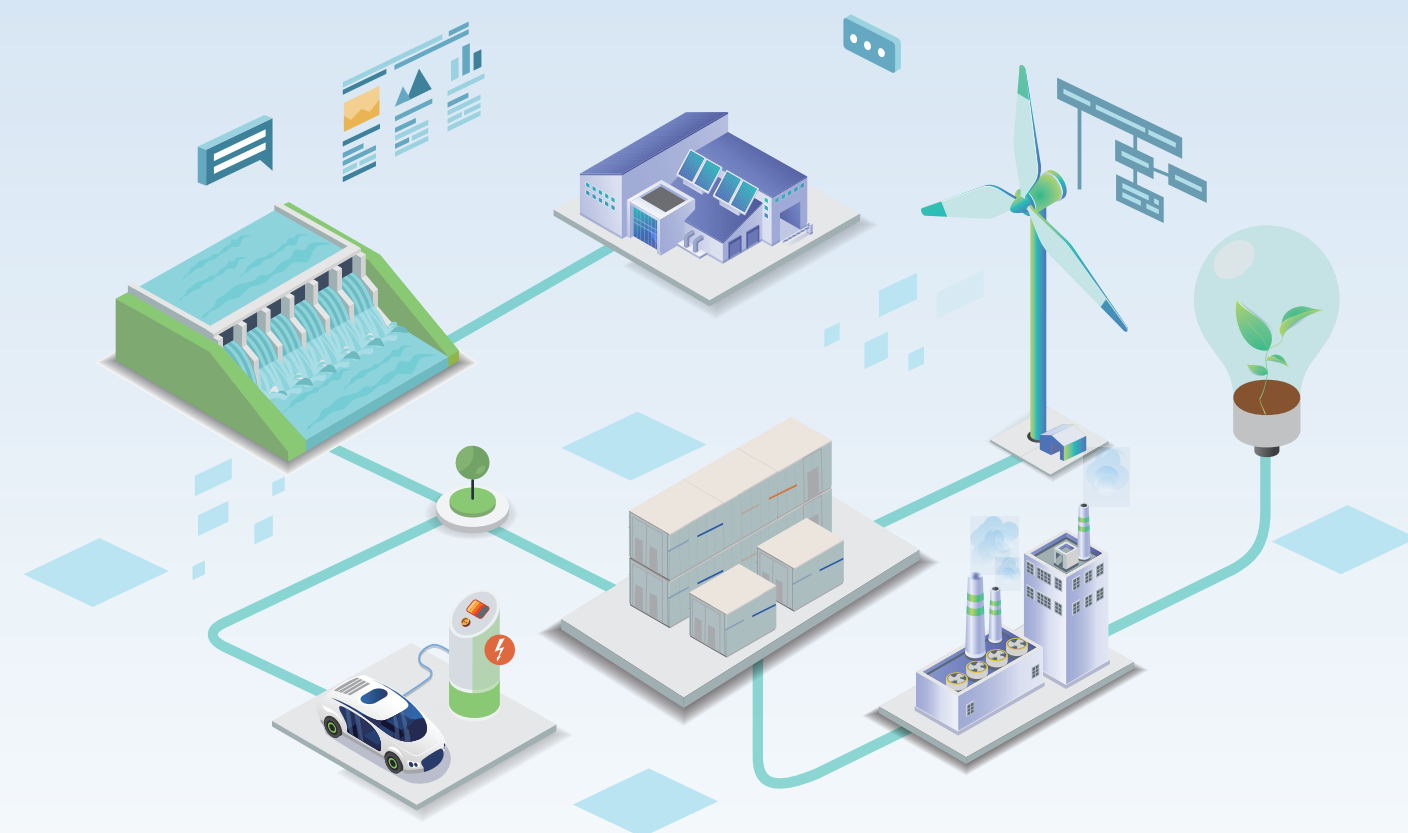


2024

中国新型储能行业发展白皮书 机遇与挑战



版权与免责声明

储能领跑者联盟负责撰写本报告，拥有报告及其后续修改的著作权和其他相关知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用既不可视为详尽的说明也不构成其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用，所产生的误解和诉讼均由使用者自己承担。如用作商业或其他用途，未经同意不得以任何异于本报告原始的电子，装订或包装形式将本报告出借，转售，出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内的所有图片，表格及文字内容的版权归储能领跑者联盟所有。其中，部分图表及数据的在有明确数据来源的标注下，版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人，法人或其他组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律，法规追究其经济和法律责任。

储能领跑者联盟

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

前言

随着全球碳中和及能源转型进程的推进，新型储能在世界范围内正迎来前所未有的发展机遇。作为全球最大的能源生产和消费国，中国既面临着能源安全和环境可持续性的挑战，同时也蕴藏着巨大的发展潜力。

2023年，中国储能产业在政策、商业模式等多方利好下取得跨越式发展，已经成为我国实现能源转型道路上强有力的支撑。这一年，我国储能完善的产业链优势持续凸显，工商业、共享储能等应用场景展现出强劲的发展潜力；这一年，储能企业发力突围，新材料、新技术、新工艺、新产品不断涌现。

笃行如初，行稳致远，储能是我国实现碳中和，构建清洁、低碳、安全、高效的新型电力系统时不可或缺的力量。新的一年，我们感叹储能产业前程似锦的同时，也略嗅一丝寒意；新的一年，我们要识变、应变、求变，在大战大考，大风大浪中守望相助；新的一年，保安全、降成本、提效益仍是我们必解的课题。因此，我们迫切需要产业链上下游企业，潜心攻关、精研产品、协同创新，共同推动碳中和大背景下的能源变革。

储能领跑者联盟,简称EESA(ELECTRIC ENERGY STORAGE ALLIANCE)作为致力于深度赋能行业的平台，在本次白皮书中，我们将全面展示碳中和背景下的储能行业机遇与挑战。与此同时，为了更好地展示不同储能技术在这个变革节点上的发展，我们邀请了部分企业共同发声，一起探讨未来储能技术趋势。此外，我们也希望通过深入研究和分析，为政府、企业和投资者提供有用的参考和决策支持，推动新型储能行业的可持续、健康和创新发展。在未来我们也将竭尽所能,为中国储能产业的发展添砖加瓦、建言献策，同时也欢迎各位同行对我们批评指正，让我们携手迎接碳中和目标下的机遇与挑战，共同铸就新型储能行业的美好未来!

储能领跑者联盟理事长



目录

第一节 碳中和背景下全球新型储能市场概况 1

全球源网侧储能市场 3

全球工商业储能市场 4

全球户用储能市场..... 4

第二节 中国储能市场概况 5

中国源网侧储能市场 6

中国工商业储能市场 11

第三节 碳中和背景下储能技术创新与发展趋势..... 17

储能系统集成 19

储能电池 20

储能变流器..... 24

储能电池管理系统..... 27

储能能量管理系统..... 34

储能出海数据安全..... 36

储能温控技术 39

储能消防技术 42

第四节 碳中和背景下储能市场机遇与挑战 44

储能发展的长期确定性..... 45

储能发展的周期波动性..... 46

储能市场发展的机遇与挑战..... 48

第一章

碳中和背景下全球新型储能¹

市场概况



[1]如无特殊说明,本文中的所有对储能的描述均为“新型储能”

目录

第一节 碳中和背景下全球新型储能市场概况 1

 全球源网侧储能市场 3

 全球工商业储能市场 4

 全球户用储能市场..... 4

第二节 中国储能市场概况 5

 中国源网侧储能市场 6

 中国工商业储能市场 11

第三节 碳中和背景下储能技术创新与发展趋势..... 17

 储能系统集成 19

 储能电池 20

 储能变流器 24

 储能电池管理系统..... 27

 储能能量管理系统..... 34

 储能出海数据安全..... 36

 储能温控技术 39

 储能消防技术 42

第四节 碳中和背景下储能市场机遇与挑战 44

 储能发展的长期确定性..... 45

 储能发展的周期波动性..... 46

 储能市场发展的机遇与挑战 48

第一章
碳中和背景下全球新型储能¹
市场概况



[1]如无特殊说明,本文中的所有对储能的描述均为“新型储能”

在全球碳中和的大背景下，能源转型在世界范围内已呈现不可逆趋势，在此基础上，全球储能市场也步入了飞速发展的阶段。根据EESA统计，2017-2023全球储能新增装机规模（GWh）平均增速超过了85%，尤其是在2020年后，呈现出近乎每年翻一番的增长趋势。2023年全球储能市场新增装机规模达到了103.5GWh，已超过全球储能装机的历史累计规模（101GWh）。

图 1 2017-2023全球储能市场新增规模（GWh）

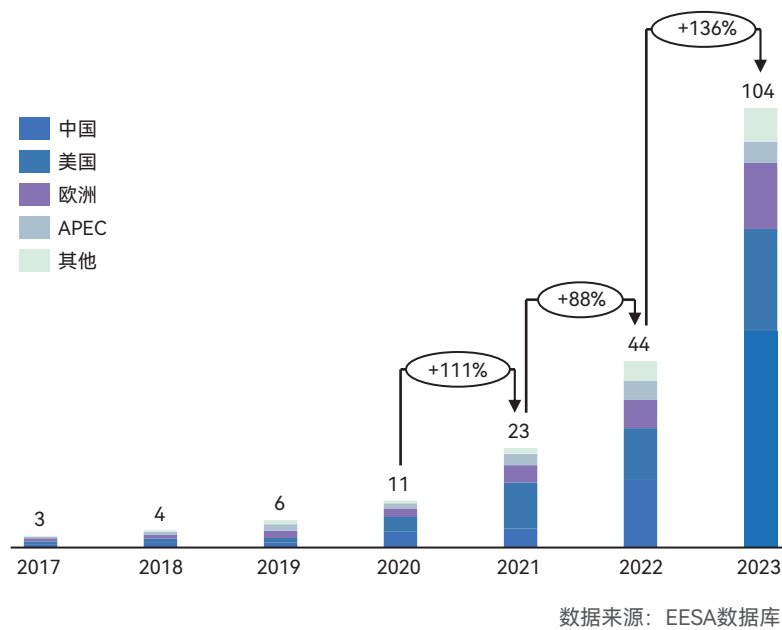
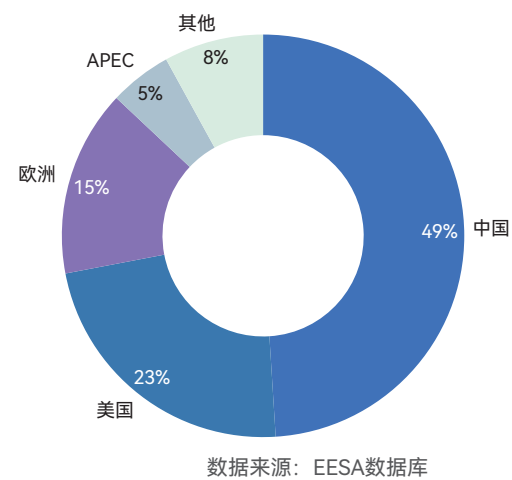


图 2 2023全球储能新增装机（地域细分）



中国市场在全球储能市场中始终扮演着不可或缺的角色。中国储能新增装机规模已连续两年超过美国，成为全球储能市场新增占比最高的国家。根据EESA统计，2023年中国储能市场新增装机规模达到了51GWh，约占全球储能市场新增装机规模的49%，远超美国、欧洲、亚太等其他主要地区。与此同时，全球储能市场在近年来也呈现高度集中的趋势，全球储能市场CR3地区（中、美、欧）新增占比自2020年以来就一直维持在80%以上，尤其是2023年，达到了历史最高份额（88%）。

新型储能是除抽水蓄能以外的储能形式，其可以改变电力系统即发即用的传统运营方式，提高系统灵活性调节能力。目前常见的新型储能形式有锂电池储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能等。新型储能不仅是助力风能、太阳能等间歇性、波动性、随机性可再生能源开发消纳，实现碳达峰碳中和目标的关键支撑，还是构建新型电力系统、建设新型能源体系、促进能源转型和高质量发展的重要技术和基础装备。

全球源网侧²储能市场

根据国际能源署（IEA）《全球能源部门2050净零排放³路线图》，全球能源部门碳排放主要可以划分为电力和供热（Electricity and heat sectors）、终端耗能（Final consumption）以及其他能源部门（Other energy sector）。按照全球能源部门2050净零排放路线计划，若要实现《巴黎协定》中全球碳中和的共同目标，电力&供热部门的碳减排是各个国家在未来主要的努力方向，在2030年需要降低到接近于2010年的水平（接近12,000 Mt CO₂），这也是直接推动全球源网侧储能发展的关键因素。

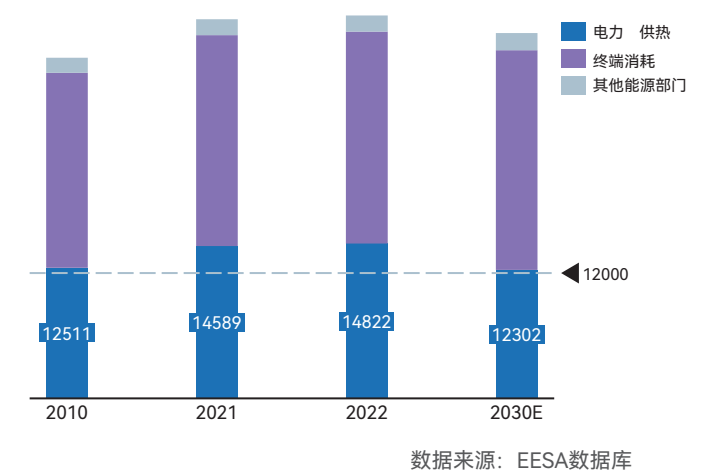
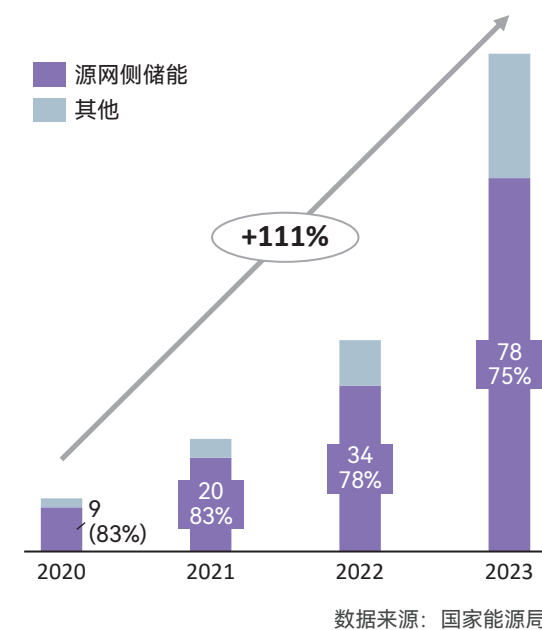
图 3 2010-2030E全球二氧化碳排放(Mt CO₂)

图 4 2020-2023全球源网侧储能市场新增装机（GWh）



源网侧储能对未来全球能源转型起主要支撑作用，也是各个国家构建新型（以新能源为主的）电力系统的重要支柱。在过去全球储能发展的过程中，源网侧储能一直是全球储能市场的主要增长点，2020-2023年的平均年增长率达到了111%，和全球储能市场增速相当，呈每一年翻一番的增长态势。尽管全球源网侧储能市场装机规模增速较快，但整体新增规模占比正在呈逐年递减的状态，虽然从数据上看近4年来降幅不大，但也反映了近年来全球表后储能市场的兴起。

²按照统计口径来说，国外源网侧储能项目通常称为Utility-Scale(公用事业级规模)/Grid-Scale(电网级规模)项目，通常统称为表前储能或大储，分类内通常不再进行细分。国内前期将大储项目分类为“电源侧(发电侧)”和“电网侧”两类，不同的能应用场景所发挥的作用不同。

³净零排放（Net-zero emission）是指基于一个基准目标，尽可能快速地减少温室气体排放，将剩余温室气体排放量相等的温室气体从大气中移除，以平衡排放，达到净零（碳中和目标只与二氧化碳有关，而“净零”目标包括所有温室气体）。

在全球碳中和的大背景下，能源转型在世界范围内已呈现不可逆趋势，在此基础上，全球储能市场也步入了飞速发展的阶段。根据EESA统计，2017-2023全球储能新增装机规模（GWh）平均增速超过了85%，尤其是在2020年后，呈现出近乎每年翻一番的增长趋势。2023年全球储能市场新增装机规模达到了103.5GWh，已超过全球储能装机的历史累计规模（101GWh）。

图 1 2017-2023全球储能市场新增规模（GWh）

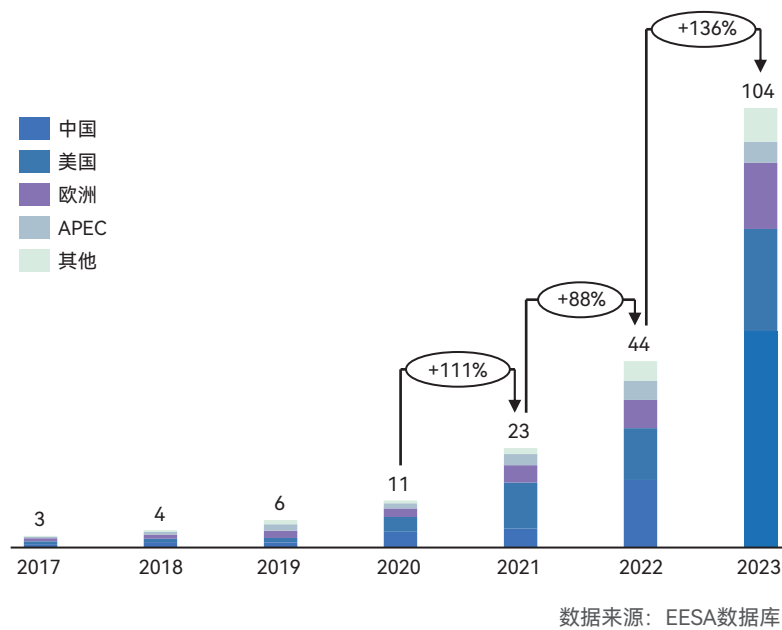
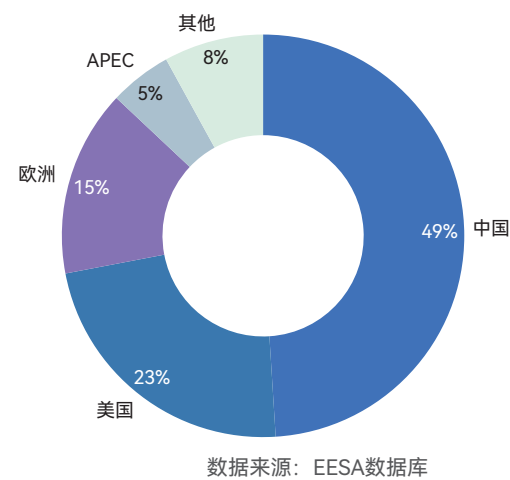


图 2 2023全球储能新增装机（地域细分）



中国市场在全球储能市场中始终扮演着不可或缺的角色。中国储能新增装机规模已连续两年超过美国，成为全球储能市场新增占比最高的国家。根据EESA统计，2023年中国储能市场新增装机规模达到了51GWh，约占全球储能市场新增装机规模的49%，远超美国、欧洲、亚太等其他主要地区。与此同时，全球储能市场在近年来也呈现高度集中的趋势，全球储能市场CR3地区（中、美、欧）新增占比自2020年以来就一直维持在80%以上，尤其是2023年，达到了历史最高份额（88%）。

新型储能是除抽水蓄能以外的储能形式，其可以改变电力系统即发即用的传统运营方式，提高系统灵活性调节能力。目前常见的新型储能形式有锂电池储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能等。新型储能不仅是助力风能、太阳能等间歇性、波动性、随机性可再生能源开发消纳，实现碳达峰碳中和目标的关键支撑，还是构建新型电力系统、建设新型能源体系、促进能源转型和高质量发展的重要技术和基础装备。

全球源网侧²储能市场

根据国际能源署（IEA）《全球能源部门2050净零排放³路线图》，全球能源部门碳排放主要可以划分为电力和供热（Electricity and heat sectors）、终端耗能（Final consumption）以及其他能源部门（Other energy sector）。按照全球能源部门2050净零排放路线计划，若要实现《巴黎协定》中全球碳中和的共同目标，电力&供热部门的碳减排是各个国家在未来主要的努力方向，在2030年需要降低到接近于2010年的水平（接近12,000 Mt CO₂），这也是直接推动全球源网侧储能发展的关键因素。

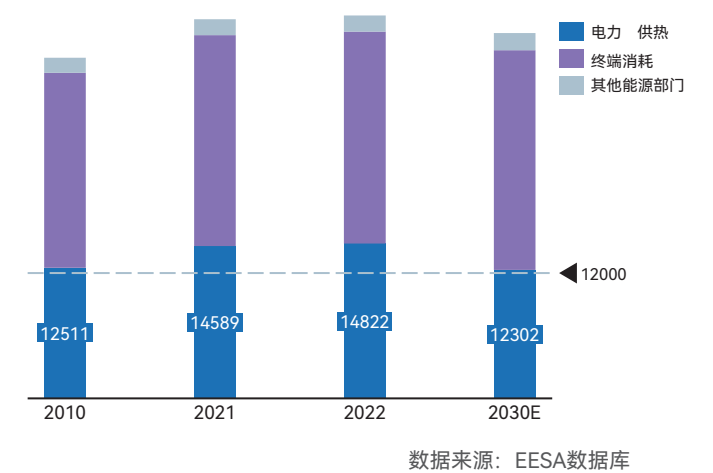
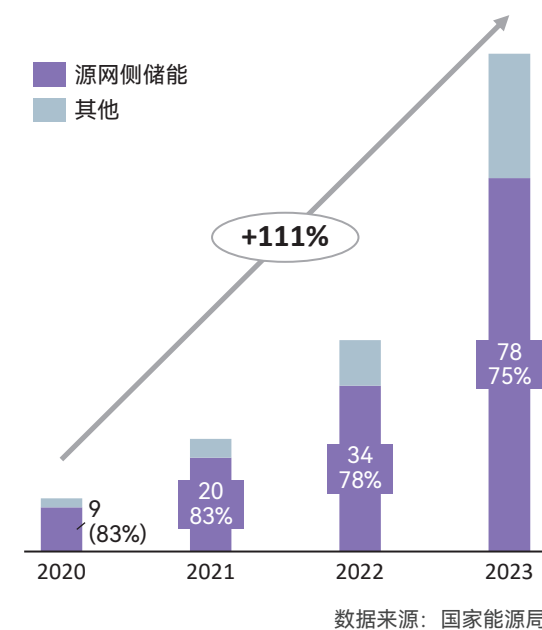
图 3 2010-2030E全球二氧化碳排放(Mt CO₂)

