国家技术转移东部中心
National Eastern Tech-Transfer Center

—新能源之储能技术情况—

产业信息追踪

目录

储能技术发展背景

储能产业概况 P1

全球储能市场发展概况 P3

中国储能市场发展概况 P5

主要储能技术情况

机械储能技术 P6

电化学储能技术 P11

其他储能技术 P16

各储能技术路线比较 P17

各储能技术经济性分析 P20

产业动态

储能新市场：双碳目标下的必由选择 P22

中国电化学储能市场预测 P24

储能技术发展背景

储能产业概况

储能的概念

储能是指通过某种介质或设备，把一种能量通过某种形式存储起来，然后基于具体应用或需求，以一种特定能量形式释放出来的能量循环过程。目前广泛使用的储能系统是指电化学储能系统，即将太阳能、热能、动能、电能、化学能等多种形式的能量转化为电能并存储起来，然后根据需求进行释放的系统。储能本身不是新兴的技术，但从产业角度来说却是刚刚出现，正处在起步阶段。

储能的功能需求

储能最重要的用途在于解决电力供需的时间错配问题。储能是指通过特定的装备或物理介质将不同形式的能量储存起来,其在电力领域存储的主要是电能。电力系统因为其连续性和随机性的特点,电力供需错配可能发生在电力的“发、输、配、用”中的任何一个环节,尤其是光伏、风电等可再生能源还具有明显的间歇性特点。通过储能可以为可再生能源实现消纳、调频和削峰填谷的多重功效。

储能产业是能源结构转型的关键和推手，储能技术是新能源发展方面的一个重要领域，加快储能产业的发展，促进储能技术和系统内诸多相关技术之间的配合应用，从而对新能源电力系统的稳定运行与整体结构进行优化，这对推动经济发展和建设健康的能源产出与消费体系具有重要意义。

由于不同的储能具有不同的特点，包括不同的能量密度、功率密度、储能效率、使用寿命、环境特性以及成本性能等，并将电能转化为机械能、热能、化学能、电能等各种不同的能源形式并存储，因此在不同的场景下也有储能的不同应用形式。

储能的应用场景

储能应用场景丰富，在电力系统主要有发电侧/电网侧/用户侧 3 大主场景，此外，还包括微电网、分布式离网等特定场景,细分应用如下:

发电侧：火储联合调频，稳定输出功率；新能源发电配储,平抑出力波动,提高消纳等。

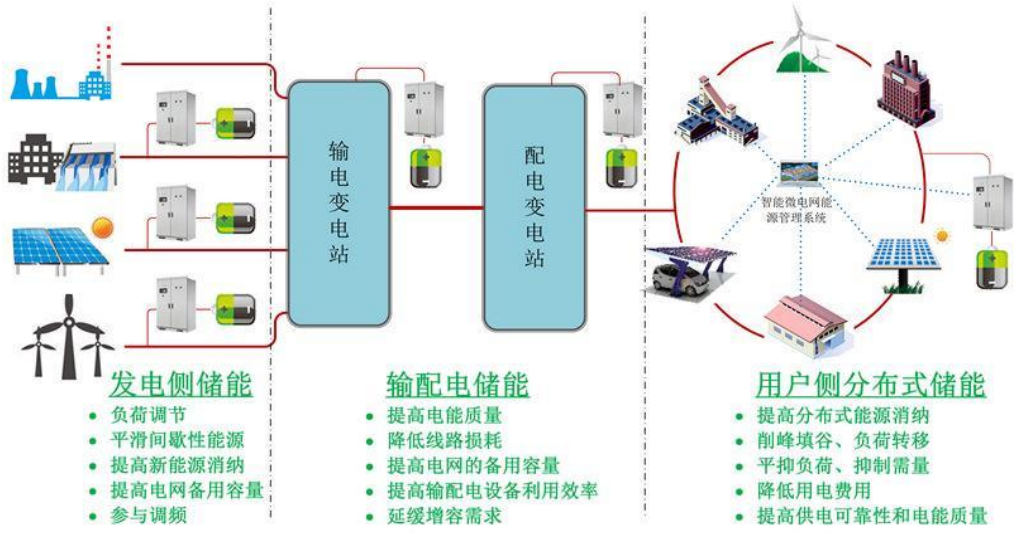
电网侧：调峰、二次调频、冷备用、黑启动等。

用户侧：峰谷套利、需量管理、动态扩容。用户主要分为家庭、工业、商业、市政等。

微电网：主要为离主电网络较远的无电、弱电地区,需要自建电网,可采用可再生能源与储能作为解决方案。

分布式离网：4G/5G 基站供电；风景区驿站供电；森林监控站供电；油田采油站供电；高速加油站供电等。

图 1. 储能应用场景



资料来源：林洋能源

全球储能市场发展概况

全球储能系统市场规模

截至 2020 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 191.1GW,同比增长 5.2%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 172.5GW,同比增长 0.9%；电化学储能的累计装机规模紧随其后，为 14.2GW；在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为 13.1GW,电化学储能和锂离子电池的累计规模均首次突破 10GW 大关。（装机容量指火电厂或水电站中所装有的全部汽轮或水力发电机组额定功率的总和，是表征一座火电厂或水电站建设规模和电力生产能力的主要指标之一。）

图 2.全球储能市场累计装机规模占比

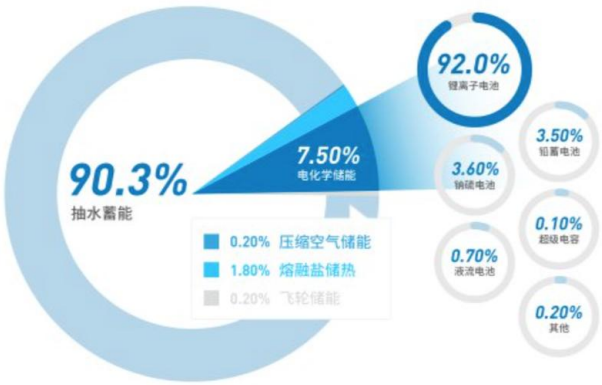
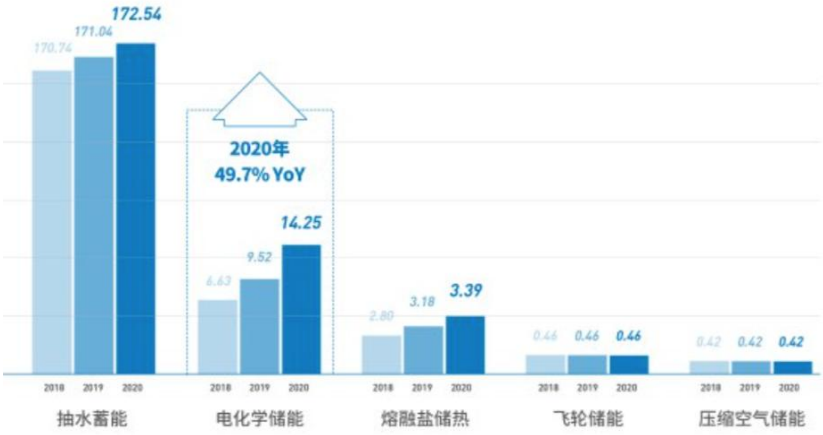


图 3.全球储能市场累计装机规模（单位：GW）

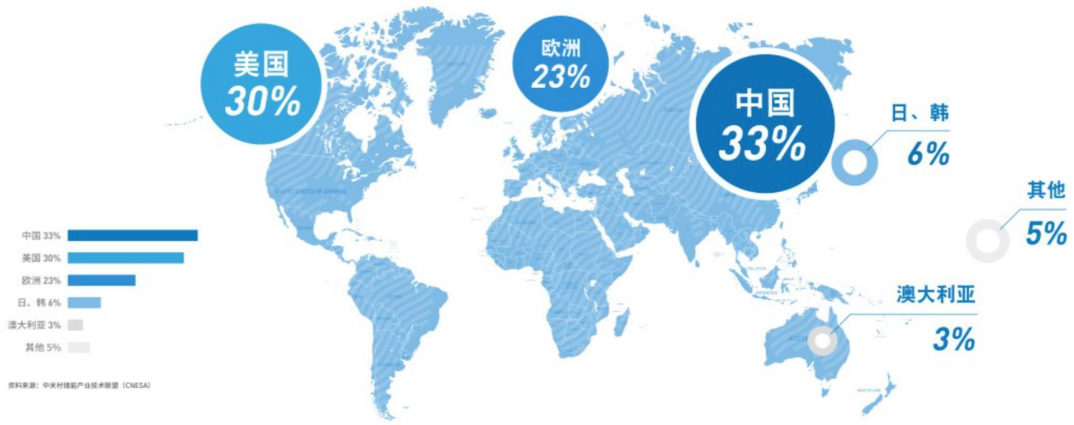


资料来源：中关村储能产业技术联盟(China Energy Storage Alliance 简称 CNESA)数据库

全球主要储能市场分布

2020 年，新冠疫情席卷全球，储能行业虽也遭受严重影响，但经历上半年的低迷之后，市场逐渐回暖，装机规模逆势而涨，再次刷新单年新增投运规模记录，达到 4.7GW,超过 2019 年新增投运规模的 1.6 倍。中国、美国和欧洲主导了 2020 年全球储能市场的规模化发展，新增投运规模均突破 GW 大关。）

