，其餘水力及需量反應都可運用調度。據了解台電儲能設備規劃至 2025 年自行建置 160 MW，採購民間輔助服務 430 MW，合計 590 MW，陸續民間將可投標儲能輔助服務。成本方面，自行建置預估每 1 MW/1 MWh 約需 5 千萬元，建置地點北部 47 MW、中部 46 MW、南部 52 MW，以及配合光電設備規劃建置 15 MW。採購民間輔助服務預計在今(2019)年開始研擬相關辦法與試行，2024 年正式採購(此訊息會隨政策調整而變化)。

能源局透過示範計畫方式來獲取台灣各地的再生能源發電結合儲能系統的操作經驗，並評估其成本。以目前國產的儲能設施的成本來看，相對於抽蓄水力及燃氣複循環發電每度低於 3 元，儲能需要 5 元仍不具成本競爭力。從國內外廠商電池報價來看，台灣儲能廠商僅在儲能貨櫃組(電池+功率調節系統)的報價高達台幣 4,000 萬/MWh，相較於韓國 SDI 或 TESLA 之報價僅台幣 2,000 萬/MWh，大陸廠商更低僅需不到台幣 1,000 萬/MWh。台灣廠商在價格上不具競爭力，其主要原因在於國外大廠生產規模可達每年數 GWh 以上，用於電動車及儲能系統等

大量需求，成本自然可有效降低。就目前國外廠商的競爭力來看，想要透過再生能源儲能需求來扶植國內儲能產業，如沒有政策支持下，在成本上難以與國外廠商競爭。

大型儲能系統屬於錶前儲能(in-front-meter)，而在屬於住商、工廠的使用端則是屬於錶後儲能，推動用戶端裝設儲能設備關鍵在電價，目前台灣尖離峰價差約 3 元還算大，但由於基本電價 2-3 元偏低，加上儲能設備每度充放電成本約 5 元，因此對於用戶端還不具誘因。目前儲能設備裝設較為盛行的國家，如美國、日本，其電價可高達每度 10 元台幣以上，加上尖離峰價差，裝設儲能系統才具有經濟誘因；歐洲在政策上，民眾自家的再生能源 FIT 收購價格僅 2-3 元/kWh，提出補助鼓勵民眾裝設儲能設備自發自用。

對於錶後儲能，從各國經驗來看，電價政策是決定民眾裝設儲能設備的最主要因素。目前的能源政策將大幅增加燃氣發電的比例來取代核能機組，因此未來離峰也會用到燃氣發電作為基載，若要將尖離峰電價拉大，對台電而言邊際成本過高，因此短期要透過電價政策來增加儲能設備裝設不太容易。或許透過逐步裝設智慧電表，採動態電價以符合發電成本，讓價格資訊比較透明，就會比較有機會推動。

六、 電動機車

除了以上電池供應端之外，台灣在需求端有一項優勢，就是台灣是機車王國。Gogoro 的第一款電動機車 2015 年台灣亮相，是台灣電動機車普及的開始，雖然光陽機車早在 2008 年推出有鋰離子電池的「sunboy」車款，但未引起風潮。根據與光陽機車的訪談，光陽從 1996 年即投入電動機車的研發，自行開發 Power Train、馬達控制器、BMS、PCD 等系統控制元件。而鋰離子電池則是尋求與電池廠合作共同研發，採用可量產、穩定的 18650 圓柱型電池，並自 2015 年起投入 BMS 的研發。屏除政策補助因素，從技術角度來看，電動車會從 1-3 kW 的小動力車輛慢慢開始成熟。然而，僅就台灣內需市場來看，台灣每年 60 餘萬台機車的生產量，即使全部汰換成電動機車(每輛約需 3 kWh 之電池)，所需的電池量仍不足以撐起具規模經濟的電池廠(年產 2 GWh 之產線)。因此，電動機車業者與一般電動汽車業者相同，專注於開發電動機車所需要的控制系統，搭配電池廠商供應符合品質需求與低成本的電池，將是其研發模式。目前台灣機車廠商包括光陽、三陽、中華已陸續推出電動機車，並與中油合作測試充電式或換電池的方式，提升電動機車的系統整合性。台灣不僅有國內降低都市車輛空污排放而發展電動機車的需求，在國際電動載具的發展趨勢下，中國大陸、印度、東南亞各國等都具有大量機車需求，台灣在電動機車的發展算是先行者，應善用國內每年 60 萬輛機車的市場規模，讓廠商可以練兵吸收經驗，未來或可在國際市場佔有一席之地。

七、 政府政策與推動方式

雖然國內儲能潛在市場包括每年 50 萬台小客車(50 kWh/車)、60 餘萬台機車(3.7 kWh/車)，以及錶前、錶後的儲能市場，但就目前可預見的市場，國內廠商的投資仍較保守，也導致國內儲能廠商在技術能量及產量都落後於國外大廠。從政府施政的角度來看，增加綠能及穩定供電才是主要目標，產業扶植則受限於採購法及 WTO 公平競爭限制，難有力道較強的扶植手段。因此，可以看到目前的法規與政策圍繞在電網儲能的發展上，電動載具的電池則是著重在技術研發(工研院)及示範驗證(中油綠能智慧加油站)上，生產技術則是著墨較少。

能源局與台電公司對於電網儲能提出了估算，到了 2025 年總共需要 5.89 GW 的備轉容量，其中 2.69 GW 用於應付大量間歇性再生能源調頻需求。所需備轉容量將從抽蓄水力(1.5 GW)、小水力(0.1 GW)、燃氣複循環 AGC 調頻 (3.4 GW)、自動需量反應(0.3 GW)及儲能設備(590 MW)來填補需求。儲能設備預計 160 MW 由台電自行設置，430 MW 購買民間輔助服務。

