



毕马威



中国电力企业联合会
电动交通和储能分会

新型储能 助力能源转型



2023年3月

kpmg.com/cn



摘要

大力发展储能对提高可再生能源利用率，实现“双碳”目标，建立新型电力体系具有重要意义。2022年1月发改委、国家能源局联合发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》指出，新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，也是催生国内能源新业态、抢占国际战略新高地的重要领域。

本报告从储能的定义和发展背景入手，对各种储能方式、全球和中国储能产业规模进行了比较，进而对不同应用场景下储能的商业模式、企业布局、行业投融资等进行了深入分析，并对行业未来所面临的机遇和挑战进行了展望。主要发现包括：



储能市场概况

目前在电力系统的储能项目中，抽水蓄能仍是主要方式，但以电化学储能为代表的多种新型储能方式正迅速发展且前景广阔。

- **抽水蓄能仍为主流但未来发展空间可能受限。**抽水蓄能具有技术成熟、储能容量大、系统效率高、运行寿命长、安全性能高等优势，是当前商业化程度较高、应用范围较广的主流储能技术。从国际市场来看，抽水蓄能占据绝对领先地位，截至2020年底，抽水蓄能装机规模占电力储能项目总规模的94%。但抽水蓄能电站的建设受地形因素限制较大，且建设周期较长，通常需要7年左右，未来随着电化学储能等新型储能造价的下降，抽水蓄能在电力系统中的发展空间可能受限。
- **以电化学储能为主的新型储能增长迅速，成为储能行业发展的主力。**电化学储能功率范围较广、能量密度高，相较于其他新型储能技术成熟度更高，因此适用场景更广泛。此外，相较于抽水蓄能来说，电化学储能安装更为便捷、不受区位限制，正成为储能产业发展新动力。截至2022年底，全国电力安委会19家企业成员单位总计报送500kW/500kWh以上的各类电化学储能电站772座、总能量43.08GWh。电化学储能中以锂离子电池为主导，但三元锂电池安全隐患较突出，意味着安全性更高的磷酸铁锂电池、液流电池等未来有望进一步打开市场空间。

- 新型储能技术适用场景各异，聚焦三大降本思路促进规模化应用。**在推动新型储能技术规模化应用过程中，应针对不同的应用场景，匹配满足电网高安全性、长寿命、低成本、高效率等需求的储能技术，除了电化学储能技术的市场前景值得关注外，压缩空气储能、飞轮储能、氢（氨）储能等的商业化潜力同样不容小觑。当前业界主要聚焦三类降本思路，助力以电化学储能为代表的新型储能技术实现规模化应用：一是注重提升电池组循环寿命；二是合理降低供应链成本，例如实现低成本材料替代；三是优化储能冷却和集成方式等技术，提升储能系统整体效率。
- 政策引导、市场机制优化双管齐下，保障新型储能长期稳定发展。**新型储能发展除了需要实现技术进步和提高成本竞争力外，有利的政策环境和市场机制也必不可少，“十四五”以来，国家正积极推动新型储能到2025年实现从商业化初期向规模化发展转变，到2030年实现全面市场化发展。从中长期来看，中国储能产业需要依靠稳健高效的市场机制建立可持续的盈利模式，实现高质量发展。可借鉴美、欧、澳等的电力市场化经验，适当考虑放开电价管制并建立合理竞价机制，让储能主体从电价波动（即充电和放电的价差）中获得商业收益，并结合国内各地储能发展现状，从电力市场化和新型储能参与市场方式两方面逐步优化。



产业规模及预测

- 可再生能源发电量的提升将带来全球储能市场规模快速增长。**据EIA预测，至2050年，风能和太阳能发电将占到可再生能源发电量的72%，较2020年占比提升近一倍。风能和太阳能等新能源所特有的间歇性和不稳定性将推动全球储能市场的快速发展。电化学储能作为新型储能方式的代表，未来发展前景尤为广阔。据CNESA预测，至2027年，全球电化学储能产业装机规模将达1,138.9GWh，2021-27年间复合增长率达61%，约为未来储能总装机容量年复合增长率31%的两倍。
- 2022年中国电化学储能装机量同比翻番，2026年装机量有望占到全球1/5以上。**截至2022年底，全国电力安全生产委员会19家企业成员单位累计投运电化学储能站472座、总能量14.1GWh、同比增长127%；2022年，新增投运电化学储能电站194座、总能量7.9GWh，占已投运电站总能量的60.2%，同比增长176%。从国际比较来看，根据IEA的预测，到2026年，中国电化学储能总装机量将跃居各国首位，占比22%，几乎与欧洲全境的总装机量持平，较美国高7个百分点。



储能的商业模式分析

储能的应用场景可从**发电侧、电网侧、用户侧**三个环节进行划分，每个环节的商业模式也有所不同。在发电侧主要起到匹配电力生产和消纳、减轻电网压力等作用；在电网侧储能主要用于减少或延缓电网设备投资、缓解电网阻塞，以及为电力系统提供调峰调频等辅助服务；在用户侧则帮助用户实现削峰填谷或光伏自发自用等模式，降低电费支出。

- **发电侧：**当前我国发电侧电化学储能从用途上看主要有火储联合调频和新能源配储，火储联合调频市场规模有限，新能源配储成为发电侧电化学储能主要应用场景。由于新能源配储成本高、收益渠道单一、利用效率低等因素制约了新能源发电侧配储项目的发展，政策仍是当前新能源配储发展的主要驱动因素。

新能源并网成为发电侧电化学储能主要应用场景，但总投资成本较高。

多省出台政策，要求新能源场站进行配储，配置储能比例为5%-20%，配置小时大多在2小时。但储能电站建设会加大项目初始投资成本，一座光伏电站配建装机量20%、时长2小时的储能项目，其初始投资将增加8%-10%；而风电场配建同样容量的储能项目，其初始投资成本将增加15%-20%。当前新能源企业配储成本主要由企业自身承担，叠加锂矿等上游成本上涨，给企业带来较大压力。

发电侧储能收益由减少“弃风弃光”电量增加电费收入和减少的考核费用等构成，但目前经济性仍不显著。

我国电力市场化机制尚不成熟，新能源配储参与电力市场现货交易仍在探索中，发电侧参与电网调度不明确，参与辅助服务市场条件不成熟。相较于抽水蓄能两部制电价政策，由于新型储能起步晚，无论是电量电价，还是容量电价都有待完善。目前新能源配储成本高，且使用不足。根据中电联调研，不同应用场景储能项目配置时长相差较大，新能源侧储能配置时长为1.6h，高于火储的0.6h，低于电网侧储能的2.3h、用户侧储能的5.3h。新能源配储运行策略相差较大，大部分电站采用弃电时一充一放的运行策略，个别项目存在仅部分储能单元被调用、每月平均充放2次、甚至基本不调用的情况。从调查机组的等效利用系数看，新能源配储的等效利用系数仅为6.1%，低于或远低于火储、电网侧和用户侧。

- **电网侧：**电网侧储能是指电力系统中能接受电力调度机构统一调度、响应电网灵活性需求、能发挥全局性、系统性作用的储能资源。

投资运营模式方面，电网企业投资意愿仍需进一步加强，现有非独立储能项目面临“结算难”问题。

2019以后新型储能的新增装机更多进入电源侧，导致现有已投运新型储能项目较少接入电网侧。其中，具备电网直调条件，或选择和电网结算的储能项目，一般会采取合同能源管理模式。然而这一模式下，非独立储能电站常会面临业主方推迟或拖欠收益的情况，根本原因在于此类项目不具备独立计量、调度、结算等独立市场主体身份，只能通过电网企业间接参与电力市场。

收益定价模式方面，堵点在于成本无法传输到用户侧，亟需开拓容量成本回收机制和电力现货市场。

电网侧储能收益主要来自于调峰、调频等辅助服务补偿，据不完全统计，当前至少有19个省级以上地区明确了调峰调频补偿标准。问题在于，根据“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”原则，辅助服务补偿应当由发电侧和用户侧共同承担，但是国内电网侧辅助服务成本目前还难以传输到用户侧，在一定程度上可能会限制辅助服务市场的发展。结合国外市场经验来看，中国电网侧储能亟需开拓容量成本回收机制和电力现货市场，以完善成本疏导机制和扩大收益来源。

- 独立储能电站是源网侧发展的趋势。独立储能指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目。共享储能电站，即电站资源不专属于某一新能源站或电网，而是以电网为纽带，将独立分散的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源整合，并统一协调服务于网内所有新能源站，推动源网荷各端储能能力全面释放。独立储能电站暨行业内通常理解的共享储能电站。独立储能电站除了能够满足发电侧的储能需求外，还能够满足电网侧调峰调频需求，拓宽了收益渠道，经济性提升，是未来储能电站发展方向。

- 独立储能电站市场主体身份明确，商业模式显现。发改委、能源局多次提出探索推广独立储能模式，明确独立储能电站市场主体地位，以及持续推进电力辅助服务和市场化改革。在国家确定了独立储能发展方向后，南方区域、华东区域、华北区域等出台了新型储能参与电力辅助服务市场的相关细则。
 - 独立储能的收益模式还在探索中，细则有待进一步落实。总体来说，独立储能电站的收益渠道包括参与电力市场现货交易获取价差套利收入、稳定的容量市场收入、容量租赁收入和辅助服务收入。由于各地市场规则不同和储能本身的运行特点，多数情况下储能不能得到全部渠道的收益，只能同时获得其中一到两种收益。
 - 我国电力市场化改革正在逐步推进，独立储能电站参与电力现货市场交易可能性增强，叠加辅助服务市场逐渐向独立储能开放，独立储能电站通过参与调峰、调频等电力辅助服务及容量租赁来扩宽收益渠道。未来随着新能源发电占比的提升，部分省份电力现货市场的峰谷价差有望继续拉大，从而进一步提升储能项目盈利空间，促进独立储能的发展。
- **用户端：**储能的主体为电力用户，主要包括工商业用户及家庭用户。发展用户端储能有助于节约电力成本并保障用电稳定性。



户用储能（户储）是指用于家庭用户的储能系统。户用储能系统通常与户用光伏系统组合安装，为家庭用户提供电能。户用储能系统可以提高户用光伏自发自用程度，减少用户的电费支出，并在极端天气等情况下保障用户用电的稳定性。对于高电价、高峰谷价差或电网老旧地区的用户，购置户储系统具备较好的经济性，家庭用户有购置户储系统的动力。

- 高电价、成本下降和政策支持推高海外户储市场景气度。从2021年主要国家和地区的家庭电价来看，以丹麦、德国、英国等为代表的欧洲国家家庭电价均在0.3美元/KWh以上，为美国的一倍，中国的近三倍。进入2022年，随着夏季欧洲多国极端干旱天气叠加俄乌冲突所带来的天然气价格上涨，欧洲电价再创新高。家用光伏+储能系统的应用可以提高电力自发自用水平，以延缓和降低电价上涨带来的风险。

- 持续增长的光伏渗透率和装机成本的下降催生未来市场规模。欧美国家由于城市化程度较高，住房以独立或半独立住宅为主，适合发展户用光伏。与此同时，由于能源转型步伐加快，各国也纷纷出台政策鼓励户用光伏自发自用。2021年欧盟27国人均家庭光伏装机量为355.3瓦/户，与2019年相比激增40%。从渗透率来看，目前澳大利亚、美国、德国、日本的户用光伏装机容量占总光伏装机的比例分别为66.5%、25.3%、34.4%、29.5%，为中国的十倍以上，具备良好的户储基础。此外，户储设备成本中占比最高，目前运用最广的锂电池包的价格已由2013年的684美元/kWh逐年下降到了2021年的132美元/kWh，降幅为81%，与2020年相比也有6%的降幅。由于上游原材料锂的价格上涨，BNEF将原本预测的2024年电池包价格跌落100美元/kWh的节点往后调了两年到2026年。
- 以悉尼的一户父母均为工薪阶层的四口之家为例，假设家庭每日电量消耗为22kWh，所安装的家庭储能系统为7kW光伏组件+13.3kWh储能电池。据测算，由于光伏系统近年来成本下降较快，家庭仅安装光伏系统的投资回报周期最快，约5.5年；安装光伏+储能电池的投资回报周期约为7.4年。预计未来如电价进一步上涨，且伴随储能电池的成本下降和寿命的增长，其回报周期将进一步缩短。



工商业储能 是用户储能的另一重要组成部分，对于未使用光伏用户，其经济性主要体现在利用储能进行峰谷套利；对于光伏用户而言，则可以通过自发自用节省购电成本，助力企业节能减排。工商业储能主要通过能量时移、峰谷价差套利、容量电费削减和需求响应等渠道盈利。

- 工商业储能是未来中国储能市场的主要增量。据Wood Mackenzie预测，到2031年，工商业储能将占据中国储能市场的10%，装机总量达442GWh，较2021年占比上升4个百分点，是主要增量市场。而发电/电网端占比保持不变，而家庭储能占比到2031年则仅为4%，比2021年下降3个百分点。
- 随着分时电价的进一步完善和高耗能企业电价的进一步上涨，工商业用户储能的经济性显著增强。与此同时，2021年我国部分省市出现的拉闸限电，以及由于干旱等极端天气造成的电力供应紧张等问题，对工商业的生产和经营带来了干扰，也助推了储能需求。
- 工商业储能的应用场景广泛，包括工业园区、数据中心、通信基站、政务楼宇、商场、医院等各行各业。其中工业园区具有厂房屋面面积大，光伏发电时间与用电高峰重合的特点，配置光储联合系统后能有效降低购电成本，减小光伏对系统的冲击，并在电力市场环境下降低功率偏差带来的经济损失，是较具有代表性的工商业储能场景应用。



储能企业布局 and 融资

国家“双碳”战略的实施，大幅促进了储能技术和产业的发展，储能实现了从商业化发展初期到规模化发展的转变，储能的发展进入快车道。

▶ 储能企业布局

- **新成立储能企业增长迅速。**2021年之前，我国每年新成立的储能相关企业大约三四千家。但随着储能行业的迅速升温，2022年成立了38,294家储能相关企业，是2021年的5.8倍。地域分布看，广东省、江苏省产业集聚效应明显。2022年，广东省和江苏省新成立的储能相关企业分别为4,044、3,225家，占比10%和8%
- **中国已成为全球储能技术基础研究最活跃的国家。**根据Web of Science数据库以“Energy Storage”为主题词统计的SCI论文数，2021年中国机构和学者共发表11,949篇储能技术论文，居世界第一位，且超过了第二到第七位国家发表论文的总和。
- **电力央企是抽水蓄能建设的主体，同时向电化学储能电站延伸；民营企业聚焦电化学储能赛道，电池业务布局最多。**抽水蓄能仍然占据我国储能的主导地位，投资主体主要是国家电网和南方电网，两者占据90%以上的市场。五大发电集团、六小发电集团、两大电网和中石油、中化等央企全部布局储能行业。截至目前，共有78家上市民营企业布局电化学储能行业。电池是上市民营企业布局最多的赛道，达到45家，锂电材料和储能系统分别为19和13家。

▶ 储能行业融资

- **全球储能融资交易持续增加。**根据Pitchbook数据库，2021年全球储能融资金额同比增长30%，2022年延续之前的高增长，全年全球储能融资63亿美元，同比增加94%。中国、美国和欧洲是全球储能融资交易的主体，2020年以来，三个国家（地区）储能融资交易占全球90%左右。
- **中国储能行业融资规模增加迅速，且区域分布较为集中。**根据投中数据库，2020年下半年以来，储能行业融资数量和规模大幅增加，成为继光伏、电动汽车后备受投资市场看好的新能源赛道。根据投中数据，2022年储能行业仍然火热，全年储能行业融资交易249笔，融资规模为494亿元，融资金额是2019年的16倍。由于储能行业处于起步阶段，新进入企业多，对储能的融资需求多处于早期阶段。2022年储能行业A轮和B轮融资金额325亿元，占比66%。从区域看，2022年储能企业融资金额前十省份共融资453亿元，占储能行业整体融资的92%。广东省储能行业融资数量67笔，融资金额135亿元，融资数量和金额上都超过其他省份。
- **电池仍然是中国储能行业最火热的赛道，上游材料企业也备受资本市场青睐，行业大额融资频现。**2022年电池企业融资金额317亿元，占储能行业整体融资交易金额的64%。正极材料、负极材料等在内的储能行业上游融资29笔，融资金额108亿元。2022年储能行业融资金额最大的是欣旺达电池，融资金额80亿元。



储能行业未来展望

伴随着新能源发展进程加快，新型储能作为提高新能源安全高效利用率的解决方案，被寄予厚望。与此同时，商业经济性、应用安全性、政策和市场竞争机制有待完善等也为行业发展带来了诸多挑战。

- 在用户侧，国内工商业和海外家庭储能发展迅速。**就国内工商业而言，分时电价和高耗能企业用电溢价的推出使得用户侧削峰填谷的经济性提升，且国内锂电池市场相较国外具有规模优势，也是市场发展的重要的推动力。未来随着虚拟电厂政策的出台，还会为市场带来更多新的价值。而对于家庭储能而言，海外市场由于高电价、新能源比例提升、电网薄弱等原因市场空间较大，利润率相对有保障。与欧美本土企业相比，我国企业在终端产品市场占据的份额相对较小，但在户用储能产业链的关键环节包括储能锂电池、储能变流器环节中，国内动力电池企业、光伏逆变器企业具备强劲的竞争力，持续发力海外户储市场。
- 下游市场竞争格局对储能企业核心竞争力提出不同要求。**对于中国储能企业而言，户储市场目前主要在海外，且集中于to C 端面向大众消费者，业务拓展更多依靠渠道和品牌推广，企业是否具备本地化能力是其能否进一步发展的重要因素。而在电源侧/电网侧/工商业储能端，集中于to B面向企业，且目前主要市场在国内，因此储能企业的资源渠道以及对系统安全和成本的把控是其发展的关键因素。
- 收益模式单一引发低价竞争，安全性和可持续发展值得关注。**新型储能发展驱动力主要来自政策端，即发电侧强制配储，在储能成本主要由发电侧承担、储能收益来源相对单一的情况下，发电企业出于经济性考虑，会更倾向于选择低成本储能项目，相对忽视性能和安全问题，传导到储能供应方就会引发低价竞争问题。根据毕马威咨询调研，当前新型储能产业链各环节企业典型毛利水平大多不超过30%（电化学储能电池隔膜环节毛利率在50%左右），多家储能上市企业毛利率水平也均出现了下降趋势。长此以往，整体市场将难以实现良性竞争出清，低成本低性能建设模式也将给储能产业埋下安全隐患，破坏行业整体生态，甚至损害人民生命财产安全。

- **独立储能电站长期前景向好，但短期内项目落地经济性不清晰。**随着政策不断推动独立储能项目参与电力市场交易，独立储能电站是推动中国新型储能规模化应用的重要力量，未来发展空间广阔。根据CNESA数据，2022年上半年中国独立储能电站的规划/在建规模为45.3GW，在所有规划/在建新型储能项目中占比超过80%。但是，2022年前三季度中国独立储能电站的新增投运规模约为345.5MW，明显低于规划/在建规模，主要原因可能是投资方建设动力不足，其在计算项目投资回报率时，需要考虑多方面因素，例如辅助服务补偿费用、现货市场价差、新能源容量租赁费用、储能电站调用次数、有效利用时长等。而在中国当前的电力市场机制下，这些考虑因素受政策和市场规则变动影响，波动较大且难以量化，由此造成投资方陷入“算不清-不敢投建-无法算”的困境，推动独立储能电站项目落地还需依靠电力市场机制进一步优化。
- **资本热炒急需冷思考，需仔细甄别优质储能赛道和标的。**预计随着国内强配需求逐渐得到满足，欧洲能源价格恢复平稳并加强自身供给能力，中国储能产业可能面临未来增长动力不足的风险。赛道方面，电化学储能和配套产业等热门赛道，多已有巨头企业提前布局，外部投资方进入难度较大。而尚处于市场培育阶段的赛道目前收益较小，许多创投机构被迫涌向上游，受限于自身实力又无法投资规模大的矿产资源型企业，转而选择碳酸锂提炼等低毛利、高周转赛道。具体到标的方面，高潜力创业投资者相对集中，估值偏高，但很多储能企业还未形成稳定合理的商业模式，导致投资人鉴别优质项目挑战加大。
- **建立储能成本疏导的市场化机制是储能行业从商业化初期向规模化转变的关键。**储能行业正处于从商业化初期向规模化发展转变的关键期，经济性是储能下一程是否顺利的关键，需要完善储能成本疏导的顶层设计，并通过市场化的方式跑通经济性。2022年4月，国家发改委价格成本调查中心发布题为《完善储能成本补偿机制 助力构建以新能源为主体的新型电力系统》的文章，提出加强储能政策顶层设计，探索解决制约储能发展瓶颈的思路和方法，推动各类储能技术蓬勃发展。

目录



01	摘要	1
02	储能发展背景	13
03	储能市场概况	
	1. 储能方式	16
	2. 储能产业规模及预测	23
	3. 国内外新型储能发展比较	27
04	储能商业模式	
	1. 发电侧	33
	2. 电网侧	39
	3. 用户侧	53
05	储能企业布局和融资	
	1. 中国储能企业和储能基础研究爆发	64
	2. 全球储能行业融资	68
	3. 中国储能行业融资	69
06	行业未来展望	73



01

储能发展背景



储能是指通过介质或设备把能量存储起来，在需要时再释放的过程。发改委《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》中指出，储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源的重要组成部分和关键支撑技术。大力发展储能是提高可再生能源利用率，实现“双碳”目标的必选项，其重要性主要体现在：

- 其一，储能作为一种优质的灵活性资源，能够为电网运行提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务，是提升传统电力系统灵活性、经济性和安全性的重要手段。未来储能的经济性将在持续的示范与应用中得到逐步提升，解决能源生产和使用的空间不匹配、时间不同步问题。
- 其二，为实现“双碳”目标，可再生能源将迎来规模化发展，但风电、光伏发电出力的波动性和随机性特征，增加了调峰调频压力，引发了电网电压质量下降等问题。在此背景下，储能是有效缓解大规模可再生能源并网压力的一种有效技术手段，能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术。
- 其三，储能可有效促进能源生产消费开放共享和灵活交易、实现多能协同，是构建能源互联网，推动电力体制改革和促进能源新业态发展的基础。

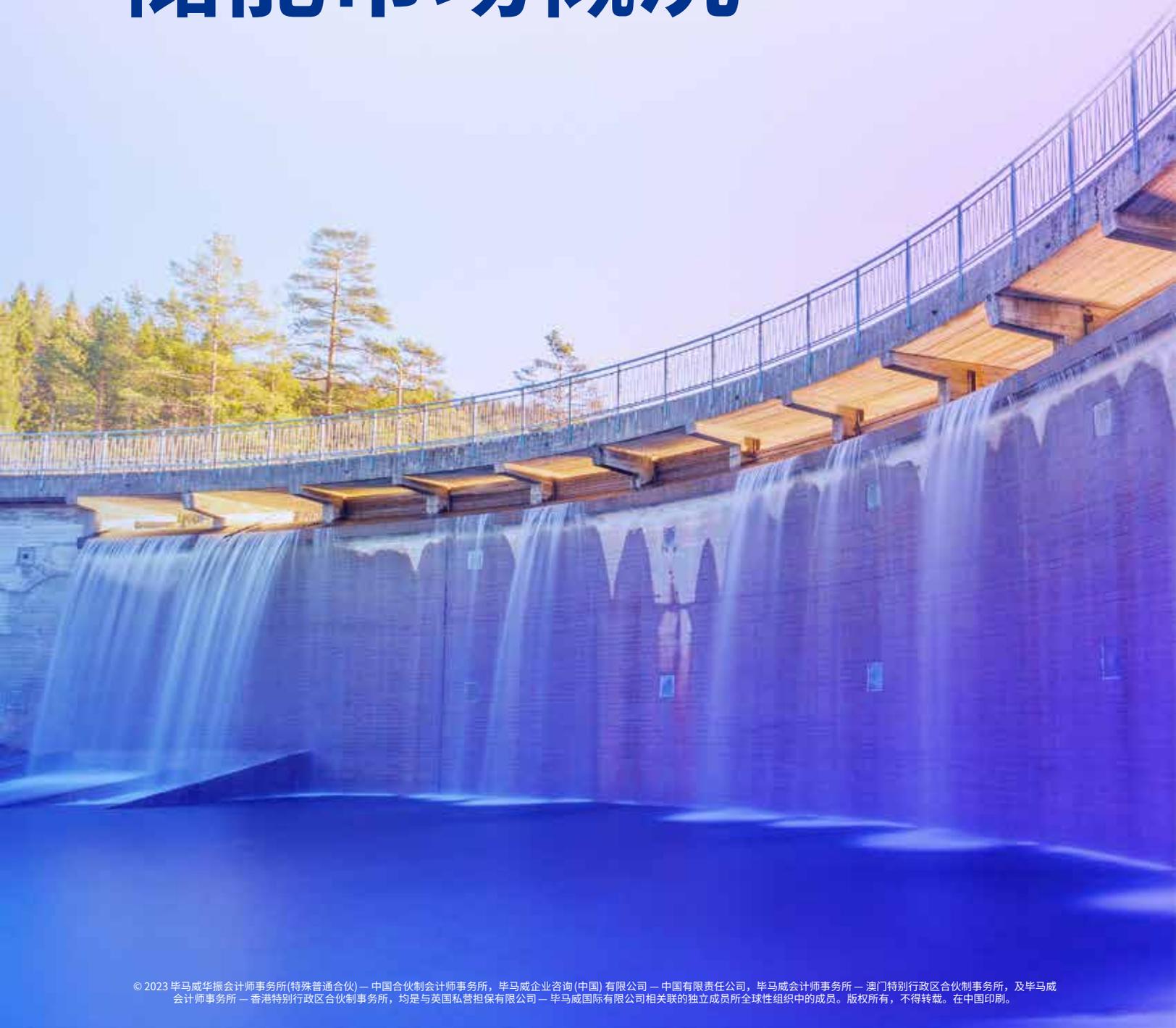
“十四五”是加快构建新型电力系统，推动实现碳达峰目标的关键时期，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出了加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制。近年来，储能相关政策陆续出台标志着我国储能行业的发展进入了新阶段。2021年，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《加快推动新型储能发展的指导意见》，提纲挈领指明了新型储能发展方向，要求强化规划的引领作用，加快完善政策体系，加速技术创新，推动新型储能高质量发展。

2022年1月由发改委联合国家能源局发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》指出，新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，也是催生国内能源新业态、抢占国际战略新高地的重要领域。未来储能领域将持续聚焦六大方向，把握“十四五”新型储能发展的战略窗口期，加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展，保障碳达峰、碳中和工作顺利开局。