图 4.2020 年全球新增投运电化学储能项目的地区分布（MW%）



资料来源：CNESA 全球储能数据库

全球主要储能市场表现

中国市场：中国新增投运项目中，储能在新能源发电侧中的装机规模最大，超过 580MW，同比增长 438%，地方相继出台的鼓励或强制配置储能的政策推动了该领域储能规模的快速增长。而“碳中和”、“碳达峰”目标的设立，使得可再生能源+储能的应用模式有望成为未来的推广和发展。

美国市场：美国在 2020 年实现了电网侧储能新增投运规模的突破，与 2019 年相比翻一番。新增装机容量主要来自加州，LSPower 在该地区完成了美国乃至全球最大的电池储能项目，规模为 250MW/250MWh，此外，该州还有类似几个大型项目正在加速完成中。

欧洲市场：欧洲英国和德国分别在电网侧和家用储能方面取得突破，英国迈出了“重大、积极又适时”的一步，取消电池储能项目容量限制，允许在英格兰和威尔士分别部署规模在 50MW 和 350MW 以上的储能项目。这项举措正式打开英国大型储能项目建设的序幕。德国已安装了 30 多万套家用电池储能系统，新冠疫情推动了人们对于能源弹性、安全性和实现能源独立的兴趣有所增加。

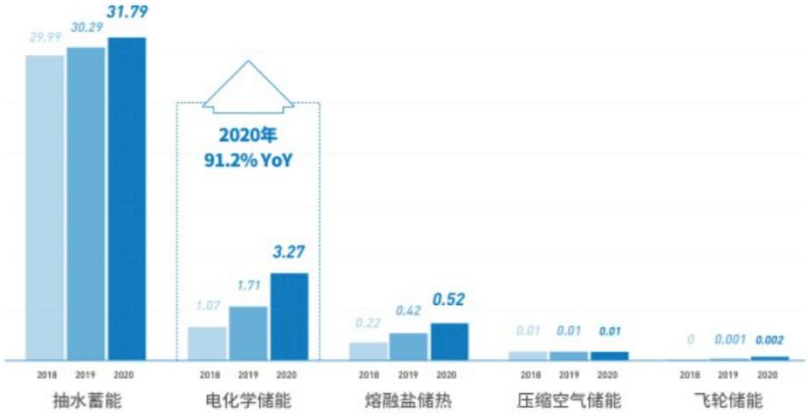
中国储能市场发展概况

中国储能系统市场规模

根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2020 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 35.6GW,占全球市场总规模的 18.6%,同比增长 9.8%,涨幅比 2019 年同期增长 6.2 个百分点。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 31.79GW,同比增长 4.9%；电化学储能的累计装机规模位列第二，为 3.27GW,同比增长 91.2%；在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为 2.9GW。

图 5.中国储能市场累计装机规模占比

图 6.中国储能市场累计装机规模（单位：GW）



资料来源：CNESA 全球储能数据库

2020 年中国储能市场发展特点

2020 年，国内储能产业的发展虽然受到新冠疫情的影响，但基于产业内生动力、外部政策以及碳中和目标等利好因素多重驱动，储能装机逆势大幅增长，如期步入规模化高速发展的快车道。然而，繁荣下的隐忧也随即出现，市场所呈现的“规模化”下隐藏着行业发展的痛点问题，这需要政策和市场予以正面对待。当前，市场对于储能产业和技术应用层面存在的问题逐步清晰，但却缺少责任机制予以认真对待，产业化发展的根基并不牢靠。有必要在十四五发展新阶段提升储能产业发展的战略地位，行业监管能力的提升势必要与产业发展的迫切诉求相匹配，这才是推动产业健康持续发展的关键。

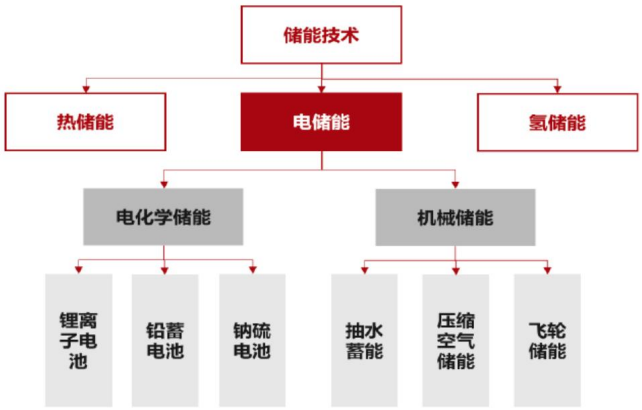
纵观 2020 年全年，中国储能产业的发展呈现出六个特点。

- 国家和地方政策调高储能产业化发展基调
- 储能融合发展趋势显现
- 储能商业化应用期盼市场长效机制
- 创新商业模式崭露头角
- 储能技术不断突破，成本持续下降
- 新势力异军突起，各方加码进军储能市场

主要储能技术情况

储能技术类型丰富，电储能广泛应用在于有电能储备需求的场景。储能技术主要分为热储能、电储能与氢储能。电储能是最主要的储能方式,按照存储原理的不同又分为电化学储能和机械储能两种技术类型。其中,电化学储能是指各种二次电池储能,根据正负极材质的不同，电化学储能分为锂离子电池、铅蓄电池与纳硫电池。机械储能根据储能方式，分为抽水蓄能、压缩空气储能与飞轮储能。两种储能方式应用于电力系统、通讯基站、数据中心与轨道交通。

图 7. 储能技术分类



资料来源：派能科技，浙商证券研究所

抽水储能占比最高，电化学储能发展迅猛

储能技术多样，成熟程度各不相同。储能存在多种不同的技术方案，各类技术方案的成熟度大不相同,产业化应用水平也存在比较大的差距。抽水储能占比最高，电化学储能发展迅猛。根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)，2020 年全球已投运储能项目累计装机规模 191.1GW，抽水蓄能占比最高,为 89.3%。抽水蓄能是当前最为成熟的电力储能技术，其次则是电化学储能，占比达 9.2%，在电化学储能中又以锂离子电池为主，占比高达 88.8%。电化学储能从累计值来看虽然不多，不过在 2020 年新增储能装机中，电化学储能装机占比却高达近 73%，是目前主流的储能装机技术方案。

图 8. 2020 年全球储能累计装机分布

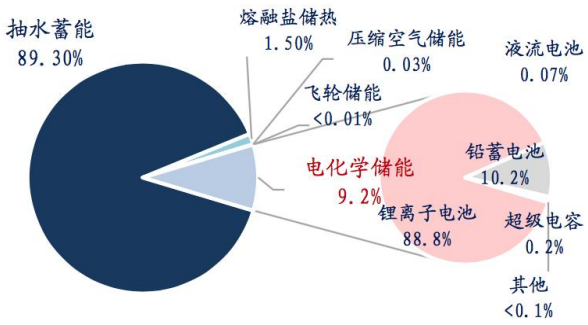
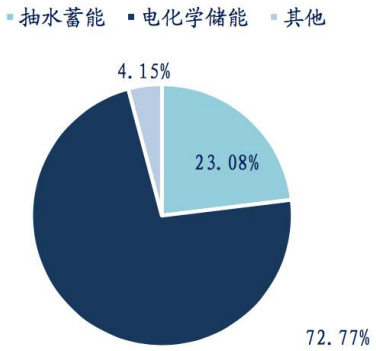


图 9. 2020 年全球新增储能装机分布



资料来源：CNESA 及前瞻产业研究院《2021 年全球储能行业装机规模与区域分布情况分析》

机械储能技术

抽水蓄能：当前主要储能方式,但新增装机已停

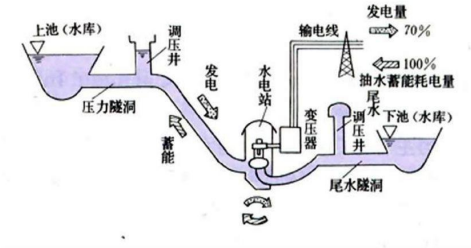
原理：抽水蓄能是当前最主要的电力储能技术。抽水蓄能电站配备上、下游两个水库，负荷低谷时段抽水蓄能设备工作在电动机状态，将下游水库的水抽到上游水库保存，负荷高峰时抽水蓄能设备处于发电机的状态，利用存储在上游水库中的水发电。另外,抽水蓄能电站还担负调频、调相和事故备用等动态功能。