目前政府對於儲能相關的法規修訂近況如下：

1. 電業法已規範「應優先併網、調度再生能源」

2. 再生能源發展條例已於 2019 年 4 月修訂，修訂用電大戶(800 kW 以上)設置一定比例之再生能源發電設備(再生能源、儲能設備、購買綠電、繳納代金四擇一)，預計在實行六個月內訂定施行細則。此外，亦增加再生能源發電、儲能之研發補助。

政府對於儲能產業推動政策如下：

1. 政府推動「5+2 產業創新計畫」，其中綠能科技計畫以綠能推動、產業發展及科技創新為目標。在產業發展方面以創能、儲能、節能及系統整合等四大主軸推動綠能產業，並推動沙崙智慧綠能科學城作為產學鏈結的實證平台。

2. 經濟部為解決再生能源併網之問題，在前瞻基礎建設計畫中，規劃「區域性儲能設備技術示範驗證計畫」，主要目的是透過儲能系統實證場域的建置，導引國內電池、電力零組件及系統業者之間的整合，讓國內業者在政府的支持下獲得練兵機會，所招標的儲能設施包括電池、PCS 等須為國內廠商製造驗證各項國內自製儲能軟硬體之功能，藉此扶植國內廠商。目前經濟部透過工研院整合儲能業者與台電公司由政府出資，已在高雄永安、台中龍井、彰濱等地設置 MWh 級的儲能示範站，以大型化、安全性為首要考量，預計在 2025 年逐步建置完成 590 MWh 之電網儲能系統。

3. 經濟部為了促進國營事業從事創新及研發，依據產業創新條例 9-1 條，將

儲能示範應用列為重點技術研發項目，藉此鼓勵國營企業擴大投入儲能產業。目前以中油推動智慧綠能加油站最為積極，已與民間電動機車業者開始合作，進行電池與電源管理系統之測試。

5.2 台灣對於儲能之需求與產業現況分析

一、 台灣對於儲能之政策方向

各國對於儲能系統的需求不同，美國是促進電力自由化；澳洲是天災多，電網脆弱度高；日本考量是地震多，能源安全性要求高；德國是 FIT 退場，再生能源希望搭配儲能系統自發自用。

台灣電網系統為獨立電網，為了因應未來再生能源大量併網造成的衝擊，產生了對儲能系統的需求。因此歸納政府主要推動計畫及法規修訂方向，並訪談政府專家後，大致可將政府在儲能的政策歸納為以下兩點：

1. 解決間歇性再生能源併網問題：依照政府再生能源政策，未來發電佔比至少20%的再生能源併網，維持電網穩定是台電的重要任務，電池儲能系統是重要的穩定方式，可在幾秒內升到滿載輸出，可快速因應間歇性電力變化，另外也可在再生能源發電設施設置儲能系統，降低其輸出功率的變化，增加其供電穩定性。

2. 發展儲能相關產業，培養廠商競爭力：從專家訪談可知，儲能系統對於累積操作經驗是相當重要的，在國內廠商生產規模不大的情況下，目前多朝利基產業發展的情況下，透過協助產業發展來培養廠商競爭力。目前政府採取措施如下：

   (1) 經濟部透過示範案場補助提供國內廠商練兵機會，所招標的儲能設施包括電池、PCS 等，須為國內廠商製造。目前已在永安(2MW/2MWh)、龍井(1MW/1MWh)、彰濱(8-10 MW)等地，搭配再生能源設施驗證調度功能、再生能源升降載控制、參與輔助服務驗證等測試。

   (2) 再生能源發展條例已於 4 月修訂，修訂用電大戶(800 kW 以上)設置一定比例之再生能源發電設備(再生能源、儲能設備、購買綠電、繳納代金四擇一)。

   (3) 中油推動智慧綠能加油站，與民間電動機車業者合作，進行電池與電源管理系統之測試。

二、 台灣儲能產業現況分析

台灣在儲能系統、電動機車、產業發展都有需求，然而台灣在最主要的電池應用領域上已有基礎，但難以在成本與國際大廠競爭。依據專家訪談及資料蒐集提出以下五點分析：

1. 產品與技術驗證不足：根據工研院產科國際所提出的分析，台灣的儲能產業可分為電池、電力調節器、電能管理系統、SI 系統整合等領域，每個領域也都有對應的廠商，產業鏈還算完整。然而，由於終端應用量能不足，沒有大規模進入電動車及儲能系統應用，缺乏產品驗證的機會，還需要依賴各式示範計畫增加技術實證的機會，才能增加打入國際市場的機會。

2. 市場規模不足：根據電池業者評估，即使以台灣使用量最大的電動機車來為計算基礎，2019 年的新車銷售創新高約 12 萬輛，以每輛使用 3.7 kWh 的電池來估計，共需要 444 MWh 的電池，遠不及一條符合經濟效益電池生產線每年可提供的量(2 GWh)。顯示沒有電動汽車的支撐，電池廠商要在台灣設立電池廠，將有銷售管道的問題，導致投資意願低。

3. 台灣電價結構：家用儲能系統會希望結合太陽光電自發自用，減少使用電網用電，然而以目前 PV+ESS 的價錢約 10 元/kWh 來計算，相較於市電約 2 元，相當不划算，在台灣缺乏裝設的誘因。相對來說，太陽光電賣給台電(以 4.5 元計算)，比起裝設儲能設備自用來得划算許多。低電價是不利於儲能系統裝置的主要原因。

4. 利基型產品或服務：台灣廠商雖在產量及成本不如國外廠商，但以自身擁有的技術可在高功率電池應用上取得不錯的成績，例如家電用品、無人機、農業機具等。也有以 BMS、PCS 為核心技術的廠商，透過累積經驗，尋求與國外廠商成立策略聯盟爭取標案。台灣廠商目前以利基型產品為主流，如何利用台灣能源轉型契機，強化台灣廠商與上下游產業的連結，創造台灣在儲能系統及電動載具的儲能產業鏈，應是政府可思考的政策方向。