图 4 2020-2023全球源网侧储能市场新增装机（GWh）



源网侧储能对未来全球能源转型起主要支撑作用，也是各个国家构建新型（以新能源为主的）电力系统的重要支柱。在过去全球储能发展的过程中，源网侧储能一直是全球储能市场的主要增长点，2020-2023年的平均年增长率达到了111%，和全球储能市场增速相当，呈每一年翻一番的增长态势。尽管全球源网侧储能市场装机规模增速较快，但整体新增规模占比正在呈逐年递减的状态，虽然从数据上看近4年来降幅不大，但也反映了近年来全球表后储能市场的兴起。

²按照统计口径来说，国外源网侧储能项目通常称为Utility-Scale(公用事业级规模)/Grid-Scale(电网级规模)项目，通常统称为表前储能或大储，分类内通常不再进行细分。国内前期将大储项目分类为“电源侧(发电侧)”和“电网侧”两类，不同的能应用场景所发挥的作用不同。

³净零排放（Net-zero emission）是指基于一个基准目标，尽可能快速地减少温室气体排放，将剩余温室气体排放量相等的温室气体从大气中移除，以平衡排放，达到净零（碳中和目标只与二氧化碳有关，而“净零”目标包括所有温室气体）。

全球工商业储能市场

根据IEA《全球能源部门2050净零排放路线图》，IEA将终端耗能部门的碳减排分为了工业、住宅、交通三大领域，其中工业领域的节能减排是碳中和道路中最重要的方向之一。

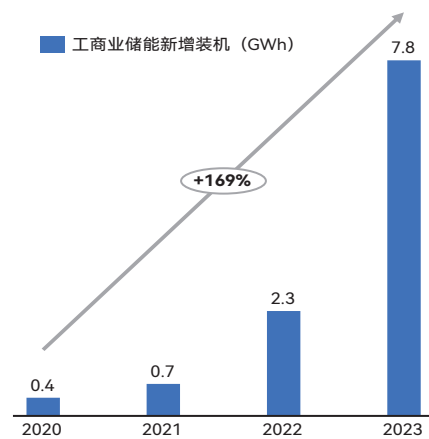
图 5 IEA 减碳方向



数据来源：EESA数据库

针对工业应用场景，工商业储能近年来处于高增速阶段，2021-2023年全球工商业储能的年平均增长率达到了169%。工商业储能的主要需求也从最初应急备电的刚需，逐渐转变为工商业节能减排，高能耗改造，光储充一体等多元且成熟的商业场景。

图 6 2020-2023全球工商业储能新增装机 (GWh)

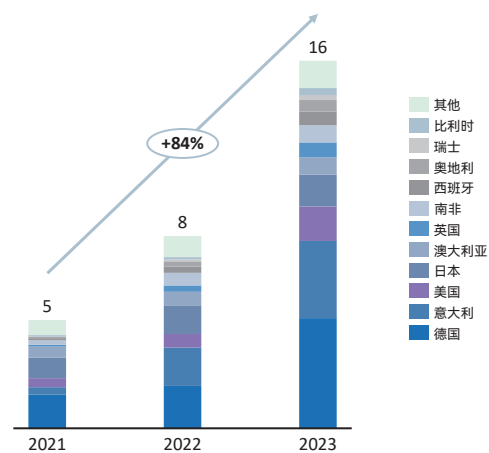


数据来源：EESA数据库

全球户用储能市场

户用储能对应IEA净零排放路线中住宅耗能碳减排的应用场景，按照装机容量统计，2021-2023年全球户用储能市场新增装机平均增速达到了84%。根据EESA统计，2023年全球户用储能市场装机规模约为16.1GWh，同比增长91%。德、意、美、日、澳仍是全球范围内户用储能市场发展较好的国家。CR5地区合计新增装机规模占比达到全球总量的71%，德国、美国、日本以及澳大利亚市场仍是全球需求较稳定的户用储能市场。

图 7 2021-2023全球户用储能市场新增装机 (GWh)



数据来源：EESA数据库

第二章

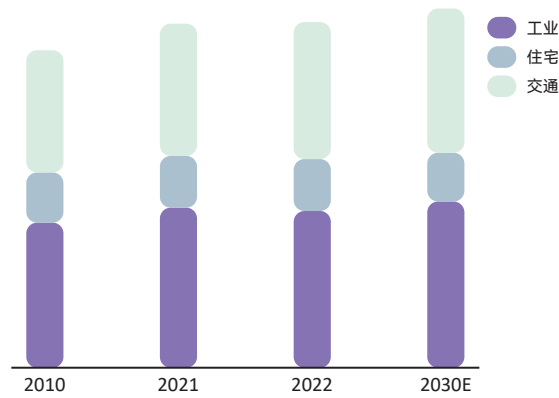
中国储能市场概况



全球工商业储能市场

根据IEA《全球能源部门2050净零排放路线图》，IEA将终端耗能部门的碳减排分为了工业、住宅、交通三大领域，其中工业领域的节能减排是碳中和道路中最重要的方向之一。

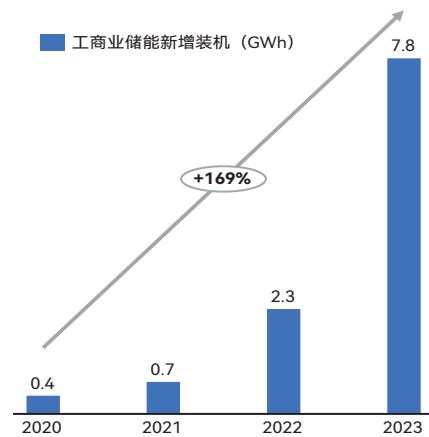
图 5 IEA 减碳方向



数据来源：EESA数据库

针对工业应用场景，工商业储能近年来处于高增速阶段，2021-2023年全球工商业储能的年平均增长率达到了169%。工商业储能的主要需求也从最初应急备电的刚需，逐渐转变为工商业节能减排，高能耗改造，光储充一体等多元且成熟的商业场景。

图 6 2020-2023全球工商业储能新增装机 (GWh)

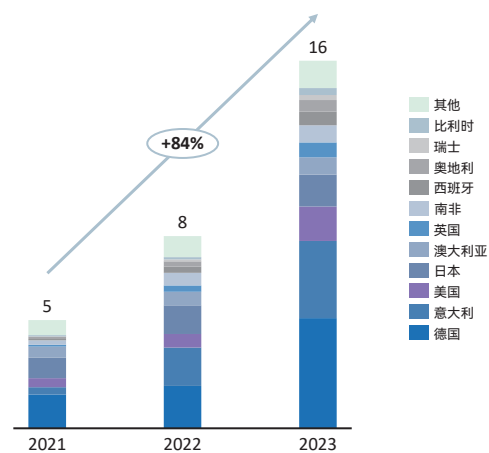


数据来源：EESA数据库

全球户用储能市场

户用储能对应IEA净零排放路线中住宅耗能碳减排的应用场景，按照装机容量统计，2021-2023年全球户用储能市场新增装机平均增速达到了84%。根据EESA统计，2023年全球户用储能市场装机规模约为16.1GWh，同比增长91%。德、意、美、日、澳仍是全球范围内户用储能市场发展较好的国家。CR5地区合计新增装机规模占比达到全球总量的71%，德国、美国、日本以及澳大利亚市场仍是全球需求较稳定的户用储能市场。

图 7 2021-2023全球户用储能市场新增装机 (GWh)



数据来源：EESA数据库

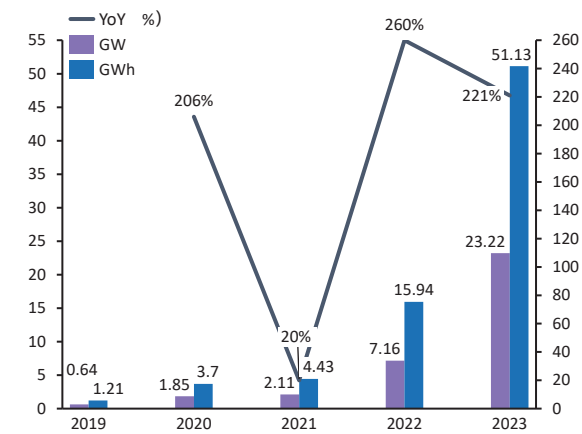
第二章

中国储能市场概况



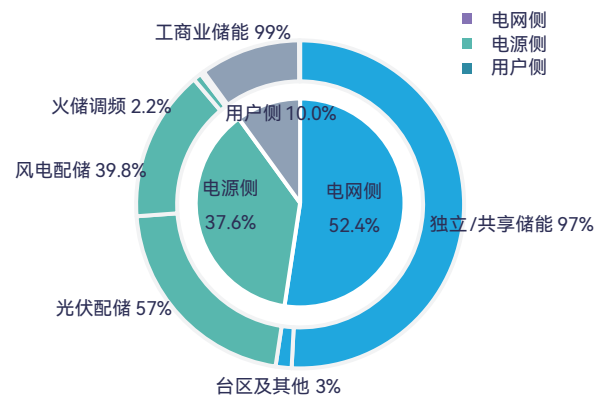
中国储能市场在“十四五”期间增速迅猛，2023年新增装机规模达到了约23.22GW/51.13GWh，同比增长221%；源网侧仍占据国内储能市场的主要地位，按照装机功率统计2023国内源网侧新增装机占比高达90%；国内储能在用户侧应用则以工商业储能为主，2023新增装机（GW）占比达到了10%，其中99%为工商业储能。

图 8 2018-2023中国储能市场新增装机规模



数据来源：EESA数据库

图 9 2023中国储能市场新增装机(GW)应用场景细分



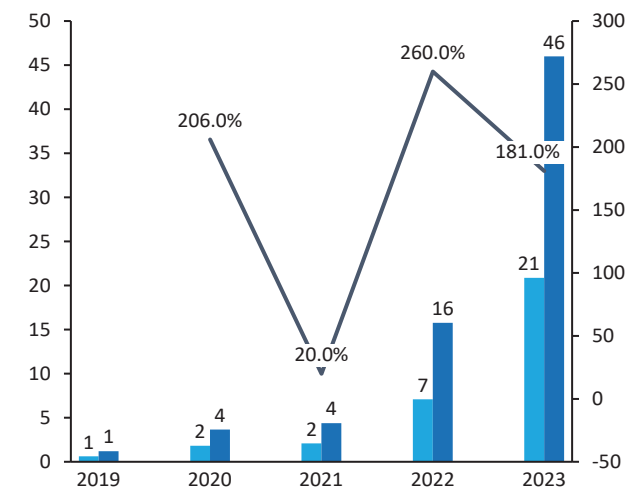
数据来源：EESA数据库

中国源网侧储能

市场分析

2023年国内新能源市场规模持续提升，光伏风电的大规模并网拉动源网侧储能配置需求同步上涨。根据中华人民共和国工业和信息化部及其他专业机构统计数据，2023年国内集中式光伏新增

图 10 2023年中国源网侧新型储能新增装机规模

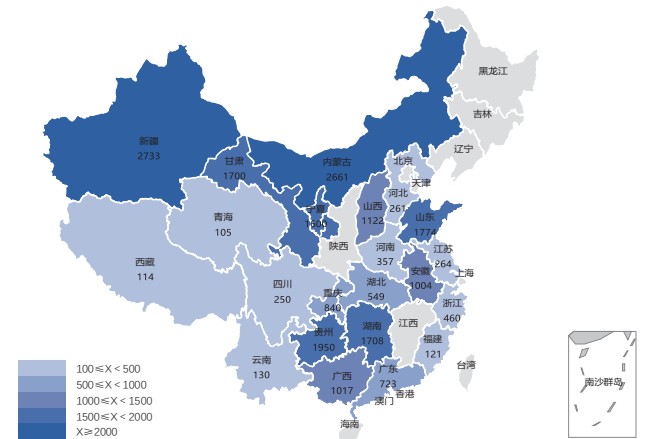


数据来源：EESA数据库

装机120.014GW，同比增长148%，风电装机45.9GW，同比增长102%。我国风光大基地项目建设持续发力，在完成首批约97GW风光基地建设后，后续还有超过450GW风光大基地项目待建。根据EESA统计，2023年中国源网侧储能新增装机21.46GW/46.40GWh，同比增长近200%，占全国新型储能新增装机的96%，在我国新型储能装机结构中仍据主导地位。

其中，内蒙古、新疆、贵州、山东、湖南、宁夏四地区装机量均超1.5GW，位列前六。2022年9月湖南省发改委出台的《关于开展2022年新能源发电项目配置新型储能试点工作的通知》指出，对在2022年12月底前、2023年6月底前实现全容量并网运行的新型储能项目，在计算其作为新能源发电项目配建的容量时，分别按照装机容量的1.5、1.3倍计算，这是2023年导致湖南储能装机容量增长较快，且80%的新增装机容量都在2023年6月并网运行的主要原因。

图 11 2023源网侧储装机地域分布

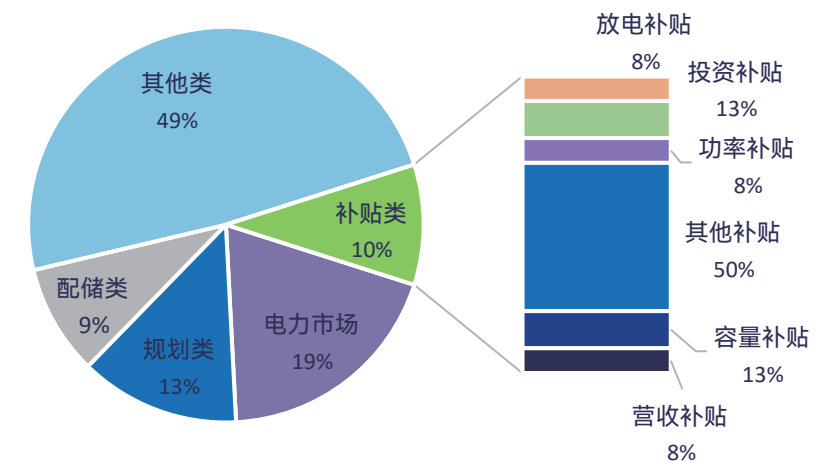


数据来源：EESA 数据库（注：此图只显示装机功率在100MW及以上的地区）

政策分析

2023年我国共发布源网侧储能相关政策236条，其中电力市场政策发布最多且较2022年有所增加，这也反映了我国电力市场建设进程进一步加快；规划类政策中，2023年共11个省份出台了新的储能装机目标，其中山西省以“2025年10GW”的装机规划位列第一；以“容量补贴”、“投资补贴”为主的各类补贴也已成为储能装机的核心驱动。

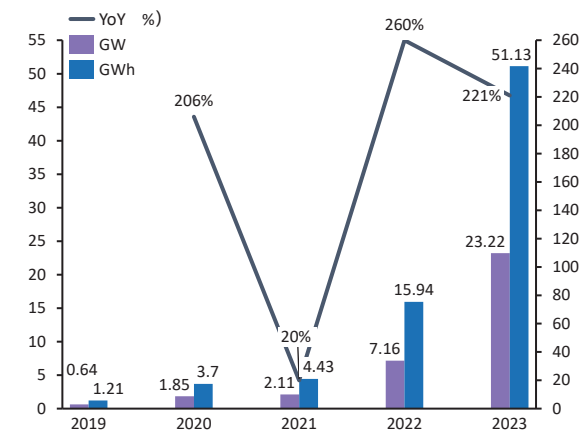
图12 2017-2023全球储能市场新增规模（GWh）



数据来源：EESA数据库

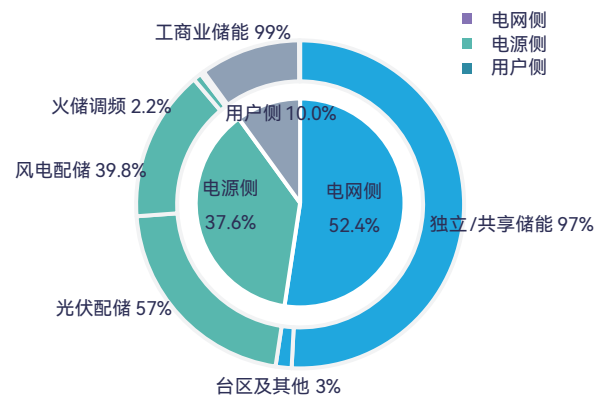
中国储能市场在“十四五”期间增速迅猛，2023年新增装机规模达到了约23.22GW/51.13GWh，同比增长221%；源网侧仍占据国内储能市场的主要地位，按照装机功率统计2023国内源网侧新增装机占比高达90%；国内储能在用户侧应用则以工商业储能为主，2023新增装机（GW）占比达到了10%，其中99%为工商业储能。

图 8 2018-2023中国储能市场新增装机规模



数据来源：EESA数据库

图 9 2023中国储能市场新增装机(GW)应用场景细分



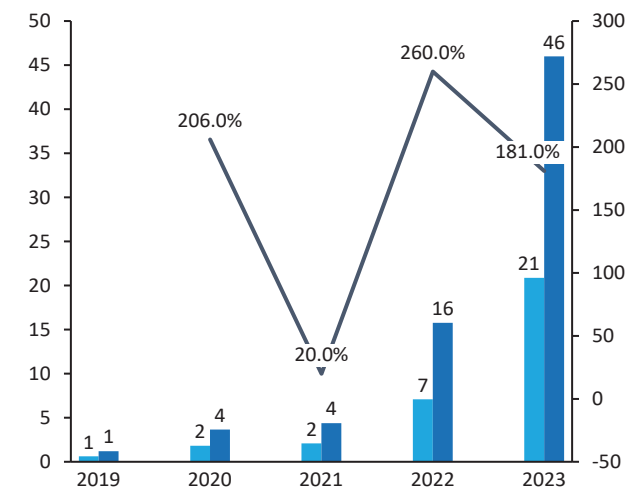
数据来源：EESA数据库

中国源网侧储能

市场分析

2023年国内新能源市场规模持续提升，光伏风电的大规模并网拉动源网侧储能配置需求同步上涨。根据中华人民共和国工业和信息化部及其他专业机构统计数据，2023年国内集中式光伏新增

图 10 2023年中国源网侧新型储能新增装机规模

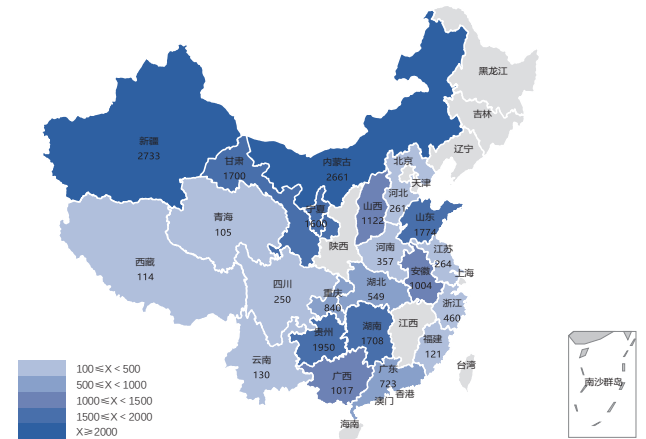


数据来源：EESA数据库

装机120.014GW，同比增长148%，风电装机45.9GW，同比增长102%。我国风光大基地项目建设持续发力，在完成首批约97GW风光基地建设后，后续还有超过450GW风光大基地项目待建。根据EESA统计，2023年中国源网侧储能新增装机21.46GW/46.40GWh，同比增长近200%，占全国新型储能新增装机的96%，在我国新型储能装机结构中仍据主导地位。

其中，内蒙古、新疆、贵州、山东、湖南、宁夏四地区装机量均超1.5GW，位列前六。2022年9月湖南省发改委出台的《关于开展2022年新能源发电项目配置新型储能试点工作的通知》指出，对在2022年12月底前、2023年6月底前实现全容量并网运行的新型储能项目，在计算其作为新能源发电项目配建的容量时，分别按照装机容量的1.5、1.3倍计算，这是2023年导致湖南储能装机容量增长较快，且80%的新增装机容量都在2023年6月并网运行的主要原因。

图 11 2023源网侧储装机地域分布

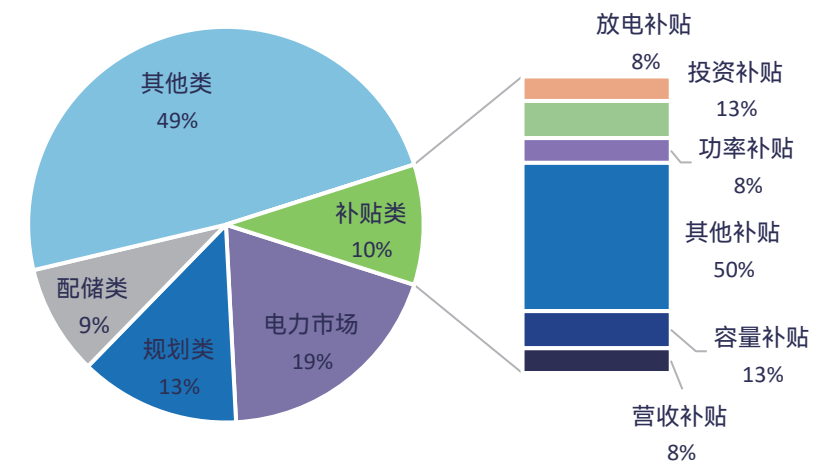


数据来源：EESA 数据库（注：此图只显示装机功率在100MW及以上的地区）

政策分析

2023年我国共发布源网侧储能相关政策236条，其中电力市场政策发布最多且较2022年有所增加，这也反映了我国电力市场建设进程进一步加快；规划类政策中，2023年共11个省份出台了新的储能装机目标，其中山西省以“2025年10GW”的装机规划位列第一；以“容量补贴”、“投资补贴”为主的各类补贴也已成为储能装机的核心驱动。