2023年2月24日国家标准化管理委员会和国家能源局联合印发《新型储能标准体系建设指南》，提出在2023年制修订100项以上新型储能重点标准，到2025年在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标准等目标，进一步凸显出国家支撑新型储能技术创新，产业安全、规模化发展。

02

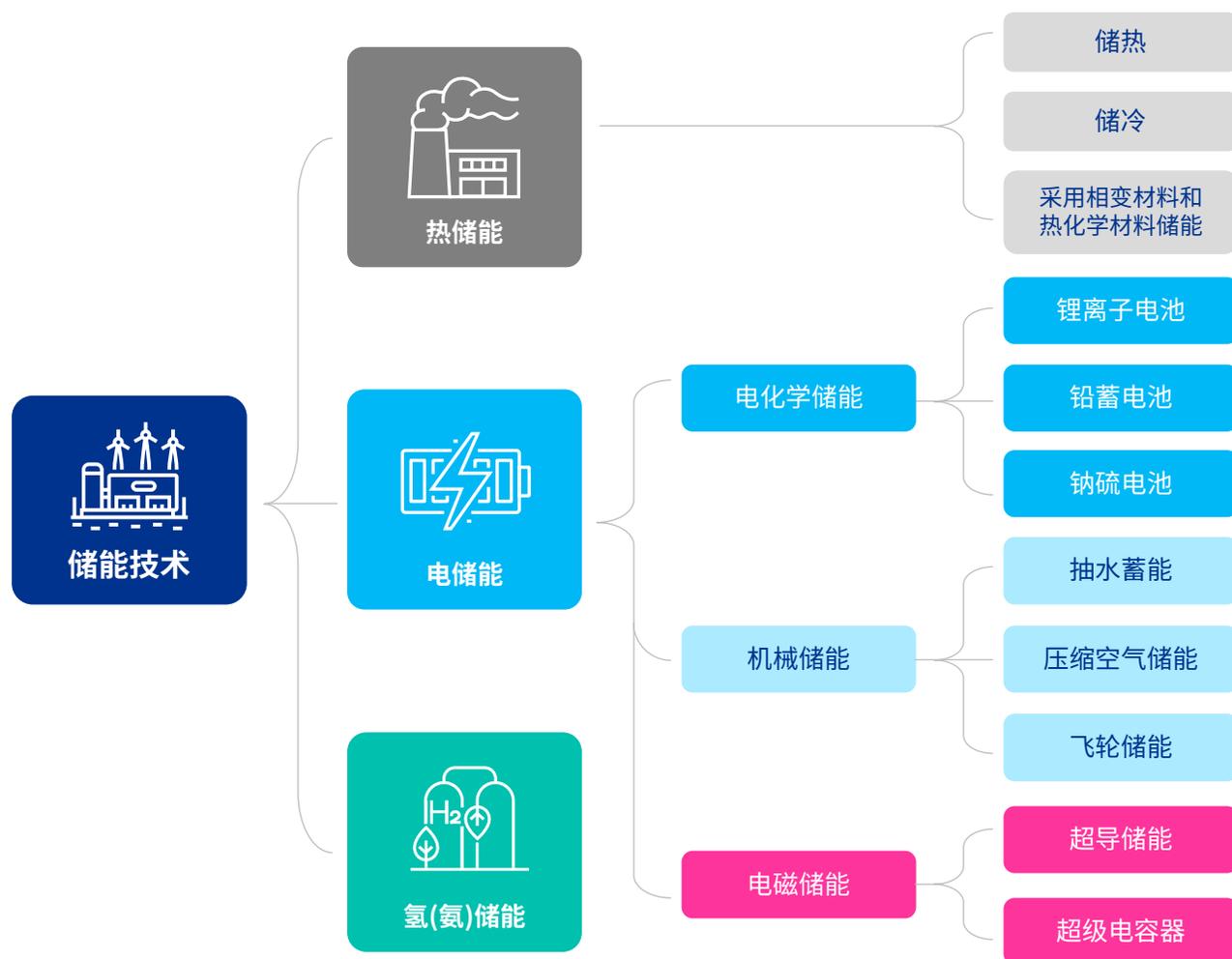
储能市场概况



储能方式

根据能量存储形式的不同，广义储能技术主要分为热储能、电储能、氢（氨）储能三大类，其中，电储能包括电化学储能、机械储能和电磁储能。目前在电力系统的储能项目中，抽水蓄能仍是主要方式，但以电化学储能为代表的多种新型储能方式正迅猛发展（图 1）。

图 1 | 储能技术分类



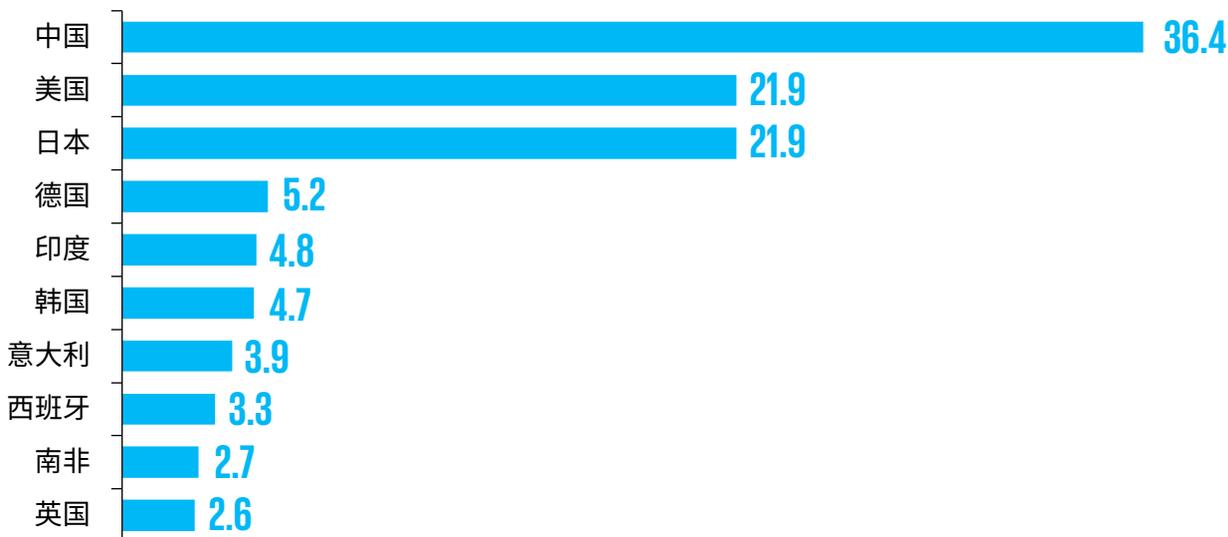
资料来源：公开资料，毕马威分析

传统储能：抽水蓄能目前为主流但未来发展空间可能受限

抽水蓄能，即利用水作为储能介质，通过电能与水的势能转化，实现电能的储存与释放。通常而言，抽水蓄能电站由存在一定落差的上水库、下水库和连接两个水库的引水系统、地下厂房（可逆式水轮机组）组成。当电力负荷处于低谷，或风能、太阳能等新能源持续工作时，电站通过位于地下厂房的可逆式水轮机组利用电力系统多余的电能把水抽至上水库以势能的形式储存起来。在电力负荷高峰期，或风、光等新能源停止工作时，把上水库的水放至下水库发电，实现水能到电能的转化，输送给电网。

从组成结构来看，抽水蓄能电站在普通水力发电站的基础上增设了实现下水库到上水库输水的管道和相应的水泵系统，其犹如一个大型清洁能源“蓄电池”，在无过多燃料消耗的同时，有效地提高了电网的安全性、经济性和可靠性。同时，抽水蓄能具有技术成熟、储能容量大、系统效率高、运行寿命长、安全性能高等优势，是当前商业化程度较高、应用范围较广的主流储能技术^{1,2}。从国际市场来看，抽水蓄能占据绝对领先地位，截至2020年底，抽水蓄能装机规模占电力储能项目总规模的94%³。其中，中国已基本形成关于抽水蓄能的全产业链发展体系和专业化发展模式。据IRENA统计，截至2021年12月底，我国抽水蓄能累计装机容量已达36.4GW，同比增长15.6%，已建和在建规模位列世界首位。美国和日本分别位列第二和第三，累计装机容量约达21.9GW，德国、印度、韩国等国家也在抽水蓄能领域有诸多实践，累计装机容量均达4.7GW以上(图 2)。

图 2 | 2021年全球主要国家的抽水蓄能累计装机容量，GW



数据来源：IRENA, Statista, 毕马威分析

从行业格局来看，我国已投运的抽水蓄能电站，由国家电网公司下属的国网新源和南方电网下属的双调公司占据主要份额⁴。截至2021年底，国网新源公司在运和在建抽水蓄能规模分别为2,351、4,578万KW，在抽水蓄能开发建设及运营市场中占据绝对领导地位⁵。冬奥期间，国网新源河北丰宁抽水蓄能电站投产发电，其装机容量、储能能力、地下厂房及洞室群规模均位列世界第一，成为北京冬奥场馆实现100%绿电供应的坚强保障，未来也将为京津冀协同发展提供绿色动能^{6,7}。

¹ 陈海生,李泓等.2021年中国储能技术研究进展[J].储能科学与技术,2022,11(03):1052-1076.DOI:10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0105.

² 武魏楠.抽水蓄能冷与热[J].能源,2022(07):10-16.

³ 水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会等.抽水蓄能产业发展报告2021[EB/OL].2022年6月24日, <https://news.bjx.com.cn/html/20220627/1236247.shtml>

⁴ 华经情报网.2021年中国抽水蓄能行业发展现状及市场竞争格局分析[EB/OL].2022年3月8日, <http://www.hydropower.org.cn/showNewsDetail.asp?nsId=32550>

⁵ 水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会等.抽水蓄能产业发展报告2021[EB/OL].2022年6月24日, <https://news.bjx.com.cn/html/20220627/1236247.shtml>

⁶ 世界规模最大的抽水蓄能电站投产发电[EB/OL].2021年12月31日, http://www.nea.gov.cn/2021-12/31/c_1310404022.htm

⁷ 北京冬奥为能源转型加速[EB/OL].2022年2月11日, http://www.nea.gov.cn/2022-02/11/c_1310466413.htm

在“双碳”目标的驱动下，能源结构变化、低碳清洁能源推广等使得抽水蓄能的重要意义日益彰显。2021年9月，国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，抽水蓄能被列为“三最”⁸的储能方式，肯定了抽水蓄能在储能领域的重要性，随后国家系列配套政策相继出台，产业投资热情点燃，成为行业发展风口期。目前，可变速抽水蓄能、大容量超高水头抽水蓄能、抽水蓄能与新能源联合运行控制、海水抽水蓄能以及基于废弃矿洞的抽水蓄能等技术成为研究热点。2022年4月，国家发展改革委、国家能源局联合印发通知，部署加快“十四五”时期抽水蓄能项目开发建设，切实推进抽水蓄能的规模化发展。

但抽水蓄能电站的建设受地形因素限制，如上下水库需满足约40-600m的高度差、水库需具备一定的容量⁹，且建设周期较长，通常需要7年左右，未来随着电化学储能等新型储能造价的下降，抽水蓄能在电力系统中的发展空间可能受限。

新型储能：电化学储能成为产业新动力，未来磷酸铁锂电池、液流电池等有望进一步打开市场空间

新型储能主要包括电化学储能、热（冷）储能、压缩空气储能、飞轮储能和氢（氨）储能，不同新型储能技术内在特性不尽相同，各有其优缺点和适用场景（表1）。其中，电化学储能功率范围较广、能量密度高，相较其他新型储能技术成熟度更高，因此适用场景更广泛。此外，相较抽水蓄能来说，电化学储能安装更为便捷、不受区位限制，正迎来广阔发展前景。

表 1 | 主要新型储能技术对比¹⁰

技术类型	功率范围 (MW)	能量密度 (瓦时/升)	优点	缺点	技术成熟度
电化学储能	0.1-100	20-400	性价比较高 无区域限制	安全隐患 环保问题	商业化
热（冷）储能	1-300	70-210	转换效率高 安全性高	成本高 可靠性低	趋近成熟
压缩空气储能	10-1,000	2-6	容量大 寿命长	响应慢 有区域限制 能量损耗大	成熟
飞轮储能	0.001-20	20-80	瞬时功率大 寿命长	放电时间短 自放电率高	商业化早期
氢（氨）储能	0.01-1,000	600	储量可达太瓦级 远距离运输 寿命长	能量转换效率低	开发阶段

资料来源：Environmental Earth Sciences International，公开资料，毕马威分析

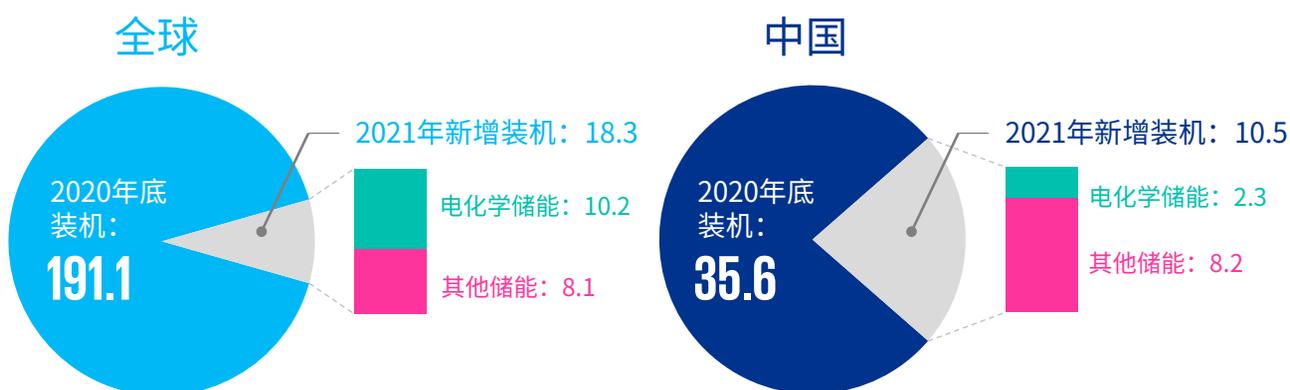
⁸ “三最”指技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件。

⁹ 胡雨龙,马锦彪.我国抽水蓄能行业前景展望[J].水电站机电技术,2021,44(12):54-56.DOI:10.13599/j.cnki.11-5130.2021.12.022.

¹⁰ 性能参数并非绝对精确，但可供读者从性能参数的数量级层面对比分析各项技术特性。随着储能的发展，电化学储能电站规模由MW向GW级别跃升，例如，2022年10月开工的“汇宁时代江门(台山)核储互补电化学储能电站”项目规模为1.3GW/2.6GWh。

结合2021年全球及中国新增储能装机规模情况来看（图 3），电化学储能有望成为拉动储能产业发展的新动力。根据中关村储能产业技术联盟（简称CNESA）数据，2021年全球新增储能装机18.3GW，电化学储能新增10.2GW，占比达56%。中国的数据也体现出了电化学储能在储能市场中的重要地位，2021年中国新增储能装机10.5GW，电化学储能新增2.3GW，占比达22%。

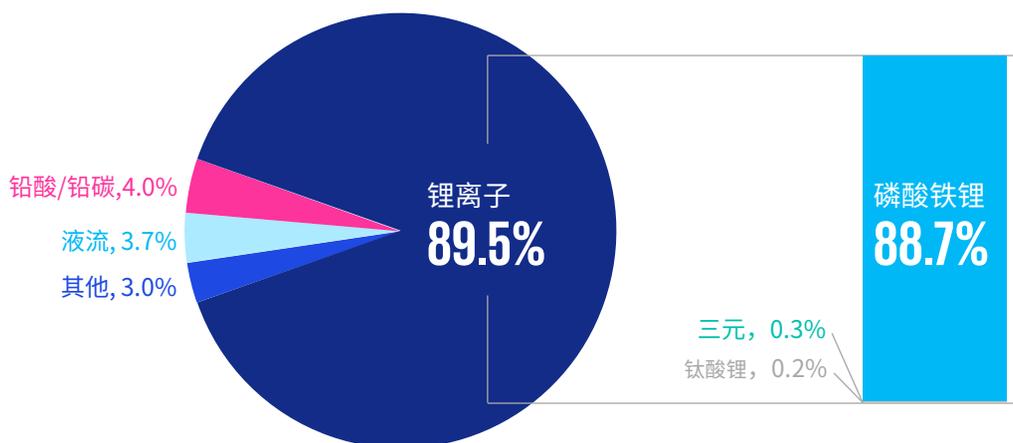
图 3 | 2021年全球及中国市场新增储能装机规模及构成, GW



数据来源: CNESA, 毕马威分析

电化学储能装机规模中又以锂离子电池为主导，根据中国电力企业联合会（简称中电联）数据，截至2022年底，中国累计投运的电化学储能项目中锂离子电池占比为89.5%，其中磷酸铁锂电池占比88.7%（图 4）。

图 4 | 截至2022年底中国电化学储能电池类型累计占比



数据来源: 中国电力企业联合会, 毕马威分析

相较于其他类型的电化学储能技术，锂离子电池具有响应速度快、容量大、污染小、寿命长等优点，可广泛应用于风电光伏等新能源发电侧配储和用户侧储能，是近年来发展最快的电化学储能技术之一（表 2）。锂离子电池占比高，但在大规模应用过程中也存在热失控、易燃等安全隐患。据全国能源信息平台报告不完全统计，近10年全球共发生70余起储能电站起火爆炸事故，事故电池种类多为三元锂离子电池（主要指正极材料包含镍、钴、锰/铝三种金属元素的电池类型）¹¹。2022年6月，国家能源局发布《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022年版）（征求意见稿）》，提出中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池，这意味着，未来安全性更高的磷酸铁锂电池、液流电池等有望进一步打开市场空间。

表 2 | 主要电化学储能技术对比

技术类型	响应时间	放电时长	综合效率 (%)	寿命 (年)	优点	缺点
锂离子电池	毫秒-分钟级	1分钟-8小时	70-80	5-15	容量大 污染小	成本高 安全隐患
铅蓄电池	毫秒-分钟级	1分钟-8小时	75-90	5	性价比高 可靠性强	寿命短 污染问题
钠硫电池	毫秒级	1分钟-8小时	80-90	10-15	容量大 寿命长	成本高 安全隐患 (高温)
液流电池	毫秒级	小时级	60-85	5-10	安全性高 功率和容量独立设计	运维成本高 效率低
超级电容	毫秒级	毫秒-分钟级	90-95	20+	效率高 寿命长	成本高 容量小

资料来源：EESI，公开资料，毕马威分析

¹¹全球储能领域发生70多起储能安全事故汇总，索比储能网，2022年11月1日，<https://cn.solarbe.com/news/20221101/57114.html>

新型储能技术适用场景各异，聚焦三大降本思路促进规模化应用

从技术成熟度角度来看，中国目前是全球储能技术基础研究最活跃的国家之一，锂离子电池、铅蓄电池、液流电池、超级电容、压缩空气储能、热（冷）储能等技术已达到或接近世界先进水平，飞轮储能与世界先进水平尚有一定距离（表3）。

表3 | 2021年中国主要储能技术研发进展

技术类型	中国研发进展
锂离子电池	正负极材料、快充技术、固态电池等取得重要突破；技术进步亮点包括锂补偿技术、无模组技术和刀片电池是技术进展亮点。
铅蓄电池	集中攻克铅炭电池，通过在负极添加高活性的碳材料，抑制负极硫酸盐化引起的容量快速衰减。
液流电池	主流技术是全钒液流电池，解决其规模化、成本、效率等问题是研究热点；正在探索锌溴、铁铬液流电池。
超级电容	在关键材料、单体技术等方面进行全链条技术攻关，并实现规模示范。
压缩空气储能	10-100MW储能系统取得里程碑式进展；张家口首套100MW压缩空气储能项目达到世界引领水平。
热（冷）储能	研发热点包括高温熔盐储热、大容量跨季节储热和储冷、热泵储热等。
飞轮储能	大容器功率型飞轮储能取得阶段性进展，缩小了与国际先进水平的差距。

资料来源：CNESA，公开资料，毕马威分析

在推动技术规模化应用过程中，需要针对不同的应用场景，筛选出能够满足电网高安全性、大规模、长寿命、低成本、高效率等需求的主流技术（表4）。从场景适用性角度分析，除了电化学储能技术的市场前景值得关注外，压缩空气储能、飞轮储能、氢（氨）储能等的商业化潜力同样不容小觑。例如，压缩空气储能被视为抽水蓄能的最佳替代品，两者同属于机械储能，具备容量大、寿命长等优点，而压缩空气储能选址条件更宽松，对生态环境影响更小，适用于电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等大容量长时储能场景。飞轮储能瞬时功率大，具有毫秒级响应速度和分钟级放电时间，更适合电网调频、改善电能质量等高频短场景。此外，氢（氨）储能近来愈发受到关注，原理是利用“电-氢-电”的互变性实现能量存储和释放，具有清洁低碳、存储时间长、运输距离远等优势，在大规模长距离能量储运场景中优势明显。

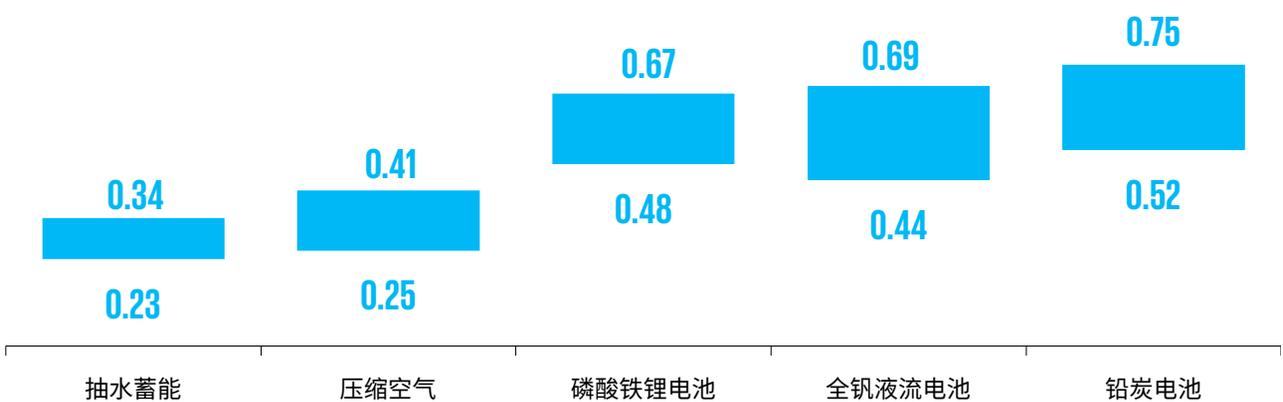
表 4 | 各类储能应用场景适用技术种类

应用场景	场景需求	适用技术
削峰填谷、离网储能	大容量 长时储能 (≥4小时)	铅碳电池 液流电池 钠离子电池 压缩空气 储热蓄冷 氢储能等
独立储能电站、电网侧储能	灵活性 安全性 中短时长 (1-2小时)	磷酸铁锂电池为主
AGC调频、平滑间歇性电源功率波动	快速响应 短时储能 (≤30分钟)	飞轮储能 超级电容 各类功率型电池
数据中心和通讯基站等备用电源场景	持续时间放电时间≥15分钟	铅蓄电池 梯级利用电池

资料来源：绿色和平，中华环保联合会，毕马威分析

不难看出，各类新型储能技术在应用上既有替代性又有互补性，这是推动新型储能多元化发展的重要前提。不过也应注意到，现阶段中国主流储能形式仍是抽水蓄能，原因是电化学等新型储能的度电成本较高（图 5），也是当前制约新型储能规模化应用的关键瓶颈之一。

图 5 | 储能技术度电成本对比，元/kWh¹²



数据来源：英大证券，毕马威分析

以化学储能为例，储能系统由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）和储能变流器（PCS）以及其他电气设备组成，其中电池组的成本占比近 60%¹³，是储能系统降本的关键。根据《“十四五”新型储能发展实施方案》提出的目标，到 2025 年，电化学储能系统成本将降低 30% 以上。对此，业界提出的技术降本思路主要有三：一是注重提升电池组循环寿命；二是合理降低供应链成本，例如实现低成本材料替代；三是优化储能冷却和集成方式等技术，提升储能系统整体效率¹⁴。

¹² 评价指标为目前国际上通用的基于储能全生命周期建模的储能平准化度电成本（LCOS），详细测算过程参见《英大证券-储能行业深度报告：六类储能的发展情况及其经济性评估》

¹³ 电芯上涨“搅扰”储能市场影响几何？高工锂电网，2022年4月18日，<https://www.gg-lb.com/art-44652.html>

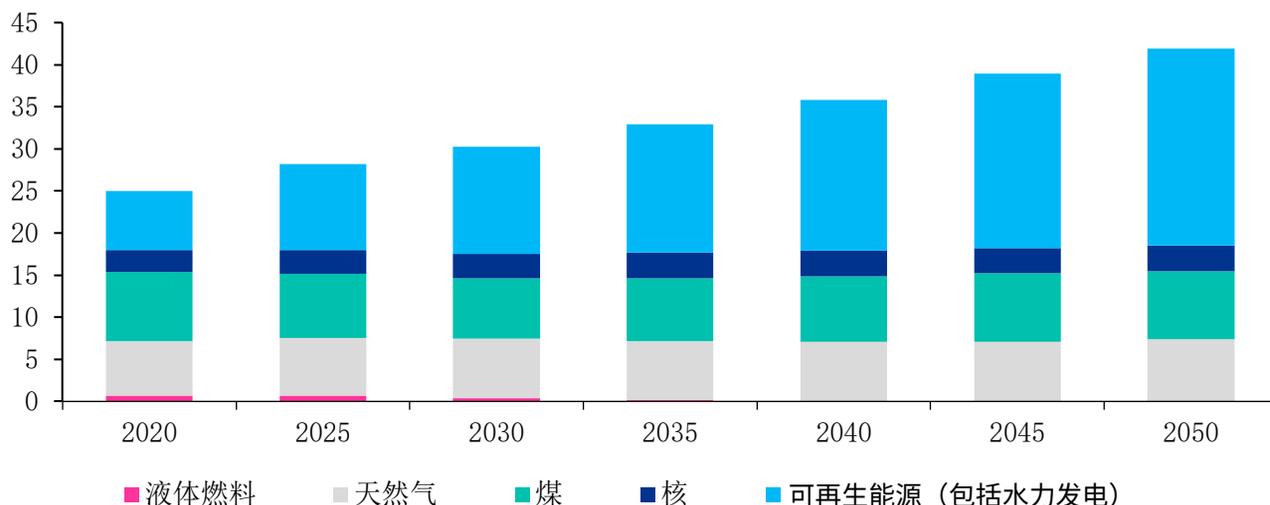
¹⁴ 技术创新驱动储能产业降本，国际储能网，2022年5月19日，<https://chuneng.in-en.com/html/chunengy-8682.shtml>