5. 儲能系統國家安全標準待建置：韓國自 2017 年 8 月至 2018 年 11 月，共安裝 1,268 座儲電站，到目前為止，發生 28 起鋰離子電池儲能系統燃燒事故，韓國政府調查後發現原因包括 BMS、電芯、控制不當、系統安裝 SOP 不完善等。使用經驗不足是儲能系統標準不易建立的原因。不論是儲能系統還是電動載具的使用者都將對安全性有更高的要求，目前美國、加拿大、德國都有儲能系統安全的國家標準，要打入這些國家的市場勢必需通過安全驗證。在關鍵零組件方面，台灣對於電池系統也缺乏國家標準，僅有功率轉換系統有 CNS15426 之標準。

第六章 結論與建議

「能源轉型」已成先進國家之共識，惟考慮發電成本及維持電力穩定需求，仍有待技術持續進步，這是一項長期發展的工作。面臨未來國際再生能源佔比可能達到 1/3 以上的趨勢，相關配套技術也需同步發展。由於再生能源具有間歇性特徵，需要搭配儲能系統調節頻率，更進一步作為平衡電力之供給。可以肯定再生能源發展過程中，儲能系統將是不可或缺的要角之一。

從政府施政的角度來看，增加綠能及穩定供電才是主要目標，產業扶植則受限於採購法及 WTO 公平競爭限制，難有力道較強的扶植手段。政府已修訂電業法及再生能源發展條例，產業推動則有「5+2 產業創新計畫」、前瞻基礎建設計畫、中油推動智慧綠能加油站等，都有涵蓋到提升儲能系統的研發與設置。整體來看，目前的法規與政策圍繞在電網儲能的發展上，電動載具的電池則是著重在技術研發(工研院)及示範驗證(中油綠能智慧加油站)上，生產技術則是著墨較少。

為使各界更加了解目前產業發展限制及政府政策現況，謹針對產業發展、政府施政及應用需求提出以下七點結論：

一、 國際儲能產業展望

當前全球儲能仍以抽蓄水力最具規模與經濟效益，但相當依賴天然地形；其他包括電化學、熱能、氫能、壓縮空氣等儲能方式都是目前發展中的儲能技術，其中又以電化學儲能因為電動載具及儲能系統需求成為主流技術，尤其以鋰離子電池為核心之儲能系統。電動車車用電池預計到 2030 年將成長 15 倍，全球儲能系統到 2040 年累積裝置容量將成長 100 倍。因應電動車與儲能系統的需求，電池產業規模將會迅速擴張。

全球鋰離子電池產能主要掌握在 LG Chem、CATL、BYD、Panasonic 與 Tesla 等 5 家公司手中，而且亞洲是全球產能的重心，未來 10 年預計仍將如此。日韓企業由於進入鋰電池領域較早，因此專利方面日、韓兩國廠商擁有最多。

二、 台灣儲能產業現況

得利於蓬勃發展的可攜式電子產品，台灣過去在儲能產業發展多年，也有一定之技術水準。然而對於未來需求量大的高功率與高能量密度鋰離子電池，台灣在技術研發及生產的投入不及韓國及中國大陸，目前核心材料依賴進口，成本依然偏高，難以在電動車電池系統與國外廠商競爭。台灣幾家主要廠商則以尋求可容許成本較高的應用，著重在電動工具、充電站等利基市場。其未來需求大幅成長是可以期待的。對台灣儲能產業來說，慎選投入項目與模式，以競逐下世代為

目標，應仍有可為。

儲能電池組的管理系統 BMS，以及電池組與再生能源、電網系統間之電力管理系統 PCS，也是整體儲能系統關鍵技術環節，國內有中興電工、士林電機、台達電等電力系統廠商具備相關經驗，但在大型系統方面經驗有限，也無自產設備，需進一步累積經驗結合設備能力，才能滿足不同應用情境的需求。能源局目前有提供再生能源結合儲能系統之示範計畫，對於廠商練兵應有相當助益。

三、 台灣電池上游材料具競爭力

台灣廠商在電池材料的發展，如長春石化的銅箔、中碳的負極材料、台塑的電解液被認為具有國際競爭力，台灣中油公司也開始利用煉製副產品生產軟碳，希冀應用於提升電池負極材料性質。台灣雖然在電池芯與關鍵正極材料技術居於弱勢，但國內石化業的化工技術經驗豐富，或可在上游材料著力，嘗試跨越材料技術的高門檻。

四、 台灣儲能的需求與國內技術現況及產業能力短期內難以連結

過去幾年台灣廠商受限於台灣市場有限，未能跟上鋰離子電池的發展，即使政府願意大力支持，但廠商設置一座年產 2-4 GWh 符合成本的電池廠，在通路無法確保的情況下，各家廠商對於資本投入非常謹慎。由於終端應用量能不足，缺乏產品驗證的機會，需要政府適度協助，增加技術實證的機會，才能增加打入國際市場的機會。

在電網儲能(錶前儲能)應用上，以目前國產的化學儲能設施成本來看，台灣儲能廠商在儲能貨櫃組(電池+功率調節系統)的報價遠高於國外廠商，在價格上不具競爭力。而錶後儲能(住商、工廠為使用者)推動，關鍵在電價，目前台灣尖離峰價差約 3 元還算大，但由於基本電價 2-3 元偏低，加上儲能設備每度充放電成本約 5 元，因此對於用戶端不具誘因。以目前台灣的電價政策，要提高電價困難度頗高，對於錶後儲能的推動甚為困難。

五、 鋰離子電池技術突破點

未來鋰離子電池發展必然朝高可操作電壓與高能量方向發展，近程的作法在鋰三元方面為提高鎳的含量，將鎳占比提升至 80%，已經接近商業化。長期方面，可能要朝跳脫目前的體系與架構，包括電極方面可與鋰離子(或鋰原子)進行傳統化學反應的材料發展，電解質方面則要捨棄可燃的有機溶劑，改為陶瓷等不可燃的固體導離子材料。