特点：大规模、集中式能量储存，使用寿命长，用于电网的能量管理和调峰，需要上池和下池。厂址的选择选择依赖地理条件，有一定的难度和局限性。与负荷中心有一定的距离，需长距离输电，但是技术相当成熟。

效率：一般约为 65%-75%，最高可达 80%-85%；负荷响应速度快（10%负荷变化需 10 秒钟），从全停到满载抽水约 1 分钟；具有日调节能力，适合配合核电站大规模风力发电，超大规模太阳能光伏发电；抽水蓄能电站静态造价一般在 30005/KW-5000/kW。如今全球范围内所有抽水储能电站加在一起的装机容量总和为 9000 万 kW，在全球总体装机容量当中占据 3%。

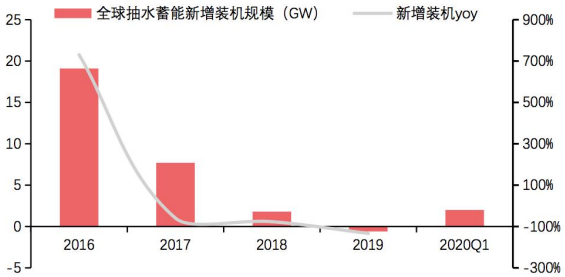
蓄水电站的建设受制于地理环境,且由于抽水蓄能效率较低,在其他储能技术逐渐成熟的情况下,其新增装机增速逐年放缓。2019 年由于部分抽水蓄能退役停机而新增项目较少,新增净装机为-0.6GW,首次出现负增长。

图 10. 抽水蓄能原理图



资料来源：全球新能源网

图 11. 2016 年-2020 年 Q3 全球蓄水储能装机规模



资料来源：CENSA

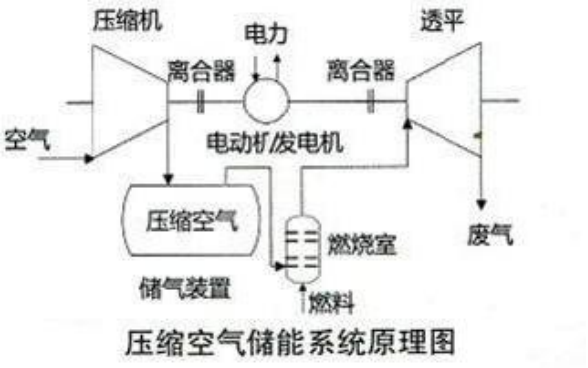
压缩空气：最具发展潜力的机械储能技术，但发展十分缓慢

原理：压缩空气储能采用空气作为能量的载体，大型的压缩空气储能利用过剩电力将空气压缩并储存在一个地下的结构（如地下洞穴），当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电。

特点：在诸多储能技术当中，压缩空气储能是其中最具发展潜力的一种储能技术。传统压缩空气储能系统具有储能容量较大、储能周期长、效率高和投资相对较小等优点,并且技术比较成熟，但需要大的洞穴以存储压缩空气，与地理条件密切相关，适合地点非常有限；需要燃

气轮机配合，并要一定量的燃气作燃料，适合于用作能量管理，负荷调平和削峰；此类储能技术复杂，条件苛刻、发展缓慢，2000 年后全球无新增商业化运营的案例。

图 12. 压缩空气储能系统原理图



资料来源：特变电工新疆新能源有限公司《储能行业研究报告》

主要发展趋势：包括带储热的压缩空气储能技术、液态空气储能、超临界空气储能技术、与燃气蒸汽联合循环的压缩空气储能技术、与可再生能源的耦合的压缩空气储能技术等。其中超临界压缩空气具有很高的能量密度,约为常规压缩空气储能系统能量密度的 18 倍,大幅减小了系统储罐体积,也就摆脱了对地理条件的限制。

国外发展现状：目前，世界上已有两座大型压缩空气储能电站投入商业运行。第一座是 1978 年投入商业运行的德国 Huntorf 电站，目前仍在运行中。机组的压缩机功率 60MW，释能输出功率为 290MW，系统将压缩空气存储在地下 600 米的废弃矿洞中，矿洞总容积达 3.1×105m3，压缩空气的压力最高可达 100bar。机组可连续充气 8 小时，连续发电 2 小时。第二座是于 1991 年投入商业运行的美国的 McIntosh 压缩空气储能电站。储气洞穴在地下 450 米，容积为 5.6×105m3，压缩空气储气压力为 7.5MPa。该储能电站压缩机组功率为 50MW，发电功率为 110MW，可以实现连续 41 小时空气压缩和 26 小时发电。

目前国内发展现状：国家电网公司已立项研究，项目负责人为清华大学卢强院士，中国电科院协同参加，电科院周孝信院士负责建模和分析研究，500kW 压缩空气储能发电原型系统开发-储气罐式，10MW 压缩空气储能发电系统建设方案正在研究中。中科院热物理研究所也正在从事临界压缩空气相关的研究和技术测试（1.5MW）

表 1：小时级以上储能介绍

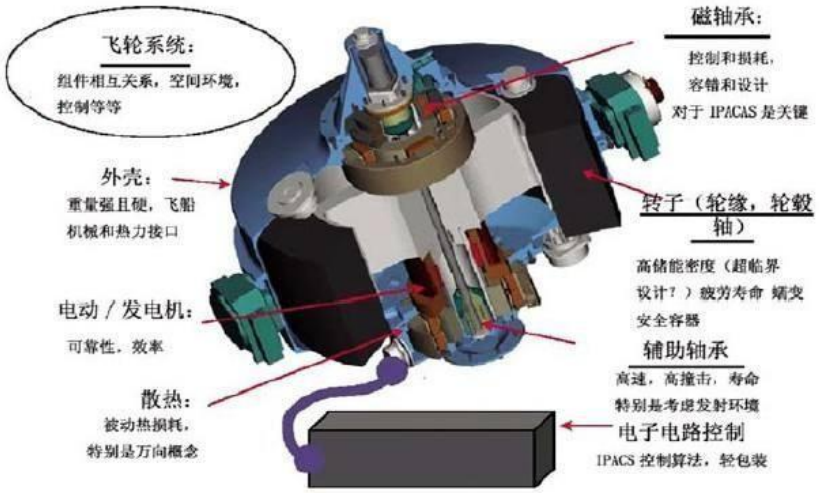
储能种类	工作原理	技术经济指标	优点	缺点	主要单位
抽水蓄能	上下水库的落差，势能和电能相互转换。	规模：数百兆瓦 转换效率：75%~80% 寿命：约80年 成本：4500-7200元/kW	技术成熟 规模大 运行维护费用低	地理资源条件有要求 建设周期长	世界内普遍应用
压缩空气储能技术	空气的内能和电能相互转换。	规模：数百兆瓦 转换效率：50%~70% 寿命：40年 成本：3500-4000元/kW	技术成熟 规模大 运行维护费用低	效率低 系统复杂	德国Huntorf电站 美国Mcintosh电站

资料来源：中国电力科学院

飞轮储能：商业化应用步伐领先，主要由海外公司研发

原理：飞轮储能是用物理的方法储能的技术，是利用高速旋转的飞轮所拥有的惯性来储存能量。飞轮储能系统包括三个核心部分：飞轮、电动机-发电机和电力电子变换装置。其中，飞轮是整个产品的核心部件，直接决定着储存能量的多少，电力电子变换装置决定了输入输出能量的大小。

图 13. 飞轮储能电池结构图



资料来源：特变电工新疆新能源有限公司《储能行业研究报告》

技术发展：磁悬浮技术、真空技术、高性能永磁技术和高温超导技术的发展，极大地降低了机械轴承摩擦与风阻损耗；高强度纤维复合材料的应用，飞轮允许线速度大幅提高，大大增加了单位质量的动能储量；电力电子技术的飞速发展，使飞轮储存的能量交换更为灵活高效。

特点：寿命长 15-30 年、效率高、少维护、稳定性好、较高的功率密度、响应速度快，毫秒级并且对环境友好。缺点：能量密度低，只可持续几秒至几分钟，且由于轴承的磨损和空气的阻力，具有一定的自放电。

应用：飞轮储能主要用于为蓄电池系统作补充，如用于不间断电源/应急电源、电网调峰和频率控制。多用于工业和 UPS 中，适用于配电系统运行，以进行频率调节，可用作一个不带蓄电池的 UPS，由于转速高，惯性大，单体容量不大，当需要大容量时，往往用多个小单体集成。

国外发展现状：飞轮储能商业化应用步伐较超级电容领先，主要研发机构是美国 ActivePower 和 Beacon 公司，飞轮储能主要围绕二次调频等场景开展应用。

目前国内发展现状：我国已经在 300MW 飞轮储能脉冲发电机技术实现突破，开始在配电系统中安装使用，如安装在北京 306 医院（美国设备，项目由电科院电力电子研究所完成，为在北京运行中的第二套装路，2008 年投运，容量为 250kVA，磁悬浮轴承，能运行 15 秒，可与备用的柴油发电机配合，现在，600MW 样机正在研制中。