图12 2017-2023全球储能市场新增规模（GWh）



数据来源：EESA数据库

2023年是独立储能发展元年，关于电力市场、容量补偿、容量租赁政策密集出台，促进独立储能盈利路径拓宽，市场化进程进一步加快：据EESA统计，国家及多地政府全年共发布相关政策45条，我国电力市场改革取得突破性进展。其中，《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》明确了省级、区域级、省间电力现货试运行时间节点，为省级电力现货市场建设指明了方向；《关于建立煤电容量电价机制的通知》通过容量电价补偿的形式使煤电回收一部分固定成本，其在电源侧的作用由发电主力逐渐向保供身份及调节性电源转变，为风光逐步让出市场，进而推动储能装机进一步提升，成为我国电力系统转型史上的里程碑事件；《内蒙古自治区独立新型储能电站项目实施细则（暂行）》按放电量给予电网侧独立储能示范项目最高0.35元/千瓦时的容量补偿，一定程度上保障储能固定成本回收。

图 13 源网侧储能重要政策发布时间轴（部分）



政策驱动下，我国源网侧储能逐渐形成了“容量租赁、容量补偿、电能量交易、辅助服务”等多元化的盈利模式。根据各地政策推进速度的差异，其盈利模式略有区别：

表 1政策驱动下我国不同地区大储盈利模式

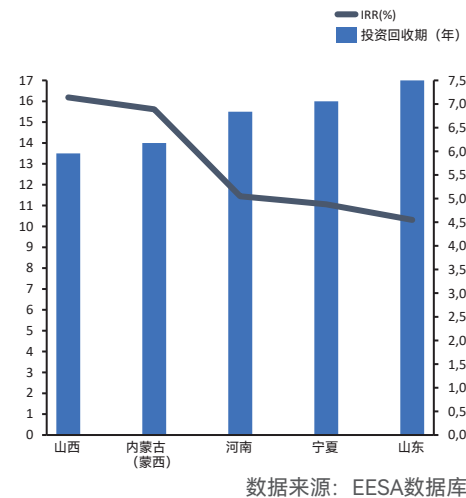
地区	容量租赁	容量补偿	电能量市场		辅助服务市场					
			中长期市场	现货市场	调峰	一次调频	二次调频	黑启动	爬坡	备用
成熟市场	内蒙古	蒙东	蒙西		蒙西	蒙东		√		√
	山西	√			√		√			√
	山东	√	√		√		√	√	√	
	宁夏	√			√					
	广东	√			√	√	√			√
潜力市场	河南	√		√	√					
	甘肃	√	×		√		√			
	新疆	√		√						
	河北	√	√	√						
	湖南	√			√		√			
	湖北				√		√			
	浙江		√		√		√			
	广西	√			√	√	√			

数据来源：EESA数据库

区域分析

部分成熟市场政策出台密集，独立储能盈利模式更为明确：山东、山西、蒙西等地区是我国首批电力现货市场建设区域，现货市场峰谷价差较为可观，存在一定套利空间，盈利模式以“现货市场+容量租赁/容量补偿+辅助服务”为主；河南省、宁夏容量租赁市场化程度较高，已有多个项目中标，加之调峰辅助服务政策出台，经济性尚可。据EESA测算，在2小时储能系统EPC单价为1.4元/Wh，储能系统单价0.8元/Wh，电芯采购单价0.45元/Wh，初始容量80%租赁（降低5%/3年）的情况下，上述地区均可实现不同程度盈利。⁴

图 14 成熟市场独立储能项目内部收益率



现阶段我国源网侧储能存在项目利用率不足、成本疏导困难等问题，故“共享模式、收益灵活”的独立储能逐渐成为建设重点。但独立储能容量租赁难达预期、电力市场收益处于较低水平，缺乏稳定可持续的商业模式依旧是发展痛点。因此，加快储能成本疏导将成为政策长期引导方向。随着我国电力市场改革的不断深化，现货、辅助服务及容量市场成熟度将进一步加深，未来独立储能收益呈现“短期靠补偿、长期靠市场”的特点。

从容量补偿收益来看，已有多个省份发布容量补偿及其他补贴政策，刺激省内储能装机放量，如山西、山东、内蒙古；但从2022-2023年底山东政策调整过程来看，容量补偿退坡是确定性趋势，以容量补偿为过渡、以容量市场作为发展目标，在容量资源配置中引入市场竞争，促进容量市场化定价将是未来建设重点。

从现货市场来看，随着2023年国家发改委、能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》的发放，2024年我国区域电力市场及省内现货市场政策出台将逐渐密集，浙江、河南、辽宁、江苏等地现货市场或将取得突破性进展；现货市场还原了电力的商品本质，构建了由供需决定的电力价格体系，预计我国现货市场峰谷价差将逐步扩大，促进储能长期收益灵活性。从辅助服务市场来看，前期我国辅助服务市场定价均为政策规定，且初期价格较高；随着电力辅助服务市场的发展，储能参与辅助服务市场将呈现出两大趋势：辅助服务种类多样化、辅助服务价格市场化。总之，随着规模化降本及收益模式拓宽的双轮驱动下，未来储能电站投资将由政策驱动转向市场价值驱动，促进储能行业稳定健康发展。

近年来，随着我国能源转型战略的持续推进，分布式光伏迅速发展。据统计，2023年全国新增分布式光伏装机约96GW，与此同时，近期，随着我国分布式光伏大规模接入电网，光伏发电消纳矛盾更加突出，也给配电网带来一定压力，已经对当地发用电平衡产生较大影响。2023年底，一些地区已经暂停或暂缓分布式光伏项目备案、建设和并网。台区储能是指在配电网中，通过安装储能设备来实现对电能的储存和释放，以平衡电网负荷和提高供电可靠性的技术。这种储能设备通常安装在配电变压器所在的电力配电站或台区内，用于应对配电网中的瞬时负荷波动和峰值负荷需求，提高电网的稳定性和响应速度，解决分布式光伏消纳难题。相较于配电网改造，台区储能可便捷高效解决分布式光伏消纳问题，发展前景广阔。目前台区储能主要作为分布式新能源开发过程中的成本项，收益模式有租赁、峰谷套利等，项目经济性较差，未来或可通过容量补偿机制、参与辅助服务等形式来保障台区储能收益。

⁴2小时储能系统EPC1.4元/Wh，4小时储能系统EPC1.15元/Wh；不同省份容量租赁指导价格及市场价格存在差异，已作相应调整。此内容仅供学习交流，不构成任何投资依据。

2023年是独立储能发展元年，关于电力市场、容量补偿、容量租赁政策密集出台，促进独立储能盈利路径拓宽，市场化进程进一步加快：据EESA统计，国家及多地政府全年共发布相关政策45条，我国电力市场改革取得突破性进展。其中，《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》明确了省级、区域级、省间电力现货试运行时间节点，为省级电力现货市场建设指明了方向；《关于建立煤电容量电价机制的通知》通过容量电价补偿的形式使煤电回收一部分固定成本，其在电源侧的作用由发电主力逐渐向保供身份及调节性电源转变，为风光逐步让出市场，进而推动储能装机进一步提升，成为我国电力系统转型史上的里程碑事件；《内蒙古自治区独立新型储能电站项目实施细则（暂行）》按放电量给予电网侧独立储能示范项目最高0.35元/千瓦时的容量补偿，一定程度上保障储能固定成本回收。

图 13 源网侧储能重要政策发布时间轴（部分）



政策驱动下，我国源网侧储能逐渐形成了“容量租赁、容量补偿、电能量交易、辅助服务”等多元化的盈利模式。根据各地政策推进速度的差异，其盈利模式略有区别：

表 1政策驱动下我国不同地区大储盈利模式

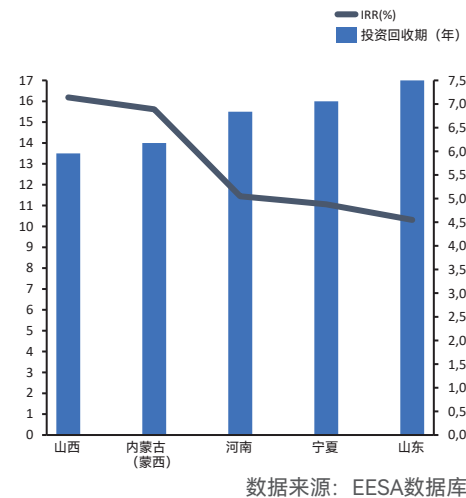
地区	容量租赁	容量补偿	电能量市场		辅助服务市场					
			中长期市场	现货市场	调峰	一次调频	二次调频	黑启动	爬坡	备用
成熟市场	内蒙古	蒙东	蒙西		蒙西	蒙东		√		√
	山西	√			√		√			√
	山东	√	√		√		√	√	√	
	宁夏	√			√		√			
	广东	√			√	√	√			√
潜力市场	河南	√		√	√					
	甘肃	√	×		√		√			
	新疆	√		√						
	河北	√	√	√						
	湖南	√			√		√			
	湖北				√		√			
	浙江		√		√		√			
	广西	√			√	√	√			

数据来源：EESA数据库

区域分析

部分成熟市场政策出台密集，独立储能盈利模式更为明确：山东、山西、蒙西等地区是我国首批电力现货市场建设区域，现货市场峰谷价差较为可观，存在一定套利空间，盈利模式以“现货市场+容量租赁/容量补偿+辅助服务”为主；河南省、宁夏容量租赁市场化程度较高，已有多个项目中标，加之调峰辅助服务政策出台，经济性尚可。据EESA测算，在2小时储能系统EPC单价为1.4元/Wh，储能系统单价0.8元/Wh，电芯采购单价0.45元/Wh，初始容量80%租赁（降低5%/3年）的情况下，上述地区均可实现不同程度盈利。⁴

图 14 成熟市场独立储能项目内部收益率



现阶段我国源网侧储能存在项目利用率不足、成本疏导困难等问题，故“共享模式、收益灵活”的独立储能逐渐成为建设重点。但独立储能容量租赁难达预期、电力市场收益处于较低水平，缺乏稳定可持续的商业模式依旧是发展痛点。因此，加快储能成本疏导将成为政策长期引导方向。随着我国电力市场改革的不断深化，现货、辅助服务及容量市场成熟度将进一步加深，未来独立储能收益呈现“短期靠补偿、长期靠市场”的特点。

从容量补偿收益来看，已有多个省份发布容量补偿及其他补贴政策，刺激省内储能装机放量，如山西、山东、内蒙古；但从2022-2023年底山东政策调整过程来看，容量补偿退坡是确定性趋势，以容量补偿为过渡、以容量市场作为发展目标，在容量资源配置中引入市场竞争，促进容量市场化定价将是未来建设重点。

从现货市场来看，随着2023年国家发改委、能源局《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》的发放，2024年我国区域电力市场及省内现货市场政策出台将逐渐密集，浙江、河南、辽宁、江苏等地现货市场或将取得突破性进展；现货市场还原了电力的商品本质，构建了由供需决定的电力价格体系，预计我国现货市场峰谷价差将逐步扩大，促进储能长期收益灵活性。从辅助服务市场来看，前期我国辅助服务市场定价均为政策规定，且初期价格较高；随着电力辅助服务市场的发展，储能参与辅助服务市场将呈现出两大趋势：辅助服务种类多样化、辅助服务价格市场化。总之，随着规模化降本及收益模式拓宽的双轮驱动下，未来储能电站投资将由政策驱动转向市场价值驱动，促进储能行业稳定健康发展。

近年来，随着我国能源转型战略的持续推进，分布式光伏迅速发展。据统计，2023年全国新增分布式光伏装机约96GW，与此同时，近期，随着我国分布式光伏大规模接入电网，光伏发电消纳矛盾更加突出，也给配电网带来一定压力，已经对当地发用电平衡产生较大影响。2023年底，一些地区已经暂停或暂缓分布式光伏项目备案、建设和并网。台区储能是指在配电网中，通过安装储能设备来实现对电能的储存和释放，以平衡电网负荷和提高供电可靠性的技术。这种储能设备通常安装在配电变压器所在的电力配电站或台区内，用于应对配电网中的瞬时负荷波动和峰值负荷需求，提高电网的稳定性和响应速度，解决分布式光伏消纳难题。相较于配电网改造，台区储能可便捷高效解决分布式光伏消纳问题，发展前景广阔。目前台区储能主要作为分布式新能源开发过程中的成本项，收益模式有租赁、峰谷套利等，项目经济性较差，未来或可通过容量补偿机制、参与辅助服务等形式来保障台区储能收益。

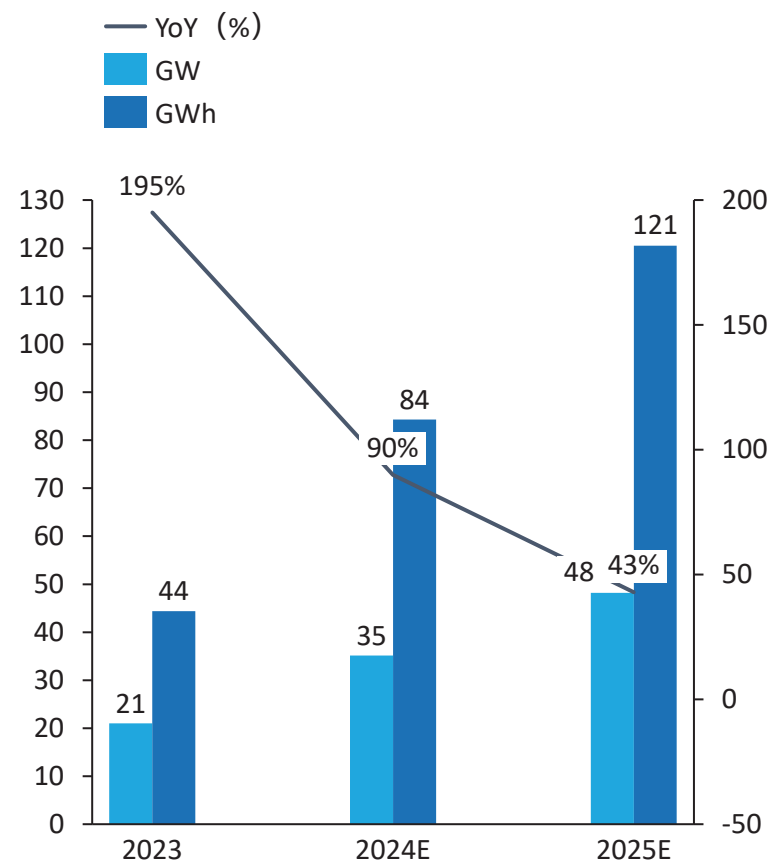
⁴2小时储能系统EPC1.4元/Wh，4小时储能系统EPC1.15元/Wh；不同省份容量租赁指导价格及市场价格存在差异，已作相应调整。此内容仅供学习交流，不构成任何投资依据。

未来趋势分析

据中国电力企业联合会数据，2024年全年全社会用电量9.8万亿千瓦时，同比增长6%左右。预计2024年新投产发电装机规模将再超3亿千瓦，其中光伏新增装机171GW，集中式光伏占比约48%，新增装机85.44GW；风电新增89GW，新能源发电累计装机规模将首次超过煤电装机规模。按照平均“10%，2.4h”配储比例计算，预计2024年电源侧储能新增装机可达到16.3GW/39.2GWh。

电网侧储能可支撑电力保供、提升地区电力系统调节力、替代输变电工程投资，是构建新型电力系统的重要支撑。根据电规总院预测，支撑电力保供的电网侧储能在“十四五”后期预计需求约为25GW；其次，在充分利用火电灵活性改造、抽蓄等常规调节措施的同时，“十四五”后期仍需进一步增加新型储能以提升系统的调节能力，此部分需求约在15GW左右；再次，在新能源大规模并网的情况下，还需配置一定规模的电网侧储能以缓解配电网压力，替代输变电工程投资，预计此部分需求约为2GW。综合考虑以上场景，预计2024-2025期间电网侧储能装机约在40GW以上，储能时长2-4h。据近年电网侧储能装机增速及发展情况来看，EESA预计2024年电网侧储能装机量约在19GW/46GWh。因此2024年源网侧储能装机约可达到35GW/84GWh，同比增长90%。

图 15 中国源网侧储能装机量预测（2023-2025E）



数据来源：EESA数据库

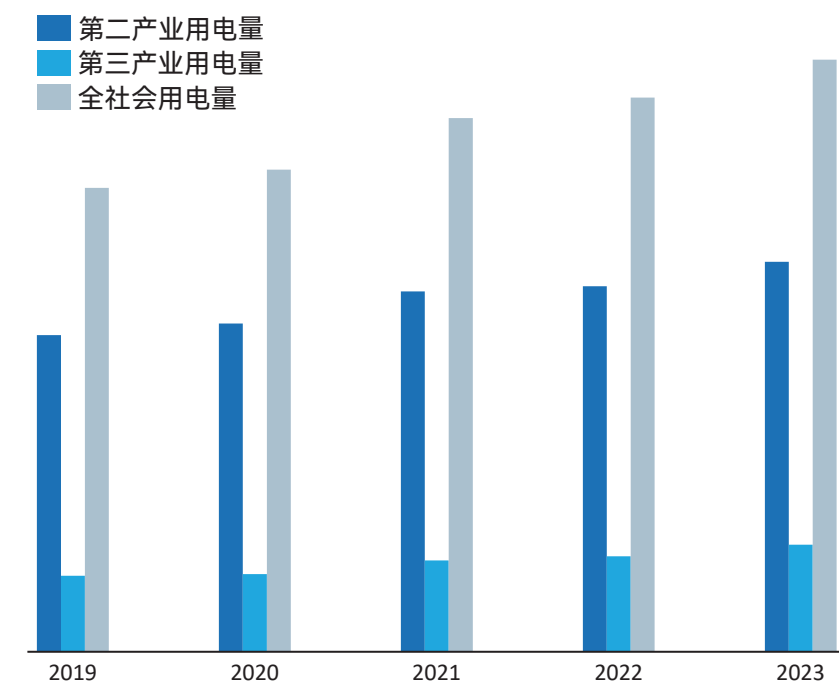
中国工商业储能市场

市场分析

近五年来，我国第二产业⁵用能不断增长，2023年全国工业和信息化工作会议指出，我国将大力推进新型工业化，锻长板，补短板，培育新兴产业，非高载能⁶第二产业用电将呈现刚性增长。根据电力规划总院数据，中国第二、第三产业用电量在近5年间持续上涨，截至2023年中国全社会用电量总计92,241亿千瓦时，同比增长6.86%，二、三产业用电量保持逐年增长态势。其中第二产业中高技术及装备制造业的用电表现尤为亮眼，全年用电量同比增长11.3%，超过制造业整体增长水平3.9个百分点，此外光伏设备及元器件制造业用电量同比增长76.8%，新能源车整车制造用电量同比增长38.8%，消费品制造业各季度的同比增速及两年平均增速呈逐季上升态势。

因此，在国内全面落实工业领域及重点行业碳达峰实施方案，同时避免欧美碳边境调节机制对国内高载能行业的影响的大背景下，倒逼我国第二、第三产业需要进行节能以及绿色用能改造。在用电量不断提升的同时，以工商业为主的第二、第三产业需要加速低碳转型，这也进一步推进了工商业储能市场在国内的发展。

图 16 2019-2023全社会及分产业用电情况（亿千瓦时）



数据来源：EESA数据库

⁵中国的三次产业划分是：第一产业是指农、林、牧、渔业。第二产业是指采矿业，制造业，电力、热力、燃气，建筑业。第三产业是指除第一产业、第二产业以外的其他行业。

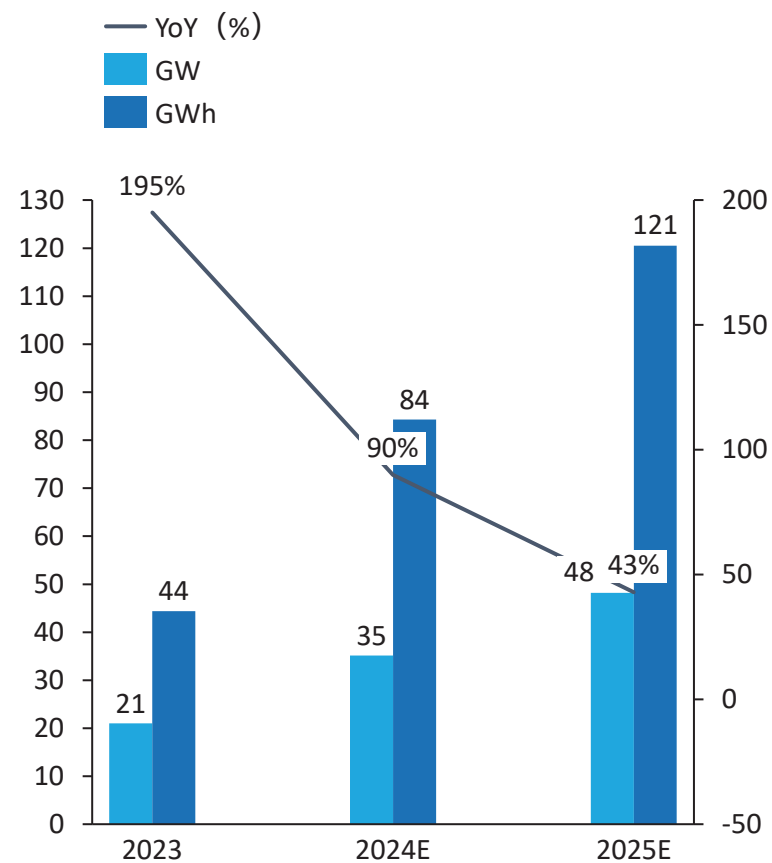
⁶我国非高载能第二产业指，除了钢铁、有色、建材及化工行业外的第二产业。

未来趋势分析

据中国电力企业联合会数据，2024年全年全社会用电量9.8万亿千瓦时，同比增长6%左右。预计2024年新投产发电装机规模将再超3亿千瓦，其中光伏新增装机171GW，集中式光伏占比约48%，新增装机85.44GW；风电新增89GW，新能源发电累计装机规模将首次超过煤电装机规模。按照平均“10%，2.4h”配储比例计算，预计2024年电源侧储能新增装机可达到16.3GW/39.2GWh。

电网侧储能可支撑电力保供、提升地区电力系统调节力、替代输变电工程投资，是构建新型电力系统的重要支撑。根据电规总院预测，支撑电力保供的电网侧储能在“十四五”后期预计需求约为25GW；其次，在充分利用火电灵活性改造、抽蓄等常规调节措施的同时，“十四五”后期仍需进一步增加新型储能以提升系统的调节能力，此部分需求约在15GW左右；再次，在新能源大规模并网的情况下，还需配置一定规模的电网侧储能以缓解配电网压力，替代输变电工程投资，预计此部分需求约为2GW。综合考虑以上场景，预计2024-2025期间电网侧储能装机约在40GW以上，储能时长2-4h。据近年电网侧储能装机增速及发展情况来看，EESA预计2024年电网侧储能装机量约在19GW/46GWh。因此2024年源网侧储能装机约可达到35GW/84GWh，同比增长90%。