储能产业规模及预测

可再生能源发电量的提升将带来全球储能市场规模的快速增长

未来全球经济持续发展和人口增长，以及电气化水平的提高，将带来电力需求的持续较快增长。据美国能源信息署（EIA）预测，未来 30 年全球发电量将增长约 70%，到 2050 年达到 4.2 万TWh。其中可再生能源预计未来将成为全球最主要的电力来源，到 2050 年约占总发电量的 56%，在 2020 年的基础上增长了两倍多。以煤和天然气为代表的传统能源目前仍为主要发电能源，在 2020 年占比近 60%，但预计在未来几十年中的占比将逐步下降，到 2050 年下降到 39%（图 6）。

图 6 | 全球不同类型能源的发电量预测，1000TWh¹⁵

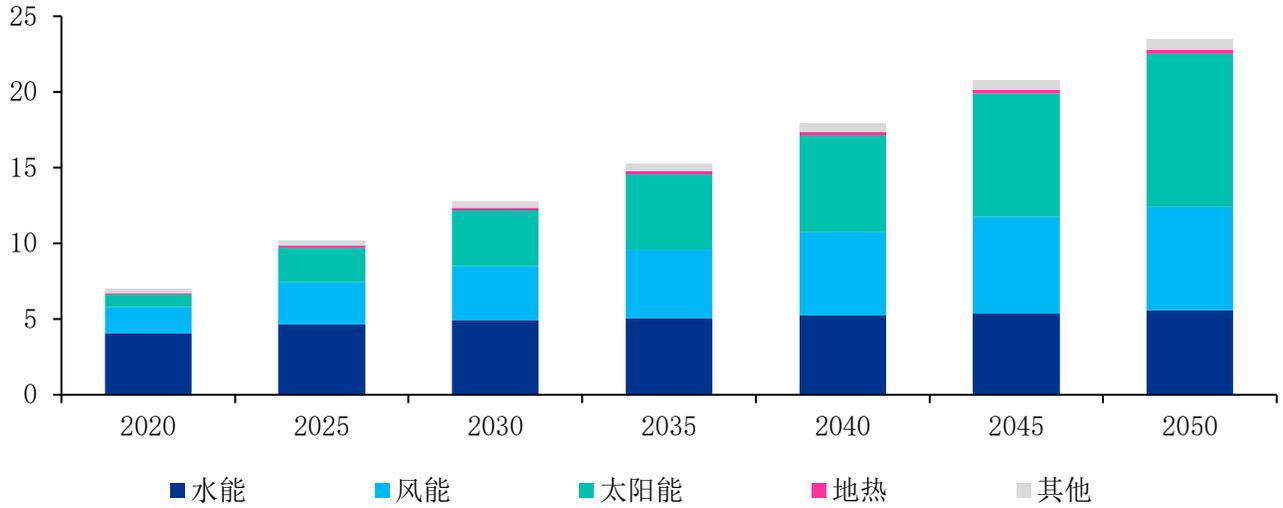


数据来源：EIA, Statista, 毕马威分析

从不同类型的可再生能源发电量分布来看，风能和太阳能的快速发展将成为未来的主要驱动。据EIA预测，至2050年，风能和太阳能发电将占到可再生能源发电量的72%，较2020年占比提升近一倍。而传统的水力发电在未来几十年间的发展则将趋于平稳，占比由2020年的58%下降至2050年的24%（图 7）。风能和太阳能等新能源所特有的间歇性和不稳定性将推动全球储能市场的快速发展。

¹⁵ 1TWh (太瓦时) = 1,000GWh (吉瓦时) = 10亿kWh (千瓦时)

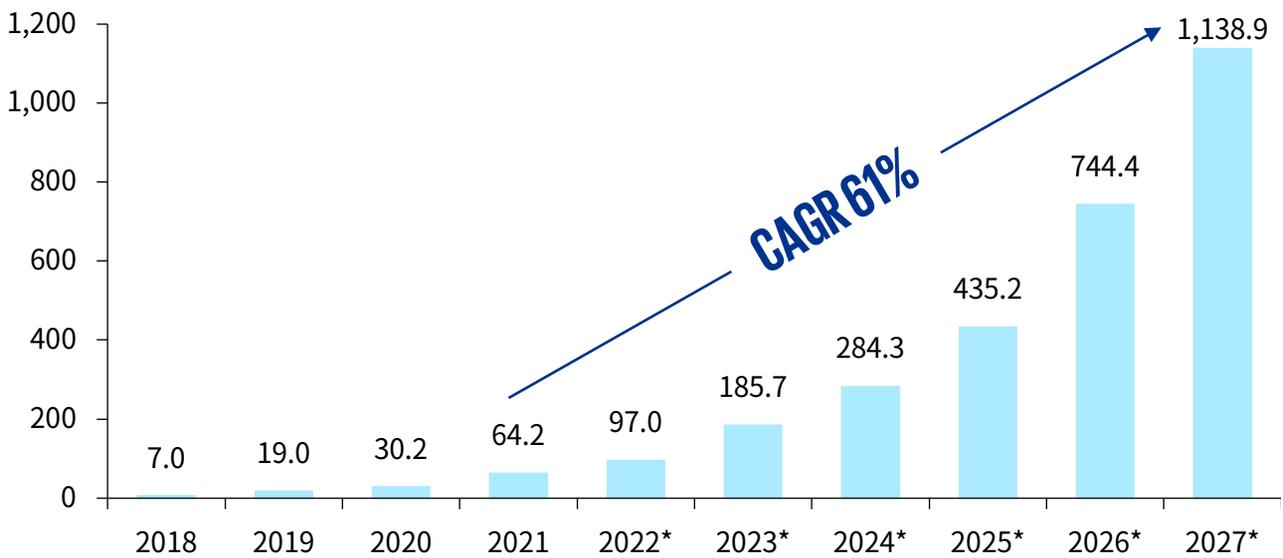
图7 | 全球可再生能源发电量预测，1000TWh



数据来源：EIA, 毕马威分析

电化学储能作为新型储能方式的代表，未来发展前景尤为广阔。据CNESA预测，至2027年，全球电化学储能产业装机规模将达1,138.9GWh，2021-27年间复合增长率达61%（图8），约为未来储能总装机容量31%¹⁶的年复合增长率的一倍。

图8 | 全球电化学储能装机量，GWh



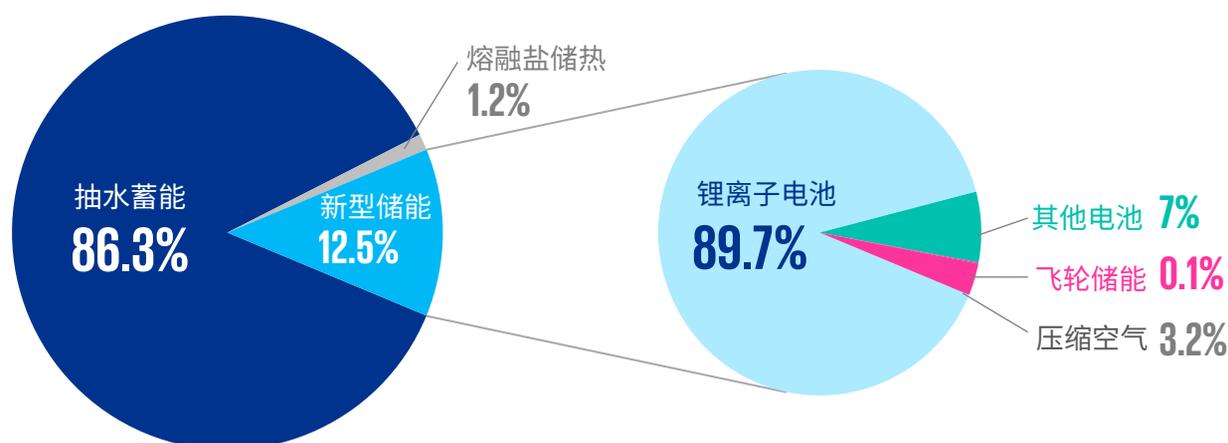
数据来源：CNESA, 毕马威分析
*为预测值

¹⁶ Global energy storage capacity to grow at CAGR of 31% to 2030, Wood Mackenzie, September 30, <https://www.woodmac.com/press-releases/global-energy-storage-capacity-to-grow-at-cagr-of-31-to-2030/>

2022年中国电化学储能装机量同比翻番，2026年装机量有望占到全球1/5以上

根据CNESA数据，2021年中国储能市场中不同类型储能方式的占比与全球基本保持一致。其中抽水蓄能仍是最主要的储能方式，占比86.3%，与全球86.2%的占比持平；新型储能方式占比12.5%，高于全球0.3个百分点。电化学储能为最主要的新型储能方式，占比96.7%，比全球占比略低一个百分点，锂离子电池占据主流（图9）。

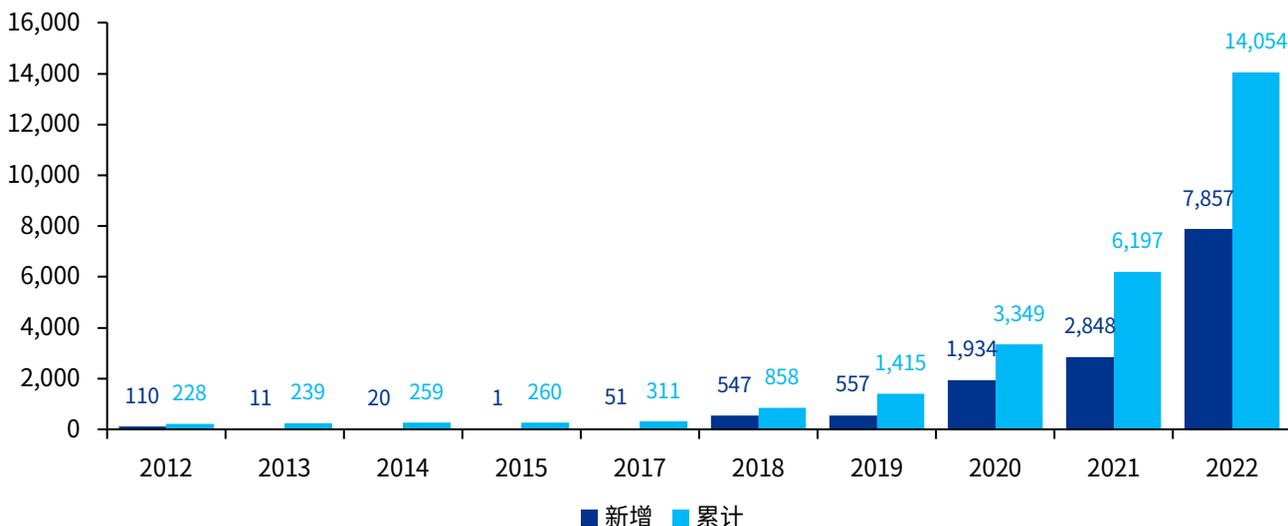
图9 | 2021年中国不同储能类型累计装机占比



数据来源：CNESA, 毕马威分析

截至2022年底，全国电力安全生产委员会19家企业成员单位累计投运电化学储能电站472座、总能量14.1GWh、同比增长127%；2022年，新增投运电化学储能电站194座、总能量7.9GWh，占已投运电站总能量的60.2%，同比增长176%（图10）。

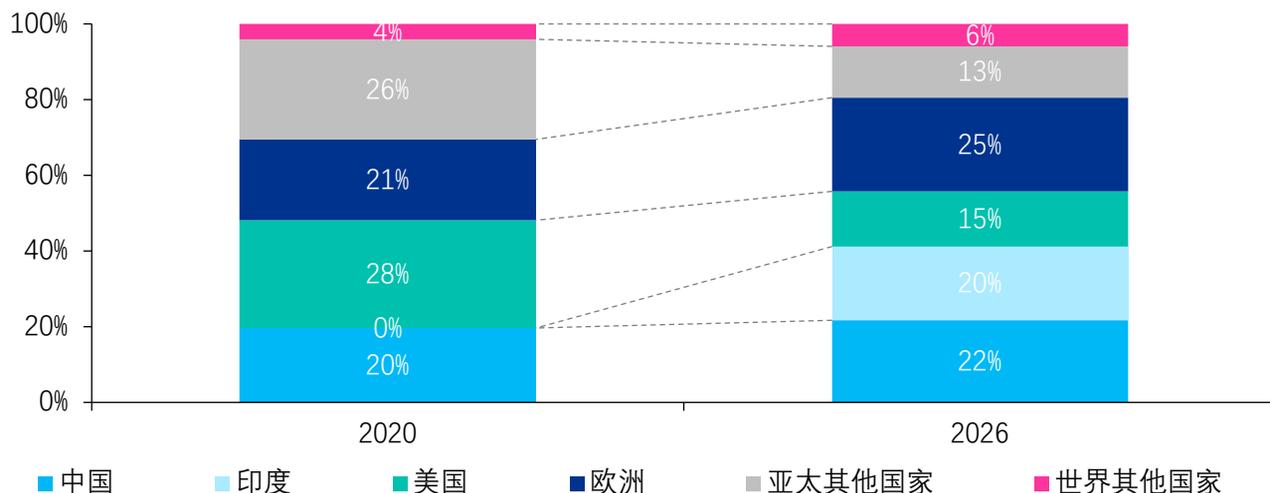
图10 | 中国电化学储能装机量，MWh



数据来源：中国电力企业联合会, 毕马威分析

从国际比较来看，根据国际能源署IEA的预测，到2026年，中国电化学储能总装机量将跃居各国首位，占比22%，较2020年上升2个百分点，几乎与欧洲全境的总装机量持平，较美国高7个百分点。除中国外，印度也表现亮眼，电化学储能装机量将由2020年的忽略不计飙升到2026年20%的全球占比（图 11）。

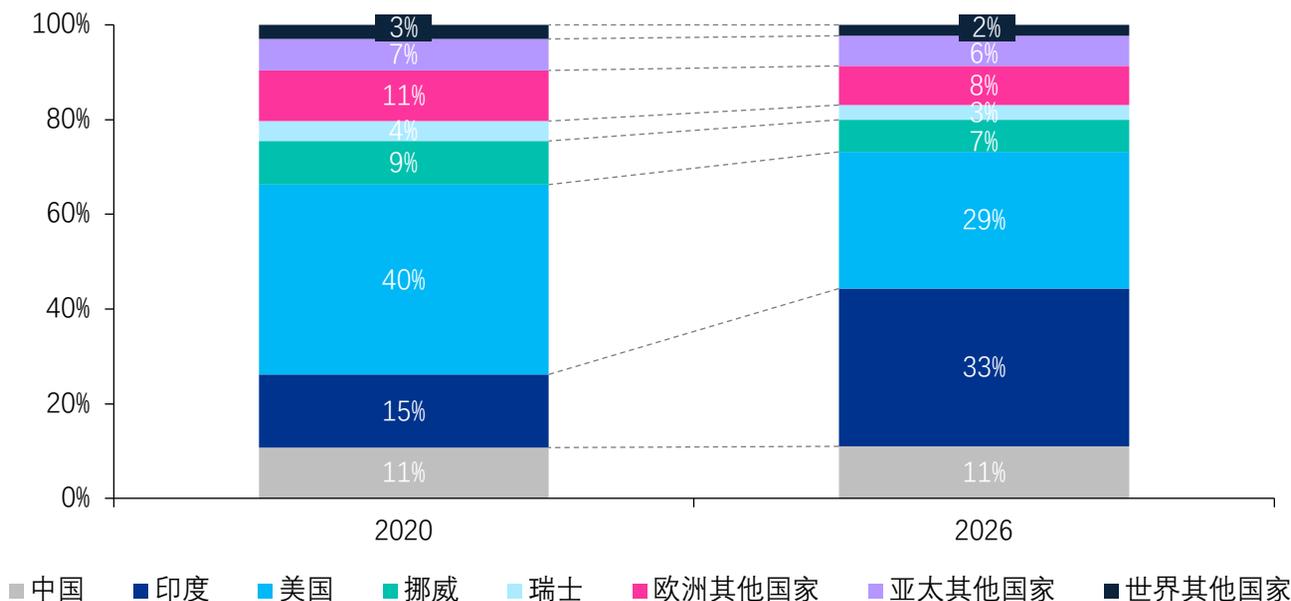
图 11 | 各国和地区电化学储能总装机量占比预测



数据来源：IEA, 毕马威分析

从传统储能方式抽水蓄能来看，2026年中国的总占比与2020年持平，为11%，在2020-2026年间的新增装机总量预计达381GWh。印度的装机量占比预计将从2020年的15%翻一番达到2026年的33%，7年间预计新增装机量达2,587GWh（图 12）。

图 12 | 各国和地区抽水蓄能总装机量占比预测



数据来源：IEA, 毕马威分析

国内外新型储能发展比较

中国积极推动新型储能规模化，市场机制调整事关长期发展

在“双碳”目标和能源转型的大背景下，以电化学储能为主的新型储能是重要的电网灵活性调节资源，将迎来大规模商业化应用契机，除了需要不断推进技术进步和提高成本竞争力外，有利的政策环境和市场机制也必不可少。结合“十四五”以来国家出台的产业政策来看（表 5），国家正积极推动到2025年实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到2030年实现全面市场化发展。此外，政策端始终强调深化电力体制改革，推动储能参与电力市场交易，原因是政策支持是重要的初期推动力之一，但中长期内，中国储能产业需要依靠稳健高效的市场机制建立可持续的盈利模式，实现高质量发展。

表 5 | “十四五”时期国家出台多项新型储能产业支持政策

发布机构	发布时间	政策名称	主要内容
国家发展改革委、国家能源局、财政部等	2022.06	《“十四五”可再生能源发展规划》	<ul style="list-style-type: none"> 明确新型储能独立市场主体地位。 提出完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用等。
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司	2022.05	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	<ul style="list-style-type: none"> 新型储能可作为独立储能参与电力市场。 鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务，建立电网侧储能价格机制等。
国务院办公厅	2022.05	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	<ul style="list-style-type: none"> 完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。
国家发展改革委、国家能源局	2022.01	《“十四五”新型储能发展实施方案》	<ul style="list-style-type: none"> 到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30% 以上。 到 2030 年，新型储能全面市场化发展。
国家能源局	2021.12	《电力辅助服务管理办法》	<ul style="list-style-type: none"> 将电化学储能、压缩空气储能、飞轮等新型储能纳入并网主体管理。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。
国务院	2021.10	《2030年前碳达峰行动方案》	<ul style="list-style-type: none"> 到2025年，新型储能装机容量达30GW以上¹⁷。 深化电力体制改革，加快构建全国统一电力市场体系。
国家发展改革委、国家能源局	2021.07	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	<ul style="list-style-type: none"> 到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达30GW以上。 到2030年，实现新型储能全面市场化发展。 强化规划引导，鼓励储能多元发展等。

资料来源：公开资料，毕马威分析

¹⁷ 装机容量目标在之后政策文件中较少被提及



现阶段，美、欧、澳等拥有更成熟的储能市场机制，共性特征在于放开电价管制并建立某种竞价机制，让储能主体从电价波动（即充电和放电的价差）中获得商业收益，相比之下，中国的电力市场化和新型储能参与市场方式还有优化空间（表6）。

电力市场化方面，目前国内抽水蓄能已有适用的容量电价机制，但容量电价是否覆盖新型储能尚在讨论中，容量电价是一种经济激励机制，使机组能够获得电力能量市场和辅助服务市场以外的稳定收入，有利于提高储能投资回报确定性。2021年4月《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确抽水蓄能电站执行两部制电价，提出以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，浙江天荒坪、湖北天堂、江苏沙河抽水蓄能电站均采用了两部制电价¹⁸。尽管同年7月《关于加快推动新型储能发展的指导意见》指出，建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场，研究探索将电网替代性储能设施成本、收益纳入输配电价回收。不过在2022年全国两会提案中，宁德时代董事长提到“目前新型储能无法（与抽水蓄能）同等享受容量电价政策，面临不公平竞争，发展速度和质量严重受限”¹⁹。此外，在中长期电力市场、电力现货市场与辅助服务市场上，新型储能目前可参与的竞争范围和深度同样比较有限，新型储能只有广泛深度参与电力市场，才会充分发挥多元化价值，因此各地还在积极探索新型储能可参与的电力市场交易品种与机制。

新型储能参与市场方式方面，储能既可以提供削峰填谷、容量资源、调频备用等市场化程度较高的服务，又可以提供延缓输电投资、增进电网稳定等尚被管制的服务，收益体现在多个环节，成本却往往由单一环节（主要是发电侧）承担，使得其市场定位模糊，由此造成了成本疏导不畅、社会投资意愿不强等问题，因此，明确新型储能的市场定位对于其市场化发展至关重要。自2021年7月《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出要明确新型储能独立市场主体地位，到2022年6月《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》明确定义独立储能身份，当前符合条件的新储能项目在公平参与电力市场竞争方面已基本无政策障碍。后续，储能这一新独立市场主体的加入，也将刺激各类电力市场在准入条件、交易机制、技术标准等方面做出相应调整，调整的大方向在于“市场主导，有序发展”²⁰，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，推动新型储能有序发展。

¹⁸ 抽水蓄能电价机制、建设动态与前景，能源头条，2022年7月9日，<http://www.nengyuantoutiao.com/chunen/2022/0709/110701.html>

¹⁹ 新型储能实施容量电价可行吗？中国能源报，2022年4月6日，<https://baijiahao.baidu.com/s?id=1729340391433605946&wfr=spider&for=pc>

²⁰ “十四五”新型储能发展实施方案，国家发展改革委、国家能源局，2022年3月21日

表 6 | 中国、美国、欧洲、澳洲储能产业市场机制对比

地区	电力市场化现状	储能参与市场方式
中国	<ul style="list-style-type: none"> 电价制度“基准价+上下浮动”，价格较长时间保持不变。 已建成由区域电力交易中心和省级电力交易中心构成的电力市场体系，主要交易类型包括电能交易、输电权交易、发电权交易和辅助服务交易等。 电力市场还存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题。 	<ul style="list-style-type: none"> 2021年以来，新型储能可作为独立储能参与电力市场在政策上得到确认。 独立储能指具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目。
美国	<ul style="list-style-type: none"> 电价完全由市场供需决定。 美国最大区域电力市场PJM：覆盖13个州和哥伦比亚特区，交易标的物分为电能、辅助服务、输电权和容量，其中辅助服务又细分为调频服务、备用服务、无功电压服务和黑启动服务。 加州EIM市场：即美国西部平衡市场，由加州ISO建立，先后将西部8个州及加拿大大部分地区的平衡资源纳入市场。 	<ul style="list-style-type: none"> 2018年美国841法令出台，明确储能可以参与RTO（区域输电组织）与ISO（区域独立系统运营商）运营的所有电力市场。 841法令两大核心变革：1) 赋予储能和其他主体一样的市场地位：允许储能参与能量、容量、辅助服务等全体系市场，并允许储能在市场上申报投标购电或售电，且其充放电能按照节点电价结算。2) 降低准入门槛：将储能的准入门槛从1MW降低至100KW，增加市场主体数量，实现更大范围内更优的资源配路；明确储能的荷电约束状态，保证储能不同时充放电，并考虑储能的能量优先性核定其容量价值。
欧洲	<ul style="list-style-type: none"> 大部分国家电力交易推行峰谷电价和季节电价，存在较大的套利空间。 大部分国家采用了电能量市场、容量市场和辅助服务市场等多市场协调配合的机制（德国无容量市场）。 	<ul style="list-style-type: none"> 原则上不允许电力系统运营商直接投资、控制储能资源。 允许储能参与电力市场通常要求最低容量为 1MW，大规模储能的主要回报形式是向电网运营商提供调频服务和其他辅助服务。不过很多国家都允许中小型储能则能通过聚合商参与市场，聚合商可以提供能量、平衡服务、容量、需求侧响应等多种服务。
澳大利亚	<ul style="list-style-type: none"> 澳大利亚国家电力市场（NEM）只有全电量、全电网的实时交易和分区定价机制，并没有日前市场，在竞价机制方面，由发电侧单边报价，零售侧承担着电价的风险。因此，澳大利亚电力监管机构高度重视信息的公开透明性，保障各个价区电力出清价格、调频辅助服务价格、州际联络线的载流等信息实时公开。 澳大利亚能源市场运营机构（Australian Energy Market Operator, AEMO）负责组织NEM的现货市场交易、辅助服务交易和输电权交易，以集中式交易模式确保实时发电量与市场需求相匹配。 	<ul style="list-style-type: none"> 储能市场以户用与商用储能为主，大规模储能发展相对落后，因此政府重点规范户用与商用储能市场发展。并且，政府限制电网公司参与竞争市场，电网公司会将直接所有的储能资产的运营权出售给第三方公司。 目前澳大利亚正在开展电力市场规则修改，通过提供清晰的价格信号、明确的身份、有效的激励机制以及更多的收益来源，帮助储能进入NEM市场并获得收益。这些规则包括：5分钟结算(5MS)机制、综合资源提供者(IRP)市场主体身份以及系统完整性保护计划(system integrity protection scheme, SIPS)。