六、 電池使用後的資源回收問題

依據國際組織對未來電動車及儲能系統之市場預測，未來 10-20 年內，電池使用量將增加數十倍，電池內的各類金屬回收將成為必須發展的技術。當未來電動車及儲能系統的使用量越來越多時，回收及再利用將成為環保主管機關的重大課題，因此發展相關回收技術是勢在必行。由於鋰離子電池成分複雜，複合了 2-3 種甚至更多金屬成分，導致回收成本高。鋰離子電池回收技術發展，也應是國內化工產業可著力之處。

七、 電動機車對於電池的需求

電動機車近年在台灣已有市場，也具備自製能力，零組件中電池仍以進口最大宗，但充電樁、小瓦時數電池管理系統(BMS)等皆為 100%台灣製造。台灣每年 60 餘萬台機車的市場規模，在產業發展上，經濟部或可找出兼顧電動機車與電化學儲能發展的政策走向。

對於台灣之產業發展及政策推動，提出以下五點建議：

一、慎選布局各式儲能系統與應用技術，厚植研發與製造能量

分散式智慧電網、併網與電力介接、鋰離子電池、化學儲能等(如：燃料電池、液流電池)，政府宜給予政策支持，但需評估各種效益，如減污、減碳、產業帶動等後，再慎選投入面向。建議可借鏡半導體發展模式，以產學研合作、技術引進、國際合作、政府策略投資、人才培育、示範案場等方式提升產業實力。過去台灣研究法人及產業都已投入多年，已有相當之基礎，透過經濟部、科技部之研究計劃引導，結合廠商對於市場的了解，尋找合適的切入點，投入研究資源，或可在下一世代佔有一席之地。

儲能系統應用因能源轉型、發展再生能源之既定政策而更顯重要，儲能系統之成本亦將隨著技術進步而持續下降，應評估儲能系統、併網與電力介接等技術，對於電網穩定、減少南電北送、不浪費再生能源、具市場性等效益之後，針對有需要的項目，對於技術研發及示範提出合理的補助方案。若不值得推廣的項目，也不應以帶動產業發展為目的，而給予補助，造成政府財政負擔。

二、儲能系統之國家安全標準，應盡快建置以利推廣

使用經驗不足是儲能系統標準不易建立的原因。不論是儲能系統還是電動載具的使用者都將對安全性有更高的要求，目前美國、加拿大、德國都有儲能系統安全的國家標準，要打入這些國家的市場勢必需通過安全驗證。在關鍵零組件方面，台灣對於電池系統也缺乏國家標準，僅有功率轉換系統 CNS15426 之標準。

若能透過能源轉型來扶植儲能產業，培養儲能廠商實際運行之經驗，將有助於國家標準的建置。

三、結合電動載具發展與市場量能，創造電動載具與儲能產業鏈共榮綜效

不論是電動車或電動機車，國內過去投入重點均在整車與傳動相關零組件，核心技術之一的電能來源與其周邊之相應管理系統，一直缺乏有力的投入，以致整車性能無法完全掌握(電動機車這方面表現較理想)，整車成本不論是電動車或電動機車也因而居高不下。衡酌發展電動載具，未來還有大量的電池回收問題，需發展國內電池回收技術，宜慎思該如何投入電化學儲能領域，結合國內已在國際嶄露頭角的充電樁或換電站等周邊技術，創造電動載具、儲能系統、能源服務等產業共榮局面。

四、結合石化產業發展高值化電池材料

台灣電池材料相關上游廠商所已在電池製造產業鏈上具有競爭力，這些廠商多為煉油石化業，如長春石化的銅箔、中碳的負極材料、台塑的電解液等，都被認為具有國際競爭力。近年台灣中油公司也開始利用煉製副產品生產軟碳，投入電池負極材料開發。台灣石化業面臨舊廠更新、大陸石化巨量產能開出、限塑等挑戰，為了維持競爭力，陸續投入各式高值化產品的開發。若可結合石化產業在化工製程經驗，並與學研界在材料基礎上合作研究，加上政府主導進一步投入關鍵與高端電池材料研發，如正極材料的製備、負極材料電量再提升、固態電解質、甚至石墨烯等次世代材料，朝向高電壓、高能量密度方向發展，或可讓台灣在上游市場佔有一席之地。

五、中油、台電基於核心能力，可扮演國家隊關鍵角色

中油已有兩千多個加油站，可扮演提供電動載具的充換電站的重要角色，並結合不同儲能設施，未來也可提供區域能源輔助服務。其次，中油具備煉化核心能力，可投入開發化學儲能系統所需材料。台電未來會有大量再生能源進入電網，對於儲能系統也已提出需求，再生能源與儲能系統及電網之間的整合，必然會面臨系統整合問題，也會累積大量的系統整合運行經驗，對於系統整合商及電池商而言，這都是難得的經驗。應可整合台灣廠商一起練兵，培養本土產業實力與技術經驗。

參考文獻

第一章與第二章

1. Renewabe 2019 Global Status Report, REN21
2. 2019 Long-Term Energy Storage Outlook, BloombergNEF
3. Global Energy Storage Outlook 2019, Wood Mackenzie
4. Global EV Outlook 2019, International Energy Agency
5. Grid-Scale Battery Storage, https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf
6. Handbook on Battery Energy Storage System, Asian Development Bank, 2018-12
7. Utility-Scale Batteries, International Renewable Energy Agency, 2019
8. 未來電池儲能電站應用前景和集成應用模式展望，國際能源研究中心，2018-11-05

第三章

1. 能源教育知識網 https://energy.mt.ntnu.edu.tw/CH/index.aspx - 儲能科技人才培育資源中心。
2. Electricicty Storage and Renewables: Cost and Market to 2030, IRENA
3. European Association for Storage of Energy, http://ease-storage.eu/
4. Kolb, G. J., Evaluation of Annual Performance of 2-Tank and Thermocline Thermal Storage System for Trough Plants, Solar Paces, Perpignan, France, 2010