图 15 中国源网侧储能装机量预测（2023-2025E）



数据来源：EESA数据库

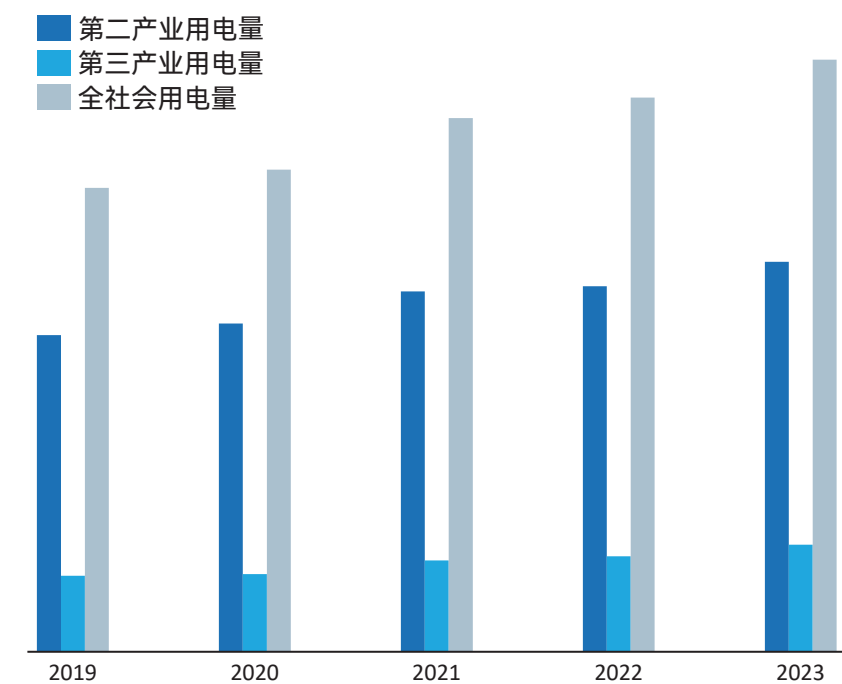
中国工商业储能市场

市场分析

近五年来，我国第二产业⁵用能不断增长，2023年全国工业和信息化工作会议指出，我国将大力推进新型工业化，锻长板，补短板，培育新兴产业，非高载能⁶第二产业用电将呈现刚性增长。根据电力规划总院数据，中国第二、第三产业用电量在近5年间持续上涨，截至2023年中国全社会用电量总计92,241亿千瓦时，同比增长6.86%，二、三产业用电量保持逐年增长态势。其中第二产业中高技术及装备制造业的用电表现尤为亮眼，全年用电量同比增长11.3%，超过制造业整体增长水平3.9个百分点，此外光伏设备及元器件制造业用电量同比增长76.8%，新能源车整车制造用电量同比增长38.8%，消费品制造业各季度的同比增速及两年平均增速呈逐季上升态势。

因此，在国内全面落实工业领域及重点行业碳达峰实施方案，同时避免欧美碳边境调节机制对国内高载能行业的影响的大背景下，倒逼我国第二、第三产业需要进行节能以及绿色用能改造。在用电量不断提升的同时，以工商业为主的第二、第三产业需要加速低碳转型，这也进一步推进了工商业储能市场在国内的发展。

图 16 2019-2023全社会及分产业用电情况（亿千瓦时）



数据来源：EESA数据库

⁵中国的三次产业划分是：第一产业是指农、林、牧、渔业。第二产业是指采矿业，制造业，电力、热力、燃气，建筑业。第三产业是指除第一产业、第二产业以外的其他行业。

⁶我国非高载能第二产业指，除了钢铁、有色、建材及化工行业外的第二产业。

与此同时，因2021国家取消工商业目录销售电价，推动工商业用户进入电力市场直接购电，各省电网代理购电价格总体呈持续上涨趋势，工商业业主安装光伏意愿大幅加强，自2022年以来工商业分布式光伏装机大幅增长，并于23年维持高增态势。根据EESA统计，2023年我国分布式光伏新增装机96.286GW，其中工商业光伏新增装机52.8GW，增长势头较猛。结合工商业分布式光伏高增和企业峰谷套利等需求因素，工商业储能也在2023年迎来了快速增长。

根据EESA统计，2023年中国用户侧储能新增装机4.77GWh，同比增长超过200%，而当前中国用户侧储能主要以工商业储能为主（户用储能市场微乎其微），且近五年工商业储能总体呈上升态势。其中2021年因宏观环境影响导致工商业储能新增装机量下降，但22年迅速反弹并于2023年突破GWh规模，正式进入快速发展阶段。

图 17 2019-2023我国分布式光伏新增装机情况 (GW)

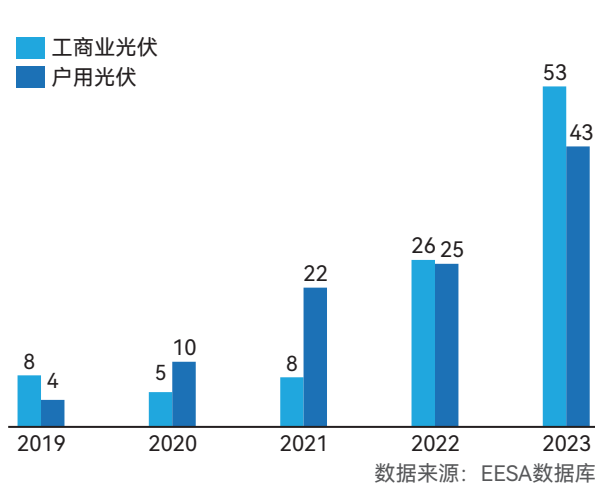
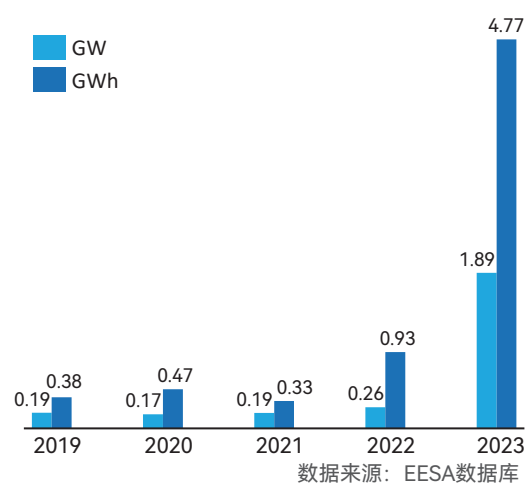
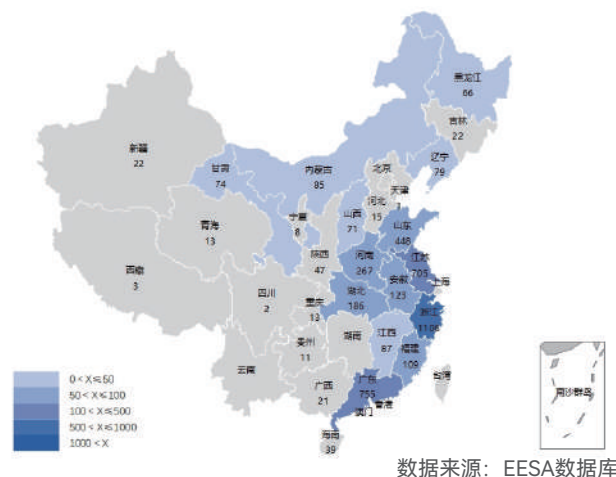


图 18 2019-2023中国工商业储能新增装机量



项目备案方面，据EESA统计，2023年中国工商业储能项目备案总数共计4,666个，规模总计2,125MW/4,400MWh。其中浙江省项目备案1,188个领跑全国，广东、江苏位列第二、三位，得益于峰谷价差和分时段及补贴政策的支持，使得该三省项目备案数量占全国约60%，成为2023年工商业储能发展的主舞台。

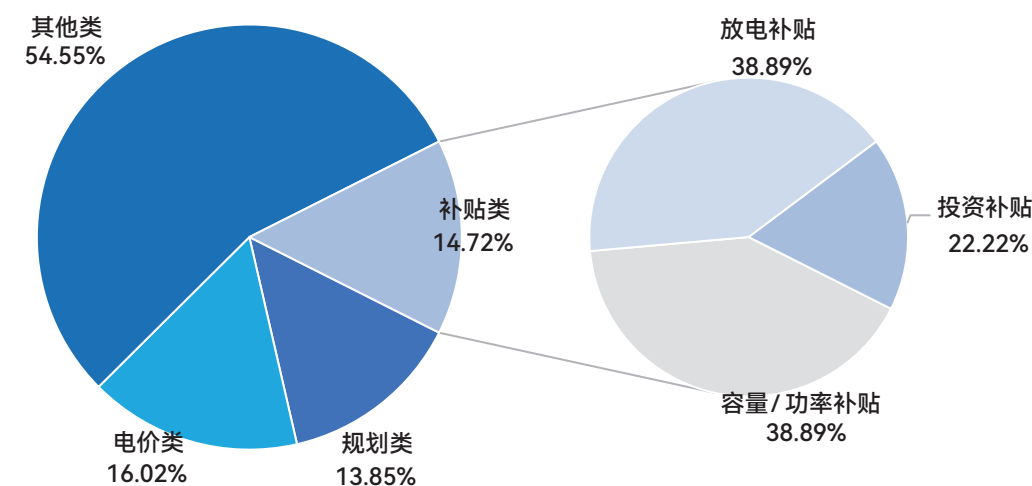
图 19 2023中国工商业储能项目备案容量地图 (MWh)



政策分析

2023年作为中国工商业储能快速发展的一年，离不开国家和各省市及地方的从规划、补贴等角度所制定的政策支持。据EESA统计，2023年中国出台关于工商业储能的政策共计231条，其中补贴政策共计32条，补贴手段主要分为放电补贴、容量/功率补贴和投资补贴，补贴政策已成为继峰谷套利后又一推动中国工商业储能发展的有力手段。

图 20 2023中国工商业储能政策构成



补贴政策方面，据EESA统计，2023年中国共10个省份发布专项补贴鼓励工商业储能发展。放电补贴中，温州、芜湖、深圳等15个地区按照储能设施年发电量给予度电补贴，补贴标准为0.2-0.8元/kWh且补贴年限2-5年不等；容量/功率补贴中，重庆铜梁、浙江永康、江苏无锡等15个地区按照储能设施容量或功率给予补贴，项目建成并网后一次性给予或三年逐步退坡的补贴，补贴标准为100-300元/kW、kWh/年；投资补贴中，浙江平湖、浙江、山西太原等6个地区按照储能设施投资额给予补贴，项目建成后按投资额2%-30%比例给予补贴。上述政策成为工商业储能项目重要获利来源，多模式增厚电站收益，助力投资方降低项目回收期从而降低投资风险，极大程度上推动了工商业储能在补贴政策覆盖区域内的发展进度。

与此同时，因2021国家取消工商业目录销售电价，推动工商业用户进入电力市场直接购电，各省电网代理购电价格总体呈持续上涨趋势，工商业业主安装光伏意愿大幅加强，自2022年以来工商业分布式光伏装机大幅增长，并于23年维持高增态势。根据EESA统计，2023年我国分布式光伏新增装机96.286GW，其中工商业光伏新增装机52.8GW，增长势头较猛。结合工商业分布式光伏高增和企业峰谷套利等需求因素，工商业储能也在2023年迎来了快速增长。

根据EESA统计，2023年中国用户侧储能新增装机4.77GWh，同比增长超过200%，而当前中国用户侧储能主要以工商业储能为主（户用储能市场微乎其微），且近五年工商业储能总体呈上升态势。其中2021年因宏观环境影响导致工商业储能新增装机量下降，但22年迅速反弹并于2023年突破GWh规模，正式进入快速发展阶段。

图 17 2019-2023我国分布式光伏新增装机情况 (GW)

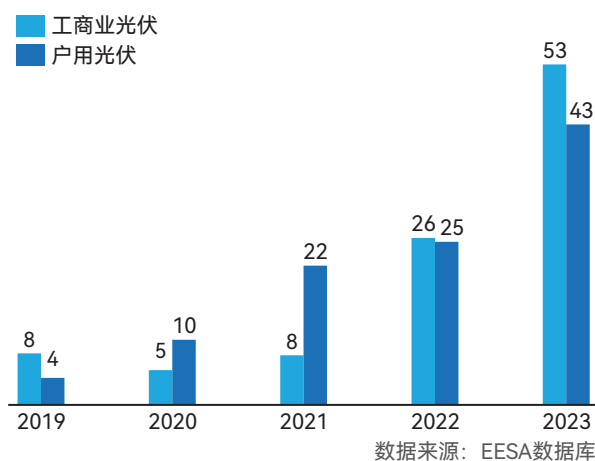
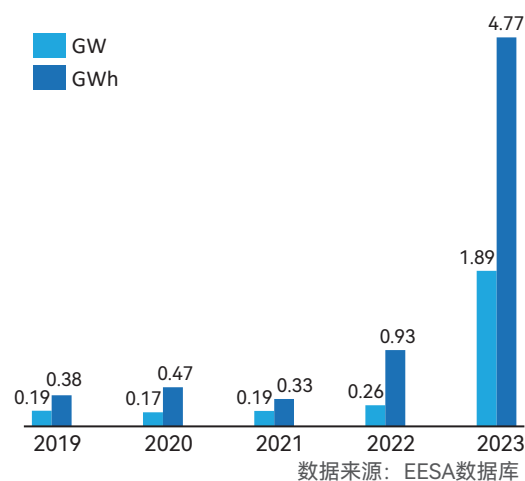
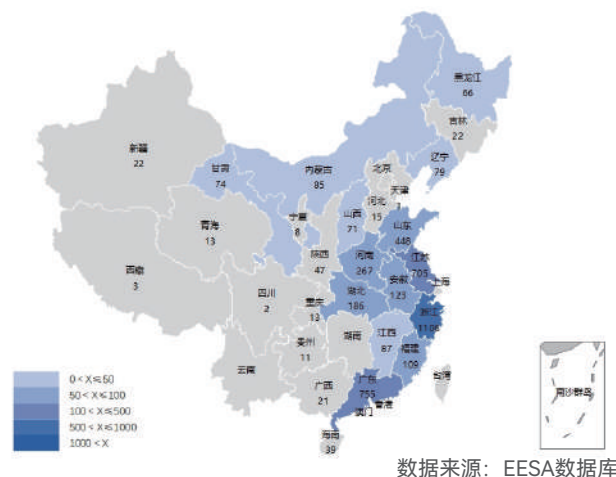


图 18 2019-2023中国工商业储能新增装机量



项目备案方面，据EESA统计，2023年中国工商业储能项目备案总数共计4,666个，规模总计2,125MW/4,400MWh。其中浙江省项目备案1,188个领跑全国，广东、江苏位列第二、三位，得益于峰谷价差和分时段及补贴政策的支持，使得该三省项目备案数量占全国约60%，成为2023年工商业储能发展的主舞台。

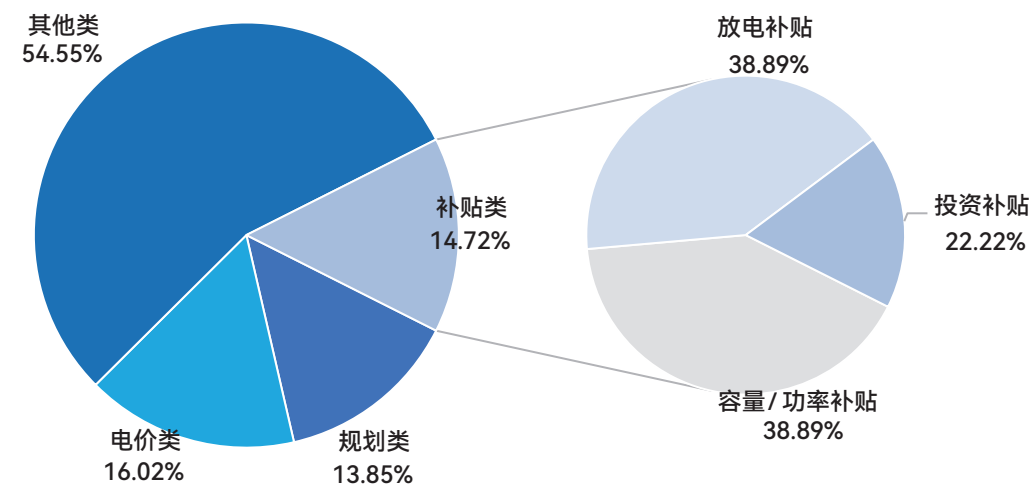
图 19 2023中国工商业储能项目备案容量地图 (MWh)



政策分析

2023年作为中国工商业储能快速发展的一年，离不开国家和各省市及地方的从规划、补贴等角度所制定的政策支持。据EESA统计，2023年中国出台关于工商业储能的政策共计231条，其中补贴政策共计32条，补贴手段主要分为放电补贴、容量/功率补贴和投资补贴，补贴政策已成为继峰谷套利后又一推动中国工商业储能发展的有力手段。

图 20 2023中国工商业储能政策构成



数据来源：EESA数据库

补贴政策方面，据EESA统计，2023年中国共10个省份发布专项补贴鼓励工商业储能发展。放电补贴中，温州、芜湖、深圳等15个地区按照储能设施年发电量给予度电补贴，补贴标准为0.2-0.8元/kWh且补贴年限2-5年不等；容量/功率补贴中，重庆铜梁、浙江永康、江苏无锡等15个地区按照储能设施容量或功率给予补贴，项目建成并网后一次性给予或三年逐步退坡的补贴，补贴标准为100-300元/kW、kWh/年；投资补贴中，浙江平湖、浙江、山西太原等6个地区按照储能设施投资额给予补贴，项目建成后按投资额2%-30%比例给予补贴。上述政策成为工商业储能项目重要获利来源，多模式增厚电站收益，助力投资方降低项目回收期从而降低投资风险，极大程度上推动了工商业储能在补贴政策覆盖区域内的发展进度。

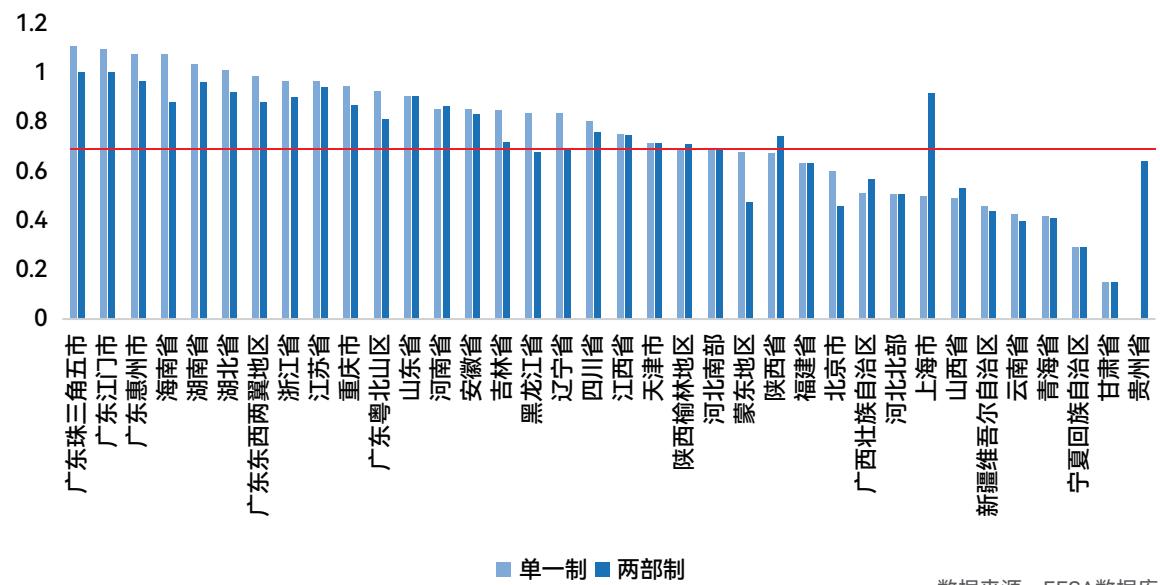
表 2 2023年工商业储能补贴政策汇总表

补贴政策	涉及地区
放电补贴	浙江省：温州瓯海、温州龙岗、金华金东、义乌； 广东省：东莞、深圳福田、广州黄埔； 江苏省：常州、苏州工业园区、无锡； 其他：安徽合肥和芜湖、天津滨海高新区、湖南长沙、重庆铜梁；
容量/功率补贴	浙江省：杭州萧山、诸暨、温州瓯海区、嘉善、金华婺城、永康、嵊州； 广东省：肇庆高新区、东莞东城街道； 其他：重庆两江新区和铜梁、四川成都、安徽蚌埠、江苏无锡高新区、河南；
投资补贴	浙江省：平湖、海盐县、舟山普陀； 其他：广东深圳、山西太原、北京朝阳区；

数据来源：EESA数据库

电价政策方面，2023年以来，中国各地分时电价政策落地且峰谷价差不断扩大，工商业储能经济性逐步凸显。峰谷价差方面，据EESA统计，2023年12月全国近80%地区峰谷价差环比增从，峰谷电价差超4：1的省份多达17个，且全年平均峰谷价差超0.7元/kWh省份数量达20（单一制1-10kV）和21（两部制1-10kV）；峰谷时段方面，超20个省份可满足两充两放充电策略，部分省份为“谷-峰”策略，多数省份为“谷-峰+平-峰”策略，理论上给予工商业储能发展土壤和盈利空间。

图 21 2023年全年各地峰谷价差均值（1-10kV）



数据来源：EESA数据库

区域分析

结合上述补贴政策及各省峰谷价差情况，当前浙江、江苏和广东三省工商业储能经济性优越，行业发展高增。假配置1MW/2MWh工商业储能系统，变压器容量满足储能充电需求，项目EPC投资成本1.5元/Wh，每天2次充放，年工作天数300天，充、放电效率95%且其他装置效率98%，电池衰减2%/年，系统每年运维费率2%，相应税率及折现考虑在内，仅考虑峰谷套利的测算下，广东省珠三角五市项目IRR17%（项目回收期5年），浙江省项目IRR11%（项目回收期7年），江苏省项目IRR15%（项目回收期6年），具备优越经济性。