资料来源：公开资料，毕马威分析

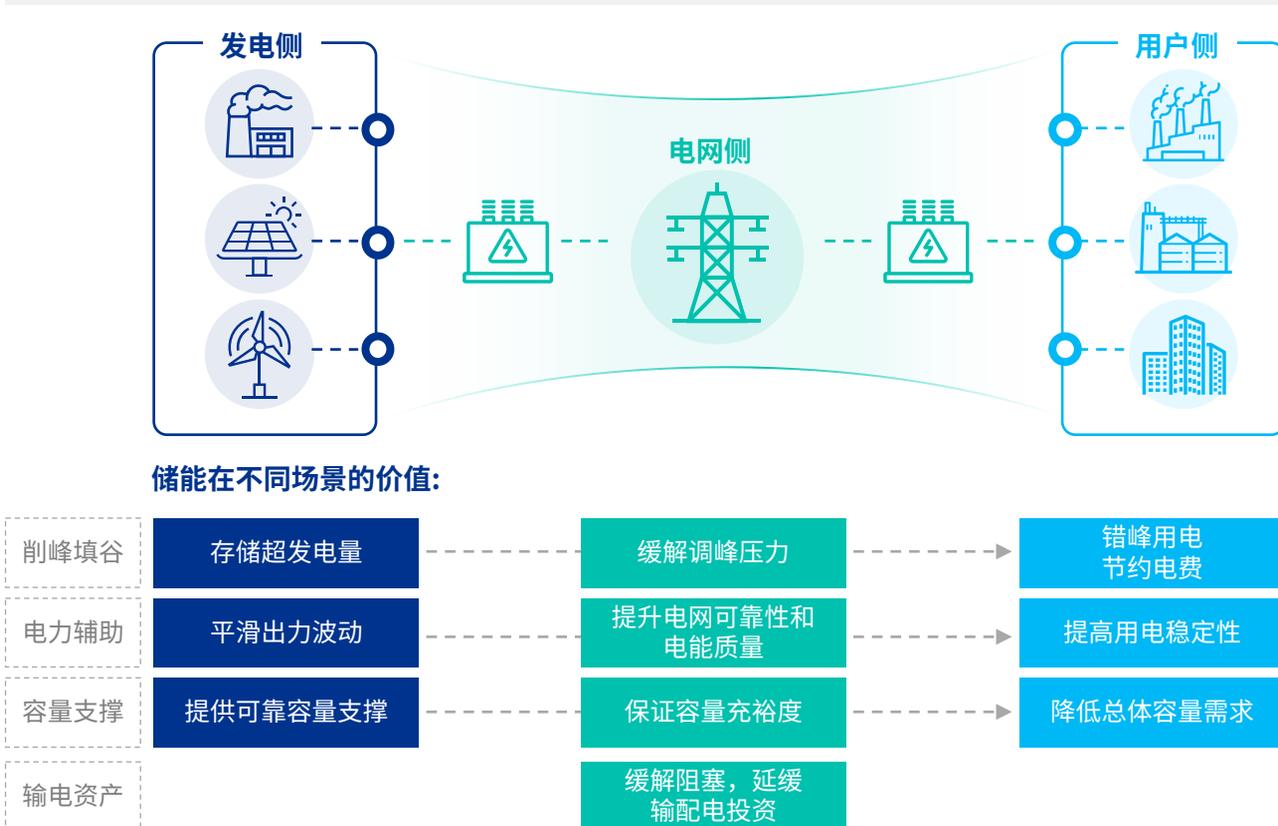
总体上，中国新型储能产业仍处于商业化和规模化发展初期，产业方面还需继续攻克技术和成本瓶颈，政府方面还需进一步完善储能参与电力市场竞争的细则，这一过程中，储能主体将在诸多应用领域开启商业模式的探索。

03

储能商业模式

储能下游应用场景主要可分为发电侧、电网侧、用户侧等，在发电侧主要起到匹配电力生产和消纳、减轻电网压力等作用；在电网侧主要用于减少或延缓电网设备投资、缓解电网阻塞，以及为电力系统提供调峰调频等辅助服务；在用户侧则帮助用户实现削峰填谷或光伏自发自用等模式，降低电费支出（图 13）。

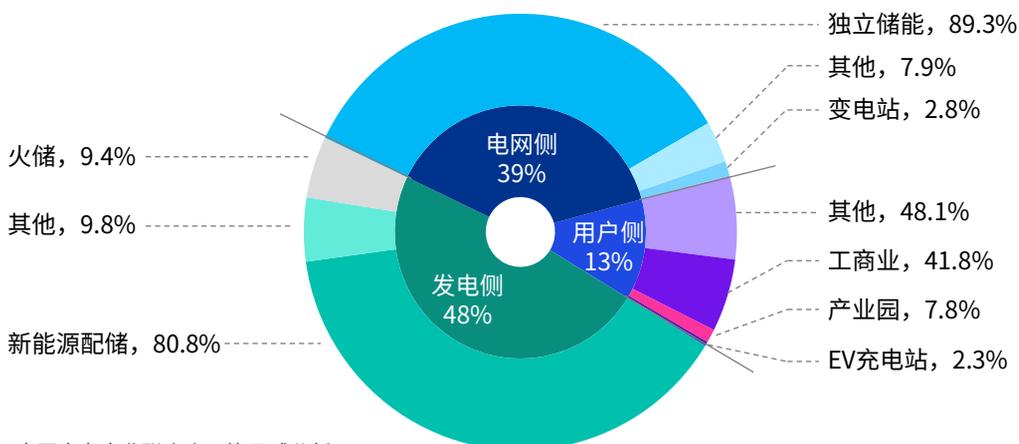
图 13 | 储能下游应用场景示意图



资料来源：毕马威分析

截至2022年底，中国已投运的电化学储能电站累计装机主要分布在发电侧，总能量6.8GWh、占比48.4%，其次为电网侧（38.7%）和用户侧（12.9%）。从细分领域来看，发电侧以新能源配储（81%）应用为主，电网侧以独立储能（89%）为主，用户侧以工商业（42%）应用为主（图 14）。

图 14 | 2022年中国电化学储能应用场景累计分布情况



资料来源：中国电力企业联合会，毕马威分析

发电侧

发电侧储能是指在火电厂、风电场、光伏电站等发电上网关口内建设的电储能设施或汇集站发电上网关口内建设的电储能设施²¹。发电侧储能包括以抽水蓄能为主的传统储能和以电化学储能为代表的新型储能，本节主要探讨电化学储能在发电侧的应用场景和商业模式。

多地出台新能源强制配储政策，新能源并网成为电化学储能主要应用场景

风电和光伏的间歇性和波动性很大，为保证电力系统的整体平衡，往往造成部分地区“弃风弃光”现象。电化学储能作为新能源的“稳定器”，能够平抑波动，不仅可以提高能源在当地的消纳能力，也可以辅助新能源的异地消纳。目前，新能源发电侧储能仍处于探索阶段，国家密集出台政策促进发电侧储能的发展。

从全国性政策看，2021年7月，国家能源局印发的《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，提出“为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。”2021年7月，发改委、能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出“要大力推进电源侧储能项目建设，结合系统实际需求，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。”

从地方性政策看，各地发电侧政策可主要分为两类。一是多数省（直辖市）要求新能源项目必须按一定功率配比配置发电侧储能，新能源配置储能比例为5%-20%，配置小时大多在2小时，部分省份要求1小时或者4小时（表7）。二是给予储能项目补贴，补贴政策可分为投资补贴和运营补贴。全国已有近30个省份出台了“十四五”新型储能规划或新能源配储文件，各省规划的新型储能发展目标合计超过6,000万千瓦，是国家能源局《关于加快推动新型储能发展的指导意见》文件中提出的2025年达到3,000万千瓦目标的两倍²²。

²¹ 自治区发展改革委关于印发《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》的通知，新疆自治区发展改革委，2020年6月28日，<http://xjdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108361/202006/eaaa9a77fbc34d8d98c020fa9cd38ef2.shtml>

²² 中国电力企业联合会，《新能源配储能运行情况调研报告》，2022年11月8日

表 7 | 部分省市可再生能源储能配置要求

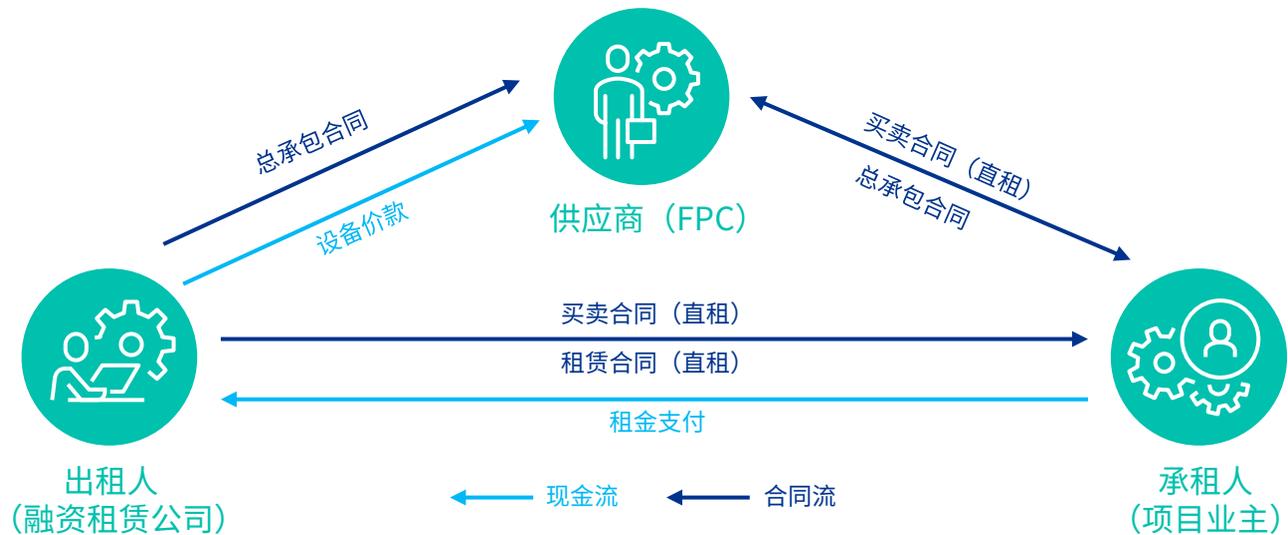
省（直辖市）	储能配置比例		储能配置时长（小时）
	风电	光电	
天津	15%	10%	-
湖南	15%	5%	2
广西	20%	15%	2
福建	-	10%	-
海南	-	10%	1
湖北	10%	10%	2
山东	10%	10%	2
青海	10%	10%	2
宁夏	10%	10%	2
上海	20%	-	4
江西	-	10%	1
内蒙古	15%	15%	2或4
辽宁	15%	10%	3
安徽	10%	10%	1
山西	10%	10-15%	-
陕西	10-20%	10-20%	2
江苏	-	8-10%	2
河北	10-15%	10-15%	2
河南	10-20%	10-20%	2
甘肃	5-10%	5-10%	2
浙江	10-20%	10-20%	2
海南	-	20-25%	2
新疆	-	15-20%	-

资料来源：根据各省级政府、能源局政策整理，毕马威分析
*各省新能源配储政策收集截止时间为2022年10月

运营模式：新型储能电站以工程总承包（EPC）为主

工程总承包指能源公司或公用事业公司通过框架协议直接向电池厂商采购电池系统，项目所有者/开发商直接与电池厂商签订协议，以维护电池系统的稳定供应。由于以风电、光伏为代表的新能源发电站EPC项目，业主在建设期或者建设期+运营期有融资需求，在项目开发中，往往引入融资租赁²³。“EPC+融资租赁”模式中融资租赁公司（出租人）根据业主（承租人）的需求出资向EPC方（供应商）购买全部或部分新能源电站设备，然后出租给业主，而业主在合同约定的租赁期限内，向融资租赁公司支付租金（图15）。

图15 | “EPC+融资租赁”运行模式



资料来源：北极星储能网，毕马威分析

²³ 2022上半年储能系统和EPC中标情况和价格盘点，索比光伏网，2022年7月29日，<https://cn.solarbe.com/news/20220729/49862.html>



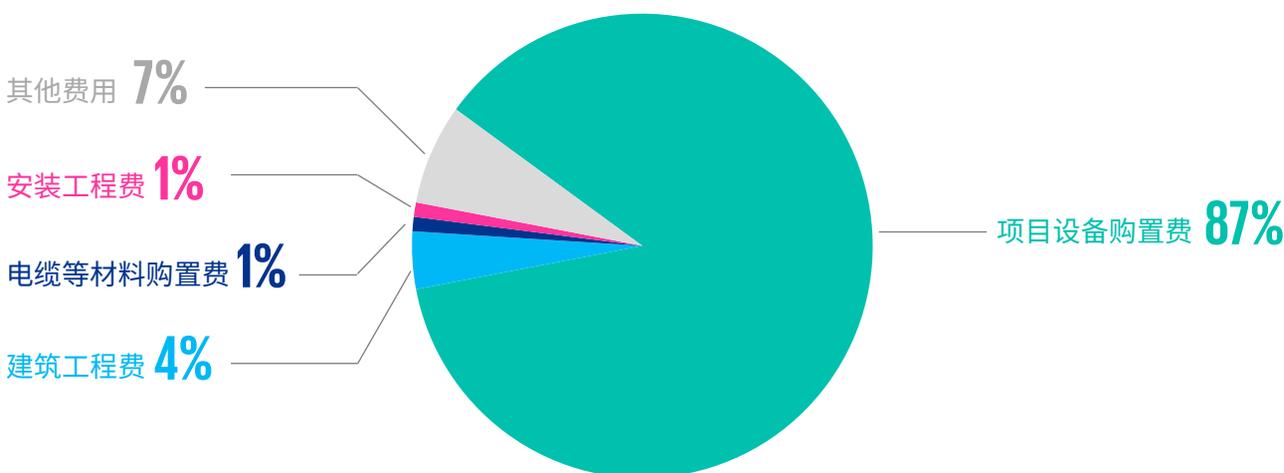
电化学储能电站经济性分析

成本分析:

电化学储能电站总投资成本较高，电池及储能系统是主要成本

储能电站投资主要包括设备购置费、安装工程费、建筑工程费、其他费用、基本预备费等。电化学储能电站成本的主体是电池及储能系统。根据云南省能源研究院数据，对于锂电池电化学储能，项目设备购置费约占87%，电缆及接地等材料购置费和安装工程费分别约占1%，建筑工程费约占4%，其他费用和基本预备费约占7%（图16）。

图 16 | 电化学储能电站成本构成

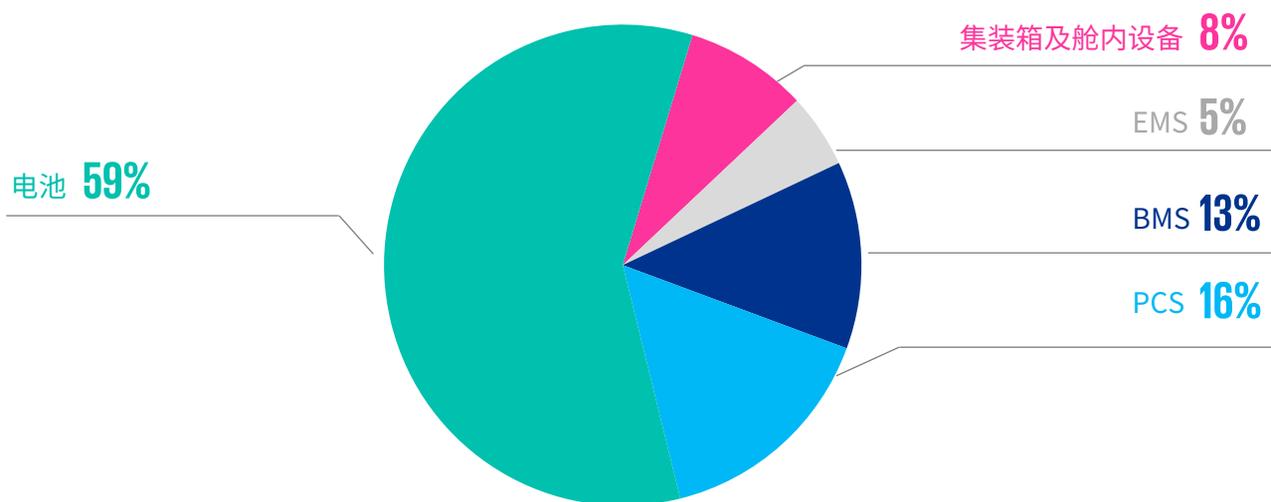


资料来源：云南省能源研究院，毕马威分析



项目设备购置费用中占主导的是储能电池系统。储能电池系统主要包括电池、PCS（双向变流器）、BMS（电池管理系统）和EMS（能源管理系统）等。以上市公司星云股份为例，其电池成本占59%、PCS占16%、BMS占13%（图17）。

图 17 | 储能系统设备成本构成



资料来源：星云股份年报，毕马威分析

新能源电站配储加大初始投资成本，发电侧自建储能压力大

新能源强制配储会加大项目初始投资成本。根据中国能源报，一座光伏电站配建装机容量20%、时长2小时的储能项目，其初始投资将增加8%-10%；而风电场配建同样容量的储能项目，其初始投资成本将增加15%-20%，发电侧自建储能面临一定困境²⁴。另外，由于受到配储容量与时长限制，储能对发电侧企业的消纳问题作用有限，部分企业选择弃电。以某弃风严重区域风电配套储能站为例，配置额定功率10%、4小时的储能，弃风率为20.6%，配置额定功率20%、4小时的储能，弃风率仍达19.7%²⁵。当前新能源企业配储成本主要由企业自身承担，叠加锂矿成本上涨，给企业带来较大压力。企业可能倾向于选择性能较差、初始成本较低的储能产品，把储能作为可再生能源优先并网的工具。

收益分析：

在发电侧，储能的主要功能体现在提高新能源消纳，平滑新能源输出。这些功能催生储能能在发电侧的收益主要来自于减少“弃风弃光”电量后所增加的电费收入，以及减少的考核费用。

²⁴ 成本难疏导困住新能源配储，中国能源报，2021年2月24日，<http://www.chinapower.com.cn/xw/gnxw/20210225/54306.html>

²⁵ 同上。

新疆探索对新能源储能电站所充电量进行补偿

为了激励新能源电站配储，新疆开始尝试对满足一定条件的新能源配储电站进行补偿。根据新疆2020年5月发布的《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》，在风电场、光伏电站发电上网关口内建设的电储能设施，其充电能力可申报为自用容量和调峰可用容量，自用容量和调峰可用容量必须服从调度指令，并按照相应方式结算。

新规则的发布，为风电和光伏储能电站提供了两种不同的运行模式：一是申报自用容量。自用容量由所在风电场和光伏电站使用，释放电量等同于发电厂发电量，按照发电厂相关合同电价结算，不参与市场结算。电储能设施可与发电企业自行协商签订合同，放电上网电量视为该发电企业的上网电量，按照该发电企业的上网电价结算。在“弃光”较为严重的时期，光伏电站内储能系统选择储能为自用容量，存储于储能设备内的电量放出，按照发电企业的上网电价结算。新疆2021年投产的新能源平价项目目标上网电价为0.262元/千瓦时，当新能源项目疆内实际交易电价低于市场均价，按照市场均价与0.262元/千瓦时的价差给予电价支持²⁶。也就是说储能减少“弃电”的度电收益等于新能源上网电价。二是申报调峰可用容量。储能电站可自愿作为独立的电力用户，申报调峰可用容量，并根据实际调用情况进行结算。对根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施所充电的电量进行补偿，补偿标准为0.55元/千瓦时²⁷。

“弃光”逐渐减少，光伏电站内储能系统选择储能为调峰可用容量，被电网调用后，可获得0.55元/千瓦时的充电补贴。

推动新能源配储电站参与“两个细则”考核²⁸，减少考核支出

目前，各省尚未形成统一、规范的储能参与电力市场模式，对储能市场主体能够参与的市场模式、交易规则要求存在明显差异。国家能源局提出要加强储能并网运行管理，推动建立储能电站运行效果评估与考核机制，将储能电站纳入“两个细则”考核范围，新能源配建储能与新能源电站一起参与考核，减少考核支出，提升储能电站运行水平²⁹。

我国电力市场化机制尚不成熟，新能源配储参与电力市场现货交易仍在探索中，容量补偿机制仍在研究制定中，缺乏统一、平等、稳定的储能容量回收机制，并且发电侧储能参与辅助服务市场条件不成熟。另外，新能源配储利用率低。新能源配储运行策略相差较大，大部分电站采用弃电时一充一放的运行策略，个别项目存在仅部分储能单元被调用、每月平均充放2次、甚至基本不调用的情况。中电联对占全国新能源配储总装机量三分之二的新能源配储项目进行调研，新能源配储等效利用系数³⁰仅为6.1%，低于电化学储能12.2%的平均水平，在各种应用场景中利用系数最低（火电厂储能等效利用系数为15.3%，电网侧储能等效利用系数为14.8%，用户侧储能等效利用系数为28.3%）³¹。这些因素导致新能源配储经济性不显著，制约了新能源发电侧配储项目的发展，政策仍是当前新能源配储发展的主要驱动因素。

²⁶ 自治区发展改革委关于印发《完善我区新能源价格机制的方案》的通知，乌鲁木齐市人民政府网，2022年4月26日，<http://www.urumqi.gov.cn/fjbm/fgw/zcfg/505168.htm>

²⁷ 自治区发展改革委关于印发《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》的通知，新疆维吾尔自治区发展和改革委员会，2020年6月28日，<http://xdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108361/202006/eaaa9a77fbc34d8d98c020fa9cd38ef2.shtml>

²⁸ “两个细则”指：并网发电厂辅助服务管理实施细则、发电厂并网运行管理实施细则。其中，并网运行管理细则为罚分部分，辅助服务管理细则为奖分和分摊部分。

²⁹ 国家能源局科技司副司长刘亚芳：新型储能成为电力系统安全稳定、经济运行不可或缺的配套设施，经济日报，2022年11月30日，<https://news.solarbe.com/202211/30/362481.html>

³⁰ 等效利用系数：机组可用小时减去机组降低出力等效停运小时与机组的统计期间小时的比例。

³¹ 中国电力企业联合会，《新能源配储运行情况调查报告》，2022年11月8日。

电网侧

狭义上，电网侧储能是在已建变电站内、废弃变电站内或专用站址等地区建设，直接接入公用电网的储能系统，这一定义主要根据储能接入电力系统位置的不同来界定。广义上，电网侧储能是指电力系统中能接受电力调度机构统一调度、响应电网灵活性需求、能发挥全局性、系统性作用的储能资源，这一定义下，储能项目建设位置不受限制，投资建设主体具有多样性，本部分分析中，除特别说明外，电网侧储能主要从广义角度来理解。

投资运营模式：电网企业投资意愿仍待激发，现有非独立储能项目面临“结算难”问题

电网侧储能应用主要包括调峰、调频、备用电源等电力辅助服务和独立储能等创新服务（表 8），服务提供方主要有发电企业、电网公司、参与市场化交易的电力用户、储能企业等，目的是维护电力系统安全稳定、保证电能质量等。

表 8 | 电网侧储能应用服务

主要类型	定义
电力辅助服务 ³²	调峰 为跟踪系统负荷的峰谷变化及可再生能源出力变化，并网主体根据调度指令进行的发用电功率调整或设备启停所提供的服务。
	调频 电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调速系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务。中国电网额定频率为50Hz,对3GW以上的大容量系统，正常频率偏差运行值为±0.2Hz，小系统则为±0.5Hz。
	备用电源 为保证电力系统可靠供电，在调度需求指令下，并网主体通过预留调节能力，并在规定的时间内响应调度指令所提供的服务。
创新服务	独立储能 具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目。在电网侧可提供电力辅助服务，参与中长期市场与现货市场，通过电力交易发挥移峰填谷和顶峰发电的作用等。

资料来源：国家能源局等，毕马威分析

³² 电力辅助服务管理办法，国家能源局，2021年12月21日

电网侧储能投资运营模式主要有二：一是租赁模式，租赁模式下储能可由社会资本投资，分为融资性租赁和经营性租赁两种。融资性租赁如江苏镇江储能示范工程中，许继电气和山东电工电气公司签订了8年项目租赁回收期，8年租赁到期后储能站的资产所有权变为后者所有。经营性租赁如湖南长沙储能示范工程（榔梨、延农和芙蓉三座储能电站）项目中，电池本体储能系统由电池厂家建设，提供租赁服务，湖南综合能源服务有限公司负责投资建设储能站。二是合同能源管理模式，电网企业与储能服务商等签订合同，由电网企业对储能设施进行运维管理，取得收益按双方合同约定的比例进行分享。同样是在江苏镇江储能示范工程中，江苏综合能源服务有限公司与江苏省电力公司签订合同进行利益分成，利益来源包括节约电费和调峰收益等。

中国电网侧储能建设爆发于2018年，随后国家发改委在2019年5月提出储能设施成本费用不得计入输配电定价成本，一定程度上抑制了电网企业建设新型储能的动力。有观点认为，已投运的新型储能大多为非独立储能，一般处于新能源场站内或传统火电等类型的电厂计量关口以内，如新能源+储能、火储联合调频、供热+储热等场景³³。可以得出，如果严格按照接入位置来划分电源侧储能和电网侧储能的话，现有已投运新型储能项目较少接入电网侧。

不过，电源侧的部分储能项目实际上也可以接受电力调度机构统一调度，响应电网调峰、调频等需求，其中具备电网直调条件，或选择和电网结算的储能项目，一般会采取合同能源管理模式。然而这一模式下，非独立储能电站常会面临业主方推迟或拖欠收益的情况，根本原因在于此类项目不具备独立计量、调度、结算等独立市场主体身份，只能通过电网企业间接参与电力市场。随着储能独立市场主体地位确立，独立储能电站充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加等政策利好相继释放，电网侧储能有望更多以独立储能电站的形式落地，其具体商业模式详见下文。

³³ 政策解读 | 郑华：解决市场机制关键瓶颈，新型储能沐浴春风，CNESA，2022年6月10日，http://www.cnesa.org/policy/detail/?column_id=6&id=4601



收益定价模式：堵点在于成本无法传输到用户侧，亟需开拓容量成本回收机制和电力现货市场

从收益定价模式来看，调峰、调频等储能装机的收益主要来自于辅助服务补偿，原因是中国大部分风光发电和居民用电仍由电网调度保障运行的情况下，大部分电网侧储能需求还是源于辅助服务市场。辅助服务的补偿方式和分摊机制，由各地区按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则³⁴，制定相关细则。一般来说，辅助服务补偿分为固定补偿和市场化补偿。固定补偿依照各省电力辅助服务管理实施细则等规定进行，据不完全统计，当前至少有19个省级以上地区明确了调峰调频补偿标准（表9）。市场化补偿则按照各地辅助服务市场运营机制，通过市场化竞争形成交易价格，具体方式包括集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商等。以广东省电网调频为例，调频服务提供方可以在日前申报调频价格和电量，电网调度机构以服务成本最小为原则进行排序，形成出清价格（即最低报价），服务提供方按报价从低到高顺次中标，在执行调频指令当日以出清价格结算。