第四章

1. Lewis, G. N.; Keyes, F. G. The Potential of the Lithium Electrode. J. Am. Chem. Soc. 1913, 35, 340−344.
2. Nitta, N.; Wu, F.; Lee, J. T.; Yushin, G. Li-ion Battery Materials: Present and Future. Mater. Today 2015, 18, 252−264.
3. Xu, K. Electrolytes and Interphases in Li-ion Batteries and Beyond. Chem. Rev. 2014, 114, 11503−11618.
4. Peled, E. A. The Electrochemical Behavior of Alkali and Alkaline Earth Metals in Nonaqueous Battery Systems－The Solid Electrolyte Interphase Model. J. Electrochem. Soc. 1979, 126, 2047−2051.
5. Xu, K. Nonaqueous Liquid Electrolytes for Lithium-Based Rechargeable Batteries. Chem. Rev. 2004, 104, 4303−4418.
6. Fong, R.; von Sacken, U.; Dahn, J. R. Studies of Lithium Intercalation into Carbons Using Nonaqueous Electrochemical Cells. J. Electrochem. Soc. 1990, 137, 2009−2013.
7. Tasaki, K.; Goldberg, A.; Winter, M. On the Difference in Cycling Behaviors of Lithium-Ion Battery Cell between the Ethylene Carbonate- and Propylene Carbonate-Based Electrolytes. Electrochim. Acta 2011, 56, 10424−10435.
8. Xing, L.; Zheng, X.; Schroeder, M.; Alvarado, J.; von Wald Cresce, A.; Xu, K.; Li, Q.; Li, W. Deciphering EC-PC Mystery in Liion Battery. Acc. Chem. Res. 2018, 51, 282−289.
9. Ding, F.; Xu, W.; Graff, G. L.; Zhang, J.; Sushko, M. L.; Chen, X.; Shao, Y.; Engelhard, M. H.; Nie, Z.; Xiao, J.; et al. Dendrite-free Lithium Deposition via Self-healing

Electrostatic Shield Mechanism. J. Am. Chem. Soc. 2013, 135, 4450−4456.
10. Zheng, G.; Lee, S. W.; Liang, Z.; Lee, H. W.; Yan, K.; Yao, H.; Wang, H.; Li, W.; Chu, S.; Cui, Y. Interconnected Hollow Carbon Nanospheres for Stable Lithium Metal Anodes. Nat. Nanotechnol. 2014, 9, 618−623.
11. Xu, W.; Wang, J.; Ding, F.; Chen, X.; Nasybulin, E.; Zhang, Y.; Zhang, J. G. Lithium Metal Anodes for Rechargeable Batteries. Energy Environ. Sci. 2014, 7, 513−537.
12. Li, Y.; Li, Y.; Pei, A.; Yan, K.; Sun, Y.; Wu, C.-L.; Joubert, L.- M.; Chin, R.; Koh, A. L.; Yu, Y.; et al. Atomic Structure of Sensitive Battery Materials and Interfaces Revealed by Cryo−Electron Microscopy. Science 2017, 358, 506−510.
13. Wang, X.; Zhang, M.; Alvarado, J.; Wang, S.; Sina, M.; Lu, B.; Bouwer, J.; Xu, W.; Xiao, J.; Zhang, J.-G.; et al. New Insights on the Structure of Electrochemically Deposited Lithium Metal and its Solid Electrolyte Interphases via Cryogenic TEM. Nano Lett. 2017, 17, 7606−7612.
14. Nagaura, T.; Tozawa, K. Lithium Ion Rechargeable Battery. Prog. Batteries Sol. Cells 1990, 9, 209−217.
15. Scrosati, B. Lithium Rocking Chair Batteries: An Old Concept? J. Electrochem. Soc. 1992, 139, 2776−2781.
16. Guyomard, D.; Tarascon, J.-M. Rocking-chair or Lithium-ion Rechargeable Lithium Batteries. Adv. Mater. 1994, 6, 408−412.
17. Cram, D. J.; Cram, J. M. Host-Guest Chemistry. Science 1974, 183, 803−809.
18. Armand, M. B. Intercalation Electrodes. In Materials for Advanced Batteries; Murphy, D., Ed.; Plenum Press: New York, 1980;
19. Whittingham, M. S. The Role of Ternary Phases in Cathodic Reactions. J. Electrochem. Soc. 1976, 123, 315−320.
20. Lazzari, M.; Scrosati, B. A Cyclable Lithium Organic Electrolyte Cell Based on Two Intercalation Electrodes. J. Electrochem. Soc. 1980, 127, 773−774.
21. Whittingham, M. S. Electrointercalation in Transition-Metal Disulphides. J. Chem. Soc., Chem. Commun. 1974, 328−329.
22. Whittingham, M. S.; Gamble, F. R. The Lithium Intercalates of the Transition Metal Dichalcogenides. Mater. Res. Bull. 1975, 10, 363−371.
23. Whittingham, M. S. Electrical Energy Storage and Intercalation Chemistry. Science 1976, 192, 1126−1127.
24. Whittingham, M. S. Layer and Tunnel Compounds: Fast Ion Transport and Electrochemical Energy Storage. In Fast Transport in Solids; Vashishita, Mundy, Shenoy, Eds.; North Holland: Amsterdam, 1979; p 17.
25. Mizushima, K.; Jones, P. C.; Wiseman, P. J.; Goodenough, J. B. LixCoO2 (0 < x < 1): A New Cathode Material for Batteries of High Energy Density. Mater. Res. Bull. 1980, 15, 783−789.
26. Mizushima, K.; Jones, P. C.; Wiseman, P. J.; Goodenough, J. B. LixCoO2 (0 < x < 1): A