电化学储能技术

电化学储能技术：支撑能源转型的关键技术

电化学储能是当前应用范围最广、发展潜力最大的电力储能技术。相比抽水蓄能,电化学储能受地理条件影响较小,建设周期短,可灵活运用于电力系统各环节及其他各类场景中。同时,随着成本持续下降、商业化应用日益成熟,电化学储能技术优势愈发明显,逐渐成为储能新增装机的主流。未来随着锂电池产业规模效应进一步显现,成本仍有较大下降空间,发展前景广阔。

7 年复合增速 49%,装机集中度高。电化学储能累计装机规模从 2014 年的 893.5MW 上升到了 2020 年的 14247.3MW,年化复合增长率高达 48.5%,其中 2018 年的增速甚至达到了 120%以上。此外到 2020 年电化学储能装机集中程度很高,中美欧日韩澳六大区域的电化学储能装机合计共占全球装机的 95%,其中中国和美国占比最高,分别为 33%与 30%。

图 14. 全球电化学储能装机规模

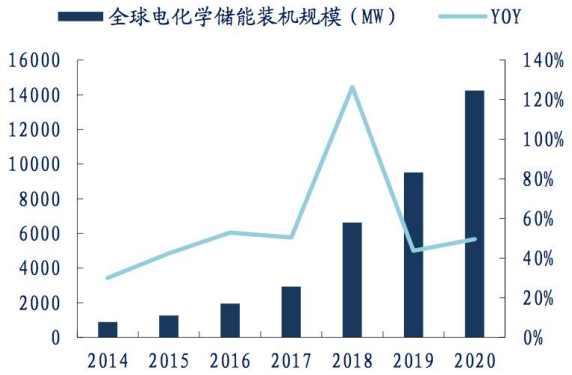
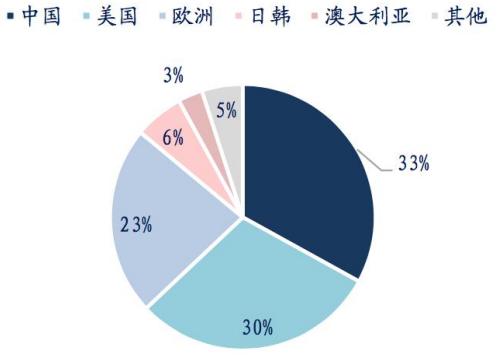


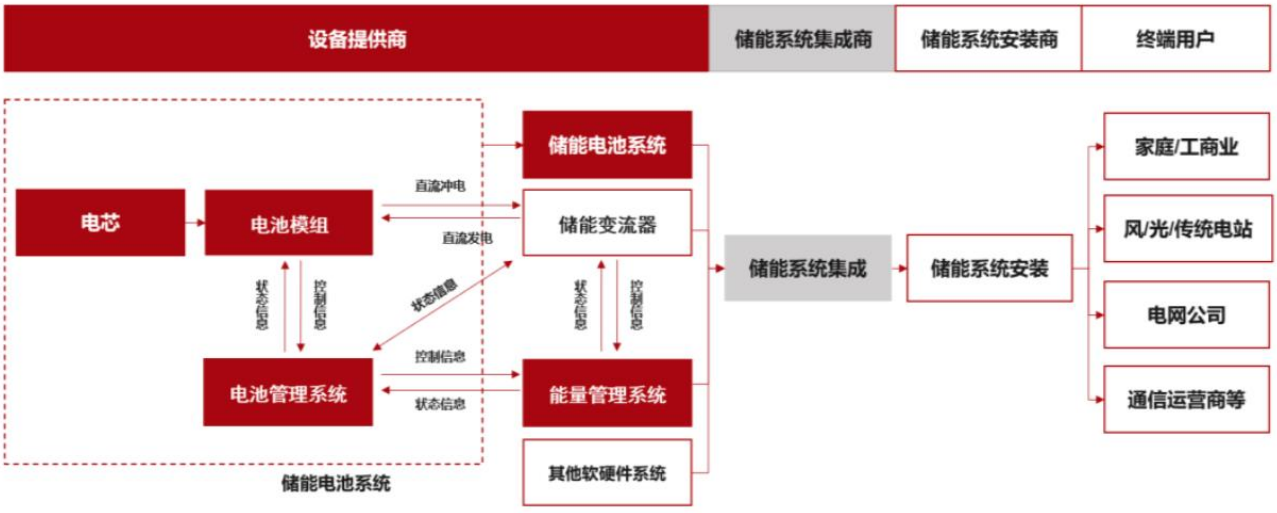
图 15. 2020 年电化学储能装机分布



资料来源:CNESA 及前瞻产业研究院《2021 年全球储能行业装机规模与区域分布情况分析》

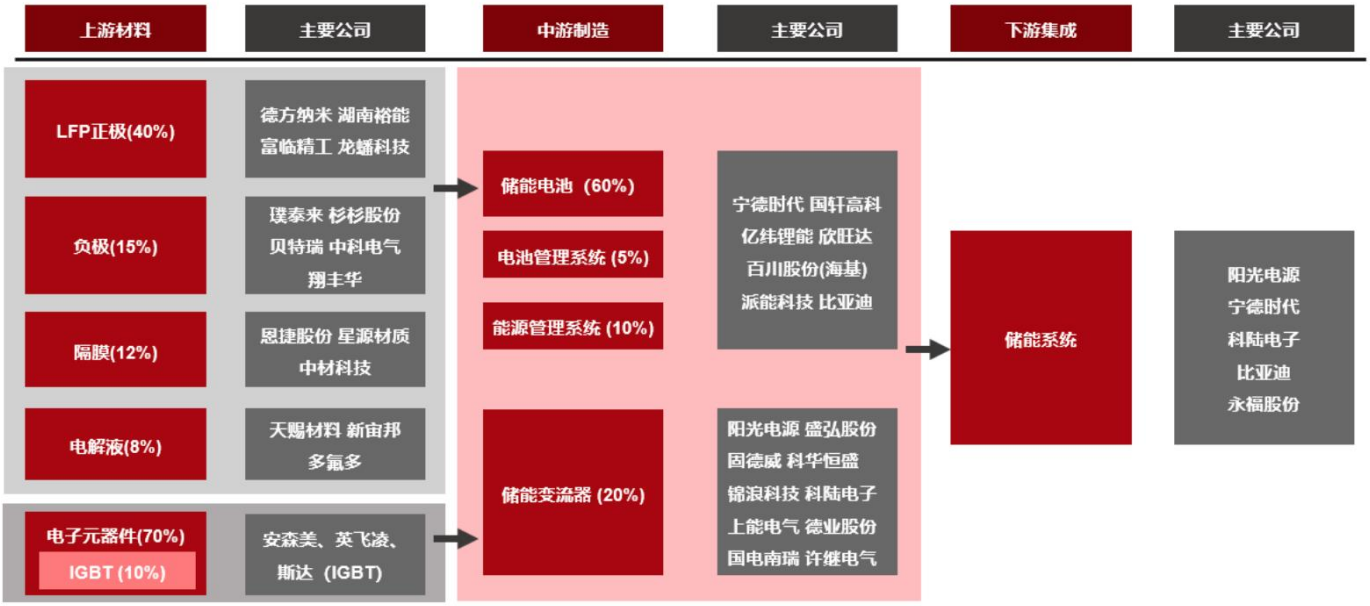
电化学储能系统主要由储能电池系统(含电池模组和电池管理系统),储能逆变器(PCS),能量管理系统(EMS)和其他硬件系统组成。电池组是储能系统最主要的构成部分：电池管理系统主要负责电池的监测川评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集州网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。电池模组的上游是锂电材料,PCS 与 BMS 上游主要包括功率半导体和各类芯片。储能系统下游是储能系统集成商及安装商。

图 16. 电化学储能系统组成图



资料来源：派能科技，阳光电源

图 17. 电化学储能系统产业链及主要负责公司



数据来源：浙商证券研究所

电化学储能技术类别

铅酸电池

是世界上应用最广泛应用的电池之一，技术很成熟，结构简单、价格低廉、维护方便。它的开发和应用已有一百多年的历史。循环寿命可达 1000 次左右，效率可达 80 至 90，性价比高，常用于电力系统的事故电源或备用电源，以往大多数独立型光伏发电系统配备此类电池。

铅炭电池

是一种电容型铅酸电池，是从传统的铅酸电池演进出来的技术，它是在铅酸电池的负极中加入了活性炭，能够显著提高铅酸电池的寿命。将高比表面碳材料（如活性碳、活性碳纤维、碳气凝胶或碳纳米管等）掺入铅负极中，发挥高比表面碳材料的高导电性和对铅基活性物质的分散性，提高铅活性物质的利用率，并能抑制硫酸铅结晶的长大。