表 9 | 2021年各地区最新调频调峰辅助服务补偿定价

地区	服务类型	准入门槛	补偿定价
福建	AGC调频 ³⁵	储能设备、储能电站容量不少于10MW	0.1元-12元/MW
	调峰	参与调峰交易的储能规模不小于10MW/40MWh	-
青海	调峰	储能电站准入条件要求充电功率在10MW及以上、持续充电时间在2小时及以上	0.5元/kWh
湖南	调峰	装机容量10MW及以上	0.45-0.6元/kWh
山东	调峰	暂定为5MW/10MWh	0.15元/kWh 特殊情况0.40元/kWh
	AGC调频		0-6元/MW
广东	AGC调频	-	6-15元/MW
新疆	调峰	-	0.55元/kWh
东北三省	深度调峰	装机规模10MW/40MWh以上	0.4-1元/kWh
安徽	调峰	可被电力调度机构管辖，接入35千伏电压等级	0.3-0.8元/kWh
江苏	AGC调频	充电/放电功率10MW/20MWh以上	0.1-1.2元/MW
山西	AGC调频	-	5-10元/MW
蒙西	AGC调频	-	2-12元/MW
京津唐	AGC调频	-	0—12元/MW
浙江	AGC调频	-	0-15元/MW
甘肃	储能调峰	-	不超过0.5元/kWh
	AGC调频	-	0-15元/MW
云南	AGC调频	-	0-15元/MW
四川	AGC调频	-	不超过50元/MW

资料来源：公开资料，毕马威分析

³⁴ 电力辅助服务管理办法，国家能源局，2021年12月21日

³⁵ AGC调频即自动发电控制，属于二次调频，调频补偿分为历程补偿和容量补偿，各地标准差异较大，从价格机制来看，调频市场化程度总体上低于调峰，部分区域未设立调频市场

根据国家能源局答记者问内容，“现阶段包括调峰在内的辅助服务费用约占全社会总电费的1.5%。根据国际经验，电力辅助服务费用一般在全社会总电费的3%以上，该比例随着新能源大规模接入还将不断增加”³⁶。值得注意的是，根据“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”原则，辅助服务补偿应当由发电侧和用户侧共同承担，但是国内电网侧辅助服务成本目前还难以传输到用户侧，在一定程度上可能会限制辅助服务市场的发展。

如何将辅助服务成本合理传输到用户侧，可引入容量成本回收机制。容量成本回收机制包括容量成本补偿机制、稀缺定价机制和容量市场三类（表 10），其中，智利所代表的容量成本补偿机制较适合中国储能产业现状，山东已率先展开尝试——山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时0.0991元（含税）³⁷。将储能补偿费用平摊至用户侧，储能建设项目至少能获得容量补偿电价的“保底收益”。一方面，容量电价已经是海外大型储能项目确定性收益来源之一，另一方面，当前国内部分省份出现了煤电机组容量利用率低导致收益下降的问题，都将驱动各地政府积极出台容量成本回收相关政策。

表 10 | 容量成本回收机制类型

类型	内涵	特点	适用电力市场类型	典型地区
容量成本补偿机制	在政府相关主管部门指导下，通过对单位容量补偿标准和各发电机组可补偿容量的核算，实现对发电容量成本的合理补偿	具备较好的理论基础和实践经验，能够有序引导发电容量投资，优化资源配置	主要适用于电力市场发展初期，经济社会和金融市场仍欠发达地区	智利
稀缺定价机制	在系统电能和备用稀缺情况下提高电能价格，制定现货市场价格上限时，允许系统短时出现极高的价格尖峰	稀缺电价仅反映短时的供需，会给系统长期容量充裕度及发电投资带来较大风险	主要适用于对高价风险承受力强的电力市场	美国得州、澳大利亚
容量市场	以市场竞争方式形成容量价格实现发电容量成本回收，是竞争性电力市场的有机组成	容量市场的设计在理论与实践上均需进一步完善，且对系统预测、市场管控和要求较高	主要适用于电能量市场发展已经相对完善的地区	英国、法国、美国PJM等

资料来源：电力现货市场101问，容量成本回收机制工作指引，毕马威分析

³⁶ 国家能源局市场监管司负责同志就《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》答记者问，国家能源局网站，2021年12月24日

³⁷ 山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知，山东省人民政府网站，2022年4月22日

此外，调峰是我国特有的电力辅助服务品种，国外成熟市场中，电网调峰均是通过现货市场的分时电价引导市场成员在高峰和低谷时段调整出力来解决，原因在于调峰本质上解决的是电能实时平衡问题，只要电力市场能实时反映电价变化情况，就可以引导市场主体主动参与调峰。2021年，国家能源局在《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》中明确指出，在电力现货市场运行期间由现货电能量市场代替调峰市场。当前，国内共有21个地区已开展电力现货市场试点³⁸，以山东省第五次电力现货市场结算试运行结果来看，全省电力现货日前市场出清最高价1.34元/kWh，最低价0.02元/kWh，均价0.48元/kWh³⁹，明显高于调峰补偿标准0.15元/kWh（特殊情况0.40元/kWh）。可见，调峰参与现货市场不仅更符合市场供需情况，且有利于打开储能盈利空间，预计在各地不断推进电力现货市场建设的过程，将涌现出更多更新的市场化套利模式。

表 11 | 部分电网侧储能项目商业模式分析

案例	投资运营模式	收益定价模式
湖南长沙电池储能示范工程 ⁴⁰	<ul style="list-style-type: none"> 经营租赁模式（电池租赁） 电池厂家负责建设电池本体储能系统，收取租赁费，金额2.14亿元 国网湖南综合能源服务有限公司采购非电池部分，涵盖工程建设、交直流转换（PCS）成套设备采购、能量控制系统成套设备（EMS）采购等，负责投资建设储能系统，金额1.17亿元 国网长沙供电公司承担土地使用成本，不纳入储能建设成本 	<ul style="list-style-type: none"> 采取“电量电费+备用容量电费”方式与属地供电公司进行电费结算 正积极探索“新能源配套储能租赁服务”+“电力辅助服务”多元化商业模式，推广储能增值服务
江苏镇江储能示范工程 ⁴¹	<ul style="list-style-type: none"> 该工程由国网江苏综合能源服务有限公司、山东电工电气公司、许继电气共同投资建设，江苏省电力公司镇江供电公司负责属地化运营管理 融资租赁模式：许继电气和山东电工电气公司签订了8年项目租赁回收期，8年租赁到期后储能站的资产所有权变为后者所有 合同能源管理模式：江苏综合能源服务有限公司与江苏省电力公司签订合同约定收益分成 	<ul style="list-style-type: none"> 节约成本：提高供电能力10万kW，相当于每年减少调频燃煤5,300吨，节省调峰相关投资16亿元 参与电力辅助服务市场 参与电力现货市场
美国加州Pomona储能项目	<ul style="list-style-type: none"> 全社会资本投资运营模式，高度市场化 加拿大公司Alta Gas 2016年投资建设并负责运营，成本约4,000-4,500万美元 系统集成商Green Smith负责将电池和PCS集成在一起 2020年地热与回收能源发电业务公司Oramat收购Pomona项目 	<ul style="list-style-type: none"> 容量电价：该项目2016年与南加州爱迪生公司SCE签订了10年的Resource Adequacy购买合约，价格约为11-12美元/kW/月，折算成项目年收益约为264-288万美元 峰谷套利：该项目2021Q2-2022Q2参与电能量市场交易获得的净收益约为273万美元 辅助服务：该项目2021Q2-2022Q2参与辅助服务市场获得的净收益约为88万美元

资料来源：北极星储能网等，毕马威分析

通过对发电侧和电网侧储能电站的分析，单一侧建立储能电站成本高且收益渠道单一，经济性不显著，新能源场站和电网侧建设储能电站的积极性不高。独立储能电站除了能够满足发电侧的储能需求外，还能够满足电网侧调峰调频需求，拓宽了收益渠道，经济性提升，是未来储能电站发展方向。

³⁸ 2017年第一批包括广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃，2021年第二批包括上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北

³⁹ 山东电力现货市场结算试运行平稳有序，山东省能源局，2022年2月22日，http://njl.shandong.gov.cn/art/2022/2/22/art_253733_10291636.html

⁴⁰ 储能电站建设运行及效益分析，索比储能网，2022年6月21日，<https://cn.solarbe.com/news/20220621/46719.html>

⁴¹ 储能运营模式解析：租赁比购买更有利？北极星储能网，2019年1月4日，<https://news.bjx.com.cn/html/20190104/954016.shtml>

独立储能电站是源网侧储能发展趋势

独立储能电站市场主体身份明确，商业模式显现

中央政府层面：确定独立储能电站发展方向

目前发电侧储能电站收入渠道单一，发改委、能源局多次提出探索推广独立储能模式，发挥储能电站“一站多用”的共享作用。

一方面，明确独立储能电站市场主体地位。独立储能电站是指以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，纳入电力并网运行及辅助服务管理，并按照其接入位置与电网企业和相关发电企业或电力用户等相关方签订合同，约定各方权利义务的储能电站⁴²。2021年12月，国家能源局发布了《电力辅助服务管理办法》和《电力并网运行管理规定》，确认新型储能参与辅助服务的发展方向。2022年5月，发改委和能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，指出“符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场”，鼓励以配建形式存在的新型储能项目，选择转为独立储能。独立储能的市场主体地位明确后，独立储能商业模式初步形成。

另一方面，电力辅助服务和市场化改革持续推进。目前，调峰、调频是储能参与电力辅助服务的主要领域，且辅助服务相关费用由发电侧承担，制约着储能在辅助服务领域获得补偿的可持续性。电力辅助服务有偿化且逐步向用户分摊是我国电力市场化改革的重要方向。2021年7月出台的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出“将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收”，电网替代性储能若能通过输配电价获取收益将极大增加相关投资收益的确定性，从而刺激电网替代性储能发展。2021年12月发布的《电力辅助服务管理办法》，将提供辅助服务主体范围由发电厂扩大到包括新型储能等主体；建立用户参与的分担共享机制，电力辅助服务补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊。2022年6月，发改委联合能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰。

⁴² 共享储能电站：电站资源不专属于某一新能源站或电网，而是以电网为纽带，将独立分散的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源整合，并统一协调服务于网内所有新能源站，推动源网荷各端储能能力全面释放。独立储能暨行业内通常理解的共享储能电站。《山西储能电站并网运行管理实施细则》征求意见，山西能监办，2022年10月28日，<https://news.bjx.com.cn/html/20221028/1264679.shtml>

地方政府层面：陆续出台独立储能参与市场的细则

在国家确定了独立储能发展方向后，南方区域、华东区域、华北区域等多个区域能源监管办公室（简称“能监办”），以及江苏省、湖北省等省级能监办根据自身特点和电力市场化进程，出台了新型储能参与电力辅助服务市场的相关细则。

部分省市明确辅助服务费用来源。2022年3月，国家能源局南方监管局发布关于公开征求《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）意见的通告，提到独立储能参与辅助服务范围 and 补偿标准。广东明确辅助服务费用有全体用户分担，2021年12月出台的《广东省电网企业代理购电实施方案（试行）》⁴³，提出辅助服务的相关费用由全体工商业用户共同分摊，储能、抽水蓄能电站的费用具体按电网企业每月实际发生成本的金额确定（表 12）。广东省将储能电价纳入输配电价，并且实现市场化交易，有利于储能行业的健康发展。

辅助服务市场范围进一步扩大。2021年12月，《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）（征求意见稿）》允许储能电站通过参与电力一次调频市场获取收益。2022年5月，山西能源监管办印发《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》的通知，其调频市场主体包括发电侧并网主体及新型储能。未来独立储能电站参与调频辅助服务或成趋势，独立储能电站收益渠道有望进一步增加。另外，2022年8月，云南能监办发布关于征求《云南黑启动辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》⁴⁴，配套储能的新能源电厂和独立储能具备黑启动能力后，自主参与黑启动辅助服务市场。

容量租赁收益模式试水。2022年9月，山东省能源局发布《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》的通知，允许示范项目容量在全省范围内租赁使用，获得容量租赁收益等。《南方区域电力备用辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》允许储能电站作为第三方辅助服务提供者参与跨省备用市场交易，扩展了储能的收益来源。

⁴³ 关于我省电网企业开展代理购电问题的批复广东省电网企业代理购电实施方案（试行），广东省发展和改革委员会，http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3693270.html

⁴⁴ 《云南黑启动辅助服务市场交易规则》征求意见，云南能监办，2022年8月9日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220809/1247142.shtml>

表 12 | 部分省市独立储能电站参与辅助服务政策情况

发布时间	政策文件名称	要点
2022年9月	《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	山东省允许独立储能示范项目容量在全省范围内租赁使用，获得容量租赁收益等。
2022年9月	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》	独立储能按额定容量参与调频、调峰容量市场（补偿标准上限300元/MW/日）。
2022年9月	《华北区域电力辅助服务管理实施细则（模拟运行稿）》	储能可提供调频、自动发电控制（AGC）、有偿调峰等多项辅助服务，并制定有关补偿标准。
2022年8月	《江苏电力并网运行管理实施细则》《江苏电力辅助服务管理实施细则》	明确储能电站的考核细则。
2022年8月	《云南黑启动辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	配套储能的新能源电厂和独立储能具备黑启动能力后，自主参与黑启动辅助服务市场。
2022年8月	《河南省“十四五”新型储能实施方案》	独立储能容量租赁建议价格为200元/kWh/年，新能源企业和共享储能项目企业根据当年租赁参考价签订10年以上长期租赁协议或合同。
2022年7月	《山东省发电机并网运行管理实施细则（2022年修订版）》等	明确储能电站的考核细则。
2022年6月	《江西电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	独立储能电站可参与调频辅助服务。
2022年6月	《南方区域电力并网运行管理实施细则》《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	规定独立储能参与辅助服务范围和补偿标准，广东调峰辅助服务单价0.792元/kWh。
2022年6月	《湖北电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	独立储能、虚拟电厂等纳入市场主体范围。
2022年5月	《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》	独立储能提供一次调频，按性能获得补偿，报价范围：5-10元/MW。
2022年5月	《关于开展宁夏2022年新型储能项目试点工作的通知》	试点项目调峰补偿：0.8元/kWh，全年完全充放电次数600次。
2022年4月	《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》	独立储能电站按照电网调度需求提供调峰服务。
2022年4月	《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时0.0991元（含税）。

资料来源：储能与电力市场，毕马威分析

独立储能电站收益分析

独立储能参与辅助市场服务是未来发展方向，其收益模式还在探索中，细则有待进一步落实。总体来说，独立储能电站的收益渠道包括容量租赁收入、容量电价收入、电力现货交易收入和辅助服务收入等。

1. 参与电力市场现货交易获取价差套利收入

储能参与电力市场现货交易主要是通过电价低谷时充电、电价高峰时放电赚取电力差价收入。2022年5月出台的《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，明确了独立储能电站充电电量不承担输配电价和政府基金及附加。在此之前，储能电站视同电力用户，应付的电价中包含能量电价、输配电价、容量电价、政府基金及附加、相应税费等，再考虑充放电效率等因素，该政策使参与现货市场的储能电站成本降低0.14元/千瓦时⁴⁵。

山东是率先允许独立储能参与电力现货市场的省份。2022年2月，海阳国电投储能科技、华电滕州新源热电、三峡新能源（庆云）三家新型储能电站示范项目在山东电力交易中心完成注册，正式进入电力现货市场。三家独立储能电站充电时为市场用户，从现货市场直接购电；放电时为发电企业，在电力现货市场进行售电，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。山东的独立储能电站日结算电费均值为32万元，预计月度结算收入可达900-1,000万元⁴⁶。不过现货市场套利也存在不确定性，主要峰谷电价的变化可能导致实际价差不及预期。

2. 容量补偿收入

容量市场是电力市场体系的重要组成部分，旨在保障电力系统长期容量的充裕性。容量电价收入是一种激励机制，使发电机组能够获得电能量市场和辅助服务市场以外的稳定收入，能起到补偿固定成本、激励电源投资、保障容量供应等作用，在国外电力市场中有着广泛应用⁴⁷。我国大多数省份容量补偿机制仍在研究制定中，缺乏统一、平等、稳定的储能容量回收机制。

⁴⁵ 新政实施，储能电站平均每充1度电成本下降0.14元，北极星储能网，2022年6月9日，<https://news.bjx.com.cn/html/20220609/1231867.shtml>

⁴⁶ 关立等，独立储能电站参与电力现货市场机制及试运行分析，《中国电力》2022年第10期

⁴⁷ 陈政等，如何通过重构容量市场机制以破解能源“不可能三角”协同问题？《电网技术》2021年第1期

2021年10月,《华北电力调峰容量市场运营规则》出台,是国内首个探索以容量为交易品种的新型辅助服务市场,参与的主体是燃煤发电机组⁴⁸。山东省规定,在容量市场运行前⁴⁹,参与电力现货市场的燃煤发电机组容量补偿费用从用户侧收取,补偿参与现货市场交易的燃煤发电机组固定成本,电价标准暂定为每千瓦时0.0991元(含税)⁵⁰。根据山东省电力调控中心的报告,2022年3月,四家储能电站容量补偿总费用为1,348万元(储能电站装机量均为100MW/200MWh),每年补偿费用约300元/kW,收益相对可观。2022年9月,甘肃省能监办发布了《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(征求意见稿),指出10MW/2h以上的储能电站可以独立身份参与调峰容量市场交易,为储能创造了调峰容量补偿这一新的收入增长点。甘肃在全国范围内首次为储能电站开放了调峰容量市场,储能参与调峰容量市场补偿标准上限为300元/MW/日⁵¹。

初期容量市场的探索从燃煤机组(火电)开始,通过煤电充分进行容量市场交易,为新能源发电资源进入容量市场和全面开放容量市场提供经验⁵²。新能源发电机组进入容量市场是大势所趋,可获得相对稳定的收益。

3. 容量租赁收入

容量租赁是指为风电、光伏等新能源电站提供一定容量的租赁服务,独立储能电站获得租金,新能源电站可通过租赁获得配置储能容量,避免自建储能增加资产投入。目前山东省允许新型储能示范项目容量在全省范围内租赁使用,获得容量租赁收益。容量租赁费用是独立储能建设方稳定的收入来源。目前河南省出台了指导价格,建议河南省独立储能容量租赁价格为200元/kWh/年,新能源企业和共享储能项目企业根据当年租赁参考价签订10年以上长期租赁协议或合同。其他省份目前还未出台类似价格建议⁵³。但是,在实际运行中,租赁费用为250—350元/kW/年(如山东、陕西、湖南等地),一座100MW的独立储能电站,容量租赁年收入可达3,000万元。目前,储能电站容量租赁刚起步,主要用来满足新能源电站配储要求,通常在新能源发电集团内部消化。但是随着新能源装机量的增加和储能收益渠道的完善,对容量租赁的需求会进一步增加。

⁴⁸ 调峰容量是在当前调峰辅助服务市场仅为调峰效果付费的基础上,探索为调峰能力付费。

⁴⁹ 容量市场旨在保障电力系统长期容量的充裕性,我国尚未建立完善的发电容量充裕度保障机制。从国际经验来看,保障市场化环境下发电容量充裕性主要有4种机制:稀缺定价机制、战略备用机制、容量成本补偿机制、容量市场机制。根据国家电网的研究,初期,我国宜采用容量补偿机制,待电力现货市场和金融市场相对完善后应尽快建立容量市场。

⁵⁰ 山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知,山东省政府网,2022年4月22日,http://www.shandong.gov.cn/art/2022/4/22/art_100623_40428.html

⁵¹ 甘肃能源监管办,《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则(征求意见稿)》,2022年9月21日

⁵² 孙启星等,适应中国现行电力市场环境下的容量市场机制设计,《中国电力》,2022,55(8)

⁵³ 《河南省“十四五”新型储能实施方案》正式发布,腾讯网,2022年8月23日,<https://www.163.com/dy/article/HFEMPOU30519X2P5.html>

4. 辅助服务

电力市场辅助服务主要包括调峰、调频、事故应急及恢复服务等。一是参与调峰获得调峰补偿。调峰已在全国范围内进行推广，多个省市出台了调峰补偿标准，主要按调峰电量给予充电补偿，价格0.15-0.8元/kWh不等（表 13）。锂电储能的度电成本约0.6—0.8元/kWh，大约是抽水蓄能的3-4倍，结合各地的调峰补偿，储能调峰的经济性需要成本进一步下降才能显现⁵⁴。而且，由于调峰补偿标准经常修改，储能能否从调峰服务中获取持续稳定的收入也存在不确定性。二是参与调频服务获得调频补偿。各省对于调频的补偿金额不同，调频主要按调频里程给予调频补偿，根据机组响应AGC调频指令的程度，补偿0-15元/MW，而目前储能调频里程成本约6.34—9.08元/MW，调频具备一定的获利空间。但是，调频存在市场空间有限的问题，随着储能规模的增加，储能调频盈利性将下降。三是事故应急及恢复服务。事故应急及恢复服务包括黑启动⁵⁵、稳定切机等。部分南方省份开始推动独立储能参与黑启动服务，独立储能的收益进一步拓宽。2022年3月，南方能源监管局发布通知，南方区域独立储能电站经所属电力调度机构技术审核并报能源监管机构同意后，可参照火电补偿标准纳入黑启动辅助服务补偿。

表 13 | 100MW/200MWh独立储能电站收益示例

收益渠道	内容	特点	收入
电力现货交易	独立储能电站在电力现货市场进行购电及售电，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。	获取电力价差套利收入。	按现货价差约0.5元/kWh，以每天一次充放电循环，充放电效率85%，全年运行330天计算，全年电力现货市场电价套利收入约2,000万。
容量补偿	容量市场是电力市场体系的重要组成部分，旨在保障电力系统长期容量的充裕性。	使发电机组能够获得电能市场及辅助服务市场以外的稳定收入。目前我国还没有全国范围内的容量市场，山东、青海等部分区域在试点储能电站的容量电价收入。	按照容量获得容量电价，保证盈利并储备备用机组，收入为600-800万。
容量租赁	为风电、光伏等新能源电站提供一定容量的租赁服务，独立储能电站获得租金。	容量租赁可视同新能源配储额，是独立储能电站建设方稳定的收入来源。	租给新能源电站配储入网收入3,000-3,300万。
辅助服务	包括调峰、调频等。	各省对于调峰和调频的补偿金额不同，主要按调峰电量给予充电补偿，价格从0.15元/kWh到0.8元/kWh不等。	按照500小时调峰数，0.5元/kWh的价格测算，一年的调峰收入2,500万元左右。

资料来源：江苏省储能行业协会、储能与电力市场、索比光伏网、北极星电力网、毕马威分析
注：100MW/200MWh独立储能电站收益是山东电力工程咨询院根据模型测算能够盈利需要的收入。

⁵⁴ 新型储能：赚钱的路更多了，也更难了，数字能源网，2022年8月2日，<http://de.escn.com.cn/news/show-1445347.html>

⁵⁵ 黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持的情况下，由具备自启动能力的发电机组或抽水蓄能、新型储能等所提供的恢复系统供电的服务。

虽然独立储能电站收入渠道有多种，但是这些渠道并没有在全国推广，只是部分省市在进行试点，不同省市独立储能收益模式略有不同（表 14）。由于各地市场规则不同和储能本身的运行特点，多数情况下储能不能得到全部渠道的收益，只能同时获得其中部分收益。在没有开展电力现货交易的区域，以调峰为主；在开展电力现货交易的区域，以“电力现货交易价差+容量租赁”为主。

表 14 | 部分省份独立储能电站收益模式

独立储能电站	收益模式	推广程度
无电力现货交易地区	调峰补偿	全国普遍推广
	调峰补偿+容量租赁	湖南、宁夏等
含电力现货交易地区	电力现货交易+调频补偿	山西推进中
	电力现货交易+容量租赁+容量补偿	山东推进中
	电力现货交易+容量租赁+辅助服务+容量市场	待落地

资料来源：储能与电力市场，北极星电力网，毕马威分析

我国电力市场化改革正在逐步推进，2022年11月，国家能源局发布了《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》，推动储能等参与电力现货市场交易，独立储能电站有望在更多的区域参与电力现货市场。辅助服务市场逐渐向独立储能开放，独立储能电站通过参与调峰、调频等电力辅助服务及容量租赁来扩宽收益渠道。未来随着新能源发电占比的提升，部分省份电力现货市场的峰谷价差有望继续拉大，从而进一步提升储能项目盈利空间，促进独立储能的发展。据CNESA统计，2022年独立储能接近新增投运新型储能装机规模的50%，成为新型储能发展的趋势。



独立储能电站案例

案例1：山东独立储能电站

项目简介：

山东是较早探索独立储能电站参与电力市场现货交易的区域，独立储能电站收益渠道相对较多，以100MW/200MWh锂电池储能电站（目前储能电站装机量普遍为100MW/200MWh）为例进行分析。

项目成本：

锂电池储能电站的装机容量100MW/200MWh，配备5MW/10MWh储能系统。总投资约4.5亿元，考虑贷款、运维费用、折旧等，年均支出约为5,000万元。

项目收益：

储能电站收益来自三方面：一是参与电力现货市场收益。假设平均充电价格为0.1元/kWh，平均放电价格为0.6元/kWh，每年充放300次，系统效率按90%计算，每年可获取收益约2,000万元⁵⁶。二是容量租赁收益。按照300元/kW/年计算，假设能够全部对外租赁，每年租赁费用收益为3,000万元。三是容量补偿费用。按照容量获得容量电价，保证盈利并储备备用机组，收入约600万元。

据山东电力工程咨询院测算，假设以上三种收益都能获得且不变，电站全年累计获得收益约为5,600万元，在融资成本4.65%的情况下，项目有望实现8%的收益率。但是储能电站实际收益情况有所不同⁵⁷。2022年6月，山东发布《关于进一步做好2022年下半年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的通知》，对储能的可用容量计算方式进行了调整，储能电站能够获得的容量补偿减少。此外，本项政策有效期只有五年，对于寿命通常为10年的储能电站，其运行中后期能否获取补偿是未知数。

⁵⁶ 新型储能：赚钱的路更多了，也更难了，数字能源网，2022年8月2日，<http://de.escn.com.cn/news/show-1445347.html>

⁵⁷ 独立储能的4种盈利模式及收益率分析，索比光伏网，2022年10月25日，<https://news.solarbe.com/202210/25/360696.html>



案例2：青海省闵行独立储能电站

项目简介：

闵行独立储能电站位于青海省，是国内首座第三方投资建设的独立储能电站⁵⁸，项目一期装机容量32MW/64MWh，2020年11月投运。电站由上海电气国轩新能源科技有限公司提供磷酸铁锂电池储能系统，上海电气新能源公司做EPC总包。储能电站接入至青海当地电网，能够有效解决周边地区新能源场站弃光、弃风问题。

项目成本：

项目没有披露成本，参考储能电站装机容量100MW/200MWh成本为4.5亿元，年支出约5,000万元，该项目总成本至少上亿元，年支出超千万元。

项目收益：

项目收益来自两部分：一是作为调峰资源提供商，收取电网侧调峰收入。一年的调峰收入约279万元。二是和新能源场站业主分享对电站的补贴收入，一年的补贴收入共681万元，储能电站分享其中一部分（表15）。