New Cathode Material for Batteries of High Energy Density. Solid State Ionics 1981, 3-4, 171−174.
27. Goodenough, J. B.; Mizushima, K. Electrochemical Cell with New Fast Ion Conductors. U. S. Patent 4,302,518, 1981.
28. Thackeray, M. M.; David, W. I. F.; Bruce, P. G.; Goodenough, J. B. Lithium Insertion into Manganese Spinels. Mater. Res. Bull. 1983, 18, 461−472.
29. Thackeray, M. M.; Johnson, P. J.; De Picciotto, L. A.; Bruce, P. G.; Goodenough, J. B. Electrochemical Extraction of Lithium from LiMn2O4. Mater. Res. Bull. 1984, 19, 179−187.
30. Goodenough, J. B.; Thackeray, M. M.; David, W. I. F.; Bruce, P. G. Lithium Insertion/Extraction Reactions with Manganese Oxides. Rev. Chim. Miner. 1984, 21, 435−455.
31. Gummow, R. J.; De Kock, A.; Thackeray, M. M. Improved Capacity Retention in Rechargeable 4 V Lithium/Lithium-Manganese Oxide (Spinel) Cells. Solid State Ionics 1994, 69, 59−67.
32. Padhi, A. K.; Nanjundaswamy, K. S.; Goodenough, J. B. LiFePO4: A Novel Cathode Material for Rechargeable Batteries Electrochemical Society Meeting Abstracts, 96-1, 1996; p 73.
33. Padhi, K.; Nanjundaswamy, K. S.; Goodenough, J. B. Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries. J. Electrochem. Soc. 1997, 144, 1188−1194.
34. Ohzuku, T.; Ueda, A.; Nagayama, M.; Iwakoshi, Y.; Komori, K. Comparative Study of LiCoO2, LiNi1/2Co1/2O2 and LiNiO2 for 4 V Secondary Lithium Cells. Electrochim. Acta 1993, 38, 1159−1167.
35. Ohzuku, T.; Makimura, Y. Layered Lithium Insertion Material of LiNi1/2Mn1/2O2: A Possible Alternative to LiCoO2 for Advanced Lithium-Ion batteries. Chem. Lett. 2001, 30, 744−745.
36. Yabuuchi, N.; Ohzuku, T. Novel Lithium Insertion Material of LiCo1/3Ni1/3Mn1/3O2 for Advanced Lithium-ion Batteries. J. Power Sources 2003, 119-121, 171−174.
37. Zhong, Q.; Bonakdarpour, A.; Zhang, M.; Gao, Y.; Dahn, J. R. Synthesis and Electrochemistry of LiNixMn2−xO4. J. Electrochem. Soc. 1997, 144, 205−213.
38. Lu, Z.; MacNeil, D. D.; Dahn, J. R. Layered Cathode Materials Li[NixLi(1/3−2x/3)Mn(2/3−x/3)]O2 for Lithium-ion Batteries. Electrochem. Solid-State Lett. 2001, 4, A191−194.
39. Auborn, J. J.; Barberio, Y. L. Lithium Intercalation Cells without Metallic Lithium: MoO2/LiCoO2 and WO2/LiCoO2. J. Electrochem. Soc. 1987, 134, 638−641.
40. Winter, M.; Novák, P. Chloroethylene Carbonate, a Solvent for Lithium Ion Cells, Evolving CO2 during Reduction. J. Electrochem. Soc. 1998, 145, L27−L30.
41. Wrodnigg, G. H.; Besenhard, J. O.; Winter, M. Ethylene Sulfite as Electrolyte Additive

for Lithium-Ion Cells with Graphitic Anodes. J. Electrochem. Soc. 1999, 146, 470−472.
42. Wagner, R.; Preschitschek, N.; Passerini, S.; Leker, J.; Winter, M. Current Research Trends and Prospects Among the Various Materials and Designs used in Lithium-based Batteries. J. Appl. Electrochem. 2013, 43, 481−496.
43. Meister, P.; Jia, H.; Li, J.; Kloepsch, R.; Winter, M.; Placke, T. Best Practice: Performance and Cost Evaluation of Lithium Ion Battery Active Materials with Special Emphasis on Energy Efficiency. Chem. Mater. 2016, 28, 7203−7217.
44. Besenhard, J. O.; Fritz, H. P. The Electrochemistry of Black Carbons. Angew. Chem., Int. Ed. Engl. 1983, 22, 950−975.
45. Guérard, D.; Hérold, A. Intercalation of Lithium into Graphite and Other Carbons. Carbon 1975, 13, 337−345.
46. Dey, A. N.; Sullivan, B. P. The Electrochemical Decomposition of Propylene Carbonate on Graphite. J. Electrochem. Soc. 1970, 117, 222−224.
47. Besenhard, J. O.; Fritz, H. P. Cathodic Reduction of Graphite in Organic Solution of Alkali and NR4+ salts. J. Electroanal. Chem. Interfacial Electrochem. 1974, 53, 329−333.
48. Ikeda, H.; Narukawa, S.; Nakajima, H. Rechargeable Batteries. Japanese Patent 57-208079; June 1981.
49. Nishi, Y. The Dawn of Lithium-ion Batteries. Electrochem. Soc. Interface 2016, 25, 71.
50. Sekai, K.; Azuma, H.; Omaru, A.; Fujita, S.; Imoto, H.; Endo, T.; Yamaura, K.; Nishi, Y.; Mashiko, S.; Yokogawa, M. Lithium-ion Rechargeable Cells with LiCoO2 and Carbon Electrodes. J. Power Sources 1993, 43, 241−244.
51. Nagaura, T. A. Lithium Ion Rechargeable Battery. Oral Presentation in the Third International Rechargeable Battery Seminar, Deerfield Beach, FL, March 5−7, 1990.
52. Nagaura, T. Development of Rechargeable Lithium Batteries. II. Lithium Ion Rechargeable Batteries. Prog. Batteries Battery Mater. 1991, 10, 218−226.
53. Ozawa, K. Lithium-ion Rechargeable Batteries with LiCoO2 and Carbon Electrodes: the LiCoO2/C system. Solid State Ionics 1994, 69, 212−221.
54. Fujimoto, M.; Yoshinaga, N.; Ueno, K.; Furukawa, N.; Nohma, T.; Takahashi, M. Lithium Secondary Battery. U.S. Patent 5,686,138, 1991 (Japanese Priority Date: November 12, 1991).
55. Takehara, Z. − I.; Kanamura, K. Historical Development of Rechargeable Lithium Batteries in Japan. Electrochim. Acta 1993, 38, 1169−1177.
56. Yamaura, J.; Ozaki, Y.; Morita, A.; Ohta, A. High Voltage, Rechargeable Lithium Batteries using Newly-Developed Carbon for Negative Electrode. J. Power Sources 1993, 43, 233−239.
57. Guyomard, D.; Tarascon, J. M. Rechargeable Li1+xMn2O4/ carbon Cells with a New Electrolyte Composition. J. Electrochem. Soc. 1993, 140, 3071−3081.
58. Tarascon, J. M.; Guyomard, D. The Li1+xMn2O4/C Rockingchair System: A Review. Electrochim. Acta 1993, 38, 1221−1231.