表 3 我国工商业储能发展较好地区

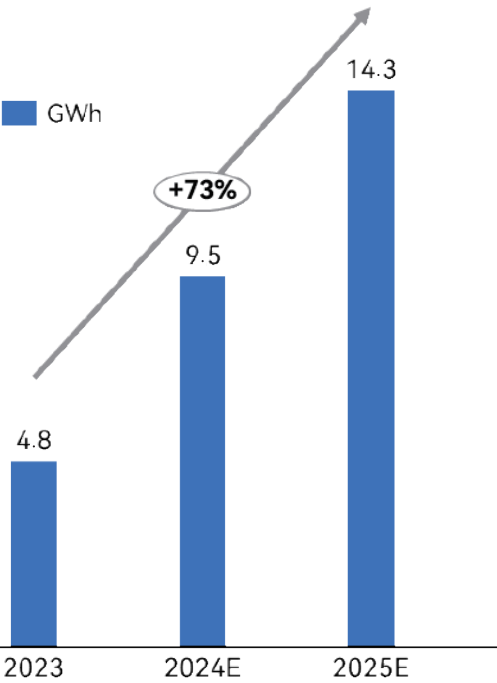
现阶段工商业储能发展高增地区			
广东省	NPV (2419359)	IRR (17%)	投资回收期 (5年)
浙江省	NPV (1331382)	IRR (11%)	投资回收期 (7年)
江苏省	NPV (2030059)	IRR (15%)	投资回收期 (6年)

数据来源：EESA数据库

未来趋势分析

市场空间方面，虽然现阶段工商业储能市场情绪仍高于实际需求，且工商业储能项目的推动仍存在诸多因素牵制（如场地、变压器容量、价格不确定性及安全问题等），但未来随着成本下降、市场运作机制相应成熟后，已有的存量厂房和园区叠加更多新的应用场景将会为工商业储能提供更大市场空间。一方面，目前我国存量工业、商业竣工面积分别为 67、34 亿平米，且每年新增工业、商业竣工面积分别为 5、2.5 亿平米，以5%-6%进度开发存量屋顶且以20%-30%进度开发新增屋顶并以配储比例8%计算，预计2024年和2025年工商业储能装机分别为4.8GW和6.15GW；另一方面，全国商业综合体近3W个，此类新型应用场景也将为工商业储能装机带来新的空间。

图 22 中国工商业储能规模预测（GWh）



数据来源：EESA数据库

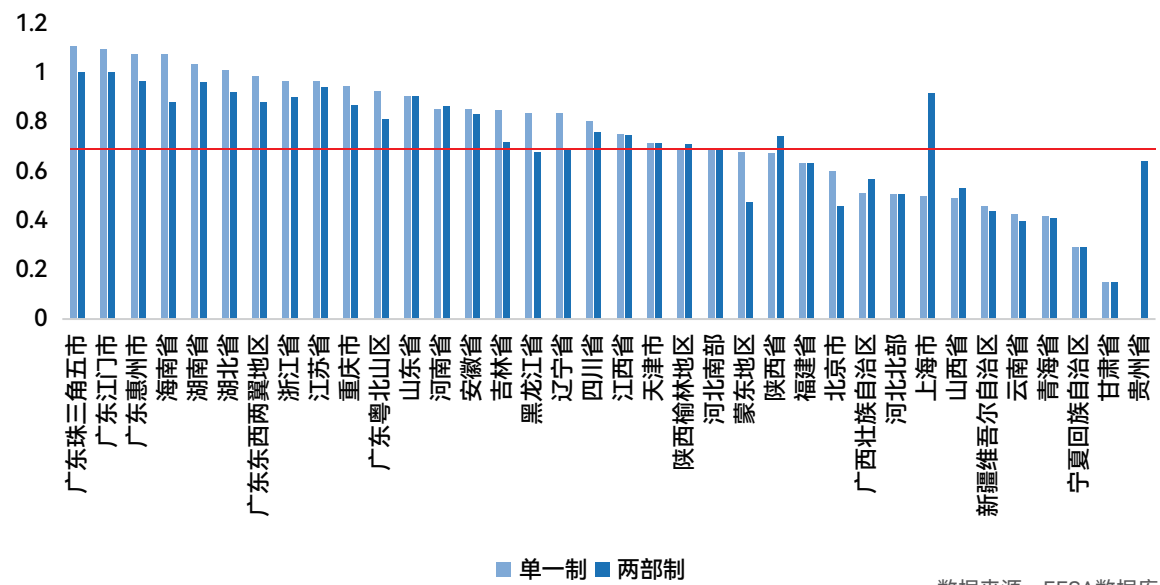
表 2 2023年工商业储能补贴政策汇总表

补贴政策	涉及地区
放电补贴	浙江省：温州瓯海、温州龙岗、金华金东、义乌； 广东省：东莞、深圳福田、广州黄埔； 江苏省：常州、苏州工业园区、无锡； 其他：安徽合肥和芜湖、天津滨海高新区、湖南长沙、重庆铜梁；
容量/功率补贴	浙江省：杭州萧山、诸暨、温州瓯海区、嘉善、金华婺城、永康、嵊州； 广东省：肇庆高新区、东莞东城街道； 其他：重庆两江新区和铜梁、四川成都、安徽蚌埠、江苏无锡高新区、河南；
投资补贴	浙江省：平湖、海盐县、舟山普陀； 其他：广东深圳、山西太原、北京朝阳区；

数据来源：EESA数据库

电价政策方面，2023年以来，中国各地分时电价政策落地且峰谷价差不断扩大，工商业储能经济性逐步凸显。峰谷价差方面，据EESA统计，2023年12月全国近80%地区峰谷价差环比增从，峰谷电价差超4：1的省份多达17个，且全年平均峰谷价差超0.7元/kWh省份数量达20（单一制1-10kV）和21（两部制1-10kV）；峰谷时段方面，超20个省份可满足两充两放充电策略，部分省份为“谷-峰”策略，多数省份为“谷-峰+平-峰”策略，理论上给予工商业储能发展土壤和盈利空间。

图 21 2023年全年各地峰谷价差均值（1-10kV）



数据来源：EESA数据库

区域分析

结合上述补贴政策及各省峰谷价差情况，当前浙江、江苏和广东三省工商业储能经济性优越，行业发展高增。假设配置1MW/2MWh工商业储能系统，变压器容量满足储能充电需求，项目EPC投资成本1.5元/Wh，每天2次充放，年工作天数300天，充、放电效率95%且其他装置效率98%，电池衰减2%/年，系统每年运维费率2%，相应税率及折现考虑在内，仅考虑峰谷套利的测算下，广东省珠三角五市项目IRR17%（项目回收期5年），浙江省项目IRR11%（项目回收期7年），江苏省项目IRR15%（项目回收期6年），具备优越经济性。

表 3 我国工商业储能发展较好地区

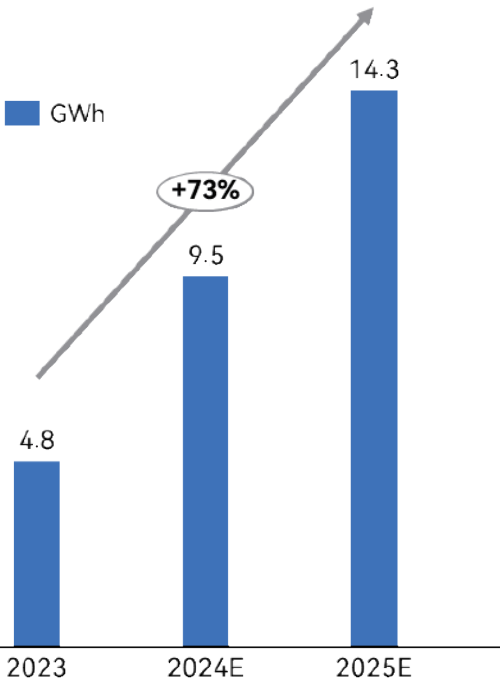
现阶段工商业储能发展高增地区			
广东省	NPV (2419359)	IRR (17%)	投资回收期 (5年)
浙江省	NPV (1331382)	IRR (11%)	投资回收期 (7年)
江苏省	NPV (2030059)	IRR (15%)	投资回收期 (6年)

数据来源：EESA数据库

未来趋势分析

市场空间方面，虽然现阶段工商业储能市场情绪仍高于实际需求，且工商业储能项目的推动仍存在诸多因素牵制（如场地、变压器容量、价格不确定性及安全问题等），但未来随着成本下降、市场运作机制相应成熟后，已有的存量厂房和园区叠加更多新的应用场景将会为工商业储能提供更大市场空间。一方面，目前我国存量工业、商业竣工面积分别为 67、34 亿平米，且每年新增工业、商业竣工面积分别为 5、2.5 亿平米，以5%-6%进度开发存量屋顶且以20%-30%进度开发新增屋顶并以配储比例8%计算，预计2024年和2025年工商业储能装机分别为4.8GW和6.15GW；另一方面，全国商业综合体近3W个，此类新型应用场景也将为工商业储能装机带来新的空间。

图 22 中国工商业储能规模预测（GWh）



数据来源：EESA数据库

政策方面，关于峰谷价差方向，现虽已出现个别省份峰谷价差有所减少的情况，但因我国当前仍需通过峰谷价差和时段来引导负荷侧的用电习惯，且当前工商业储能仍靠峰谷套利盈利，短期内峰谷价差并不会出现大幅度降低；关于峰谷时段方向，现河南省因分布式光伏消纳问题已调整峰谷时段使得该地区只能满足一充一放策略，未来全国一充一放或成大趋势。综上，峰谷价差降低叠加两充两放策略变为一充一放，工商业储能以现阶段模型测算的盈利性将大幅下降，但未来随着电力现货市场的全面开启，工商业储能通过虚拟电厂进行电力现货交易、需求侧响应和提供辅助服务或将成为继峰谷套利后另一盈利方向。

商业模式方面，目前共有四种商业模式，分别为合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、业主自投以及纯租赁模式。当下工商业储能仍处发展早期，初始投资过高所带来的资金压力和对于设备存在的安全顾虑削弱了业主自投的意愿度，而在合同能源管理模式无需业主自投且投资方和业主方均可获得储能收益，此外再引入融资租赁方可进一步降低能源服务商的资金压力，故当前主要以合同能源管理和融资租赁模式成为主流。在未来发展到主流阶段，工商业储能的性能、安全和价值均已得到市场充分认可的时候，业主将不再存在投资决策压力，同时纯租赁模式的动态扩容和轻资产运营的优势更适用于用电企业临时增加储能的需求，故在未来业主自投和融资租赁的模式将占比更高。

盈利模式方面，虽工商业储能有峰谷套利、需量管理、需求侧响应和提供辅助服务等盈利模式，但现阶段峰谷套利仍是最主要盈利来源，而未来虚拟电厂将为工商业储能增厚利润又一途径，或成为主要盈利来源。未来受一充一放策略和峰谷价差变动影响，峰谷套利所带来的利润呈现不稳定性，但随着虚拟电厂的不断发展以及我国各省电力现货市场的不断开启，作为虚拟电厂重要的聚合资源将按照虚拟电厂所制定的策略参与到电力现货交易中，同时仍可提供辅助服务和需求侧响应，并与虚拟电厂进行利润分成，实现新的盈利模式。

未来潜力市场方面，综合考虑充放电策略、峰谷价差、政策补贴和工业发展情况，预计安徽、湖北和湖南三省的工商业储能在未来具备较大发展潜力。首先，安徽、湖北和湖南三省具备两充两放条件；其次，安徽、湖北和湖南三省可再生能源发电占比和第三产业占比较高，因此日间能量供需错配且日内负荷曲线波动较大，在此背景下分时电价机制存在一定可持续性；再次，安徽和湖南两省均于2023年发布工商业补贴政策用以推动项目落地和行业发展；最后，安徽、湖北和湖南三省分别拥有超2万家规上工业企业，完全具备工商业储能发展所依赖的工业基础。综上，现阶段广东、浙江和江苏三省为工商业储能较为成熟的发展市场，未来安徽、湖北和湖南三省将成为江、浙、粤外具备发展潜力的市场。

第三章

碳中和背景下储能技术创新与发展趋势



政策方面，关于峰谷价差方向，现虽已出现个别省份峰谷价差有所减少的情况，但因我国当前仍需通过峰谷价差和时段来引导负荷侧的用电习惯，且当前工商业储能仍靠峰谷套利盈利，短期内峰谷价差并不会出现大幅度降低；关于峰谷时段方向，现河南省因分布式光伏消纳问题已调整峰谷时段使得该地区只能满足一充一放策略，未来全国一充一放或成大趋势。综上，峰谷价差降低叠加两充两放策略变为一充一放，工商业储能以现阶段模型测算的盈利性将大幅下降，但未来随着电力现货市场的全面开启，工商业储能通过虚拟电厂进行电力现货交易、需求侧响应和提供辅助服务或将成为继峰谷套利后另一盈利方向。

商业模式方面，目前共有四种商业模式，分别为合同能源管理、融资租赁+合同能源管理、业主自投以及纯租赁模式。当下工商业储能仍处发展早期，初始投资过高所带来的资金压力和对于设备存在的安全顾虑削弱了业主自投的意愿度，而在合同能源管理模式下无需业主自投且投资方和业主方均可获得储能收益，此外再引入融资租赁方可进一步降低能源服务商的资金压力，故当前主要以合同能源管理和融资租赁模式成为主流。在未来发展到主流阶段，工商业储能的性能、安全和价值均已得到市场充分认可的时候，业主将不再存在投资决策压力，同时纯租赁模式的动态扩容和轻资产运营的优势更适用于用电企业临时增加储能的需求，故在未来业主自投和融资租赁的模式将占比更高。

盈利模式方面，虽工商业储能有峰谷套利、需量管理、需求侧响应和提供辅助服务等盈利模式，但现阶段峰谷套利仍是最主要盈利来源，而未来虚拟电厂将为工商业储能增厚利润又一途径，或成为主要盈利来源。未来受一充一放策略和峰谷价差变动影响，峰谷套利所带来的利润呈现不稳定性，但随着虚拟电厂的不断发展以及我国各省电力现货市场的不断开启，作为虚拟电厂重要的聚合资源将按照虚拟电厂所制定的策略参与到电力现货交易中，同时仍可提供辅助服务和需求侧响应，并与虚拟电厂进行利润分成，实现新的盈利模式。

未来潜力市场方面，综合考虑充放电策略、峰谷价差、政策补贴和工业发展情况，预计安徽、湖北和湖南三省的工商业储能在未来具备较大发展潜力。首先，安徽、湖北和湖南三省具备两充两放条件；其次，安徽、湖北和湖南三省可再生能源发电占比和第三产业占比较高，因此日间能量供需错配且日内负荷曲线波动较大，在此背景下分时电价机制存在一定可持续性；再次，安徽和湖南两省均于2023年发布工商业补贴政策用以推动项目落地和行业发展；最后，安徽、湖北和湖南三省分别拥有超2万家规上工业企业，完全具备工商业储能发展所依赖的工业基础。综上，现阶段广东、浙江和江苏三省为工商业储能较为成熟的发展市场，未来安徽、湖北和湖南三省将成为江、浙、粤外具备发展潜力的市场。

第三章

碳中和背景下储能技术创新与发展趋势



储能系统集成

储能系统集成技术对于储能应用具有重要意义。从应用角度出发，电池、PCS等设备能够以集成系统为单元，统一接受上层能量管理系统的调度与控制，上层能量管理系统不必协调底层设备的运行与控制，即可实现彼此间控制范围与时间尺度上的清晰划分。从设备研制角度出发，储能系统集成技术可实现设备与应用领域的衔接，为设备的模块化、标准化和低成本提供保障。

图 23 新一代液冷储能系统



图片来源：海博思创

随着技术的不断发展，储能系统集成技术也在不断创新和迭代。目前，储能系统集成技术路线主要包括集中式、分布式、智能组串式、高压级联和集散式。其中，集中式储能系统主要适用于低压大功率场景，通过电池多簇并联后与PCS相连，实现大功率、高效率的能源储存和输出。分布式储能系统则更适用于低压小功率场景，每一簇电池都与一个PCS单元连接，实现小功率、分布式的能源储存和管理。智能组串式储能系统则基于分布式储能系统架构，通过电池模组级能量优化、电池单簇能量控制等创新技术，实现储能系统的高效应用。高压级联式储能系统则直接将电池单簇逆变接入高压电网，实现大容量、高效率的能源储存和输出。集散式储能系统则通过直流侧多分支并联和DC/DC变换器等方式，实现电池的隔离和汇集，提高系统的可靠性和效率。

从当前的技术发展趋势来看，交直流一体化储能系统、高压级联式储能系统和站房式储能系统有望在储能系统中得到更广泛的应用。

交直流一体化储能系统

在传统储能系统中，电池直流舱与PCS交流舱是相互独立的，电池单元与PCS设备到项目场地后再进行并网测试。交直流一体方案，通过将以电池单元为核心的直流系统与以PCS为核心的交流系统在结构和应用上实现一体融合，不仅结构更优更简，而且整个储能系统的性能、效率、安全均得到提升。

在性能方面，交直流一体方案可实现电池的簇级管理，解决电池不一致性的短板效应、减少了转化层级，同时可提高能量转换效率，减少故障损失率。交直流一体方案在储能系统全生命周期中整体提升了电池放电量。与传统DCDC+集中式PCS两级转化相比，交直流一体方案也减少了转化层级，使系统循环效率RTE得到提升。在交付方面，交直流一体化储能系统可以在工厂内完成装配，免去现场PCS安装、直流接线、通讯测试、充放电测试四大环节，做到到站即并网、节约工期，大幅提升项目施工效率。在安全方面，交直流一体化储能系统的电池与PCS间采用标准化短线缆连接，并内置于全液冷散热空调房，可大大降低拉弧风险，且无需直流防雷，从而大大提高储能系统的安全性。

高压级联式储能系统

高压级联技术是一种在储能系统中应用的拓扑结构，其主要优势在于能够直接输出高压，无需经过变压器。高压级联技术在减小系统损耗、提高效率的同时，降低土地建设施工成本，提高单位建设面积的能量密度。高压级联式储能系统和低压并联分布式储能系统方案相比，省去工频变压器，提高运行效率，整体工作效率可达到98%以上。并且由于省去工频变压器和分布式储能电站储能变流器（DC/AC变换器），可以实现直挂于中高压电网，减小占地约20%。

另外，由于高压级联技术无需使用变压器表现出整体成本优势，可以节省一部分设备成本，同时减小了系统损耗，降低了运行成本。虽然高压级联技术在单体设备投入方面可能略高于传统技术，但因其运行效率高、损耗小等优势，总体成本仍然具有竞争力。并且，高压级联式储能系统可通过一套装备实现“传统储能变流器+无功补偿SVG”两套装置的功能，同时提供有功支撑和无功调节，为系统提供转动惯量，减少了无功补偿SVG装置的投资和工程建设成本，在大容量情况下具有经济优势。

站房式储能系统集成技术

目前，典型的锂离子电池储能系统多采用分散式布置方式，面临建设成本高、运维难度大、环境兼容性差等问题。在单体储能系统装机规模的不断扩大的背景下，上述问题愈发凸显。开发具备低建设成本、低运维难度及低环境依赖性的高效储能系统迫在眉睫。站房式储能系统集成技术应运而生，是一种将电池系统等储能核心设备放置在建筑物内的储能集成方式。

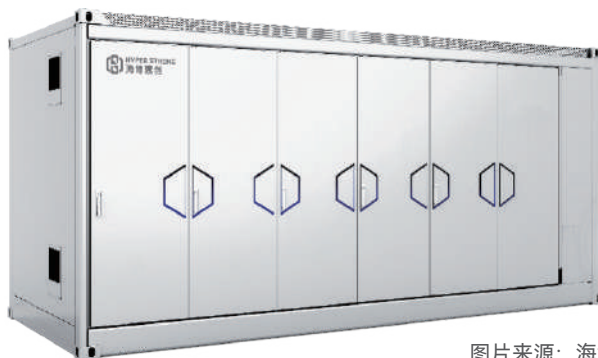
站房式储能系统集成技术具有占地面积小、建造成本低、设备统筹管理方便等技术经济优势，在空间利用率、运维操作友好性等方面优于预制舱布置方式。同时，站房式储能系统集成技术具有更好的隔热效果，有利于降低系统热管理损耗，提高电站综合效率。采用站房式储能路线可实现对站内设备的集约化高效利用和统筹管理，进一步降低设备成本，在大容量电池储能领域应用前景广阔。

储能集成技术具有迭代速度快、多专业融合度高的特点。总体来看，以上三种技术作为先进的储能系统集成技术，具有广阔的应用前景和巨大的发展潜力。虽然这些技术也存在一些潜在问题需要在实际应用中加以解决和完善，例如对系统布局和组装的要求较高、单个电池的绝缘性能要求变高等。但是，随着技术的不断进步和应用场景的不断拓展，它们将成为储能系统发展的重要趋势之一。在双碳目标指引下，储能集成技术将不断适应新型电力系统的特征和需求，系统化构建满足调峰、调频、应急响应等场景的“三电架构”，加强对新型电力系统的支撑能力，成为实现能源科技革命的重要保障。

储能系统集成

储能系统集成技术对于储能应用具有重要意义。从应用角度出发，电池、PCS等设备能够以集成系统为单元，统一接受上层能量管理系统的调度与控制，上层能量管理系统不必协调底层设备的运行与控制，即可实现彼此间控制范围与时间尺度上的清晰划分。从设备研制角度出发，储能系统集成技术可实现设备与应用领域的衔接，为设备的模块化、标准化和低成本提供保障。

图 23 新一代液冷储能系统



图片来源：海博思创

随着技术的不断发展，储能系统集成技术也在不断创新和迭代。目前，储能系统集成技术路线主要包括集中式、分布式、智能组串式、高压级联和集散式。其中，集中式储能系统主要适用于低压大功率场景，通过电池多簇并联后与PCS相连，实现大功率、高效率的能源储存和输出。分布式储能系统则更适用于低压小功率场景，每一簇电池都与一个PCS单元连接，实现小功率、分布式的能源储存和管理。智能组串式储能系统则基于分布式储能系统架构，通过电池模组级能量优化、电池单簇能量控制等创新技术，实现储能系统的高效应用。高压级联式储能系统则直接将电池单簇逆变接入高压电网，实现大容量、高效率的能源储存和输出。集散式储能系统则通过直流侧多分支并联和DC/DC变换器等方式，实现电池的隔离和汇集，提高系统的可靠性和效率。