表 15 | 2021年7月-2022年8月闵行储能电站收益情况

电量 (MWh)		单价 (元/kWh)		收益 (万元)	
充电电量	16065	应收电网结算价	0.2034	应收电网结算收入	279
放电电量	13667	应收补贴结算单价	0.4990	应收补贴收入	681
充放电效率	85%	放电平均单价	0.7024	储能电站总收入	960

资料来源：储能与电力市场，毕马威分析

注：681万元的补贴收入是储能电站和新能源场站业主共享。

从闵行储能电站的收入和支出看，目前闵行储能电站的收入不足以支撑每年的运行费用，没有实现盈利。2022年10月，甘肃省出台文件鼓励储能电站以独立身份参与调峰容量市场交易，为储能创造了新的收入渠道。青海省也在积极探索进一步丰富独立储能电站的应用场景，随着独立储能电站参与电力现货市场交易的概率增大，以及参与电力辅助服务市场的广度和深度增加，收益渠道有望进一步拓展，经济性有望提升。

⁵⁸ 国内首个商业化运行独立储能电站投运，国际电力网，2020年11月5日，<https://power.in-en.com/html/power-2378425.shtml>

用户侧

用电端储能的主体为电力用户，主要包括工商业用户及家庭用户。发展用户端储能有助于节约电力成本并保障用电稳定性。

户用储能

户用储能（户储）是指用于家庭用户的储能系统。户用储能系统通常与户用光伏系统组合安装，为家庭用户提供电能。其工作原理主要为在白天将光伏发电优先供本地负载使用，多余的能量存储到蓄电池，在电能仍有富余的情况下可选择性并入电网；在夜间光伏系统不运作时通过蓄电池放电供本地负载使用。户用储能系统可以提高户用光伏自发自用程度，减少用户的电费支出，并在极端天气等情况下保障用户用电的稳定性。对于高电价、高峰谷价差或电网老旧地区的用户，购置户储系统具备较好的经济性，家庭用户有购置户储系统的动力。

家庭储能系统的核心是可充电的储能蓄电池，通常以锂离子或铅酸电池为基础，由计算机控制，在其他智能硬件及软件的协调下实现充电和放电循环。家庭储能系统通常可与分布式光伏发电相结合形成家庭光储系统。

根据光伏和储能系统的耦合方式的不同，分为直流耦合系统和交流耦合系统，分别适合与新装光伏系统的增量市场和已装光伏系统的存量市场。根据系统是否并入电网，家庭储能系统又可以分为并网系统和离网系统，核心差异在于是否接入电网。不同的系统特点不同，适用的家庭类型也各有不同（表 16）。

表 16 | 户储系统分类及特点

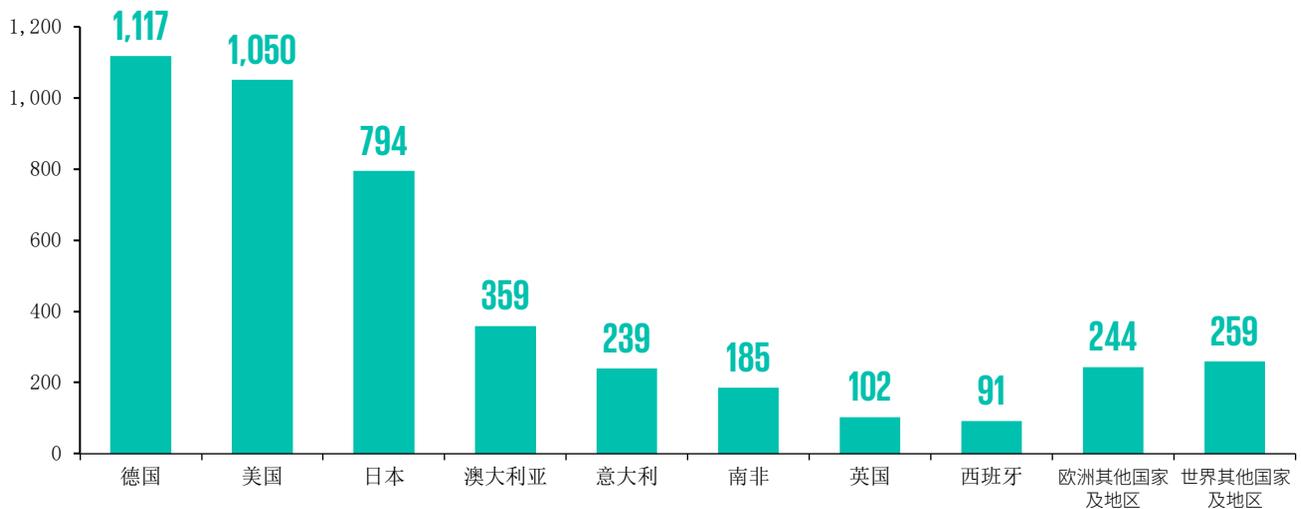
系统名称	系统构成	适用家庭	工作原理	系统特点
直流耦合型家庭光伏+储能系统	包含电池系统和混合逆变器，混合逆变器兼具了光伏并网逆变器和储能逆变器的功能	增量市场，家庭需新安装光伏+储能系统	白天光伏发电首先供给负载，其次给电池充电，最后多余的电量可以并网；晚上电池放电供给负载，不足部分由电网补充；电网停电时，光伏发电和锂电池仅供电给离网负载，并网端负载无法使用。另外，该系统也支持用户自行设置充电及放电时间来满足用户用电需求。	系统高度集成，可以大幅减少系统安装时间及成本。可实现智能控制，满足用户的用电需求。
交流耦合型家庭光伏+储能系统	只需加装蓄电池和储能变流器，不影响原来的光伏系统，而且储能系统的设计原则上和光伏系统没有直接关系，可以根据需求来定。	存量市场，家庭已安装光伏系统	与直流耦合型相同	可将已有的并网光伏系统改造为储能系统，投入成本低。交流耦合方式下，能量汇集于交流端，既可以直接提供给负载使用或者送入电网，也可以通过双向变流器直接向蓄电池充电，可以选用低压 PV 和低压电池，消除储能系统中的直流高压风险。
离网型家庭光伏+储能系统	由光伏组件、锂电池、离网储能逆变器、负载和柴油发电机组成。	适用于没有电网覆盖的地区或者电网不稳定需要自发自用的区域家庭	白天光伏发电首先供给负载，其次给电池充电；晚上电池放电供给负载，电池不足时，由柴油发电机供给负载。	可满足无电网地区的日常用电需求。可与柴油发电机结合，使柴油发电机供给负载或者给电池充电。大部分离网储能逆变器无并网认证，即使系统有电网，也无法并网。

数据来源：公开资料，毕马威分析

根据IHS Markit数据显示，2017年以来全球户储装机量增长较为明显，每年新增装机增长量都有明显提高，到2020年全球总装机容量首次突破1GW，达到1.3GW/3.2GWh，同比增长30%；2021年预计达到1.6GW/4.1GWh水平⁵⁹。

从出货量来看，2020年全球新增家庭储能出货量4.44GWh，同比增长44.2%，主要由欧美国家领跑（图18）。欧洲市场中又以德国市场发展最为迅速，德国出货量超过1.1GWh，排在世界首位，美国出货量也超过1GWh，排名第二。

图 18 | 2020年户用储能出货量，MWh



数据来源：IHS Markit, Statista, 毕马威分析

⁵⁹ Strong growth ahead for battery storage, PV Magazine, April 13, 2021



高电价、成本下降和政策支持推高海外户储市场景气度

高昂的电价是海外户储市场快速发展的强劲推动力

从2021年主要国家和地区的家庭电价来看，以丹麦、德国、英国等为代表的欧洲国家家庭电价均在0.3美元/KWh以上，为美国的一倍，中国的近三倍（图19）。进入2022年，随着夏季欧洲多国极端干旱天气叠加俄乌冲突所带来的天然气价格上涨，欧洲电价再创新高。欧洲能源交易所（EEX）数据显示，法国与德国明年交付的电力价格分别在8月26日和8月29日冲破1,000欧元/MWh关口，均为历史首次。另外，英国的远期电力价格也从6月的242英镑/MWh飙升到现在的1,000英镑/MWh左右。过去一年，欧洲电价上涨了约10倍⁶⁰。家用光伏+储能系统的应用可以提高电力自发自用水平，以延缓和降低电价上涨带来的风险。

图 19 | 2021年主要国家和地区家庭平均用电价格，美元/KWh



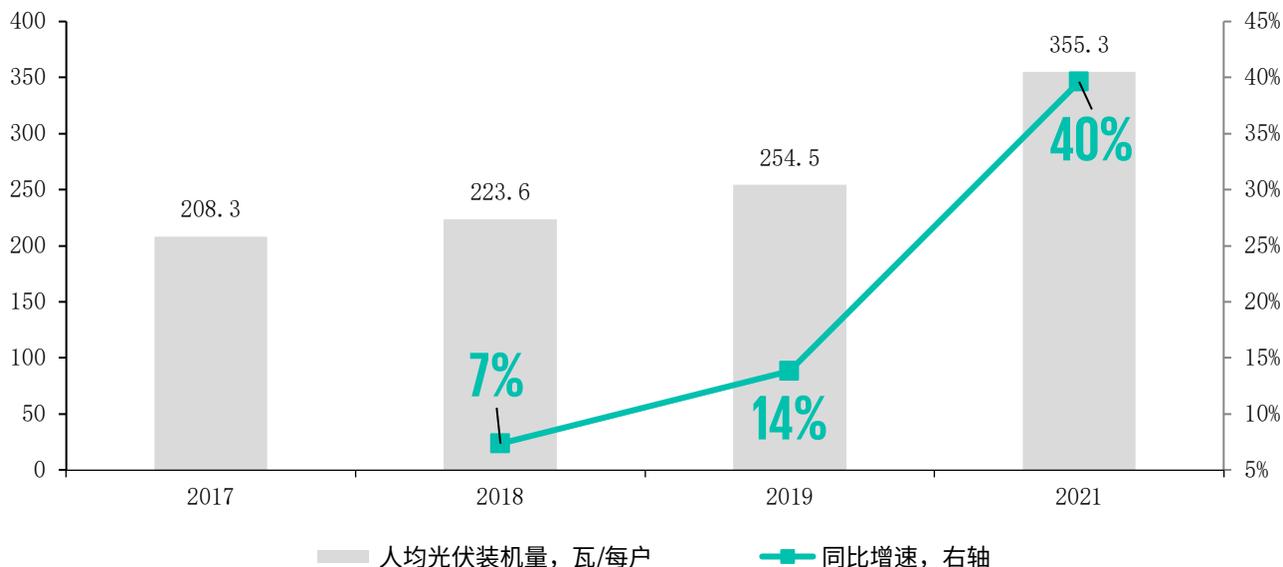
数据来源：Global Petrol Prices, Statista, 毕马威分析

持续增长的光伏渗透率和装机成本的下降催生未来市场规模。

欧美国家由于城市化进程较高，住房以独立或半独立住宅为主，适合发展户用光伏。与此同时，由于能源转型步伐加快，各国也纷纷出台政策鼓励户用光伏自发自用。以欧洲为例，其光伏发电推行净计量（Net metering）政策，拥有可再生能源发电设施的消费者可以根据向电网输送的电量，从自己的电费账单中扣除一部分，只计算净消费，这一政策大大提高了分布式光伏自发自用余电上网的经济性。2021年欧盟27国户均家庭光伏装机量为355.3瓦/户，与2019年相比激增40%（图20）。从渗透率来看，目前澳大利亚、美国、德国、日本的户用光伏装机容量占总光伏装机的比例分别为66.5%、25.3%、34.4%、29.5%，为中国的十倍以上，具备良好的户储基础。

⁶⁰ 欧洲电价高企 各国频出应对之策，中国电力报，2022年9月20日， https://www.cpn.com.cn/news/gj/202209/t20220920_1553638.html

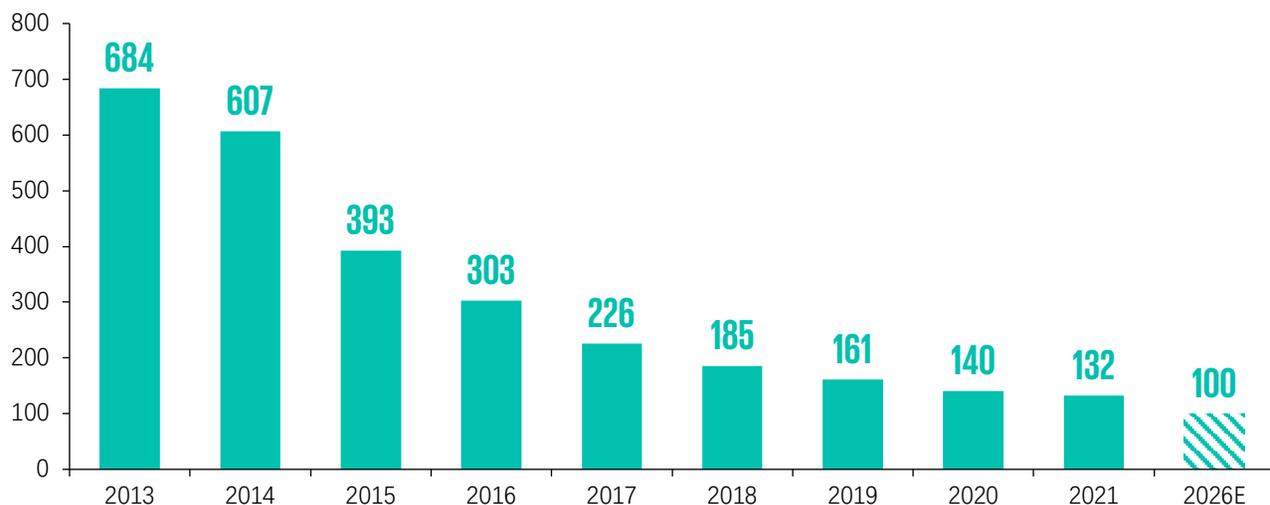
图 20 | 欧盟27国人均家庭光伏装机量



数据来源: EurObserv' ER, Statista, 毕马威分析

典型家庭储能系统主要由储能电池、逆变器、光伏组件等构成, 其占设备成本的比重分别达48%、24%和22%左右。此外, 户用储能产品需安装商进行安装, 预计设备安装费为设备成本比重的12%-30%。据彭博新能源 (BNEF) 的数据显示, 户储设备成本中占比最高、目前运用最广的锂电池包(lithium-ion battery packs) 的价格已由2013年的684美元/kWh 逐年下降到了2021年的132美元/kWh, 降幅为81%, 与2020年相比也有6%的降幅。由于近期上游原材料锂价格的快速上涨, BNEF将原本预测的2024年电池包价格跌落100美元/kWh的节点往后调了两年到2026年(图 21)。

图 21 | 成交量加权平均后锂电池包价格, 美元/kWh



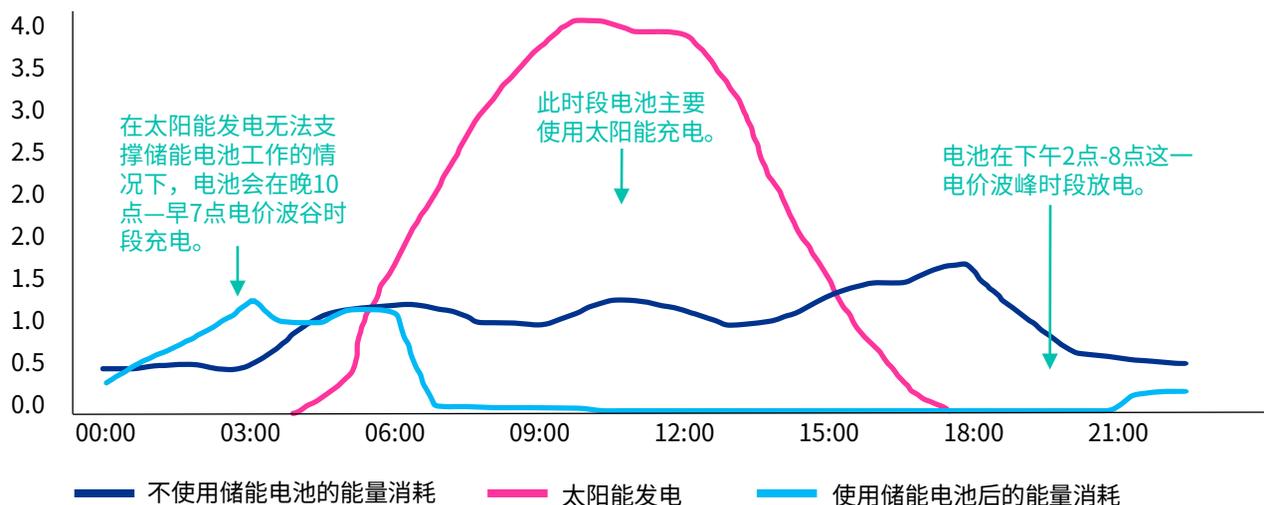
数据来源: BNEF, 毕马威分析

案例分析：家庭储能经济性分析

澳大利亚由于光照条件好、同时地广人稀且山火和极端天气情况频发，发展分布式能源和储能的市场条件充分，未来有较大的发展空间。

以悉尼的一户父母均为工薪阶层的四口之家为例⁶¹，假设家庭每日电量消耗为22kWh，所安装的家庭储能系统为7kW光伏组件+13.3kWh储能电池。储能电池主要在04:00-18:00日照充足时利用光伏进行充电，在下班后到夜间电价高峰时段（通常为14:00-20:00）放电。与此同时，储能电池也可利用光伏组件不工作，但电价处于波谷时段（通常为22:00-07:00点）时进行充电（图22）。光伏+储能系统的使用使得家庭对电网供电的依靠减少了71%，且几乎不需要支付波峰电价。家庭的年碳减排量相当于每年减少2.2辆燃油车上路。

图 22 | 户储光伏+储能系统的充放电工作时间表示意图，kWh



数据来源：Zcar, 毕马威分析

⁶¹ 该案例中的阶梯电价、储能设备成本等参数主要参考Do Home Battery Storage Systems Make Financial Sense?, Zecar, <https://zecar.com/resources/do-home-battery-storage-systems-make-financial-sense>



据测算，由于光伏系统近年来成本下降较快，澳大利亚家庭仅安装光伏系统的投资回报周期最快，约5.5年；安装光伏+储能电池的投资回报周期约为7.4年。预计未来如电价进一步上涨，且伴随储能电池的成本下降和寿命的增长，其回报周期将进一步缩短（表17）。

表 17 | 户用光储系统经济性分析，美元

	光伏	储能电池	光伏+储能电池
开支	4,269	6,300	10,569
第一年所节省电费开支	696	638	1,334
年均节省电费开支	798	651	1,449
投资回报周期(年)	约5.5	约9.7	约7.4

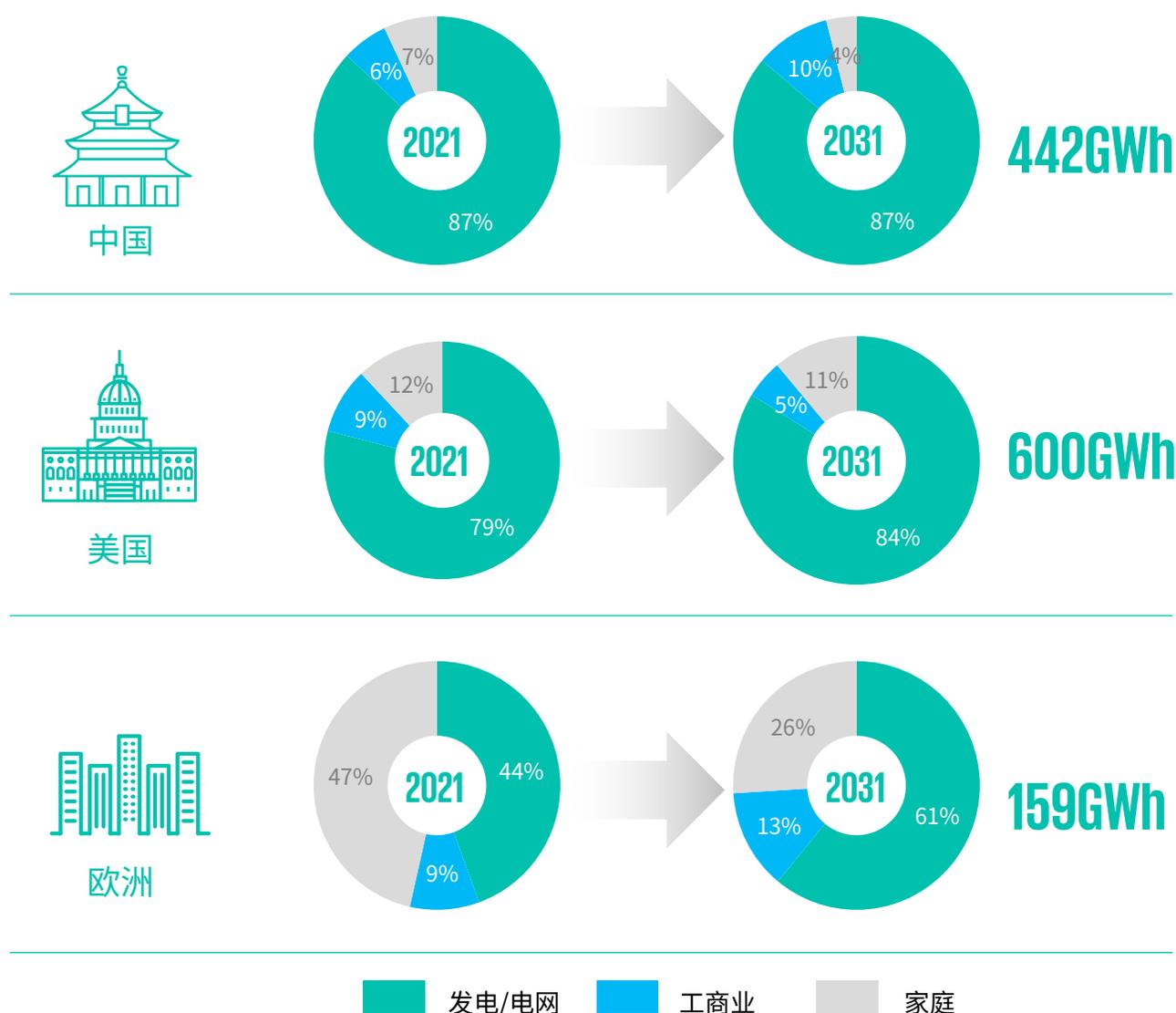
数据来源：Zcar, 毕马威分析

工商业端

工商业储能是用户储能的另一重要组成部分，对于未使用光伏用户，其经济性主要体现在利用储能进行峰谷套利；对于光伏用户而言，则可以通过自发自用节省购电成本，助力企业节能减排。工商业储能主要通过能量时移、峰谷价差套利、容量电费削减和需求响应等渠道盈利。

据Wood Mackenzie预测，到2031年，工商业储能将占据中国储能市场的10%，装机总量达442GWh，较2021年占比上升4个百分点，是主要增量市场。而发电/电网端占比保持不变，而家庭储能占比到2031年则仅为4%，比2021年下降3个百分点（图 23）。

图 23 | 工商业储能是未来中国储能市场的主要增量



数据来源：Wood Mackenzie, 毕马威分析

工商业储能的市场驱动力

随着分时电价的进一步完善和高耗能企业电价的进一步上涨，工商业用户储能的经济性显著增强。与此同时，2021年我国部分省市出现的拉闸限电，以及由于干旱等极端天气造成的电力供应紧张等问题，对工商业的生产和经营带来了干扰，也助推了储能需求。

▪ 分时电价提升峰谷套利空间

2021年7月26日国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》（以下简称《通知》），明确在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳（表18）。基于分时电价政策，储能系统在电价谷时从电网购买低价电能，在电价峰时供给给负载使用，从而减少电量电费支出，同时还能够平衡电网负荷峰值，起到延缓电网线路扩容的投资的作用。

表 18 | 《通知》要点归纳

要点	内容解析
峰谷时段调整	要求各地统筹考虑当地供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，尤其是新能源发电出力波动和净负荷曲线变化特性等划分峰谷时段，将系统边际供电成本纳入时段划分决策
健全季节性电价机制	对于日内用电负荷或电力供需关系有明显季节性差异的地方，明确提出分季节设置峰谷时段和价差；对于部分受季节因素影响明显的地区，如水电出力丰、枯不均，和部分有冬季采暖需求的地区，要求通过健全机制更好的发挥分时电价作用。
拉大峰谷价差水平	明确上年或当年预计最大系统峰谷率超过40%的地方，价差原则上不低于4:1，其他地方原则上不低于3:1。以国网经营区为例，预计27个省级电网大多要调整峰谷差，对削峰填谷和激励用户电力响应的作用加明显放大。
尖峰和深谷电价	要求尖峰时段根据前两年当地最高负荷的95%及以上用电负荷时段确定，较峰段电价再上浮不低于20%；提出利用深谷电价机制应对阶段性供大于求矛盾突出的难题，与新能源发电波动性特征相适应。

资料来源：政府官网，毕马威分析

继《通知》提出高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制后，目前已有江苏省、黑龙江省、山西省、江西省、湖北省、辽宁省、甘肃省等十几个省份陆续发布文件明确，工商业用户全部进入电力市场，且高耗能企业购电价格按1.5倍执行。高耗能企业用电成本的进一步提升也将进一步催生其储能需求。

■ 新能源消纳

新能源具有周期性、随机性和波动性的特点，为了保障电网的稳定性，当新能源所发电量超出负荷消耗能力的时段就要放弃多余电能；而在新能源输出不足的时候，工商业用户又得向电网购电，导致工商业用户在已配置光伏情况下仍需负担较高用电成本。

光伏+储能可以在新能源输出波峰将暂时无法消纳的电能储存起来，并在新能源输出不足时释放，实现对新能源电能的“削峰填谷”，整体上降低企业用电成本。

■ 容量管理

中国电价体系针对不同的用电主体执行不同的电价。其中，受电变压器容量在315千伏安及以上的大工业用电采用两部制电价，其他工商业用户可以选择执行单一制或两部制电价。

两部制电价包含电量电价和容量电价，电量电价根据用户的实际用电量计算，容量电价可以选择按照变压器固定容量计算或者按照变压器最大需量计算。两种电费分别计算后相加，即为用户所应付的全部电费（图24）。