59. Xia, J.; Petibon, R.; Xiong, D.; Ma, L.; Dahn, J. R. Enabling Linear Alkyl Carbonate Electrolytes for High Voltage Li-ion Cells. J. Power Sources 2016, 328, 124−135.
60. Chusid, O.; Ein Ely, Y.; Aurbach, D.; Babai, M.; Carmeli, Y. Electrochemical and Spectroscopic Studies of Carbon Electrodes in Lithium Battery Electrolyte Systems. J. Power Sources 1993, 43, 47 − 64.
61. Aurbach, D.; Ein-Eli, Y. The Study of Li-Graphite Intercalation Processes in Several Electrolyte Systems Using In Situ X-Ray Diffraction. J. Electrochem. Soc. 1995, 142, 1746−1752.
62. Aurbach, D.; Zaban, A.; Schechter, A.; Ein-Eli, Y.; Zinigrad, E.; Markovsky, B. The Study of Electrolyte Solutions Based on Ethylene and Diethyl Carbonates for Rechargeable Li Batteries: I. Li Metal Anodes. J. Electrochem. Soc. 1995, 142, 2873−2882.
63. Aurbach, D.; Ein-Eli, Y.; Markovsky, B.; Zaban, A.; Luski, S.; Carmeli, Y.; Yamin, H. The Study of Electrolyte Solutions Based on Ethylene and Diethyl Carbonates for Rechargeable Li Batteries: II. Graphite Electrodes. J. Electrochem. Soc. 1995, 142, 2882−2890.
64. Xu, K. Charge-transfer" Process at Graphite/Electrolyte Interface and the Solvation Sheath Structure of Li+ in Nonaqueous Electrolytes. J. Electrochem. Soc. 2007, 154, A162−167.
65. Xu, K.; Lam, Y.; Zhang, S.; Jow, T. R.; Curtis, T. B. Solvation Sheath of Li+ in Nonaqueous Electrolytes and its Implication of Graphite/Electrolyte Interface Chemistry. J. Phys. Chem. C 2007, 111, 7411−7421.
66. Xu, K.; von Wald Cresce, A. Li+-Solvation/Desolvation Dictates Interphasial Processes on Graphitic Anode in Li Ion Cells. J. Mater. Res. 2012, 27, 2327−2341.
67. von Cresce, A.; Xu, K. Preferential Solvation of Li+ Directs Formation of Interphase on Graphitic Anode. Electrochem. Solid-State Lett. 2011, 14, A154−A156.
68. Bogle, X.; Vazquez, R.; Greenbaum, S.; Cresce, A. v.; Xu, K. Understanding Li+−Solvent Interaction in Nonaqueous Carbonate Electrolytes with 17O NMR. J. Phys. Chem. Lett. 2013, 4, 1664−1668.
69. von Wald Cresce, A.; Borodin, O.; Xu, K. Correlating Li+ Solvation Sheath Structure with Interphasial Chemistry on Graphite. J. Phys. Chem. C 2012, 116, 26111−26117.
70. Xu, K.; von Cresce, A. Interfacing Electrolytes with Electrodes in Li Ion Batteries. J. Mater. Chem. 2011, 21, 9849−9864.
71. Arumugam Manthiram, An Outlook on Lithium Ion Battery Technology. ACS Cent. Sci. 2017, 3, 1063-1069
72. Manthiram, A. Electrical Energy Storage: Materials Challenges and Prospects. MRS Bull. 2016, 41, 624−630.
73. Goodenough, J. B.; Park, K.-S. The Li-ion Rechargeable Battery: A Perspective. J. Am. Chem. Soc. 2013, 135, 1167−1176.