从当前的技术发展趋势来看，交直流一体化储能系统、高压级联式储能系统和站房式储能系统有望在储能系统中得到更广泛的应用。

交直流一体化储能系统

在传统储能系统中，电池直流舱与PCS交流舱是相互独立的，电池单元与PCS设备到项目场地后再进行并网测试。交直流一体方案，通过将以电池单元为核心的直流系统与以PCS为核心的交流系统在结构和应用上实现一体融合，不仅结构更优更简，而且整个储能系统的性能、效率、安全均得到提升。

在性能方面，交直流一体方案可实现电池的簇级管理，解决电池不一致性的短板效应、减少了转化层级，同时可提高能量转换效率，减少故障损失率。交直流一体方案在储能系统全生命周期中整体提升了电池放电量。与传统DCDC+集中式PCS两级转化相比，交直流一体方案也减少了转化层级，使系统循环效率RTE得到提升。在交付方面，交直流一体化储能系统可以在工厂内完成装配，免去现场PCS安装、直流接线、通讯测试、充放电测试四大环节，做到到站即并网、节约工期，大幅提升项目施工效率。在安全方面，交直流一体化储能系统的电池与PCS间采用标准化短线缆连接，并内置于全液冷散热空调房，可大大降低拉弧风险，且无需直流防雷，从而大大提高储能系统的安全性。

高压级联式储能系统

高压级联技术是一种在储能系统中应用的拓扑结构，其主要优势在于能够直接输出高压，无需经过变压器。高压级联技术在减小系统损耗、提高效率的同时，降低土地建设施工成本，提高单位建设面积的能量密度。高压级联式储能系统和低压并联分布式储能系统方案相比，省去工频变压器，提高运行效率，整体工作效率可达到98%以上。并且由于省去工频变压器和分布式储能电站储能变流器（DC/AC变换器），可以实现直挂于中高压电网，减小占地约20%。

另外，由于高压级联技术无需使用变压器表现出整体成本优势，可以节省一部分设备成本，同时减小了系统损耗，降低了运行成本。虽然高压级联技术在单体设备投入方面可能略高于传统技术，但因其运行效率高、损耗小等优势，总体成本仍然具有竞争力。并且，高压级联式储能系统可通过一套装备实现“传统储能变流器+无功补偿SVG”两套装置的功能，同时提供有功支撑和无功调节，为系统提供转动惯量，减少了无功补偿SVG装置的投资和工程建设成本，在大容量情况下具有经济优势。

站房式储能系统集成技术

目前，典型的锂离子电池储能系统多采用分散式布置方式，面临建设成本高、运维难度大、环境兼容性差等问题。在单体储能系统装机规模的不断扩大的背景下，上述问题愈发凸显。开发具备低建设成本、低运维难度及低环境依赖性的高效储能系统迫在眉睫。站房式储能系统集成技术应运而生，是一种将电池系统等储能核心设备放置在建筑物内的储能集成方式。

站房式储能系统集成技术具有占地面积小、建造成本低、设备统筹管理方便等技术经济优势，在空间利用率、运维操作友好性等方面优于预制舱布置方式。同时，站房式储能系统集成技术具有更好的隔热效果，有利于降低系统热管理损耗，提高电站综合效率。采用站房式储能路线可实现对站内设备的集约化高效利用和统筹管理，进一步降低设备成本，在大容量电池储能领域应用前景广阔。

储能集成技术具有迭代速度快、多专业融合度高的特点。总体来看，以上三种技术作为先进的储能系统集成技术，具有广阔的应用前景和巨大的发展潜力。虽然这些技术也存在一些潜在问题需要在实际应用中加以解决和完善，例如对系统布局和组装的要求较高、单个电池的绝缘性能要求变高等。但是，随着技术的不断进步和应用场景的不断拓展，它们将成为储能系统发展的重要趋势之一。在双碳目标指引下，储能集成技术将不断适应新型电力系统的特征和需求，系统化构建满足调峰、调频、应急响应等场景的“三电架构”，加强对新型电力系统的支撑能力，成为实现能源科技革命的重要保障。

储能电池

大容量电芯技术

随着可再生能源渗透率的不断提升，为了保证新型电力系统的长期稳定性，所需配置储能的时长将越来越长，长时储能的需求将在未来的电力系统中不断催生。伴随储能系统时长走向4小时、8小时，单体储能电站的电量也将从百MWh迈向GWh时代。以1GWh的储能电站为例，使用24年新进入市场的314Ah电芯，整个电站需要监控和管理的电芯数量达到100万颗。巨量的电芯，从电芯的监控管理，到单个储能产品的监控管理，再到整个电站的监控管理，都带来极大挑战。集成度更高、一致性更好的电芯是解决路径之一，提升电芯Ah数成为行业发展共识。

2020年，宁德时代将280Ah电芯引入电力储能市场，71173尺寸平台成为当前行业的不二选择。2023年，多家电芯厂家相继发布314Ah电芯，“单芯一度电”。71173平台完成了第一次行业升级，电芯走进了300Ah+时代。匹配液冷技术，推动储能系统进入了单柜5MWh时代，大幅降低了储能系统的CAPEX。与此同时，电芯厂家仍在关注基于71173平台的电量升级，持续降低电芯和储能系统的Wh成本。瑞浦兰钧的问顶系列320Ah、345Ah，海辰储能、鹏辉能源、楚能新能源的320Ah，部分厂家还在开发350Ah电芯。

然而，尽管300Ah+大容量电池不断，但这些尝试并未真正满足储能场景的快速变化。为了实现电芯瓦时成本的进一步降低，不少厂家正在尝试突破现有尺寸。蜂巢能源的L500型325Ah电力储能专用电芯、捷威动力360Ah磷酸铁锂方形储能电芯、海基新能源375Ah大容量储能电芯、雄韬股份的580Ah储能锂电池、亿纬锂能的Mr.BIG 628Ah电芯，以及海辰储能的长时储能专用电芯MIC1130Ah。大电芯纷纷指向以更低的瓦时成本、更高的集成度且满足电网侧储能系统20年的运营需求。

得益于能量密度的提升，大电芯在电芯、系统集成、产线投资方面都大幅降低投资成本。电芯重新设计了电芯本体的结构和化学配方，内部结构件的大量简化，结合正负极配方的提升，促进电芯单瓦时成本的降低；制造方面，单位时间内电芯的产能效率提升1-3倍，降低产线的单瓦时投资与电芯的制造成本；系统集成方面，电芯数量的大幅减少，显著降低了高压盒、线束等零部件的数量，同时为安装效率的提升提供可能。降本增效的同时减少故障点，提高储能系统可靠性。大电芯带来储能系统产品的能量密度的提升，大幅降低项目占地面积，吊装系统的数量。使用大电芯可以将20尺储能标准柜的电量提升到6MWh。相比使用280Ah电芯的20尺单箱3.44MWh储能系统，能量密度、单位面积电量提升了45%。以50MW/200MWh的储能电站为例，使用大电芯的储能系统，能够减少43%集装箱数量和40%的占地面积。对于集中式储能系统，大电芯通过减少了并联的电芯组串数量，减少并联适配木桶效应带来的可用电量衰减问题，确保系统层级的长寿命使用，增加全生命周期的总放电量，保证储能项目的高盈利能力。

表 4 大电芯应用示范（200MWh电站为例）

200MWh电站	电芯数量	PCS数量	储能柜数量	排列组合
280Ah	226,560	15	59	15排x4列
1130Ah	56,576	17	34	9排x4列

表 5 部分厂商大电芯产品规格

产品	蜂巢能源	海基新能源	雄韬股份	亿纬锂能	海辰储能
规格	325Ah	375Ah	580Ah	628Ah	1130Ah
宽mm	500	45	352	346	580
厚度mm	21	360	71	71	75

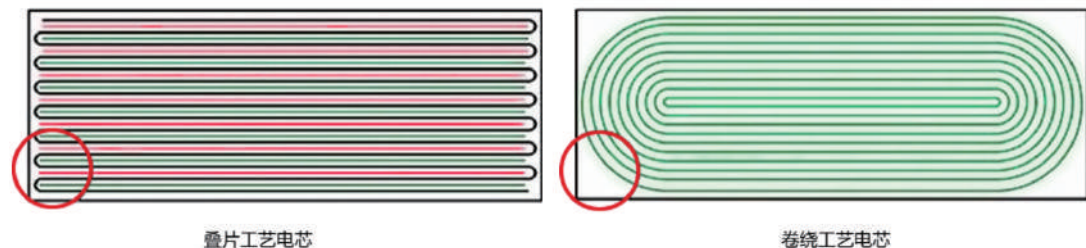
表格来源：海辰储能

电芯外形宽薄化

叠片工艺是大电芯宽薄化的必选制造工艺。280Ah电芯使用卷绕工艺，使用2个卷芯在71173平台下实现280Ah。继续增加体积提升电芯单体电量，卷绕工艺的弱点将被放大，例如极耳变形、圆弧角处应力集中、膨胀力、电解液浸润、电流密度均匀性等。Z字折叠的叠片工艺，由于无圆弧设计，解决了极耳变形、圆弧角应力集中，以及由此引出的更大膨胀力问题。因此，叠片工艺赋能大电芯降低故障率。

在生产节拍方面，叠片工艺慢与卷绕，但是，大尺寸极片将平衡此问题。随着电芯尺寸往宽度扩展，一方面大JR卷绕对于卷绕效率的提升要求更苛刻，影响卷绕良率和效率；另一方面叠片工艺1次极片尺寸相当于卷绕电芯动作2~4次，将大幅提升叠片效率，结合良率的提升，实现低节拍高产量的需求。

图 24 卷绕工艺与叠片工艺电芯示意图



图片来源：海辰储能

除此之外，使用叠片工艺能为电芯隔膜提供4个方向的浸润，缩短注入电解液后的静置时间，提高电芯生产效率。叠片工艺下还可使用全极耳设计，带来更高的电流密度均匀性，从而提升大电芯的电流承载能力。综上所述，叠片是现阶段匹配大电芯的最优选择之一。进一步提升叠片生产节拍、增大叠片尺寸、提升制造良率是充分兑现大电芯成本、性能优势，提高产业高质量发展的方

大电芯

此外，安全是电化学储能产业健康、高质量发展的基石。温度是电芯安全运行的首要参数。为了攻克大电芯的高产热所带来的安全挑战，采用低粘高导电解液，降低液相阻抗；多元掺杂磷酸铁锂正极和低表面缺陷石墨负极，减少热效应、提升热稳定性和结构稳定性；低直流内阻（DCR）；更新的电芯结构，提升电芯隔膜与电芯壳体之间的散热通道特性；都是各个电芯厂家提高大电芯自身安全性的技术手段。随着碳酸锂价格恢复常态，储能系统的价格竞争日益白热化。大电芯的成本优势对储能系统在价格战之下集成更多技术要素，为客户和产业带来更多价值提供了可能。

EIS电化学阻抗谱和高精度状态观测是BMS的重要发展方向。单电芯内置先进BMS的方案，只有通过超大电芯才能在空间、性能和成本之间求得最优解。集成在电芯内部的BMS方案不仅能提升BMS的检测精度、还增加了BMS的检测维度。基于状态观测模型的数字孪生技术，将大幅提升从电芯到系统的预测性维护准确度。

储能系统的循环效率RTE[循环效率（Round-trip Efficiency，RTE）：考虑充放电时的设备损耗及自耗电后，电池充满状态下AC端放出的全部电量与AC端充满所需的电量之比。]是客户价值最为重要的指标之一。在储能系统不间断工作的20年，维持高RTE是整个行业致力的方向。随着电芯越做越大，传统的均衡技术不再奏效。大电芯大幅降低了电芯的瓦时成本，为下一代主动均衡技术导入产业挤压出成本空间。通过使用高效高密、高可靠的电力电子技术，配合超大电芯优越的热

储能电池

大容量电芯技术

随着可再生能源渗透率的不断提升，为了保证新型电力系统的长期稳定性，所需配置储能的时长将越来越长，长时储能的需求将在未来的电力系统中不断催生。伴随储能系统时长走向4小时、8小时，单体储能电站的电量也将从百MWh迈向GWh时代。以1GWh的储能电站为例，使用24年新进入市场的314Ah电芯，整个电站需要监控和管理的电芯数量达到100万颗。巨量的电芯，从电芯的监控管理，到单个储能产品的监控管理，再到整个电站的监控管理，都带来极大挑战。集成度更高、一致性更好的电芯是解决路径之一，提升电芯Ah数成为行业发展共识。

2020年，宁德时代将280Ah电芯引入电力储能市场，71173尺寸平台成为当前行业的不二选择。2023年，多家电芯厂家相继发布314Ah电芯，“单芯一度电”。71173平台完成了第一次行业升级，电芯走进了300Ah+时代。匹配液冷技术，推动储能系统进入了单柜5MWh时代，大幅降低了储能系统的CAPEX。与此同时，电芯厂家仍在关注基于71173平台的电量升级，持续降低电芯和储能系统的Wh成本。瑞浦兰钧的问顶系列320Ah、345Ah，海辰储能、鹏辉能源、楚能新能源的320Ah，部分厂家还在开发350Ah电芯。

然而，尽管300Ah+大容量电池不断，但这些尝试并未真正满足储能场景的快速变化。为了实现电芯瓦时成本的进一步降低，不少厂家正在尝试突破现有尺寸。蜂巢能源的L500型325Ah电力储能专用电芯、捷威动力360Ah磷酸铁锂方形储能电芯、海基新能源375Ah大容量储能电芯、雄韬股份的580Ah储能锂电池、亿纬锂能的Mr.BIG 628Ah电芯，以及海辰储能的长时储能专用电芯MIC1130Ah。大电芯纷纷指向以更低的瓦时成本、更高的集成度且满足电网侧储能系统20年的运营需求。

得益于能量密度的提升，大电芯在电芯、系统集成、产线投资方面都大幅降低投资成本。电芯重新设计了电芯本体的结构和化学配方，内部结构件的大量简化，结合正负极配方的提升，促进电芯单瓦时成本的降低；制造方面，单位时间内电芯的产能效率提升1-3倍，降低产线的单瓦时投资与电芯的制造成本；系统集成方面，电芯数量的大幅减少，显著降低了高压盒、线束等零部件的数量，同时为安装效率的提升提供可能。降本增效的同时减少故障点，提高储能系统可靠性。大电芯带来储能系统产品的能量密度的提升，大幅降低项目占地面积，吊装系统的数量。使用大电芯可以将20尺储能标准柜的电量提升到6MWh。相比使用280Ah电芯的20尺单箱3.44MWh储能系统，能量密度、单位面积电量提升了45%。以50MW/200MWh的储能电站为例，使用大电芯的储能系统，能够减少43%集装箱数量和40%的占地面积。对于集中式储能系统，大电芯通过减少了并联的电芯组串数量，减少并联适配木桶效应带来的可用电量衰减问题，确保系统层级的长寿命使用，增加全生命周期的总放电量，保证储能项目的高盈利能力。

表 4 大电芯应用示范（200MWh电站为例）

200MWh电站	电芯数量	PCS数量	储能柜数量	排列组合
280Ah	226,560	15	59	15排x4列
1130Ah	56,576	17	34	9排x4列

表 5 部分厂商大电芯产品规格

产品	蜂巢能源	海基新能源	雄韬股份	亿纬锂能	海辰储能
规格	325Ah	375Ah	580Ah	628Ah	1130Ah
宽mm	500	45	352	346	580
厚度mm	21	360	71	71	75

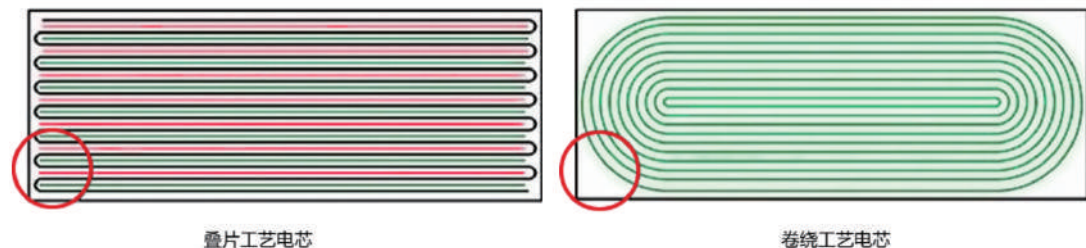
表格来源：海辰储能

电芯外形宽薄化

叠片工艺是大电芯宽薄化的必选制造工艺。280Ah电芯使用卷绕工艺，使用2个卷芯在71173平台下实现280Ah。继续增加体积提升电芯单体电量，卷绕工艺的弱点将被放大，例如极耳变形、圆弧角处应力集中、膨胀力、电解液浸润、电流密度均匀性等。Z字折叠的叠片工艺，由于无圆弧设计，解决了极耳变形、圆弧角应力集中，以及由此引出的更大膨胀力问题。因此，叠片工艺赋能大电芯降低故障率。

在生产节拍方面，叠片工艺慢与卷绕，但是，大尺寸极片将平衡此问题。随着电芯尺寸往宽度扩展，一方面大JR卷绕对于卷绕效率的提升要求更苛刻，影响卷绕良率和效率；另一方面叠片工艺1次极片尺寸相当于卷绕电芯动作2~4次，将大幅提升叠片效率，结合良率的提升，实现低节拍高产量的需求。

图 24 卷绕工艺与叠片工艺电芯示意图



图片来源：海辰储能

除此之外，使用叠片工艺能为电芯隔膜提供4个方向的浸润，缩短注入电解液后的静置时间，提高电芯生产效率。叠片工艺下还可使用全极耳设计，带来更高的电流密度均匀性，从而提升大电芯的电流承载能力。综上所述，叠片是现阶段匹配大电芯的最优选择之一。进一步提升叠片生产节拍、增大叠片尺寸、提升制造良率是充分兑现大电芯成本、性能优势，提高产业高质量发展的方

大电芯

此外，安全是电化学储能产业健康、高质量发展的基石。温度是电芯安全运行的首要参数。为了攻克大电芯的高产热所带来的安全挑战，采用低粘高导电解液，降低液相阻抗；多元掺杂磷酸铁锂正极和低表面缺陷石墨负极，减少热效应、提升热稳定性和结构稳定性；低直流内阻（DCR）；更新的电芯结构，提升电芯隔膜与电芯壳体之间的散热通道特性；都是各个电芯厂家提高大电芯自身安全性的技术手段。随着碳酸锂价格恢复常态，储能系统的价格竞争日益白热化。大电芯的成本优势对储能系统在价格战之下集成更多技术要素，为客户和产业带来更多价值提供了可能。

EIS电化学阻抗谱和高精度状态观测是BMS的重要发展方向。单电芯内置先进BMS的方案，只有通过超大电芯才能在空间、性能和成本之间求得最优解。集成在电芯内部的BMS方案不仅能提升BMS的检测精度、还增加了BMS的检测维度。基于状态观测模型的数字孪生技术，将大幅提升从电芯到系统的预测性维护准确度。

储能系统的循环效率RTE[循环效率（Round-trip Efficiency，RTE）：考虑充放电时的设备损耗及自耗电后，电池充满状态下AC端放出的全部电量与AC端充满所需的电量之比。]是客户价值最为重要的指标之一。在储能系统不间断工作的20年，维持高RTE是整个行业致力的方向。随着电芯越做越大，传统的均衡技术不再奏效。大电芯大幅降低了电芯的瓦时成本，为下一代主动均衡技术导入产业挤压出成本空间。通过使用高效高密、高可靠的电力电子技术，配合超大电芯优越的热

均衡能力和制造端不断提升的产品一致性。光储同寿，在大电芯储能系统与客户相伴的后10年，能够始终维持高RTE，在千行百业中，自始至终为客户创造最大的价值。

作为电网支撑、新能源消纳的重要支撑，未来电化学储能必将配合风光发电在祖国的碳中和事业中发挥重要角色，大电芯已经成为电化学储能产业高质量繁荣发展的重要产品技术方向，其将在未来为整体储能行业带来根本性的变革。

钠离子电池路线

随着能源领域的不断发展，从锂离子电池到光伏发电再到储能系统，钠离子电池被视为下一个有潜力的技术。尽管钠离子电池具有较低的能量密度，但其成本优势、安全性和高低温性能为其带来了潜在的应用前景。现阶段，商业化钠离子电池使用的负极材料都是硬碳，且三类主要正极材料都已经实现商业化生产的例子。英国的Faradion公司、中国的中科海钠公司都开发出了具有较高比容量的层状氧化物正极材料，由其构成的全

电池甚至可以超过锂离子电池中的磷酸铁锂电池。聚阴离子类的快离子导体以及PBA类材料的正极材料能量密度低一些，但却可以实现极高的功率密度，适用于高功率输出设备的需求。美国的Novasis Energies、隶属于斯坦福的Natron Energy公司则成功开发出了以PBA为正极的钠离子电池。目前国内部分领先厂家已有针对层状氧化物体系的钠离子电池已经量产下线，并用于钠离子储能电站（鹏辉&青岛北岸控股大数据中心5MW/10MWh钠离子储能电站示范项目）及各类储能项目中，这也是钠离子电芯在北方储能电站的大规模应用，标志着钠离子电芯正式导入市场，进入规模化商业应用阶段，对于钠电产业化具有标志性意义。

图 25 青岛北岸控股大数据中心
5MW/10MWh钠离子储能电站示范项目电芯



图片来源：鹏辉能源

循环效率（Round-trip Efficiency, RTE）：考虑充放电时的设备损耗及自耗电后，电池充满状态下AC端放出的全部电量与AC端充满所需的电量之比。

此外，聚阴离子在能效、循环寿命、安全性等性能具有突出优势，并已经具备成熟的电池制备技术。不过，受限于目前聚阴离子材料原料供应、成本和能量密度问题，聚阴离子的产业化道路发展相对层状氧化物较慢。不管是层状氧化物还是聚阴离子，面对碳酸锂价格的下滑，这两大技术路线可能都会受到一些冲击和影响，主要原因在于钠离子电池目前的性价比无法体现出来。整个产业仍然处于推广期，正负极材料性能仍有待进一步优化，规模化效应尚未能形成，电芯成本仍然较高。不过，钠电具有自身独特的电化学特性，尤其是低温放电特性和高倍率特性优异，能适配寒冷地区的应用需要，存在差异化竞争的可能性。