图 24 | 两部制电价构成



资料来源：公开资料，毕马威分析

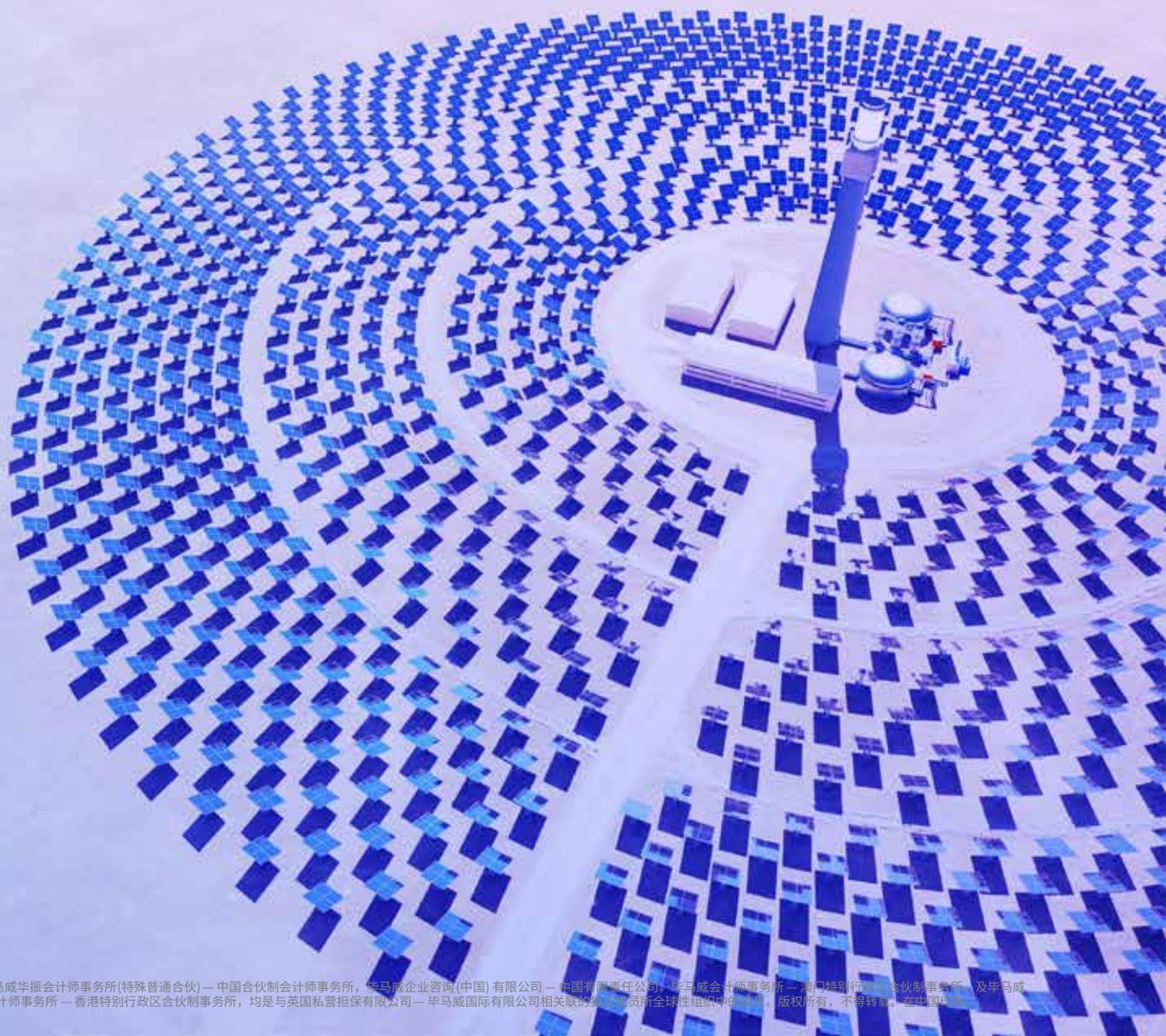
工商业储能的主要应用场景

工商业储能的应用场景广泛，包括工业园区、数据中心、通信基站、政务楼宇、商场、医院等各行各业。其中工业园区具有厂房屋面面积大，光伏发电时间与用电高峰重合的特点，配置光储联合系统后能有效降低购电成本，减小光伏对系统的冲击，并在电力市场环境下降低功率偏差带来的经济损失，是较具有代表性的工商业储能场景应用。2018年1月报道⁶²，江苏无锡星洲工业园内，新加坡工业园智能配网储能电站储能容量为20MW/160MWh，是当时全球最大商用储能电站。该项目是首个接入国网江苏省电力公司客户侧储能互动调度平台的大规模储能电站，也是首个依照江苏省电力公司《客户侧储能系统并网管理规定》并网验收的项目。

⁶² 无锡星洲能源：建国内最大的商用储能电站，网易，2018年10月8日，<https://www.163.com/dy/article/DTJMD7NV0525VCKR.html>

04

储能企业布局 和融资

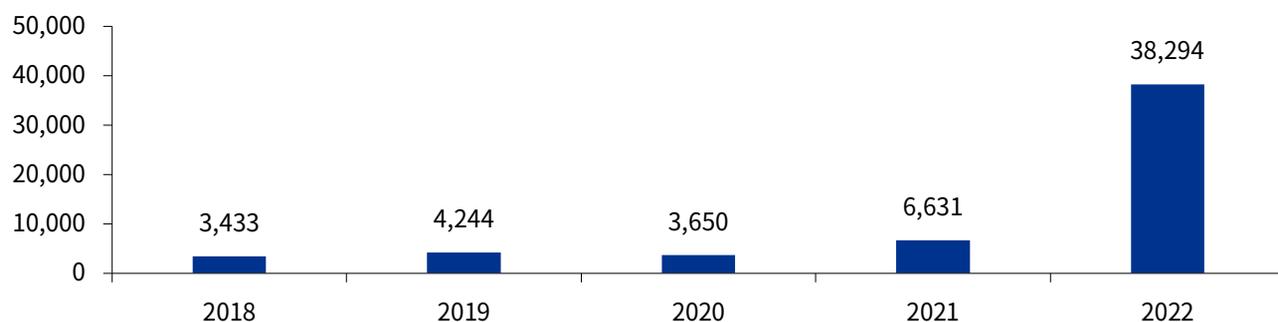


中国储能企业和储能基础研究爆发

新成立储能企业激增

在2021年之前，每年新成立的储能相关企业三四千家。在实现“双碳”目标和政策支持新型储能的背景下，储能发展进入了快车道。2022年成立了38,294家储能相关企业，是2021年的5.8倍（图 25）。新设企业数量激增一定程度上也反映了储能赛道的火热，华兴资本报告指出，储能赛道是2022年第二、第三季度投资人最关注的热点，连续两个季度排名第一⁶³。

图 25 | 2018年至2022年新成立储能企业数量

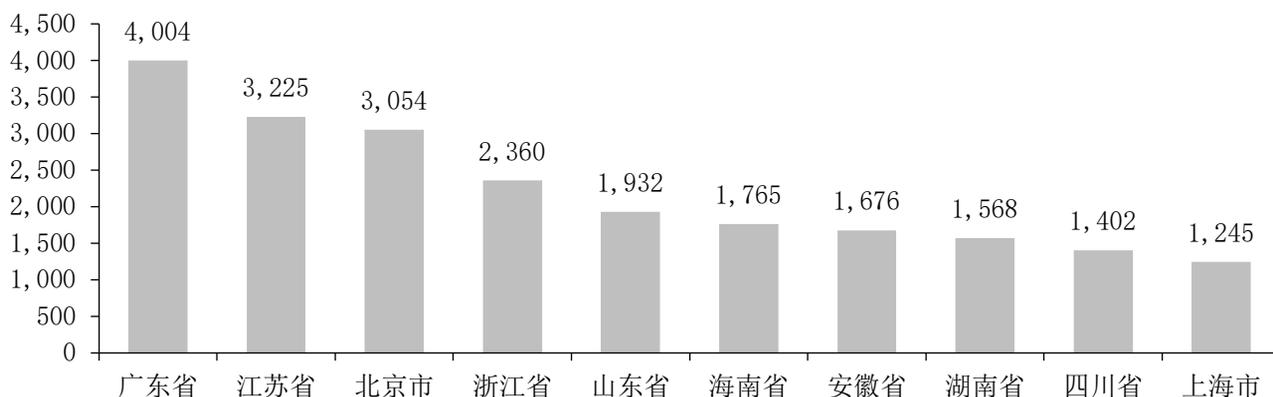


数据来源：天眼查，毕马威分析

注：本文储能相关企业包括储能全产业链相关企业，涵盖储能系统及上游零部件、材料，储能工程设计、储能技术服务、储能项目投资运营等环节。

地域分布看，广东省、江苏省产业集聚效应明显。2022，广东省（包括深圳）和江苏省新成立的储能相关企业分别为4,044、3,225家，占比10%、8%（图 26）。广东省和江苏省经济发达，对用电需求大，且电池、电力调度、储能系统等产业配套完善，技术人才集聚，企业靠近终端需求和人才聚集地，利于储能产业发挥集聚效应。

图 26 | 2022年新成立储能企业省份（直辖市）分布



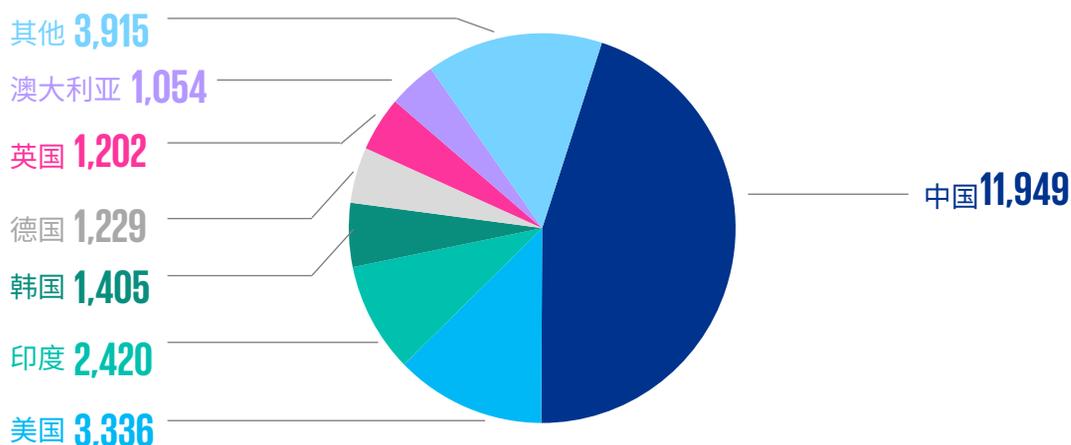
数据来源：天眼查，毕马威分析

⁶³ 华兴资本，《2022年第三期市场温度报告》，2022年10月

中国已成为全球储能技术基础研究最活跃的国家

学术界同样关注储能，对电池、蓄能等储能相关的研究增加。世界储能技术基础研究先进的国家分为两类：第一类是美国、德国、英国和澳大利亚为代表的西方发达国家；第二类是中国、印度和韩国为代表的新兴国家。根据Web of Science数据库以“Energy Storage”为主题词统计的SCI论文数，2021年中国机构和学者共发表11,949篇储能技术论文，居世界第一位，遥遥领先于第二位美国的3,336篇和第三位印度的2,420篇，且超过了第二到第七位国家发表论文的总和，中国已经成为全球储能技术基础研究最活跃的国家（图27）。

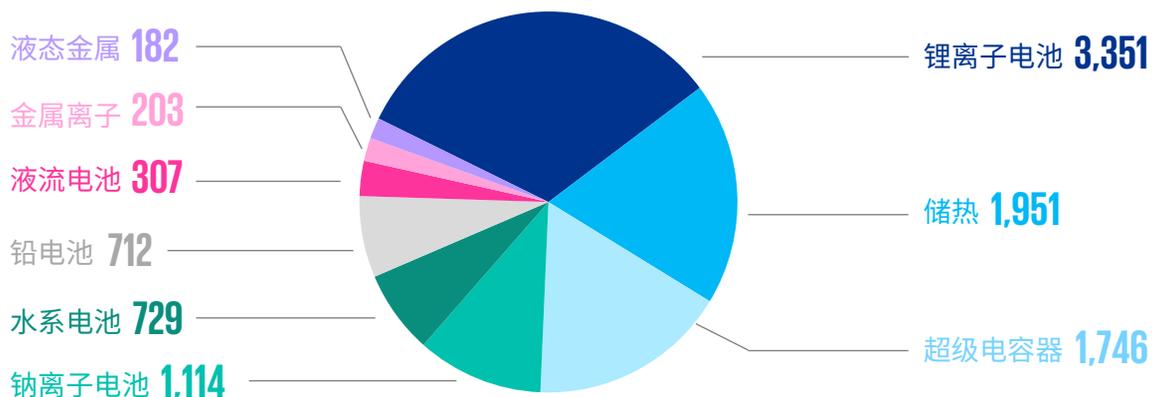
图 27 | 2021年世界主要国家储能技术发表SCI论文数



数据来源：《2021年中国储能技术研究进展》，毕马威分析

2021年中国机构和学者发布的锂离子电池、储热(包括储冷)、超级电容器、钠离子电池的SCI论文数均超过1,000篇，是储能领域基础研究的热门领域（图28）。在分项技术方面，包括抽水蓄能、压缩空气、储热、飞轮、铅电池、锂离子电池、钠离子电池、液流电池、超级电容器、液态金属、金属离子电池和水系电池，中国机构和学者在2021年发表的SCI论文数均居世界第一。

图 28 | 2021年中国主要储能技术发表SCI论文



数据来源：《2021年中国储能技术研究进展》，毕马威分析

目前中国在储能领域基础研究的深入推进为储能产业的发展提供理论支持，叠加国家政策支持产学研结合，推动理论研究向产业应用转化，储能产业发展有深厚的基础研究支撑，未来发展可期。

储能企业赛道分布

大型电力央企积极布局储能业务，带动行业发展

抽水蓄能仍然占据我国储能的主导地位，投资主体主要是国家电网和南方电网，两者占据90%以上的市场⁶⁴。截至目前，五大发电集团、六小发电集团、两大电网和中石油、中化等央企全部布局储能行业（表 19）。

表 19 | 部分国企储能布局

企业类型	企业名称	储能布局
五大发电集团	国家能源投资集团	“十四五”期间，国家能源集团将加快“风光火储氢一体化”发展，建设若干个千万千瓦级综合能源基地。
	中国华能集团	加快多区域风光储一体化基地建设，积极开展储能等项目工作。
	中国华电集团	积极谋划和稳妥拓展储能、氢能等新兴业务发展，将在六大领域展开布局，其中包括建设水风光储互补的国家级清洁能源示范区。
	中国大唐集团	围绕“补链、增链、强链”，打造新能源及储能全产业链协同发展的新优势。
	国家电力投资集团	立足低碳，2025年成为中国储能引领者。清洁能源装机占比已经达到53%，持续抓好氢能、储能、换电重卡等“三新”产业的创新引领。
六小发电集团	国投电力	规划2025年“碳达峰”，把储能产业作为战略发展方向之一。
	中广核	“十四五”期间维持新增投运容量每年300万kW以上的速度发展。
	三峡集团	2030年储能项目和其他新能源项目总装机规模达到10GW的目标。
	华润电力	“十四五”期间新增40GW可再生能源装机，期末可再生能源装机占比超过50%。
	中节能	加强非电行业超低排放、储能等技术研究，推进新能源储能电站建设。
	中核集团	承担的飞轮储能项目实现国内单体飞轮首次达到的最大并网功率，推进光热储能、“核蓄一体化”抽蓄项目等。
两大电网	国家电网	加快抽水蓄能电站建设，力争2025年、2030年公司经营区抽水蓄能装机分别达到5,000万千瓦、1亿千瓦。支持新型储能规模化应用，预计2030年公司经营区新型储能装机达到1亿千瓦。
	南方电网	“十四五”期间，南方五省区计划新增风电、光伏规模1.15亿千瓦，抽水蓄能600万千瓦，推动新能源配套储能2,000万千瓦。
其他	中国能建	围绕储能技术和产业发展全面发力。发力熔盐储热和氢储能，围绕“一个中心和储能、氢能“两个基本点”。
	中国石油	瞄准风光发电大规模储能配套，以及油田的综合能源供应和清洁转型。
	中化	储能领域提供系统一体化解决方案，产品将主要应用于发电侧、输配电侧（电网侧）和用户侧大型储能场景。
	中国东方电气	将以高端能源装备、新能源和储能产品搭台，推动供应链、产业链上下游精准匹配、高效协同。
	中国电气装备	积极培育新型电力系统解决方案、储能、综合能源和智慧能源等战略性新兴产业。
	中国电建	以新能源和抽水蓄能为核心主业，加快新能源和抽水蓄能规划设计建设新布局和投资经营新布局，积极构建新能源和抽水蓄能业务发展新格局。

资料来源：根据企业官网和公开资料整理，毕马威分析

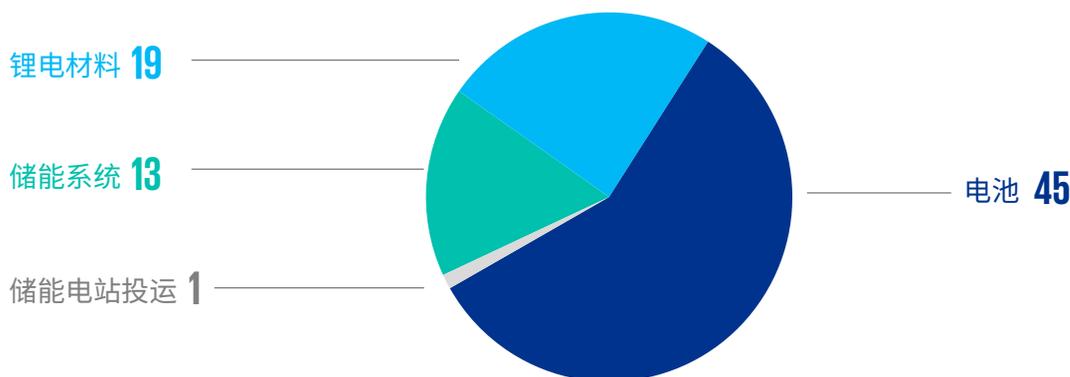
多元储能列入2022年国资央企生产经营和改革发展重点任务。电力央企在承担抽水蓄能建设重任的同时，也在向电化学储能等新型储能延伸。根据Wind数据，目前有11家上市国企布局锂电池赛道，9家上市国企布局锂电材料赛道。例如，中化国际依托锂电池和材料延伸上下游产业链，加码锂电储能业务布局，计划在储能领域提供一体化解决方案，产品将主要应用于发电侧、电网侧和用户侧大型储能场景。

⁶⁴ 多家建筑电力行业央企“抢跑入场”，抽水蓄能驶入发展快车道，证券日报，2022年3月23日，http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/202203/23/t20220323_37425982.shtml

民营企业聚焦电化学储能赛道，电池业务布局最多

电化学储能技术具有相对成熟、建设期短、成本相对低等优势，成为储能赛道的热点，吸引大量民营企业入场储能赛道。对Wind上市公司进行整理，截至目前共有78家上市民营企业布局电化学储能行业，业务范围包括电池（锂电池为主）、锂电材料（主要是正极材料和负极材料）、储能系统等⁶¹。以锂电池为主体的电池是上市民营企业布局最多的赛道，达到45家，锂电材料和储能系统分别为19和13家（图 29）。储能成为电池企业新的增长极，例如宁德时代在年报中把储能列为三大业务之一，除了加大供应储能电芯外，还设立控股子公司进入电网侧储能。

图 29 | 上市民营企业储能赛道分布



资料来源：Wind，毕马威分析

储能赛道的火热还吸引了高端制造等其他行业的进入。根据高工储能研究，从2021年至2022年9月，上市公司新增储能业务占比达30%⁶²。小米、华为等企业增设部门聚焦储能行业发展，美的集团、格力集团等通过收购新能源企业入局，三一重工等成立锂电池公司布局储能行业。

⁶⁵ 本文仅统计主营业务是储能产业链相关的上市公司，不包括跨界进入储能的上市公司，例如美的集团、格力、小米等，也不包括锂矿等为储能提供原材料的上市公司。

⁶⁶ 2022年储能上市公司总市值TOP100出炉，数字能源网，2022年8月22日，<http://de.esnc.com.cn/news/show-1456093.html>。



全球储能行业融资

近年来全球主要国家和地区积极推进绿色转型，减少碳排放，风电、光伏等装新能源装机量的增加，叠加出台储能补贴政策，全球储能融资交易持续增加。2021年全球储能融资金额同比增长30%，2022年延续之前的高增长，全年储能融资63亿美元，同比增加94%；融资数量239笔，同比增加10%⁶⁷ (图 30)。

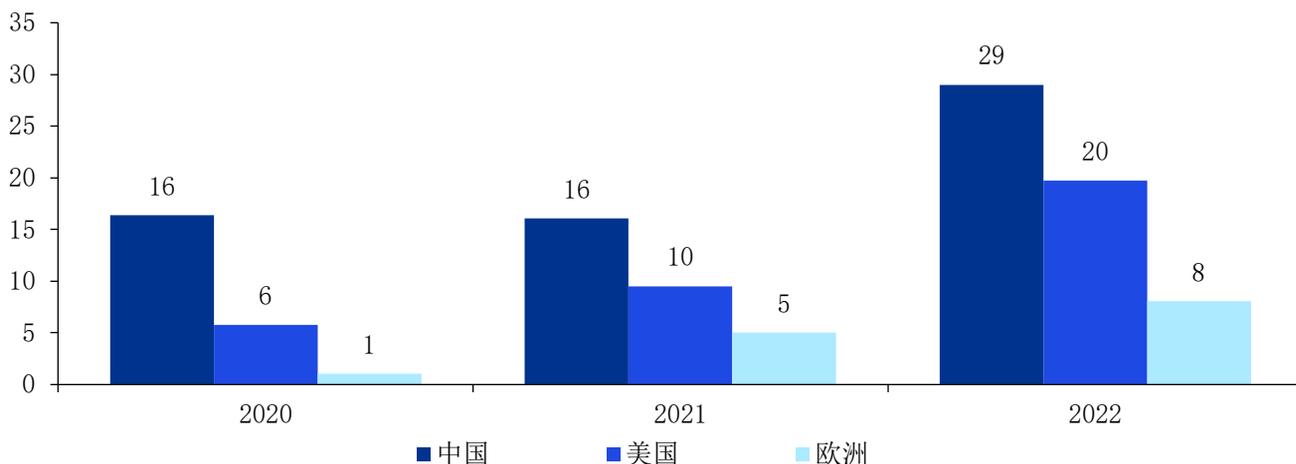
图 30 | 2020—2022年储能全球融资金额和数量，季度



数据来源：Pitchbook，毕马威分析

中国、美国、欧洲是全球储能融资交易的主体。2022年三个国家（地区）储能融资交易占全球90%，其中，中国、美国和欧洲的储能融资额分别为29亿美元、20亿美元、8亿美元，分别占全球储能融资额的46%、31%和13% (图 31)。

图 31 | 2020—2022年美国、欧洲和中国储能融资额，亿美元

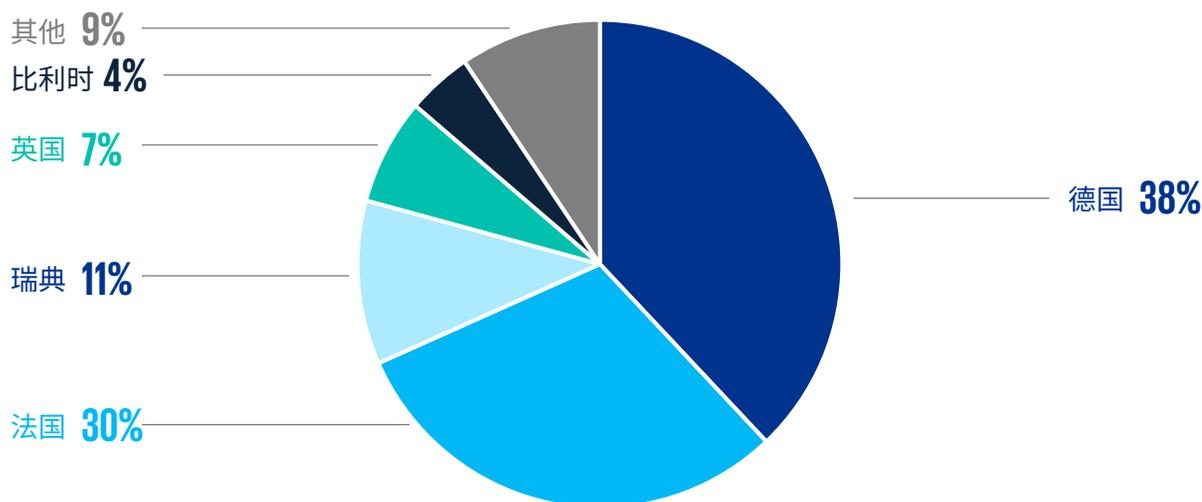


数据来源：Pitchbook，毕马威分析

⁶⁷ 本部分股权投资交易轮次包括种子轮、孵化器、众筹、早期和晚期VC、PE成长期、PIPE (Private Investment in Public Equity)、战略收购 (Buyout/LBO)、IPO，包括未披露金额的交易。Pitchbook和投中数据对储能行业和融资轮次的界定不同，可能导致Pitchbook统计口径下中国储能融资规模和投中数据统计口径下存在较大差异。

欧洲储能行业股权融资主要分布在德国、法国、瑞典、英国和比利时，2022年五国占欧洲储能融资规模的91%，五国占比分别为38%、30%、11%、7%、4%（图 32）。