74. Nitta, N.; Wu, F.; Lee, J. T.; Yushin, G. Li-ion Battery Materials: Present and Future. Mater. Today 2015, 18, 252−264.
75. Winter Martin; Barnett Brian; Xu Kang, Before Li Ion Batteries. Chem. Rev. 2018, 118, 11433−11456
76. Deng, D. Li-ion Batteries: Basics, Progress, and Challenges. Energy Sci. Eng. 2015, 3, 385−418.
77. Blomgren, G. E. The Development and Future of Lithium Ion Batteries. J. J. Electrochem. Soc. 2017, 164, A5019−A5025.
78. Marom, R.; Amalraj, S. F.; Leifer, N.; Jacob, D.; Aurbach, D. A Review of Advanced and Practical Lithium Battery Materials. J. Mater. Chem. 2011, 21, 9938−9954.
79. Ferg, E.; Gummow, R. J.; Kock, A. d.; Thackeray, M. M. Spinel Anodes for Lithium-Ion Batteries. J. Electrochem. Soc. 1994, 141, L147−L150.
80. Mizushima, K.; Jones, P. C.; Wiseman, P. J.; Goodenough, J. B. LixCoO2 ($0 < x \leq 1$): a New Cathode Material for Batteries of High Energy Density. Mater. Res. Bull. 1980, 15, 783−789.
81. Thackeray, M. M.; David, W. I. F.; Bruce, P. G.; Goodenough, J. B. Lithium Insertion into Manganese Spinels. Mater. Res. Bull. 1983, 18, 461−472.
82. Padhi, A. K.; Nanjundaswamy, K. S.; Goodenough, J. B. Phospho-Olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries. J. Electrochem. Soc. 1997, 144, 1188−1194.
83. Chebiam, R. V.; Prado, F.; Manthiram, A. Structural Instability of Delithiated Li1-xNi1-yCoyO2 Cathodes. J. Electrochem. Soc. 2001, 148, A49−A53.
84. Chebiam, R. V.; Kannan, A. M.; Prado, F.; Manthiram, A. Comparison of the Chemical Stability of the High Energy Density Cathodes of Lithium-ion Batteries. Electrochem. Commun. 2001, 3, 624−627.
85. Venkatraman, S.; Shin, Y.; Manthiram, A. Phase Relationships and Structural and Chemical Stabilities of Charged Li1-xCoO2-δ and Li1-xNi0.85Co0.15O2-δ. Electrochem. Solid-State Lett. 2003, 6, A9−A12.
86. Manthiram, A.; Goodenough, J. B. Lithium Insertion into Fe2(SO4)3 Frameworks. J. Power Sources 1989, 26, 403−406.
87. Manthiram, A.; Chemelewski, K.; Lee, E.-S. A Perspective on the High-Voltage LiMn1.5Ni0.5O4 Spinel Cathode for Lithium-ion Batteries. Energy Environ. Sci. 2014, 7, 1339−1350.
88. Kreder, K.; Manthiram, A. Vanadium-Substituted LiCoPO4 Core with a Monolithic LiFePO4 Shell for High-Voltage LithiumIon Batteries. ACS Energy Lett. 2017, 2, 64−69.
89. Manthiram, A.; Yu, X.; Wang, S. Lithium Battery Chemistries Enabled by Solid-state Electrolytes. Nat. Rev. Mater. 2017, 2, 16103.
90. Li, X.; Gu, M.; Hu, S.; Kennard, R.; Yan, P.; Chen, X.; Wang, C.; Sailor, M. J.; Zhang, J.-G.; Liu, J. Mesoporous Silicon Sponge as an Anti-Pulverization Structure for High-

Performance Lithium-Ion Battery Anodes. Nat. Commun. 2014, 5, 4105.
91. Pan, L.; Wang, H.; Gao, D.; Chen, S.; Tan, L.; Li, L. Facile Synthesis of Yolk−Shell Structured Si−C Nanocomposites as Anodes for Lithium-Ion Batteries. Chem. Commun. 2014, 50, 5878−5880.
92. Yoon, S.; Manthiram, A. Sb-MOx-C (M = Al, Ti, or Mo) Nanocomposite Anodes for Lithium-Ion Batteries. Chem. Mater. 2009, 21, 3898−3904.
93. Manthiram, A.; Fu, Y.-Z.; Chung, S.-H.; Zu, C.; Su, Y.-S. Rechargeable Lithium-sulfur Batteries. Chem. Rev. 2014, 114, 11751− 11787.
94. Chung, S.-H.; Chang, C.-H.; Manthiram, A. A Carbon-cotton Cathode with Ultrahigh-loading Capability for Statically and Dynamically Stable Lithium−Sulfur Batteries. ACS Nano 2016, 10, 10462−10470.
95. Lu, Z.; Beaulieu, L. Y.; Donaberger, R. A.; Thomas, C. L.; Dahn, J. R. Synthesis, Structure, and Electrochemical Behavior of Li [NixLi1/3−2x/3Mn2/3−x/3]O2. J. Electrochem. Soc. 2002, 149, A778− A791.
96. Armstrong, A. R.; Holzapfel, M.; Novák, P.; Johnson, C. S.; Kang, S.-H.; Thackeray, M. M.; Bruce, P. G. Demonstrating Oxygen Loss and Associated Structural Reorganization in the Lithium Battery Cathode Li[Ni0.2Li0.2Mn0.6]O2. J. Am. Chem. Soc. 2006, 128, 8694− 8698.

國家圖書館出版品預行編目(CIP)資料

儲能產業在能源轉型趨勢下的機會與挑戰 / 王釿鋙等作 ；
陳綠蔚主編. -- 初版. -- 臺北市 : 中技社, 民 108.12

90 面 ; 21 X 29.7 公分. -- (專題報告 ; 2019-10)
ISBN 978-986-98659-1-3(平裝)

1.電池工業 2.能源技術 3.技術發展 4.產業發展

468.1 108022828

著作權聲明©財團法人中技社

本出版品的著作權屬於財團法人中技社（或其授權人）所享有，您得依著作權法規定引用本出版品內容，或於教育或非營利目的之範圍內利用本出版品全部或部分內容，惟須註明出處、作者。財團法人中技社感謝您提供給我們任何以本出版品作為資料來源出版的相關出版品。

未取得財團法人中技社書面同意，禁止改作、使用或轉售本手冊於任何其他商業用途。

免責聲明

本出版品並不代表財團法人中技社之立場、觀點或政策，僅為智庫研究成果之發表。財團法人中技社並不擔保本出版品內容之正確性、完整性、及時性或其他任何具體效益，您同意如因本出版品內容而為任何決策，相關風險及責任由您自行承擔，並不對財團法人中技社為任何主張。

財團法人 中技社
CTCI FOUNDATION
106 台北市敦化南路2段97號8樓
Tel：02-2704-9805~7　Fax：02-2705-5044
http://www.ctci.org.tw