钠离子电池是基于钠资源丰富、成本低特性而受到关注，尽管在能量密度和循环寿命等方面不及锂电池，但其在安全性和高低温性能上有优势。钠离子电池的工作原理和锂电池类似，但正负极材料、电解液等不同，使其具有更高的安全性和优异的高低温性能。但目前不管是性能还是成本，在现阶段钠电相比铁锂都会有一定的差距，随着钠电材料的逐步成熟，规模化效应形成，性能和成本将会得到有效改善，这有助于钠电的竞争力的体现。

针对于层状氧化物和聚阴离子的应用场景，则需要根据产品的性能特性来做选择。如层状氧化物的能量密度会比聚阴离子高一些，循环寿命和能量密度均比铅酸电池要好，一旦规模化成本降低后，在低速车、启停领域可能会率先应用。其中，启停电源的装置靠近发动机，温度很高，长期高温环境下对钠电也是一个考验。聚阴离子因其高能效、循环性能优异、安全性好等特点，主要面向储能端应用。

钠离子电池在基站电池方面的应用也比较合适，比如在西北、东北等地区，基站会有小房间，能解决充电的问题。此外，随着换电厂家，两/三轮车厂家对钠电的关注逐渐增加，钠离子电池在两轮车、三轮车、换电、共享电单车等领域也有望率先突破应用，其中，钠电在共享电单车的需求量甚至会比换电还要大。

因此，国内钠离子电池尚处于初期发展阶段，成本问题依然是最制约钠电产业化发展的因素之一。尽管其预期成本优势明显，但由于产业化程度不高，需要产业链完善后方可发挥其优势。同时，在新能源汽车电池需求不断增长和储能领域需求提升的情况下，钠离子电池仍受能量密度限制，应用场景仍较为受限，需要更多的政策和产业支持。

均衡能力和制造端不断提升的产品一致性。光储同寿，在大电芯储能系统与客户相伴的后10年，能够始终维持高RTE，在千行百业中，自始至终为客户创造最大的价值。

作为电网支撑、新能源消纳的重要支撑，未来电化学储能必将配合风光发电在祖国的碳中和事业中发挥重要角色，大电芯已经成为电化学储能产业高质量繁荣发展的重要产品技术方向，其将在未来为整体储能行业带来根本性的变革。

钠离子电池路线

随着能源领域的不断发展，从锂离子电池到光伏发电再到储能系统，钠离子电池被视为下一个有潜力的技术。尽管钠离子电池具有较低的能量密度，但其成本优势、安全性和高低温性能为其带来了潜在的应用前景。现阶段，商业化钠离子电池使用的负极材料都是硬碳，且三类主要正极材料都已经实现商业化生产的例子。英国的Faradion公司、中国的中科海钠公司都开发出了具有较高比容量的层状氧化物正极材料，由其构成的全

电池甚至可以超过锂离子电池中的磷酸铁锂电池。聚阴离子类的快离子导体以及PBA类材料的正极材料能量密度低一些，但却可以实现极高的功率密度，适用于高功率输出设备的需求。美国的Novasis Energies、隶属于斯坦福的Natron Energy公司则成功开发出了以PBA为正极的钠离子电池。目前国内部分领先厂家已有针对层状氧化物体系的钠离子电池已经量产下线，并用于钠离子储能电站（鹏辉&青岛北岸控股大数据中心5MW/10MWh钠离子储能电站示范项目）及各类储能项目中，这也是钠离子电芯在北方储能电站的大规模应用，标志着钠离子电芯正式导入市场，进入规模化商业应用阶段，对于钠电产业化具有标志性意义。

图 25 青岛北岸控股大数据中心
5MW/10MWh钠离子储能电站示范项目电芯



图片来源：鹏辉能源

循环效率（Round-trip Efficiency, RTE）：考虑充放电时的设备损耗及自耗电后，电池充满状态下AC端放出的全部电量与AC端充满所需的电量之比。

此外，聚阴离子在能效、循环寿命、安全性等性能具有突出优势，并已经具备成熟的电池制备技术。不过，受限于目前聚阴离子材料原料供应、成本和能量密度问题，聚阴离子的产业化道路发展相对层状氧化物较慢。不管是层状氧化物还是聚阴离子，面对碳酸锂价格的下滑，这两大技术路线可能都会受到一些冲击和影响，主要原因在于钠离子电池目前的性价比无法体现出来。整个产业仍然处于推广期，正负极材料性能仍有待进一步优化，规模化效应尚未能形成，电芯成本仍然较高。不过，钠电具有自身独特的电化学特性，尤其是低温放电特性和高倍率特性优异，能适配寒冷地区的应用需要，存在差异化竞争的可能性。

钠离子电池是基于钠资源丰富、成本低特性而受到关注，尽管在能量密度和循环寿命等方面不及锂电池，但其在安全性和高低温性能上有优势。钠离子电池的工作原理和锂电池类似，但正负极材料、电解液等不同，使其具有更高的安全性和优异的高低温性能。但目前不管是性能还是成本，在现阶段钠电相比铁锂都会有一定的差距，随着钠电材料的逐步成熟，规模化效应形成，性能和成本将会得到有效改善，这有助于钠电的竞争力的体现。

针对于层状氧化物和聚阴离子的应用场景，则需要根据产品的性能特性来做选择。如层状氧化物的能量密度会比聚阴离子高一些，循环寿命和能量密度均比铅酸电池要好，一旦规模化成本降低后，在低速车、启停领域可能会率先应用。其中，启停电源的装置靠近发动机，温度很高，长期高温环境下对钠电也是一个考验。聚阴离子因其高能效、循环性能优异、安全性好等特点，主要面向储能端应用。

钠离子电池在基站电池方面的应用也比较合适，比如在西北、东北等地区，基站会有小房间，能解决充电的问题。此外，随着换电厂家，两/三轮车厂家对钠电的关注逐渐增加，钠离子电池在两轮车、三轮车、换电、共享电单车等领域也有望率先突破应用，其中，钠电在共享电单车的需求量甚至会比换电还要大。

因此，国内钠离子电池尚处于初期发展阶段，成本问题依然是最制约钠电产业化发展的因素之一。尽管其预期成本优势明显，但由于产业化程度不高，需要产业链完善后方可发挥其优势。同时，在新能源汽车电池需求不断增长和储能领域需求提升的情况下，钠离子电池仍受能量密度限制，应用场景仍较为受限，需要更多的政策和产业支持。

储能变流器

构网型PCS应用背景

国家《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》明确提出非化石能源占比在2020年、2030年及2050年分别达到15%、20%及50%以上。随着光伏发电、风力发电等新能源和以新能源电动汽车为代表的新型负荷通过电力电子变换设备大规模接入电网，由此导致的高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性为新型电力系统的主要特征之一，我国新型电力系统也将面临严峻的挑战：

1) 高比例可再生能源接入：新能源占比的不断提高，其间歇性、随机性、波动性特点快速消耗电力系统灵活调节资源。未来，新能源大规模高比例发展对系统调节能力提出了巨大需求，但调节性电源建设面临诸多约束，区域性新能源高效消纳风险增大，制约新能源高效利用。

2) 高比例电力电子设备接入：伴随风、光等可再生能源大量接入，电力电子发电设备在电力系统中占比不断提升，由于可再生能源发电与传统同步发电机的控制特性差异、电网中诸多电力电子设备控制方案不同，低惯量、低阻尼、弱电压支撑已成为新型电力系统的显著特征。同时，输电侧的换流站和潮流控制(如统一潮流控制器，静止同步串联补偿器)、用电侧的充电桩等电力电子设备大量接入进一步增加了电网复杂性，对电网稳定运行提出新挑战。

3) 高比例特高压直流输电：我国能源生产、消费呈现逆向分布，风、光能源大基地、大水电、大核电等集约化开发主要集中在西南、西北、东北、华北地区电力负荷中心主要集中在中东部地区，以特高压为骨干网架的大容量、远距离能源输送大通道建设全面加速，不断深化“西电东送”扩大“北电南送”的能源配置格局。大容量远距离能源输送通道下，由严重故障引发的局部电网间解列会引起全网功率大范围转移。目前特高压直流母线电压高达 $\pm 1100\text{KV}$ ，当发生换相失败、直流闭锁，导致功率不平衡、瞬时过电压等问题时会增加系统频率和电压失稳风险，对变流设备性能如惯量支撑、频率支撑、电压支撑提出更高要求。

4) 发电系统异常失电时通常是通过柴油机给变压器建立励磁，相对成本高，需要变流器可以自行完成交流电压的建立，为主发电单元提供所需要的励磁，甚至需要发电单元能自行组建电网。

因此需要提前应对分布式电源渗透率逐步提高和源网荷储灵活互动的需要，推进变流器并网及电压协调控制技术，实现发配电网大规模分布式电源有序接入、灵活并网和多种能源协调优化调度，推动提升发配电网运行效能势在必行。其中变流器并网及电压协调控制技术尤为关键。

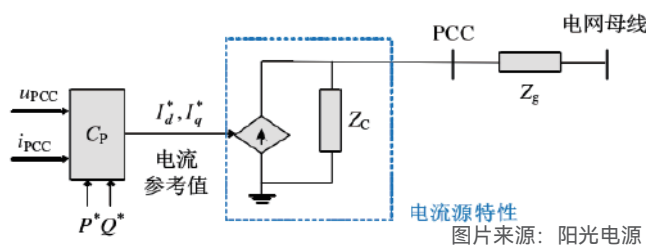
变流器控制技术演变

并网变流器控制技术随着新能源的发展逐步发展，其主要分三个阶段：

电网跟随阶段（Grid-following, GFL）

：2005年以前新能源渗透率相对较低，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)相对较高，新能源对其影响相对较小，故电网对并网变流器没有提出更高需求，只需要跟踪电网的电压、相位以控制变流器的能量输出，控制相对简单，不足之处是它需要依赖于稳定的电网，无法应对电网的扰动。如图3.1所示，跟网型变流器表现为并联高阻抗的可控电流源， P^* 和 Q^* 分别表示变流器输出有功功率和无功功率参考值。

图 26 电网跟随阶段系统等效图

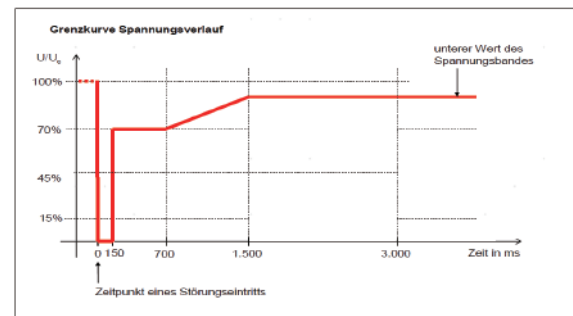


图片来源：阳光电源

电网支撑阶段（Grid-support, GST）：2005-

2020年，以光伏和风电为代表的新能源大规模接入电网，导致新能源渗透率相对较高，个别地区超过20%，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)逐步下降，新能源对其影响较大。因此必须考虑各种运行状态下电网故障时变流器对电网的支撑作用，主要包括稳态电压控制和动态无功支撑，如自动发电控制（Automatic Generation Control, AGC）和低电压穿越(Low Voltage Ride Through, LVRT),在电网电压出现跌落时变流器需要发出无功功率，支撑电网恢复到正常运行状态，不能脱离电网，如图3.2所示电网故障时，变流器需要持续运行并发出对应无功支撑电网。

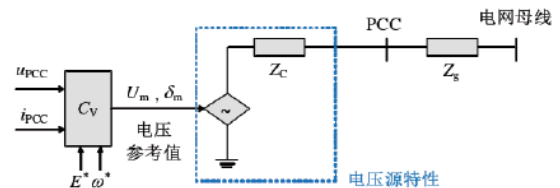
图 27 德国BDEW对LVRT的要求



图片来源：阳光电源

电网构建阶段（Grid-forming, GFM）：2020年后，光伏等新能源更大规模接入电网，导致新能源渗透率较高，个别地区超过60%，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)将大幅降低，甚至个别地区SCR低于1.5，由于新能源固有的间歇性、随机性和波动性导致其对电网影响极大，因此变流器不仅仅只是需要其支撑电网，还必须一同构建电网。特别是2050年后，新能源渗透率将全面超过50%，同步发电机在电网系统的占比过低，发电单元主要由电力电子变流器构成，此时必须考虑变流器工作在电压源模式来构建电网，尤其是VSG技术的持续发展，将使变流器逐步具备同步电机的发电特性，进一步保证电网稳定。

图 28 电网构建阶段系统等效图



图片来源：阳光电源

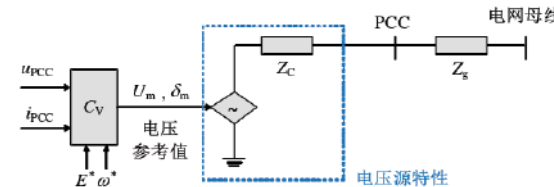
构网型变流器的设计与功能

为了保证未来电力电子高渗透率(甚至100%渗透率)下新型电力系统的稳定运行，需要将其部分变流器控制成电压源而非电流源。虽然在不同文献中，构网型变流器控制架构的具体实现细节有所差别，但它们均遵循着相同的本质，即：

- 1) 将变流器控制成电压源而非电流源。
- 2) 通过控制变流器自身输出功率(或直流电压)而非仅采样外部交流电网电压来实现同步。

上述两条核心控制思想保证了构网型变流器可以在不依赖外界交流系统的情况下，自行构建交流侧输出电压，以便交流电力系统在正常、干扰、紧急情况下均能运行。因此构网型变流器可以孤岛运行，也可以接入极弱电网运行。如图3.3所示为构网型变流器等效图。由于上述优势，构网型变流器在电力系统中的应用在近年来得到了广泛的关注。

图 29 构网型变流器系统等效图



图片来源：阳光电源

储能变流器

构网型PCS应用背景

国家《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》明确提出非化石能源占比在2020年、2030年及2050年分别达到15%、20%及50%以上。随着光伏发电、风力发电等新能源和以新能源电动汽车为代表的新型负荷通过电力电子变换设备大规模接入电网，由此导致的高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性为新型电力系统的主要特征之一，我国新型电力系统也将面临严峻的挑战：

1) 高比例可再生能源接入：新能源占比的不断提高，其间歇性、随机性、波动性特点快速消耗电力系统灵活调节资源。未来，新能源大规模高比例发展对系统调节能力提出了巨大需求，但调节性电源建设面临诸多约束，区域性新能源高效消纳风险增大，制约新能源高效利用。

2) 高比例电力电子设备接入：伴随风、光等可再生能源大量接入，电力电子发电设备在电力系统中占比不断提升，由于可再生能源发电与传统同步发电机的控制特性差异、电网中诸多电力电子设备控制方案不同，低惯量、低阻尼、弱电压支撑已成为新型电力系统的显著特征。同时，输电侧的换流站和潮流控制(如统一潮流控制器，静止同步串联补偿器)、用电侧的充电桩等电力电子设备大量接入进一步增加了电网复杂性，对电网稳定运行提出新挑战。

3) 高比例特高压直流输电：我国能源生产、消费呈现逆向分布，风、光能源大基地、大水电、大核电等集约化开发主要集中在西南、西北、东北、华北地区电力负荷中心主要集中在中东部地区，以特高压为骨干网架的大容量、远距离能源输送大通道建设全面加速，不断深化“西电东送”扩大“北电南送”的能源配置格局。大容量远距离能源输送通道下，由严重故障引发的局部电网间解列会引起全网功率大范围转移。目前特高压直流母线电压高达 $\pm 1100\text{KV}$ ，当发生换相失败、直流闭锁，导致功率不平衡、瞬时过电压等问题时会增加系统频率和电压失稳风险，对变流设备性能如惯量支撑、频率支撑、电压支撑提出更高要求。

4) 发电系统异常失电时通常是通过柴油机给变压器建立励磁，相对成本高，需要变流器可以自行完成交流电压的建立，为主发电单元提供所需要的励磁，甚至需要发电单元能自行组建电网。

因此需要提前应对分布式电源渗透率逐步提高和源网荷储灵活互动的需要，推进变流器并网及电压协调控制技术，实现发配电网大规模分布式电源有序接入、灵活并网和多种能源协调优化调度，推动提升发配电网运行效能势在必行。其中变流器并网及电压协调控制技术尤为关键。

变流器控制技术演变

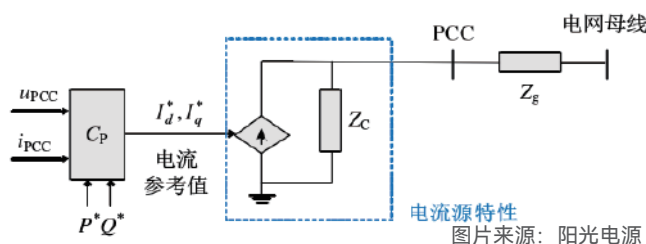
并网变流器控制技术随着新能源的发展逐步发展，其主要分三个阶段：

电网跟随阶段 (Grid-following, GFL)

:2005年以前新能源渗透率相对较低，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)相对较高，新能源对其影响相对较小，故电网对并网变流器没有提出更高需求

，只需要跟踪电网的电压、相位以控制变流器的能量输出，控制相对简单，不足之处是它需要依赖于稳定的电网，无法应对电网的扰动。如图3.1所示，跟网型变流器表现为并联高阻抗的可控电流源， P^* 和 Q^* 分别表示变流器输出有功功率和无功功率参考值。

图 26 电网跟随阶段系统等效图



图片来源：阳光电源

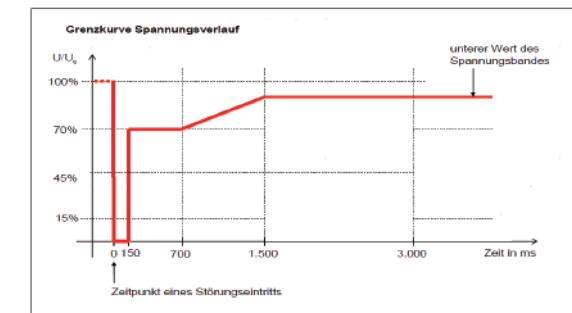
电网支撑阶段 (Grid-support, GST) :2005-

2020年，以光伏和风电为代表的新能源大规模接入电网，导致新能源渗透率相对较高，个别地区超过20%，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)逐步下降，新能源对其影响较大。因此必须考虑各种运行状态下电网故障时变流器对电网的支撑作用，主要包括稳态电压控制和动态无功支撑，如自动发电控制

(Automatic Generation Control, AGC) 和低电

压穿越(Low Voltage Ride Through, LVRT),在电网电压出现跌落时变流器需要发出无功功率，支撑电网恢复到正常运行状态，不能脱离电网，如图3.2所示电网故障时，变流器需要持续运行并发出对应无功支撑电网。

图 27 德国BDEW对LVRT的要求

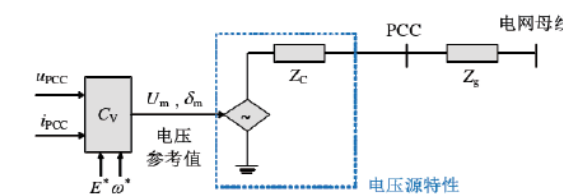


图片来源：阳光电源

电网构建阶段 (Grid-forming, GFM) :2020年

后，光伏等新能源更大规模接入电网，导致新能源渗透率较高，个别地区超过60%，此时电网的短路容量比(Short Circuit Ratio, SCR)将大幅降低，甚至个别地区SCR低于1.5，由于新能源固有的间歇性、随机性和波动性导致其对电网影响极大，因此变流器不仅仅只是需要其支撑电网，还必须一同构建电网。特别是2050年后，新能源渗透率将全面超过50%，同步发电机在电网系统的占比过低，发电单元主要由电力电子变流器构成，此时必须考虑变流器工作在电压源模式来构建电网，尤其是VSG技术的持续发展，将使变流器逐步具备同步电机的发电特性，进一步保证电网稳定。

图 28 电网构建阶段系统等效图



图片来源：阳光电源

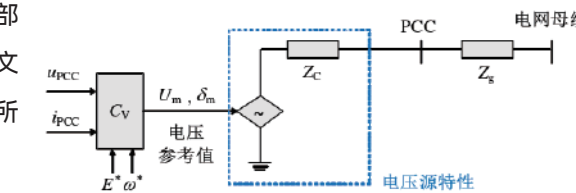
构网型变流器的设计与功能

为了保证未来电力电子高渗透率(甚至100%渗透率)下新型电力系统的稳定运行，需要将其部分变流器控制成电压源而非电流源。虽然在不同文献中，构网型变流器控制架构的具体实现细节有所差别，但它们均遵循着相同的本质，即：

- 1) 将变流器控制成电压源而非电流源。
- 2) 通过控制变流器自身输出功率(或直流电压)而非仅采样外部交流电网电压来实现同步。

上述两条核心控制思想保证了构网型变流器可以在不依赖外界交流系统的情况下，自行构建交流侧输出电压，以便交流电力系统在正常、干扰、紧急情况下均能运行。因此构网型变流器可以孤岛运行，也可以接入极弱电网运行。如图3.3所示为构网型变流器等效图。由于上述优势，构网型变流器在电力系统中的应用在近年来得到了广泛的关注。

图 29 构网型变流器系统等效图



图片来源：阳光电源

构网型技术项目分析

广西涠洲岛构网项目

在广西北海北部湾中部，坐落着“中国最美海岛之一”涠洲岛，这里的民生和生产用电主要来自燃气、余热、光伏等清洁能源。由于高比例新能源的接入，以及不与大电网相连。涠洲孤网不仅要解决电压频率波动、惯量不足等问题，还需要在发生失电情况时，依靠“黑启动”快速恢复供电，在黑启动中作为电压源，构建独立稳定的系统电压，是构网型储能系统必要要求。

由中国海油建设的全球首个海上构网型储能项目——涠洲岛5MW/10MWh储能电站成功投运，借助阳光电源的构网型储能技术，解决了以上难题，打造出中国首个源网荷储一体、多能互补的海上油田群智慧电力系统。