特点：具有充电快、放电功率高、循环寿命长、性价比高、安全稳定等优势。是过去主流技术,广泛用于后备电源,但循环寿命短、能量密度低、造成污染等问题,目前使用逐渐减少。

钠硫电池

钠硫电池的阳极由液态的硫组成，阴极由液态的钠组成，中间隔有陶瓷材料的贝塔铝管。电池的运行温度需保持在 300° C 以上，以使电极处于熔融状态。循环周期可达 4500 次，放电时间可达 6 至 7 小时。周期往返效率约为 75%，其能量密度高，响应时间快。

特点：最大优点在于资源禀赋较高,其原材料钠、硫比较容易获得,缺点是生产成本高,约为 2000 元/kWh,且存在安全隐患。

图 18. 钠硫电池示意图

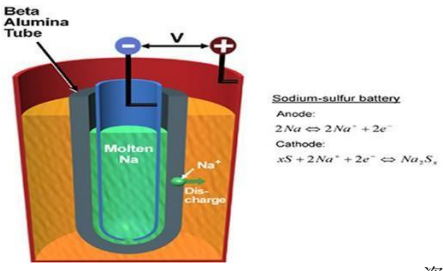
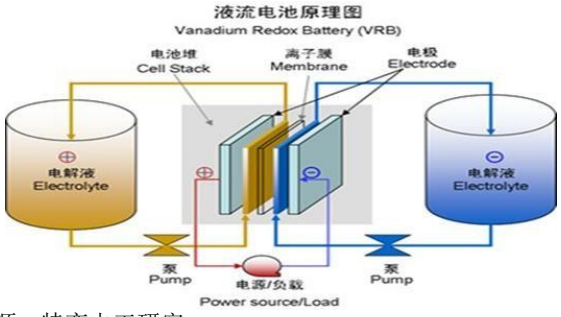


图 19. 全钒液流电池示意图



资料来源：特变电工研究

全钒液流电池

在液流电池中，能量储存在溶解于液态电解质的电活性物种中，而液态电解质储存在电池外部的罐中，用泵将储存在罐中的电解质打入电池堆栈，并通过电极和薄膜，将电能转化为化学能，或将化学能转化为电能，电池的功率和能量是不相关的，储存的能量取决于储存罐的大小，因而可以储存长达数小时至数天的能量，容量也可达兆瓦级，适合于应用在电力系统中。

特点：由于电解液的原材料多样,有许多发展路径,目前全钒液流较为成熟,美国的 Primus 和 ESS 公司在锌溴液流上有所突破,已取得金融机构和政府部门资金支持。

表 2. 钠硫电池、液流电池、铅碳电池三种电化学储能技术介绍

储能种类	工作原理	技术经济指标	优点	缺点	主要研究单位
钠硫电池	在高温环境（300~350℃），液态金属钠为负极，单质硫为正极，充电时金属钠发生氧化反应，钠离子通过陶瓷管扩散进入正极，与单质硫结合生成钠硫化物，以此将电能转化为化学能。	循环寿命：4500次 能量效率：85% 能量密度：150-240kWh/m3，150-230W/kg 系统价格：2000元/kWh	能量密度较大； 原材料钠、硫易得；	成本高； 存在安全隐患	国际：日本NGK公司等 国内：中科院上海硅酸盐研究所
液流电池	液流电池的活性物质以液态形式。 根据电解液又分为：全钒液流、多硫化钠液流、锌溴液流、铁铬液流等体系。 目前，全钒液流发展相对成熟。	循环寿命1万次 能量效率70% 运行环境温度15-40℃ 能量密度15-25Whn 系统价格：2000元/kWh	电池寿命长 功率和容量独立设计 安全性好	效率低 能量密度 运行温度窗口窄 可靠性低	国际：日本住友电工等。 国内：北京普能世纪科技、大连融科和武汉南瑞等
铅碳电池	铅碳电池是将非对称超级电容器与铅酸电池采用内并联方式两者合一的混合物，作为一种新型的超级电池，铅碳电池是将铅酸电池和超级电容器两者技术的融合，是一种既具有电容特性又具有电池特性的双功能储能电池。	循环寿命：1200-1500次 比能量：30-55Wh/kg 比功率：500-600W/kg 能量转换效率：92% 电池成本：750元/kWh	比功率高 没有易燃成分，安全性好 成本较低，原材料资源丰富，可再生回收利用率高	循环寿命仍短 容量利用率较低 易析氢失水	日本古河公司 美国 East Pann 浙江南都电源 超微公司 圣阳公司

资料来源：中国电力科学院

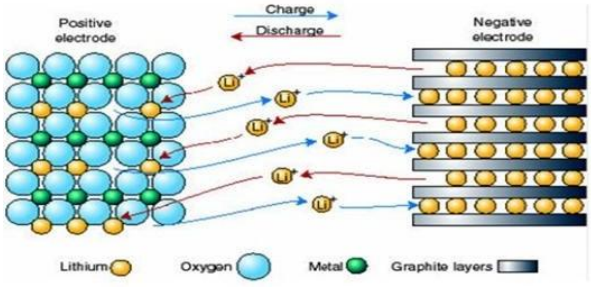
锂离子电池：电化学储能的主要路径,磷酸铁锂电池更适用于储能场景

目前几乎已成为世界上应用最为广泛的电池，在电动汽车、计算机、手机等便携式和移动设备上应用；它的技术发展很快，近年来，大规模生产和多场合应用使其价格急速下降，因而在电力系统中的应用也越来越多

特点：效率可达 95%以上，放电时间可达数小时，循环次数可达 5000 次或更多，响应快速。

锂离子电池在现有电化学储能装机中占比 90%，主要分为三元锂电池、磷酸铁锂电池等。磷酸铁锂电池特性更适用于储能场景,，是目前电化学储能的发展趋势。磷酸铁锂电池能量密度较低,，但在循环寿命、安全性，成本方面有优势。

图 20.锂离子电池示意图



资料来源：特变电工研究

•三元锂电池的能量密度为 210-250Wh/kg 左右，磷酸铁锂电池能量密度为 110-160Wh/kg 左右；

•三元锂电池循环到 2000 次时，磷酸铁锂电池可做到循环次数更多但衰减较少；

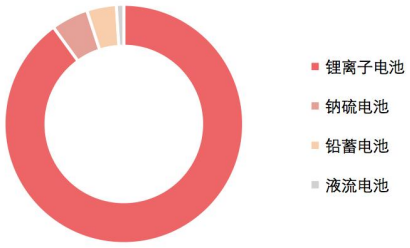
•磷酸铁锂电池安全性要好于三元电池，可通过针刺实验，在高温环境仍可保持稳定结构，电池变形坏损时也不会发生冒烟、起火等事故；磷酸铁锂电池对环境无污染。

表 3. 锂离子电池储能介绍

储能类型	工作原理	能量密度	循环寿命	成本	安全性	应用与技术情况
三元锂电池	以稳定地进行锂离子嵌入/脱嵌反应的材料作为电池的正负极，通过锂离子在正负极之间的可逆转移实现能量的储存/释放	210-250Wh/kg	2000次+	约800元/KWh	较差	应用范围广 技术进步快，产业链相对完备
磷酸铁锂电池		110-160Wh/kg	可达5000次以上	约600元/KWh	较好	
钛酸锂电池			25000次以上	三元电池的2-3倍	较好	国际：美国Altairnano公司 日本东芝公司等 国内：珠海银隆、微宏动力等

资料来源：中国电池联盟网

图 21. 2020 Q3 全球电化学储能结构



资料来源：CNESA

其他储能技术

超级电容储能

原理：超级电容器是依照电化学双电层理论为基础而开发出的一种新型储能方式，这种方式能够提供非常强的脉冲功率，在充电的过程中处于理想极化状态的电极表面，电荷会对电解质溶液当中存在的异性离子进行吸引，使其附着在电极表层上，从而形成一种双电层电容在相关的电力系统当中，通常应用在短时间，并且功率较大的一些负载稳定与电能质量峰值功率的状态下，对于电压跌落或者是瞬态干扰的情况下提升供电能力。

特点：①充电速度快，充电 10 秒-10 分钟可达到其额定容量的 95%以上；②循环使用寿命长，深度充放电循环使用次数可达 1-50 万次，没有“记忆效应”；③大电流放电能力超强，能量转换效率高，过程损失小，大电流能量循环效率≥90%；④功率密度高，可达 300-5000W/kg，相当于电池的 5-10 倍；⑤产品原材料构成、生产、使用、储存以及拆解过程均没有污染，是理想的绿色环保电源；⑥充放电线路简单，无需充电电池那样的充电电路，安全系数高，长期使用免维护；⑦超低温特性好，温度范围宽-40-C-+70° C；⑧检测方便，剩余电量可直接读出；⑨容量范围通常 0.1-1000F。