图 32 | 2022年欧洲主要国家储能融资占比



数据来源：Pitchbook，毕马威分析

中国储能行业融资

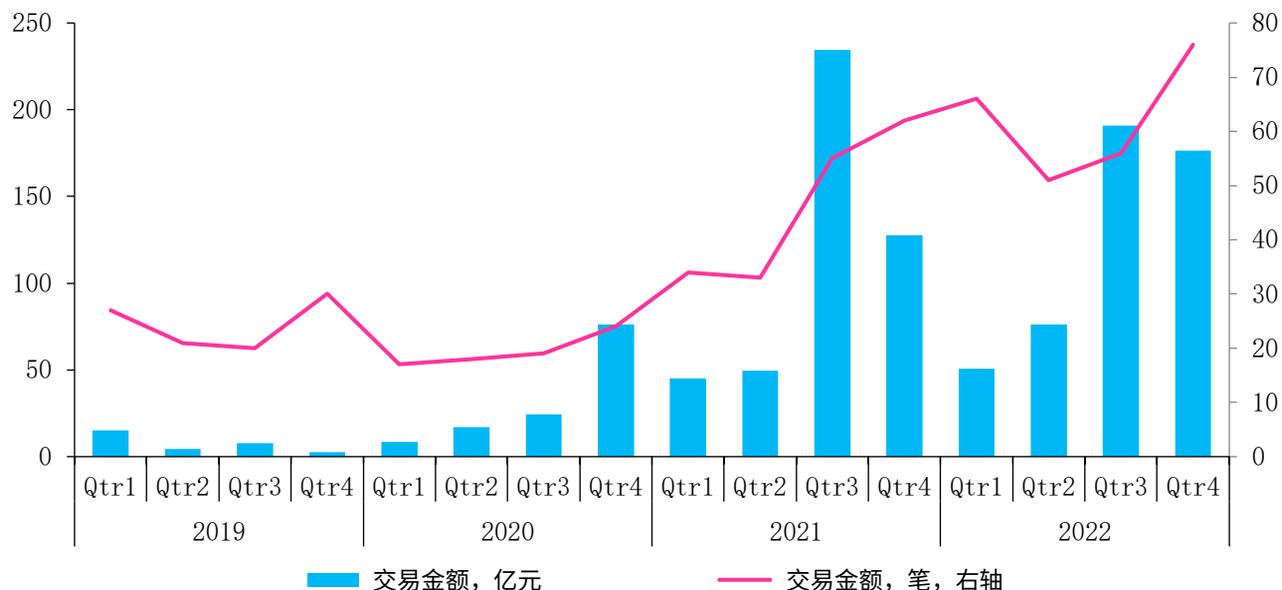
国家“双碳”战略的实施，大幅促进了储能技术和产业的发展，储能实现了从商业化发展初期到规模化发展的转变，储能的发展进入快车道。

储能融资：2020年以来行业融资金额快速增长，广东省储能企业遥遥领先

投中数据显示，2020年下半年以来，储能行业融资数量和规模大幅增加，成为继光伏、电动汽车后备受投资市场看好的新能源赛道。2019年储能行业融资规模仅30亿元，2022年增加到494亿元，是2019年融资额的16倍（图 33）。由于中创新航（中航锂电）115.9亿元和蜂巢能源102.8亿元的大额融资，2021年三季度成为2019年以来储能融资规模最大的季度。2022年储能行业仍然延续去年以来的火热，全年储能行业融资交易249笔，融资规模为494亿元。值得关注的是2022年下半年储能融资的数量和金额远远超过上半年，尤其是欣旺达、融通高科、国氢科技、海辰储能、卫蓝新能源等多笔大额融资，带动下半年融资达367亿元，占全年融资的74%⁶⁸。

⁶⁸ 投中数据部分储能融资交易没有披露具体金额，对未披露具体金额的交易，我们根据交易金额范围做了近似处理。此外，本部分数据分析只包括企业上市之前的融资交易，例如，中创新航（中航锂电）于2022年10月上市，在此之前的多轮融资属于分析范围。

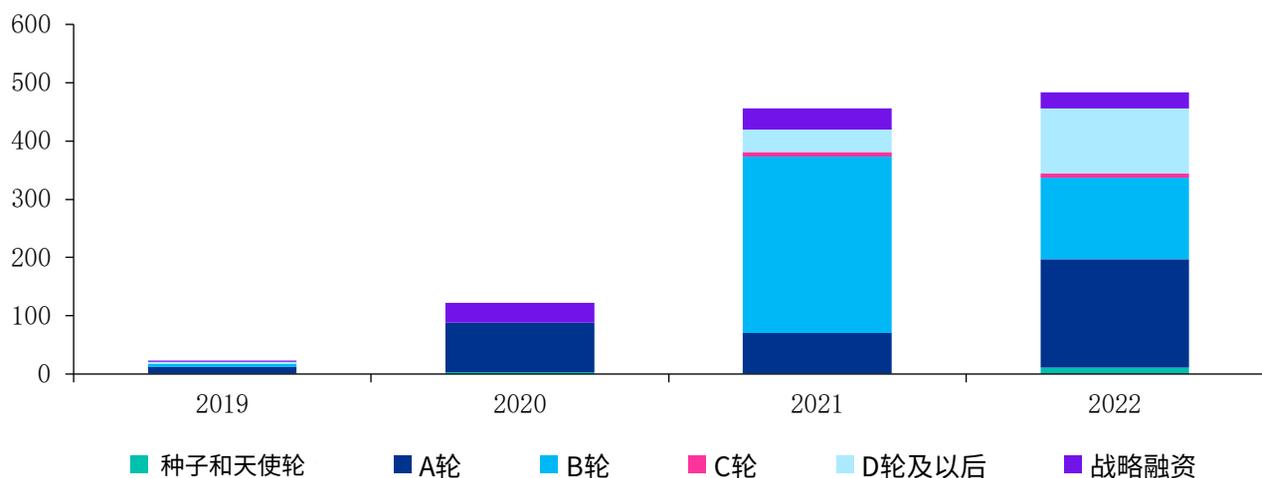
图 33 | 2019-2022年储能行业融资数量和金额，季度



数据来源：投中数据，毕马威分析

从融资轮次的分布看，目前种子轮、天使轮、A轮等早期融资占主导⁶⁹。由于储能行业处于起步阶段，新进入企业多，对储能的融资需求多处于早期阶段。2022年储能行业A轮和B轮融资金额达325亿元，占比66%（图 34）。较早进入储能行业的企业经过数年的锤炼和沉淀，技术实力和市场认可度提升，在资本市场上已经处于C轮、D轮等中晚期融资阶段。2022年D轮及以后融资高达112亿元，部分布局储能较早的企业获得了C轮、D轮等多轮融资后成功上市。

图 34 | 2019-2022年储能行业融资按轮次融资金额，亿元



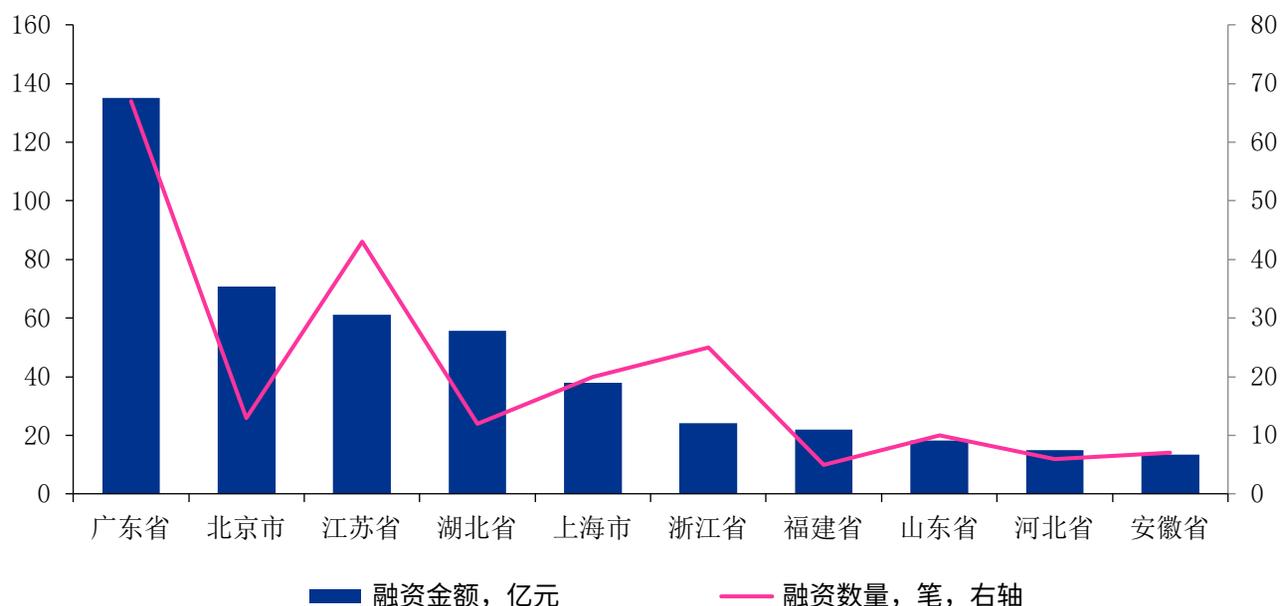
数据来源：投中数据，毕马威分析

⁶⁹ 早期融资包括A轮、A+轮、B轮、B+轮，中晚期融资包括C轮、D轮及上市前(Pre-IPO)的轮次。

从融资分布区域看，广东省的储能融资遥遥领先，北京、江苏省、上海市、浙江省和山东省等华东区域的储能融资也较多。储能行业分布较为集中，2022年储能企业融资金额前十省份共融资453亿元，占储能行业整体融资的92%。其中，广东省储能行业融资数量67笔，融资金额135亿元，融资数量和金额上都超过其他省份，这也和2022年新成立储能企业广东省最多一致（图 35）。

广东省储能的厚积薄发离不开对清洁能源的重视和政策的大力支持。广东省光伏发电等清洁能源的装机量在各省中领先，截至2021年光伏装机10.2GW。广东省计划2025年电源装机规模约1.95亿千瓦，2035年省内电源装机规模将达到2.46亿千瓦，清洁能源装机占比达到74%。在绿色转型过程中，广东省出台多项支持储能发展的政策，在电源侧、电网侧等先行先试，例如率先鼓励将储能电价纳入输配电价、鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格。清洁能源的使用对储能的需求将进一步增加，预计广东省储能产业将在现有优势的基础上进一步发展。

图 35 | 2022年储能行业融资金额排名前十的省份及直辖市



数据来源：投中数据，毕马威分析

储能赛道：电池是最热赛道，上游材料亦受资本青睐

电池仍然是储能行业最火热的赛道，上游材料企业也备受资本市场青睐。2022年，电池企业融资64笔⁷⁰，占储能行业整体融资交易数量的52%，融资金额317亿元，占储能行业整体融资交易金额的64%（图 36）。正极材料、负极材料等在内的储能行业上游融资29笔，融资金额108亿元。不过，电池的融资分布更加多元化，除了传统的锂离子电池外，钠离子电池、太阳能电池、异质结电池、氢燃料电池、水系锌基电池等新型电池也得到融资。

⁷⁰ 2022年，储能行业共发生融资249笔，其中123笔披露交易金额，126笔没有披露交易金额，本部分赛道分析披露金额的融资交易。

图 36 | 2022年储能融资企业赛道分布, 亿元



数据来源: 投中数据, 毕马威分析

储能属于资本和技术密集型的行业, 行业的发展要投入大量资金。国际环境的变化叠加政策的支持, 储能行业成为新的增长极, 吸引不同资本的进入。既有PE/VC等投资机构支持, 也有宁德时代、比亚迪等企业深入布局储能, 还有格力集团、小米等跨界入局。各类市场主体对储能行业的支持, 促进了储能行业的快速发展, 行业大额融资频现。其中, 蜂巢能源从2021年2月至2022年9月, 共获得6轮融资, 融资金额合计约210亿元; 中创新航(中航锂电)在上市前共进行5轮融资, 融资金额200亿元。

2022年, 储能行业融资金额最大的是欣旺达电池, 融资金额80亿元(表20)。随着储能赛道的火热, 欣旺达电池加速布局储能, 2022年2月与四川省什邡市政府签署项目投资协议书, 计划总投入80亿元, 建设20GWh动力电池及储能电池生产基地⁷¹。储能上游材料价格的上涨给电池企业带来了较大的压力, 在此背景下, 上游材料企业得到资本市场的关注, 2022年储能上游材料企业获得了多笔大额融资。锂电池正极材料研发生产商融通高科先进材料于2022年7月获得了50亿元融资。

表 20 | 2022年储能行业大额融资交易

企业简称	业务描述	交易金额 (亿元)	交易轮次	企业所在地	交易时间
欣旺达电池	电动汽车电池研发商	80	A	广东省	2022-08
融通高科先进材料	锂电池正极材料研发生产商	50	D	湖北省	2022-07
国氢科技	氢能源供应商	45	B	北京市	2022-12
扬州晶澳	太阳能电池生产商	32	A	江苏省	2022-04
海辰储能	储能解决方案提供商	20	B	福建省	2022-10
星恒电源	锂电池制造商	15	战略融资	江苏省	2022-03
卫蓝新能源	固态锂电池研发商	15	D	江苏省	2022-11
锦源晟	锂离子电池正极前驱体材料制造商	10	B	上海市	2022-08
巨湾技研	电池研发生产商	10	A	广东省	2022-04
英发睿能	太阳能电池研发商	10	Pre-IPO	安徽省	2022-12

数据来源: 投中数据, 毕马威分析

⁷¹ 欣旺达拟投80亿建设动力电池及储能电池生产基地, 腾讯网, 2022年3月17日, <https://new.qq.com/rain/a/20220318A0BS0F00>

05

行业未来展望



伴随着新能源发展进程加快，新型储能作为提高新能源安全高效利用率的解决方案，被寄予厚望。自2021年起，以电化学储能为代表的新型储能迎来重要机遇期，在需求、政策和资本的共同推动下进入发展的快车道。与此同时，商业经济性、应用安全性、政策和市场竞争机制有待完善等也为行业发展带来了诸多挑战。

在用户侧，国内工商业和海外家庭储能发展迅速。就国内工商业而言，分时电价和高耗能企业用电溢价的推出使得用户侧削峰填谷的经济性提升，且国内锂电池市场相较于国外具有定价优势，也是市场发展的重要的推动力。未来随着虚拟电厂政策的出台，还市场带来更多新的价值，例如工商户可以参与电网聚合交易进行调峰。而对于家庭储能而言，由于中国目前户用电价较低，且电网覆盖区域广，户用市场还不具备大规模发展的经济性。海外市场由于高电价、新能源比例提升、电网薄弱等原因市场空间较大，利润率相对有保障。与欧美本土企业相比，我国企业在终端产品市场占据的份额相对较小，但在户用储能产业链的关键环节包括储能锂电池、储能变流器环节中，国内动力电池企业、光伏逆变器企业具备强劲的竞争力，持续发力海外户储市场。

下游市场竞争格局对储能企业核心竞争力提出不同要求。对于中国储能企业而言，户储市场目前主要在海外，且集中于to C 端面向大众消费者，业务拓展更多依靠渠道和品牌推广，企业是否具备本地化能力是其能否进一步发展的重要因素；而在电源侧/电网侧/工商业储能端，集中于to B面向企业，且目前主要市场在国内，因此储能企业的资源渠道以及对系统安全和成本的把控是其发展的关键因素（表 21）。

表 21 | 储能企业在不同应用市场中取得成功的关键因素分析

	国内发电侧	国内电网侧	国内工商业用户侧	海外户用侧
需求驱动&项目规模	<ul style="list-style-type: none"> “十四五”清洁发电、发电侧新能源强配政策 项目规模较大 	<ul style="list-style-type: none"> 电网公司调频调峰需求 项目规模较大 	<ul style="list-style-type: none"> 峰谷价差拉大存在套利机会 减少区域限电对用户侧运营的影响 项目单体平均容量 2MWh 	<ul style="list-style-type: none"> 能源短缺下户用储能经济性 能源安全 各国大力支持户用储能发展，利好政策频发
首要竞争要素	<ul style="list-style-type: none"> 资源渠道/客情关系：项目方为五大六小发电集团，投资方为国有发电侧自投及社会资本共同投资，倾向与五大六小发电集团存在关联或有长期稳定合作关系的厂商 	<ul style="list-style-type: none"> 资源渠道/客情关系：以区域附属能源公司作为投资方主导项目，通过招标选择省电网公司下附属电科院/能源技术公司推进项目形式居多，重视电网长关联/期合作关系 	<ul style="list-style-type: none"> 资源渠道/客情关系：项目方为用电量大的工厂或商业体，由国有发电侧如电网三产牵头，项目方及其他投资方（部分电池厂/社会资本等）投资，需要销售人员 	<ul style="list-style-type: none"> 销售渠道：国内企业在海外销售以分销和 OEM 为主，分销主要依靠经销商渠道销售，OEM 主要依靠客户分销渠道；与海外集成商巨头建立稳定合作关系是打开海外渠道的关键
次要竞争要素	<ul style="list-style-type: none"> 产品经济性：储能系统成本降低项目 IRR，业主倾向于选择低报价集成商 	<ul style="list-style-type: none"> 产品经济性：储能系统成本降低项目 IRR，业主倾向于选择低报价集成商 	<ul style="list-style-type: none"> 项目经验积累：用户侧业主对下游品牌了解途径包括业内人士介绍等，具备经验积累的集成商具有先发优势并容易得到业主认可 	<ul style="list-style-type: none"> 品牌口碑积累：户用储能具有消费属性，品牌是终端用户决策的重要依据，可为具有先发优势的企业构建一段时期的护城河
第三竞争要素	<ul style="list-style-type: none"> 品牌口碑积累：倾向选择大型承包商负责项目落地保证项目长期稳定运营，对产品品牌要求高 	<ul style="list-style-type: none"> 产品技术能力：项目主要采取公开招标及业主指定，对资质要求高，需要保证产品安全与性能，尤其是示范性项目 	<ul style="list-style-type: none"> 产品经济性：对项目技术专业要求低于发电侧、电网侧项目，但成本敏感度高，在产品满足基本要求的同时高度关注产品价格 	<ul style="list-style-type: none"> 本地化能力：包括本地渠道、仓库、物流、服务网点地信用机构担保、本土语言支持、安装商支持、二级代理支持的本地化能力建设显著提升海外经销商及用户合作/使用体验

资料来源：专家访谈，毕马威分析

收益模式单一引发低价竞争，安全性和可持续发展值得关注。目前新型储能整体处于借政策东风快速上升阶段，市场参与者在产业各环节交织布局，表现在电网下属企业、风电光伏设备制造商、电池企业、PCS企业等几乎都涌向了系统集成赛道，但从整体竞争策略来看，低价格战愈演愈烈，根据毕马威咨询调研，当前新型储能产业链各环节企业典型毛利水平大多不超过30%（电化学储能电池隔膜环节毛利率在50%左右），此外，多家储能上市企业毛利率水平也均出现了下降趋势。原因是目前新型储能发展驱动力主要来自政策端，即发电侧强制配储，在储能成本主要由发电侧承担，储能收益来源相对单一的情况下，发电企业出于经济性考虑，会更倾向于选择低成本储能项目，相对忽视性能和安全问题，传导到储能供应方就会引发低价竞争问题，长此以往将导致整体市场无法实现良性出清，低成本低性能建设模式也将给储能产业埋下安全隐患，破坏行业整体生态，甚至损害人民生命财产安全。

独立储能电站长期前景向好，但短期内项目落地经济性不够好。随着政策不断推动独立储能项目参与电力市场交易，中国新型储能规模化应用将主要依靠独立储能电站带动，未来发展空间广阔。根据CNESA统计⁷²，2022年上半年中国独立储能电站的规划/在建规模为45.3GW，在所有规划/在建新型储能项目中占比超过80%。但是，结合CNESA另一份统计数据来看⁷³，2022年前三季度中国独立储能电站的新增投运规模约为345.5MW，明显低于规划/在建规模，考虑到独立储能电站以电化学储能为主，而电化学储能建设周期一般为3-6个月，因此，独立储能电站投运量和规划量的差距显然不能单以建设周期来解释。实际上，造成该差距的主要原因可能是投资方建设动力不足，其在计算项目投资回报率时，需要考虑多方面因素，例如辅助服务补偿费用、现货市场价差、新能源容量租赁费用、储能电站调用次数、有效利用时长等。而在中国当前的电力市场机制下，这些考虑因素受政策和市场规则变动影响，波动较大且难以量化，由此造成投资方陷入“算不清-不敢投建-无法算”的困境，推动独立储能电站项目落地还需依靠电力市场机制进一步优化。

资本热炒急需冷思考，需仔细甄别优质储能赛道和标的。近两年来，从二级市场到一级市场储能受到资本热捧，主要是行业受到需求端刺激，国内方面储能产业政策不断，带动源网侧需求，海外方面俄乌冲突、能源危机等因素刺激户用储能需求。预计随着国内强配需求逐渐释放，欧洲能源价格恢复平稳并采取措施修复自身供给能力，中国储能产业将面临增长动力不足风险。从供给端来看，尽管储能产业链细分赛道众多，但优质机会相对稀缺。赛道方面，结合多位投资人的公开观点来看，电化学储能和配套产业等热门赛道，多已有巨头企业提前布局，外部投资方进入难度较大。此外，尚处于市场培育阶段的下游赛道目前收益较小，许多创投机构被迫涌向上游，上游矿产资源型企业融资金额规模大，一般机构有心无力，反而是碳酸锂提炼等赛道比较受此类资本青睐，相关企业尽管毛利低（15%-20%），但资金周转快、产品销路广，因此被看好。具体到标的方面，高潜力创业投资者相对集中，估值偏高，但很多储能企业还未形成稳定合理的商业模式，导致投资人鉴别优质项目挑战加大。

⁷² 未来5年独立储能年增装机规模平均可达7.2GW! -北极星储能网 (bjx.com.cn)

⁷³ 2022前三季度中国新增投运新型储能933.8MW/1911.0MWh-北极星储能网 (bjx.com.cn)

完善储能成本疏导的市场化机制是储能行业从商业化初期向规模化转变的关键。储能行业正处于从商业化初期向规模化发展转变的关键期，经济性是储能下一程是否顺利的关键，需要完善储能成本疏导的顶层设计，并通过市场化的方式跑通经济性。2022年4月，国家发改委价格成本调查中心发布题为《完善储能成本补偿机制 助力构建以新能源为主体的新型电力系统》的文章，提出加强储能政策顶层设计，探索解决制约储能发展瓶颈的思路和方法，推动各类储能技术蓬勃发展。文章提出了三方面的研究方向：一是研究确立各类储能在构建新型电力系统中的功能定位和作用价值；二是加快制定各类储能在不同应用场景下的成本疏导机制；三是开展各类储能技术在新型电力系统相同应用场景下的经济性比较研究。



联系我们

指导委员会

- 江立勤** 毕马威中国客户与业务发展
主管合伙人
- 蔡忠铨** 毕马威中国能源及天然资源行业
主管合伙人
- 梅放** 毕马威中国电力及公用事业行业
主管合伙人
- 刘永东** 中国电力企业联合会副秘书长兼
电动交通与储能分会会长

致谢

毕马威中国

- 沈莹** 毕马威中国气候变化和可持续发展服务
主管合伙人
- 付强** 毕马威中国电力及公用事业行业
审计主管合伙人
- 李晓晨** 毕马威中国能源及天然资源行业
业务发展合伙人
- 李晶** 毕马威中国交易战略与并购
融资合伙人
- 周雪梅** 毕马威中国交易战略与并购
融资合伙人

中国电力企业联合会

- 许光滨** 中电联国际合作部主任
- 张凌燕** 中电联国际合作部副主任
- 刘冬野** 中电联国际合作部副主任
- 魏武** 电力贸促会副秘书长

课题组人员

毕马威中国

- 康勇** 毕马威中国首席经济学家
- 王薇** 毕马威中国研究副总监
- 马曼** 毕马威中国研究经理
- 程苑芬** 毕马威中国研究助理经理
- 李鑫** 毕马威中国能源及天然资源行业
经理
- 杜萌** 毕马威中国电力及公用事业行业
助理经理

中国电力企业联合会电动交通与储能分会

- 周丽波** 中电联电动交通与储能分会
副秘书长
- 马晓光** 中电联电动交通与储能分会
副秘书长
- 马小琨** 中电联电动交通与储能分会
综合业务部主任
- 马海伟** 中电联电动交通与储能分会
储能业务部主任
- 张会明** 中电联电动交通与能分会储能业务部

报告设计

- 梁晓榆** 毕马威中国市场部设计专员

关于毕马威中国

毕马威中国在三十一个城市设有办事机构，合伙人及员工超过15,000名，分布在北京、长春、长沙、成都、重庆、大连、东莞、佛山、福州、广州、海口、杭州、合肥、济南、南京、南通、宁波、青岛、上海、沈阳、深圳、苏州、太原、天津、武汉、无锡、厦门、西安、郑州、香港特别行政区和澳门特别行政区。在这些办事机构紧密合作下，毕马威中国能够高效和迅速地调动各方面的资源，为客户提供高质量的服务。

毕马威是一个由独立的专业成员所组成的全球性组织，提供审计、税务和咨询等专业服务。毕马威国际有限公司（“毕马威国际”）的成员所以毕马威为品牌开展业务运营，并提供专业服务。“毕马威”可以指毕马威全球网络内的独立成员所，也可以指一家或多家毕马威成员所。

1992年，毕马威在中国内地成为首家获准中外合作开业的国际会计师事务所。2012年8月1日，毕马威成为四大会计师事务所之中首家从中外合作制转为特殊普通合伙的事务所。毕马威香港的成立更早在1945年。率先打入市场的先机以及对质量的不懈追求，使我们积累了丰富的行业经验，中国多家知名企业长期聘请毕马威提供广泛领域的专业服务（包括审计、税务和咨询），也反映了毕马威的领导地位。

关于中国电力企业联合会 电动交通与储能分会

中国电力企业联合会电动交通与储能分会是中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）的分支机构，经中电联理事会决定成立，执行《中国电力企业联合会章程》。电动交通与储能分会现有会员单位80余家，国网车联网技术有限公司、协鑫（集团）控股有限公司为执行副会长单位。电动交通与储能分会以市场需求为动力、以会员诉求为根本、以行业发展为目标、以政府要求为导向，致力于推动我国交通运输行业清洁高效、创新协调发展，为确保国家电力能源保障安全，服务经济社会发展发挥协会应有的贡献。

kpmg.com/cn/socialmedia



如需获取毕马威中国各办公室信息，请扫描二维码或登陆我们的网站：
<https://home.kpmg.com/cn/en/home/about/offices.html>

本刊物所载资料仅供一般参考用，并非针对任何个人或团体的个别情况而提供。虽然本所已致力提供准确和及时的数据，但本所不能保证这些数据在阁下收取本刊物时或日后仍然准确。任何人士不应在没有详细考虑相关的情况及获取适当的专业意见下依据本刊物所载资料行事。

© 2023 毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙) — 中国合伙制会计师事务所，毕马威企业咨询(中国)有限公司 — 中国有限责任公司，毕马威会计师事务所 — 澳门特别行政区合伙制事务所，及毕马威会计师事务所 — 香港特别行政区合伙制事务所，均是与英国私营担保有限公司 — 毕马威国际有限公司相关联的独立成员所全球性组织中的成员。版权所有，不得转载。在中国印刷。

毕马威的名称和标识均为毕马威全球性组织中的独立成员所经许可后使用的商标。