超导储能

超导储能系统是凭借着超导体构成的线圈对相关磁场能量进行储存，在功率输送的过程中不需要对能源形式进行转换，具有比容量大、响应速度快以及转换效率高等特点，能够实时进行大容量能量交换以及功率补偿等。超导储能系统能够充分满足频率调节、功率补偿、功率输送能力以及保证系统稳定等方面的标准与要求。

氢储能

是近两年受德国等欧洲国家氢能综合利用后提出的新概念。氢能已被证明是最有前途的储能技术之一，因为它适用范围较为广泛，如交通和电力时，结合可再生能源或低碳能源技术，氢储可以减少温室气体排放。此外，氢储能够有效地整合大量的间歇性风能。氢储能可看作是一种化学储能的延伸，其基本原理就是将水电解得到氢气和氧气。以风电制氢储能技术为例，其核心思想是当风电充足但无法上网、需要弃风时，利用风电将水电解制成氢气（和氧气），将氢气存储起来；当需要电能时，将存储的氢气通过不同的方式（内燃机、燃料电池或其他方式，转换为电能输送上网。通常所致的氢储能系统是电-氢一电的循环，且不同于常规的锂电池、铅酸电池。其前端的电解水环节，多以功率计算容量，代表着氢储能系统的“充电”功率；后端的燃料电池环节，代表着氢储能系统的“放电”功率；中间的储氢环节，多以氢气的体积计算容量，储氢环节的容量大小决定了氢储能系统可持续“充电”或“放电”的时长。目前欧、美、日等都制定了氢能发展战略和详细的计划，并在迅速而有步骤地推进

各储能技术路线比较及应用领域分析

各种储能技术在其能量密度、功率密度、储能效率、使用寿命、环境特性以及成本性能方面均有不同表现，尚无一种储能技术可以完全胜任在电力系统中的各种应用。根据储能技术的特性，将储能技术分为能量密度高、储能容量大的能量型储能技术（压缩空气、抽蓄、电池等）；功率密度高、相应速度快、可频发充放电的功率型储能技术（飞轮、超导超级电容等）。

表 4：储能技术路线比较及应用场景

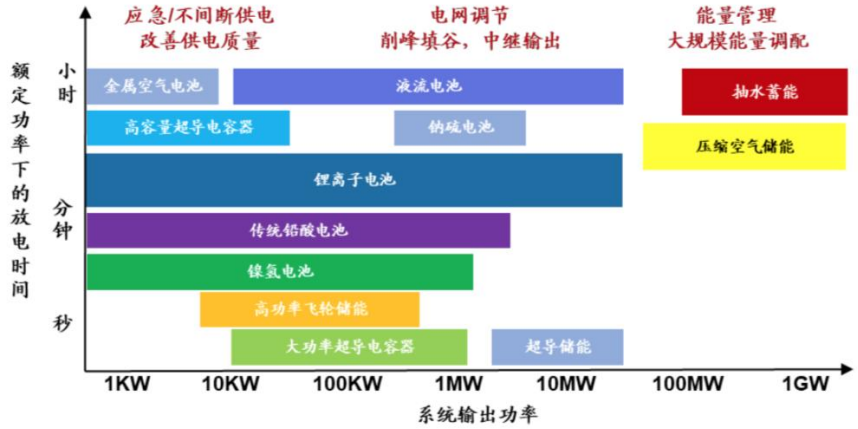
技术类型		配置灵活性	放电时间	启动时间	响应速度	技术水平	基本原理	最优适用场景
电储能	机械储能 抽水蓄能	很低	2h-天	3-5 min	min	商用	利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站	大规模调峰、长时调频
	机械储能 压缩空气	洞穴式：很低 超临界：一般	1h-天	~6 min	~1 min	洞穴式：商用 超临界：示范	利用过剩电力将空气压缩并储存，当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电	可再生能源并网、辅助服务
	机械储能 飞轮储能	一般	s-min	<2 ms	<2 ms	商用	利用电能将一个放在真空外壳内的转子加速，将电能以动能形式储存起来。	快速调频、企业级 UPS
	电化学储能 铅蓄电池	高	0.5-10h	<1s	<10 ms	商用	正极二氧化铅和负极纯铅浸到电解液中，两极间会产生 2V 的电势	分布式及微网、工商业、变电站备电
	电化学储能 锂离子电池	很高	0.1-10h	<1s	<10 ms	示范-商用	正负电极由两种不同锂离子嵌入化合物构成。充电时，Li+从正极脱嵌经过电解质嵌入负极,放电相反	综合
	电化学储能 液流电池	一般	1-10h	s 级	ms 级	示范	正极和负极电解液分别装在两个储罐中，利用送液泵使电解液通过电池循环	大规模调峰、可再生能源并网
	电化学储能 钠硫电池	高	1-8h	s 级	ms 级	商用	正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在 300℃以上，以使电极处于熔融状态。	综合
	电化学储能 超级电容器	一般	s-min	<1s	ms 级	示范	通过电极与电解质之间形成的界面双层来存储能量	快速调频
氢储能		一般	h-周	3-5 min	<1s	示范	将多余的电力可用于制造可无限期储存的氢气，然后在常规燃气发电厂中燃烧气体发电，或用于给家庭供热	天-周级长时供电
热储能		一般	0.5-10h	-	-	商用	吸收太阳辐射或其他载体的热量蓄存于介质内部，环境温度低于介质温度时热量即释放	光热电站及电-热转换

资料来源： CNESA，CESA，浙商证券研究所

从能量存储与释放的速率来看，电磁储能、机械储能具有更快的存储和释放速率，从单位质量或体积存储的能量密度的角度考虑，化学储能的能量密度仅次于核能，高于其他能量存储形式。因此，不同形式之间的能量转换与存储具有不同的特点，不同应用一般需要针对性地选择合适的能量存储方式。

相较于其他储能技术，电化学电池储能具备高可控性、高模块程度的优势，整体上能量密度大、转换效率高、建设周期短、站址适应能力强、安装方便、适用范围广，具有极大的推广价值。

图 25/表 5.. 各种储能技术的应用领域分析



性能指标	铅炭电池	铅酸电池	锂离子电池	钠硫电池	全钒液流电池
规模等级	MW 级	10MW 级	10MW 级	10MW 级	MW 级
循环寿命	2500-4000	600-1000	3000-6000	3000-4500	＞10000
能量密度	40-60Wh/kg	30-50Wh/kg	140-300Wh/kg	150-240Wh/kg	10-15Wh/kg
充放电效率	＞90%	80-90%	＞90%	75-87%	75-80%
自放电	0.1-0.3%/天	0.1-0.3%/天	0.1-0.3%/天	低	极低
工作温度	环境温度影响寿命	环境温度影响寿命	低温性能差	300-350℃	5-40℃
安全性	铅污染	铅污染	过热爆炸风险	钠泄露风险	比较安全
电池回收	可回收再生	可回收再生	难	中	电解质溶液
度电成本元/kWh	800-1500	600-1000	2800-4500	2200-3000	4500-5000
优点	无记忆效应、成本较低、一致性	价格低、可回收性好	高能量密度、输出功率大、无记忆效应、充放电速度快	比能量大、可大电流高功率放电、成本低	电池电压一致性好、可靠性高、循环寿命长、规模大
缺点	比能量小、对环境腐蚀性强	比能量小、不适应快速充电和大电流放电、寿命短	成本高、不耐受过充过放	工作温度高、过充危险	成本高、能量密度低
应用	混合动力汽车、电动自行车、风光电站	通讯设备、电动工具、电力控制机车	电子产品、电动汽车、军事航天、风光电站	军事航天、风光电站、电信通讯基站	智能电网、风光电站、备用电源

图 25 资料来源：《浅析替代技术和储能技术对抽水蓄能发展的影响》　　表 5 资料来源：特变电工研究

各类储能技术性能不同，适用的应用场景和领域存在差异。根据储能所需功率和放电时长的不同，可将储能应用领域分为功率型、容量型和能量型。抽水蓄能和压缩空气适用于长时间大规模能量调配的储能需求，主要应用于大规模可再生能源并网、电网侧电力辅助服务等来实

现长时段能源管理；铅酸电池、液流电池、锂电池等电化学储能的功率范围在千瓦至兆瓦级，放电时间灵活,适用于短时电网调频和能量调度等场景；飞轮、超级电容和超导储能技术响应速度快，具有高度的灵活性,一般用于应急不间断供电等领域。

各储能技术经济性分析

现阶段，储能技术种类多,技术经济特性差异大，各类技术各有其优缺点，适用于不同的应用场景,，还没有一种储能技术在技术经济特性方面具有绝对的优势。短期来看，储能领域多种技术并存的格局很难改变。

储能技术特性指标比较

为便于比较，重点选择基于电网应用的四个关键储能技术特性指标，即功率/能量密度、持续发电时间、循环次数/循环寿命以及响应速度进行比较。

(1）功率/能量密度

从功率密度看，超级电容器、飞轮储能、超导储能功率密度高；从能量密度看，钠硫电池、液流电池、铅炭电池具有较高的能量密度，特别是近年来，铅炭电池功率密度和能量密度均得到大幅提升（增幅 20%-50%)；锂离子电池的功率密度和能量密度均比较高，并在不断提升。

(2）持续发电时间

超临界压缩空气储能持续发电时间可达 1-24h，适合电网能量应用；铅炭电池、锂离子电池、全钒液流电池和钠硫电池持续发电时间为秒至小时级，适用于微电网能量型和功率型应用；飞轮储能、超级电容器和超导储能持续发电时间仅为秒级和分钟级，仅适用于功率型应用。

（3）循环寿命/循环次数

电化学类储能由于长时间运行的电极材料性能下降程度不同，液流电池、钠硫电池的循环次数远高于铅酸电池和锂离子电池；机械类储能如压缩空气储能和飞轮储能系统的寿命主要取决于系统中机械部件的寿命，受传统机械工程技术的影响很大；电磁类储能的循环次数较高，都可达数万次以上。

（4）响应速度

压缩空气储能响应速度为分钟级，不适用于电网调频和电压支持；铅蓄电池响应速度小于10毫秒，飞轮储能响应速度小于2毫秒，锂离子电池、液流电池、钠硫电池、超级电容、超导储能响应速度均为毫秒级，均满足电网各种用场景对响应速度的要求。

表6. 典型储能技术经济指标现状对比

储能技术	能量密度	功率密度	持续发电时间	循环次数	响应速度	能量成本	功率成本
	Wh/kg	W/kg				元/kWh	元/kW
压缩空气	3-6Wh/L	6-30W/L	1-24h 以上	上万次	约 1 分钟级	2000-2500	6500-7500
飞轮	32	4500	毫秒-分钟	百万次	＜2ms	4400-4500	1700-2000
铅炭电池	40-60	150-500	秒-小时	2500-4000	＜10ms	800-1500	6400-10400
锂离子电池	140-300	1500-3000	秒-小时	3000-6000	毫秒级	2800-4500	3000-9000
全钒液流	10-15	10-40	秒-小时	＞10000	毫秒级	4500-5000	17500-19500
钠硫电池	150-240	16.6	毫秒-小时	3000-4500	毫秒级	2200-3000	15000-18000
超级电容器	1.5-2.5	1000-10000	毫秒-小时	1000000	毫秒级	9500-13500	400-500
超导储能	1.1	5000	秒级	＞1000000	毫秒级	90000	6500-7000

资料来源：特变电工研究

储能技术经济性指标比较

常用的储能经济特性指标包括功率成本、能量成本、运维成本、单次循环能量成本。为便于比较，重点选择功率成本、能量成本两个关键指标进行比较。

（1）功率成本

液流电池、钠硫电池功率成本相对较高，目前功率成本均超过10000元/kW，其中液流电池功率成本最高接近20000元/kW；其次为铅炭电池、压缩空气储能和超导储能，功率成本为6000-10000元/kW；锂离子电池和飞轮储能功率成本可低于3000元/kW；超级电容器功率成本低于500元/kW。

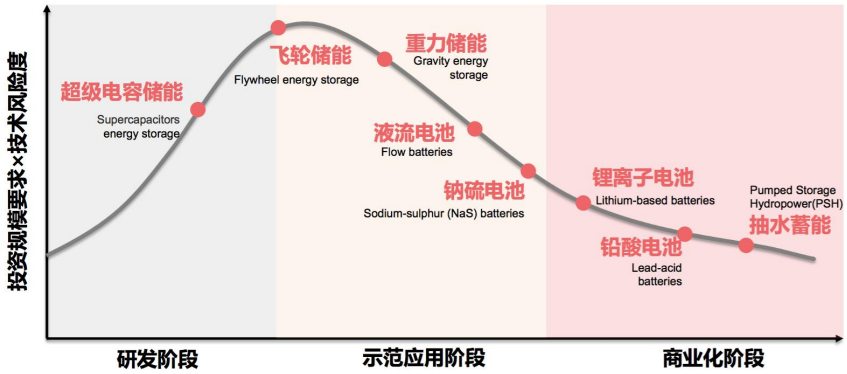
（2）能量成本

超级电容器储能和超导储能的能量成本很高，目前能量成本均超过10000元/kWh，超导储能甚至达到90000元/kWh；飞轮储能、液流电池能量成本相对也比较高，达到4500元/kWh；压缩空气储能、钠硫电池能量成本为2000-3000元/kWh；铅炭电池能量成本最低，为800-1300元/kWh。

主要储能技术的成熟度比较

目前，大规模储能技术中只有抽水蓄能技术相对成熟。因受地理条件制约，还有一些储能方式处于试验示范阶段，距离大规模推广应用还有距离，需要在可靠性、效率、成本、规模化和寿命等方面进行综合评估。最后，锂离子电池被认为是各类新储能技术中商业化进程最快的技术之一。

图 22. 各类储能技术的成熟度



资料来源：Infineon

产业动态

储能新市场：双碳目标下的必由选择

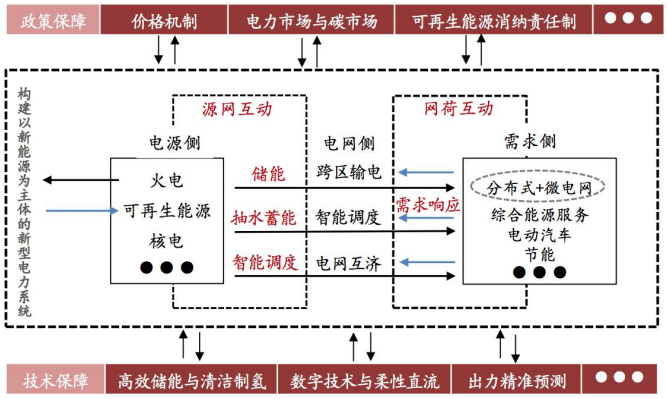
储能行业的起步也势必要借助政策的引导，随着市场化机制合理化后，体现储能的经济效益，进入到内生的成长阶段。在双碳目标下，构建以新能源为主体的新型电力系统是大势所趋。2021 年 3 月 15 日，中央财经委员会第九次会议中首次提出，会议在部署未来能源领域重点工作中指出要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。

新能源占比快速提升，储能需求的刚性凸显

消纳成为新能源潜在制约。2010-2020 年的十年间，风光发电量占比已经由约 1%提升至超过 9%。在风光与传统机组的此消彼长中，仅通过挖掘传统电源、需求侧、电网调度潜力将逐渐无法满足平抑净负荷波动的需求。

测算显示，在不增配储能的情况下，当新能源渗透率由 20%向 50%提升将会造成系统净负荷的波动幅度、剧烈程度陡增。电网稳定性造成的消纳能力弱化正在成为新能源消纳的潜在制约因素。在此背景下，大规模储能配置成为新能源发电渗透率进一步提升的必要条件，也是长期而言更为可持续的业务模式。制约新能源消纳的储能环节成为政策的着力点。

图 23. 构建以新能源为主体的新型电力系统的内涵与展望



资料来源：《北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目》、中泰证券研究所

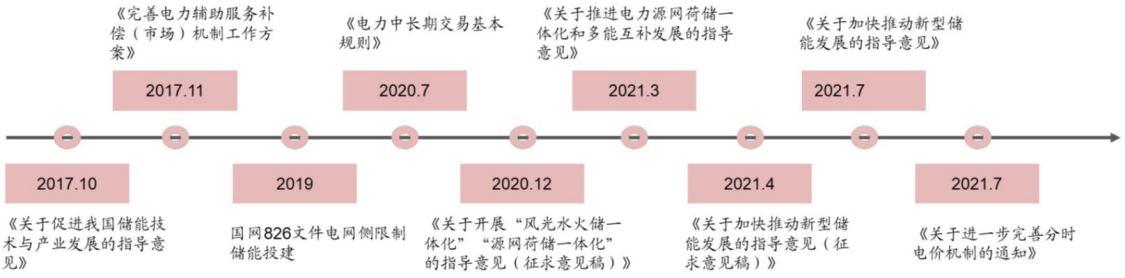
自上而下形成立体的政策指引

今年 4 月，发改委、能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》，7 月正式版发布，提出到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展，将储能的战略地位提升至新高，也成为“十四五”期间储能产业的指导纲领。

地方层面：强制性配套与市场化引导相互配合

目前已有 29 个省市发布储能相关政策文件，其中新疆、云南、陕西、安徽合肥等地提供度电或建设补贴，河北、甘肃等多地明文规定了光伏等新能源电站储能配套比例。储能配套政策体现为强制配置与市场化引导相互配合。对发电侧，要求风电、光伏电站储能配置比例在 5~20%区间，而在用户侧和电网侧，则通过电价机制、辅助服务补偿形成激励。

图 24. 国家储能相关政策梳理



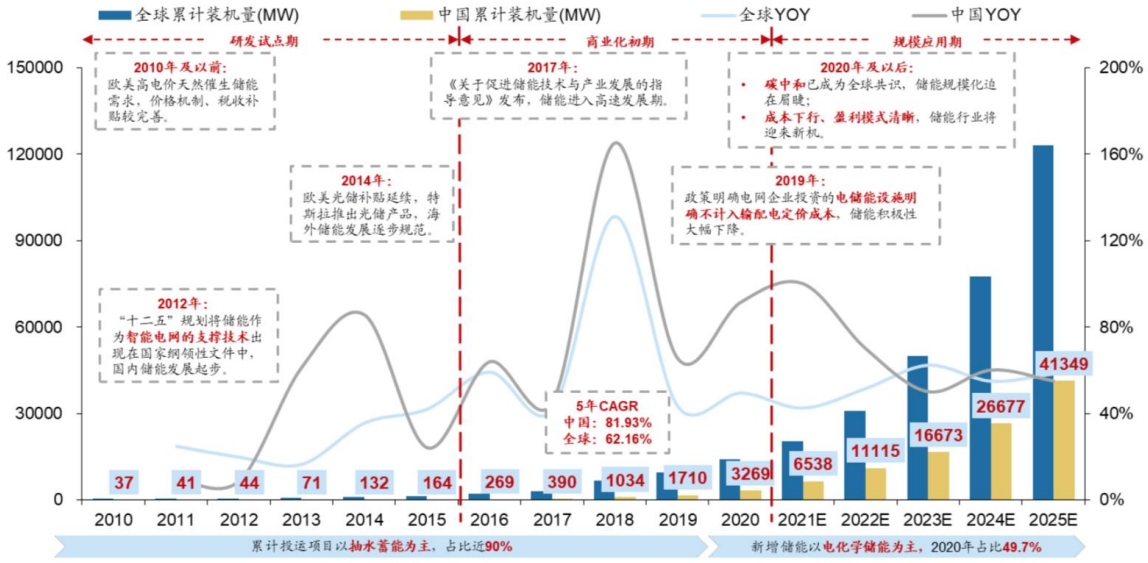
资料来源：发改委、能源局、国家电网等

中国电化学储能市场预测

电化学储能受政策影响呈现周期性，2020 年步入快速增长期

受益于 2017 年《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》的出台与国内电力体制改革市场化推进所释放的政策红利，2018 年电网侧储能实现快速增长，国内新增电化学储能 643.9MW，同比大幅增长 432.6%。2019 年国家发改委明确电储能设施成本不得计入输配电价，电网侧储能成本回收受阻，导致当年电化学储能增速放缓。2020 年起随着一系列政策的密集出台和碳中和目标的高导向性，“储能+”模式在多个应用场景实现规模扩张，叠加磷酸铁锂技术进步带动的成本下探，储能进入快速发展期。

图 25. 全球及中国电化学储能发展复盘



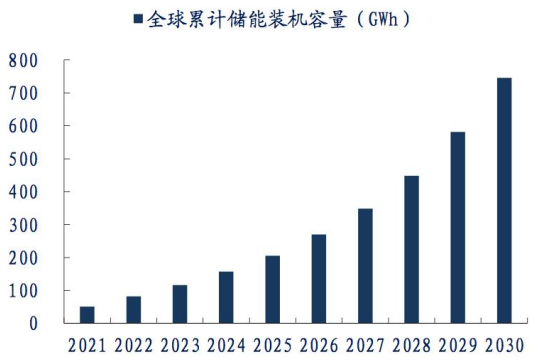
资料来源：CNESA

截至 2020 年底，全球与中国累计电化学储能达 14.2GW 和 3.3GW，同比增长 49.6%和 91.2%，当年新增 4.7GW 和 1.6GW，同比增长 63.8%和 130.7%，中国增速引领全球。

产业规模化发展前夜,装机规模已步入快车道

根据 WoodMackenzie 预测,未来 10 年电化学储能装机将持续高增长,，预测年复合增长率将达 31%。其中,中国作为电化学纯储能的装机大国和能源革命的先锋，其电化学储能装机累计规模未来 5 年的年化复合增长率在保守状态下也将达到 57.4%，理想状态下更是能够达到 70.5%，实现真正的超高速增长。

图 26. 全球电化学累计储能装机容量预测



资料来源：WoodMackenzie，世纪新能源网

图 27. 中国电化学储能累计投运规模预测

资料来源： CNESA

储能技术发展趋势

技术路线：锂电池综合性能最优,目前已成为装机主流

锂电池贡献绝大部分增量,累计装机份额稳步提高。2014 年锂离子电池在新增电化学储能中的占比为 74.8%，2015 年占比升至 91.6%后维持 90%左右。2020 年锂离子电池储能再次放量，在新增电化学储能中占比超过 98%，贡献绝大部分增量。

图 28. 全球电化学储能分电池累计装机增长(单位:MW)

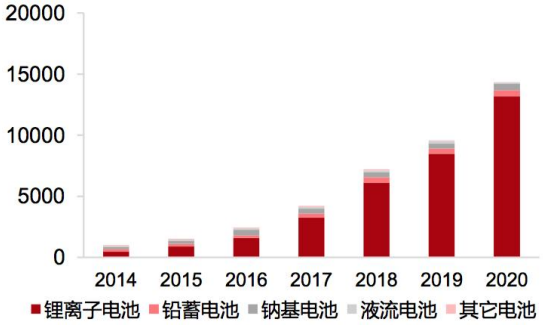
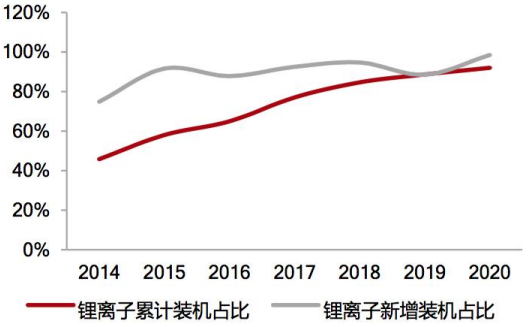


图 29. 锂离子电化学储能新增及累计装机占比



资料来源： CNESA

累计装机份额方面,2014 年-2020 年，锂离子电池在电化学储能的累计装机量由 45.8%提升至 92.0%。

电化学储能技术路线众多,锂离子电池整体优势明显

储能系统的核心需求在于高安全、长寿命和低成本。从成本的角度考虑，目前只有铅蓄电池的度电成本低于锂离子电池,但铅蓄电池能量密度与功率密度偏低，无法适配需要快速放电的调频场景；用作容量电池时，质量是同等容量锂电池的 4 倍左右，在便携性方面受到限制。综合来看，锂离子电池是最适用电化学存储场景的技术路线。除成本考量外，其他电池技术路线亦在技术成熟度、能量效率方面有一定缺陷，因此综合来看，锂离子电池是最适用电化学存储场景的技术路线。

磷酸铁锂相对三元锂电更适合储能场景

按照正极材料的类型划分,锂离子电池分为磷酸铁锂和三元锂电池。2019 年我国电力系统储能锂电池出货量中磷酸铁锂电池占比达 95.5%。2019 年全球家用储能产品出货量中磷酸铁锂电池占比 41%(前值 33%)；三元锂电池占比 55%。国外家用储能中三元较高主要是因为海外厂商专注三元路线，且在全球市场有先发优势。磷酸铁锂优势在于热稳定性强，材料结构稳定性高，因此安全可靠性、循环寿命及全周期成本优于三元锂电池。虽然磷酸铁锂电池能量密度低于三元锂电池，但相对动力系统，储能系统对尺寸及重量设计要求低，对冲了磷酸铁锂电池在灵活性上的劣势。并且在过去一年里，铁锂电池实现约 20%的成本降幅，循环次数由 2000-3000 次向上突破，带动储能度电成本快速下降，所以**以铁锂为代表的的电化学储能是现阶段的优选方案。**

参考资料

德国莱茵 TÜV 集团：碳中和愿景下 2021 年储能白皮书

光大证券：储能:碳中和下的新兴赛道,万亿市场冉冉开启

国家能源集团技术经济研究院.全球储能发展状况分析[M].北京:社会科学文献出版社,2021

中国政府网

国研网

2021 年中国储能行业分析报告-行业规模与发展趋势前瞻

浙商证券：碳中和集结号吹响,储能赛道一触即发