储能电站(系统)在电网中的应用目的主要考虑“负荷调节、配合新能源接入、弥补线损、功率补偿、提高电能质量、孤网运行、削峰填谷”等几大功能应用。涠洲电网接入风光新能源发电系统后，为原来稳定的燃气透平电源系统增加了可变因素，需同时配套储能系统，提高电网的稳定性。当燃气透平机组全部停机后，由储能作为电压源，启动透平机组，从而恢复岛上发电，保证岛上用电的可靠性。

图 30 涠洲岛5MW/10MWh构网型储能项目



图片来源：阳光电源

储能电池管理系统

储能BMS热失控管理技术

热失控是电池在特定条件下，如高温、过充、内部短路等，导致电池内部化学反应失控，产生大量热量并可能引发火灾或爆炸的现象。对于电化学储能系统来说，热失控可能带来以下痛点：

- 1.安全问题：热失控可能引发火灾或爆炸，对人员和设备安全构成严重威胁。同时，这也可能导致储能系统的损坏，影响其正常运行。
- 2.设备损坏：热失控过程中产生的高温可能破坏电池和其他相关设备，导致设备损坏和失效。
- 3.能源损失：热失控可能导致电池内部的能量迅速释放，造成能源损失，影响储能系统的性能和经济性。
- 4.环境污染：电池在热失控过程中可能产生有害气体和烟雾，对环境造成污染。

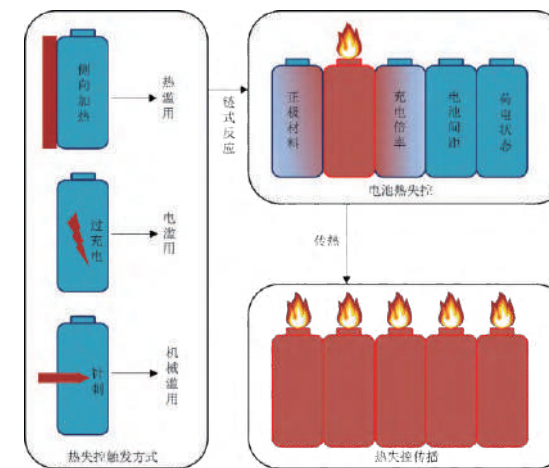
为了解决这些问题，研究者们正在努力提高电池的安全性和稳定性，如通过改进电池材料、优化电池设计、加强电池管理等措施来降低热失控的风险。此外，研发具有高效灭火和抑制热失控功能的设备，如储能舱自动灭火系统，也是解决这一痛点的重要途径。

热失控抑制管理主要是针对电池等设备的热失控问题而进行的。以下是两种常见的热失控抑制管理方法：

- 1.热管理设计预防：这种方法主要是通过提高电池的散热效率来预防热失控。相比较自然冷却和强制风冷，液冷是一种散热效率较高的热管理方式。因此，增加液冷系统是一种有效预防电池系统热失控的手段。其主要目的是从抑制热扩散方面来减轻热失控对电池的损伤。
- 2.BMS监控：BMS（电池管理系统）监控是一种针对电气滥用和热滥用的有效抑制手段。它主要是通过提高电池状态的估计精度，避免过充放造成的热失控。此外，BMS监控还可以设置温度分级报警，在热滥用发生之初就对系统发出警告，从而及时采取应对措施，防止热失控的发生。

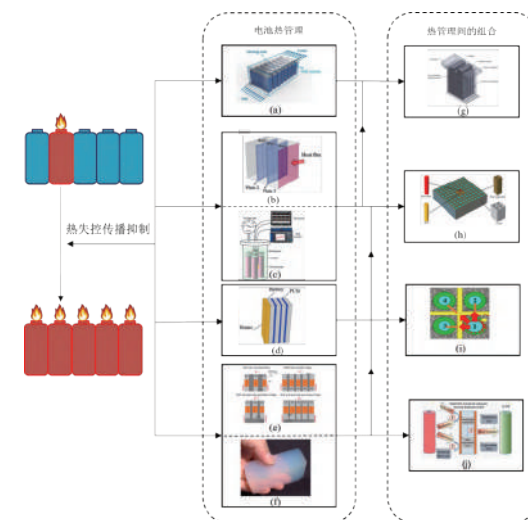
总的来说，热失控抑制管理需要综合考虑多种因素，包括设备的散热性能、电池管理系统的监控能力、环境温度等。在实际应用中，需要根据具体情况选择合适的热失控抑制管理策略，以确保设备的安全稳定运行。

图 31 电池热失控触发方式



图片来源：华塑科技

图 32 热管理抑制热失控传播示意图



图片来源：华塑科技

构网型技术项目分析

广西涠洲岛构网项目

在广西北海北部湾中部，坐落着“中国最美海岛之一”涠洲岛，这里的民生和生产用电主要来自燃气、余热、光伏等清洁能源。由于高比例新能源的接入，以及不与大电网相连。涠洲孤网不仅要解决电压频率波动、惯量不足等问题，还需要在发生失电情况时，依靠“黑启动”快速恢复供电，在黑启动中作为电压源，构建独立稳定的系统电压，是构网型储能系统必要要求。

由中国海油建设的全球首个海上构网型储能项目——涠洲岛5MW/10MWh储能电站成功投运，借助阳光电源的构网型储能技术，解决了以上难题，打造出中国首个源网荷储一体、多能互补的海上油田群智慧电力系统。

储能电站(系统)在电网中的应用目的主要考虑“负荷调节、配合新能源接入、弥补线损、功率补偿、提高电能质量、孤网运行、削峰填谷”等几大功能应用。涠洲电网接入风光新能源发电系统后，为原来稳定的燃气透平电源系统增加了可变因素，需同时配套储能系统，提高电网的稳定性。当燃气透平机组全部停机后，由储能作为电压源，启动透平机组，从而恢复岛上发电，保证岛上用电的可靠性。

图 30 涠洲岛5MW/10MWh构网型储能项目



图片来源：阳光电源

储能电池管理系统

储能BMS热失控管理技术

热失控是电池在特定条件下，如高温、过充、内部短路等，导致电池内部化学反应失控，产生大量热量并可能引发火灾或爆炸的现象。对于电化学储能系统来说，热失控可能带来以下痛点：

- 1.安全问题：热失控可能引发火灾或爆炸，对人员和设备安全构成严重威胁。同时，这也可能导致储能系统的损坏，影响其正常运行。
- 2.设备损坏：热失控过程中产生的高温可能破坏电池和其他相关设备，导致设备损坏和失效。
- 3.能源损失：热失控可能导致电池内部的能量迅速释放，造成能源损失，影响储能系统的性能和经济性。
- 4.环境污染：电池在热失控过程中可能产生有害气体和烟雾，对环境造成污染。

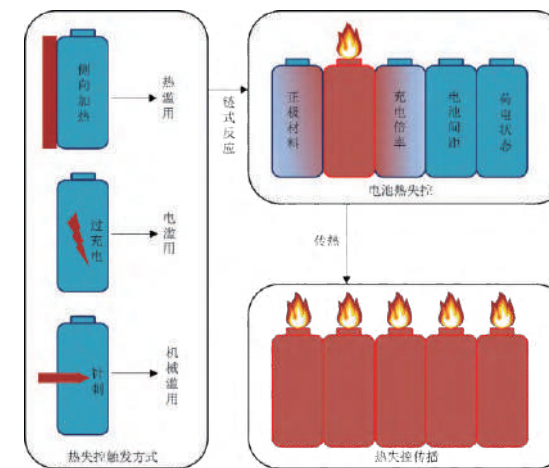
为了解决这些问题，研究者们正在努力提高电池的安全性和稳定性，如通过改进电池材料、优化电池设计、加强电池管理等措施来降低热失控的风险。此外，研发具有高效灭火和抑制热失控功能的设备，如储能舱自动灭火系统，也是解决这一痛点的重要途径。

热失控抑制管理主要是针对电池等设备的热失控问题而进行的。以下是两种常见的热失控抑制管理方法：

- 1.热管理设计预防：这种方法主要是通过提高电池的散热效率来预防热失控。相比较自然冷却和强制风冷，液冷是一种散热效率较高的热管理方式。因此，增加液冷系统是一种有效预防电池系统热失控的手段。其主要目的是从抑制热扩散方面来减轻热失控对电池的损伤。
- 2.BMS监控：BMS（电池管理系统）监控是一种针对电气滥用和热滥用的有效抑制手段。它主要是通过提高电池状态的估计精度，避免过充放造成的热失控。此外，BMS监控还可以设置温度分级报警，在热滥用发生之初就对系统发出警告，从而及时采取应对措施，防止热失控的发生。

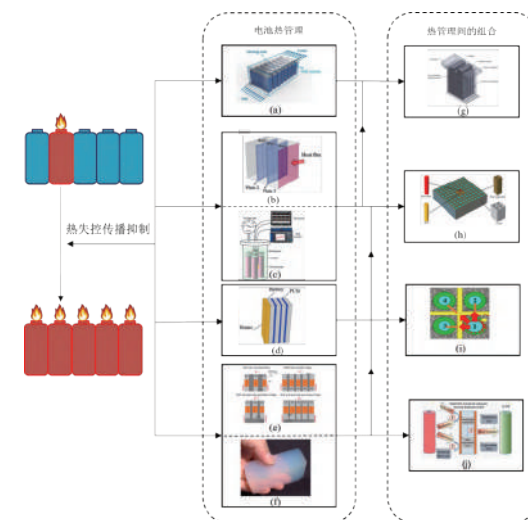
总的来说，热失控抑制管理需要综合考虑多种因素，包括设备的散热性能、电池管理系统的监控能力、环境温度等。在实际应用中，需要根据具体情况选择合适的热失控抑制管理策略，以确保设备的安全稳定运行。

图 31 电池热失控触发方式



图片来源：华塑科技

图 32 热管理抑制热失控传播示意图



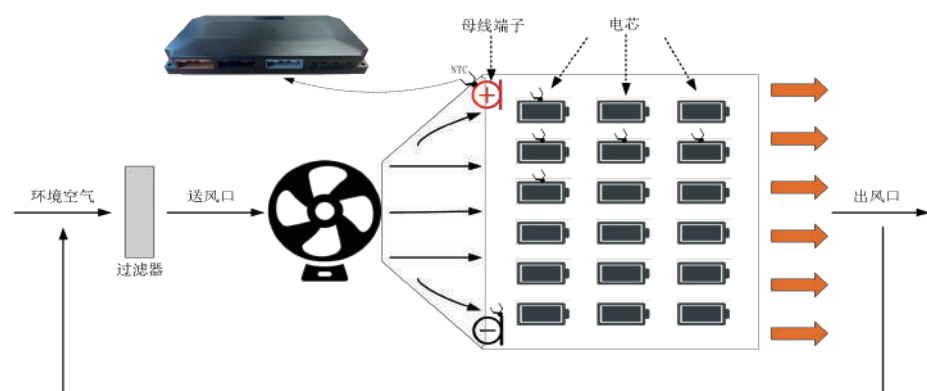
图片来源：华塑科技

热管理控制和热失控分析

1. 热管理控制:

- 根据电芯排布（风道走向、液体流向）对电芯温度建模，通过软件对电芯温度进行分析，进行调温；
- 总正、负、模组连接排温度点和电芯分开，软件控制策略不同；
- 联合电池包热仿真数据，找到最低、最高温度点，进行温度测量；
- 温度采样分辨率0.1℃；
- 多维度对比电池面温度传感检测技术及高速高精度温度采集及补偿；

图 33 华塑BMS热管理控制

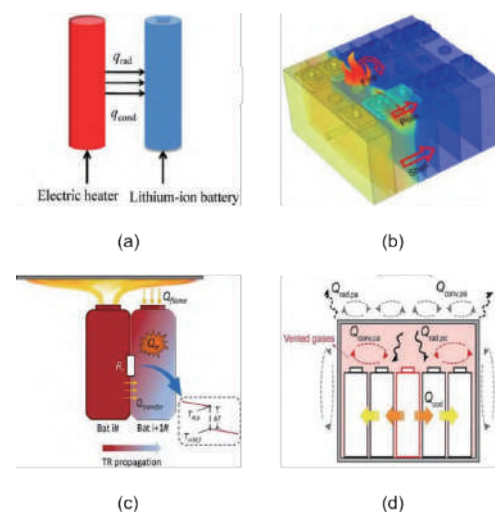


图片来源：华塑科技

2. 热失控分析:

- CO/VOC浓度检测
- ΔU 和 ΔT 检测
- 热扩散模型分析

图 34 热失控传播示意图



图片来源：华塑科技

图 35 华塑气体检测BMS



图片来源：华塑科技

储能BMS（电池管理系统）热失控发展趋势是一个复杂且关键的问题，涉及到电池技术、系统设计、运行环境等多个方面。随着电池储能系统的广泛应用，热失控问题逐渐受到业界的重视。需要明确的是，热失控是电池在特定条件下，如高温、过充、内部短路等，导致电池内部化学反应失控，产生大量热量并可能引发火灾的现象。因此，对于储能BMS来说，预防和控制热失控是保障系统安全的关键。

从发展趋势来看，随着电池技术的不断进步，新型电池材料的应用以及电池管理系统的智能化发展，储能BMS热失控的风险有望逐渐降低。

- 新型电池材料：**目前，锂电池是主要的储能电池类型。未来，随着固态电池等新型电池技术的研发和应用，电池的热稳定性和安全性有望得到显著提升，从而降低热失控的风险。
- 电池管理系统的智能化：**智能化是储能BMS的重要发展方向。通过引入先进的算法和传感器技术，可以实现对电池状态的实时监测和预警，及时发现并处理可能导致热失控的异常情况，从而避免热失控的发生。
- 系统设计的优化：**在储能系统的设计中，通过优化电池包的结构、散热系统、安全防护措施等，可以降低电池在工作过程中产生的热量，提高系统的散热效率，从而减少热失控的风险。

然而，尽管有这些积极的发展趋势，储能BMS热失控问题仍然存在挑战。例如，电池的老化、外部环境的变化等因素可能导致电池状态的不确定性增加，使得热失控的预防和控制更加困难。因此，未来仍需要持续加强对储能BMS热失控问题的研究和实践，不断提高系统的安全性和可靠性。

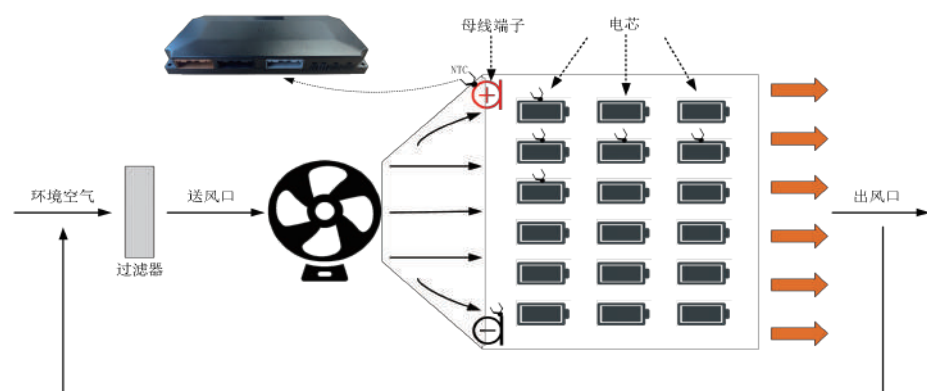
综上所述，储能BMS热失控发展趋势呈现出逐渐降低的风险，但仍需持续关注和研究。通过技术创新和系统优化，有望进一步提高储能系统的安全性和可靠性，推动储能技术的广泛应用和发展。

热管理控制和热失控分析

1. 热管理控制:

- 根据电芯排布（风道走向、液体流向）对电芯温度建模，通过软件对电芯温度进行分析，进行调温；
- 总正、负、模组连接排温度点和电芯分开，软件控制策略不同；
- 联合电池包热仿真数据，找到最低、最高温度点，进行温度测量；
- 温度采样分辨率0.1℃；
- 多维度对比电池面温度传感检测技术及高速高精度温度采集及补偿；

图 33 华塑BMS热管理控制

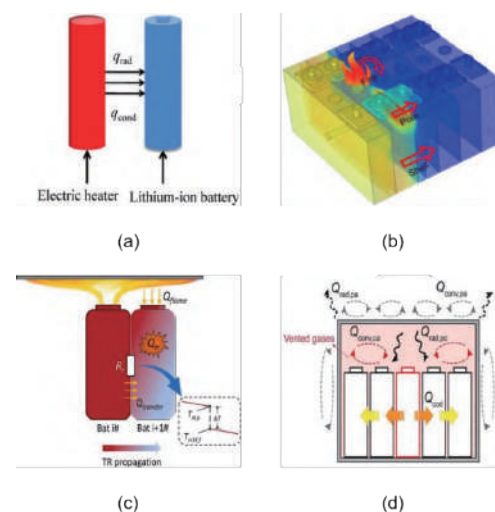


图片来源：华塑科技

2. 热失控分析:

- CO/VOC浓度检测
- ΔU 和 ΔT 检测
- 热扩散模型分析

图 34 热失控传播示意图



图片来源：华塑科技

图 35 华塑气体检测BMS



图片来源：华塑科技

储能BMS（电池管理系统）热失控发展趋势是一个复杂且关键的问题，涉及到电池技术、系统设计、运行环境等多个方面。随着电池储能系统的广泛应用，热失控问题逐渐受到业界的重视。需要明确的是，热失控是电池在特定条件下，如高温、过充、内部短路等，导致电池内部化学反应失控，产生大量热量并可能引发火灾的现象。因此，对于储能BMS来说，预防和控制热失控是保障系统安全的关键。

从发展趋势来看，随着电池技术的不断进步，新型电池材料的应用以及电池管理系统的智能化发展，储能BMS热失控的风险有望逐渐降低。

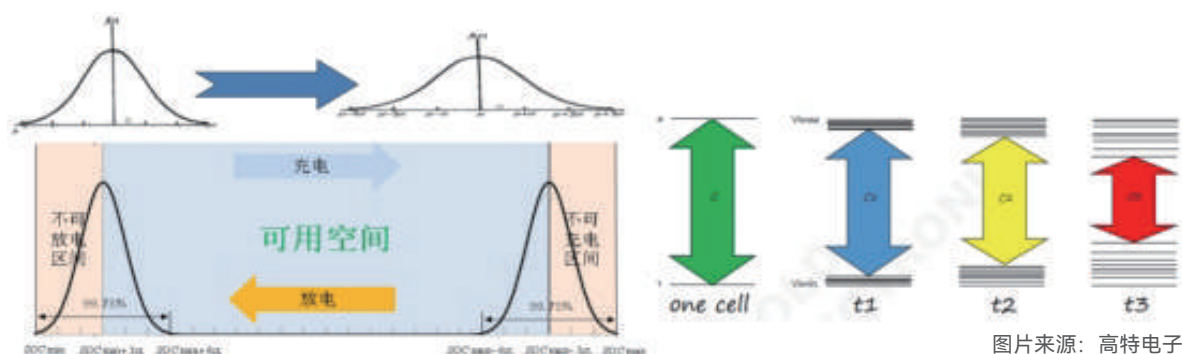
- 新型电池材料：**目前，锂电池是主要的储能电池类型。未来，随着固态电池等新型电池技术的研发和应用，电池的热稳定性和安全性有望得到显著提升，从而降低热失控的风险。
- 电池管理系统的智能化：**智能化是储能BMS的重要发展方向。通过引入先进的算法和传感器技术，可以实现对电池状态的实时监测和预警，及时发现并处理可能导致热失控的异常情况，从而避免热失控的发生。
- 系统设计的优化：**在储能系统的设计中，通过优化电池包的结构、散热系统、安全防护措施等，可以降低电池在工作过程中产生的热量，提高系统的散热效率，从而减少热失控的风险。

然而，尽管有这些积极的发展趋势，储能BMS热失控问题仍然存在挑战。例如，电池的老化、外部环境的变化等因素可能导致电池状态的不确定性增加，使得热失控的预防和控制更加困难。因此，未来仍需要持续加强对储能BMS热失控问题的研究和实践，不断提高系统的安全性和可靠性。

综上所述，储能BMS热失控发展趋势呈现出逐渐降低的风险，但仍需持续关注和研究。通过技术创新和系统优化，有望进一步提高储能系统的安全性和可靠性，推动储能技术的广泛应用和发展。

储能BMS均衡技术

图 36 电池组有效容量



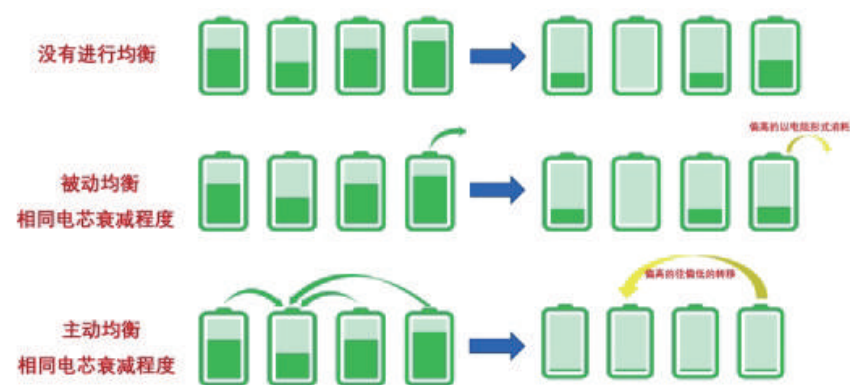
图片来源：高特电子

随着锂离子电池在新能源领域的广泛应用和发展，锂离子电池以电池组（电池簇或电池堆）的形式作为系统级应用成为标配。整个电池系统里单体电池间的差异可近似满足正态分布，由上图可以看出，在电池组全生命周期，随着时间的延续，上百节电池成组后实际可用的有效容量不断减小，电池组呈现更大的离散性， σ 变得越来越大。主要特性：

- 1、电池组实际有效容量小于组内的实际单体容量；
- 2、电池组容量的衰减速度大于单体电池容量的衰减速度；

电池组里单体电池的离散性越大，一致性即越差，电池系统的充放电能力就越差，对应的电池应用经济效益同样越差。基于电池组一致性优化改善的需求，储能BMS均衡技术应运而生。常见的储能BMS均衡技术为被动均衡和主动均衡两大类，在BMS标准《GBT34131-2023电力储能用电池管理系统》的6.7中，更是明确了BMS需要具备均衡功能，均衡技术属于BMS的标配功能。锂离子电池、钠离子电池和铅酸(炭)电池管理系统应具有均衡功能，均衡方式可采用主动均衡方式和被动均衡方式中的一种或两种。

图 37 均衡方式对比



图片来源：高特电子

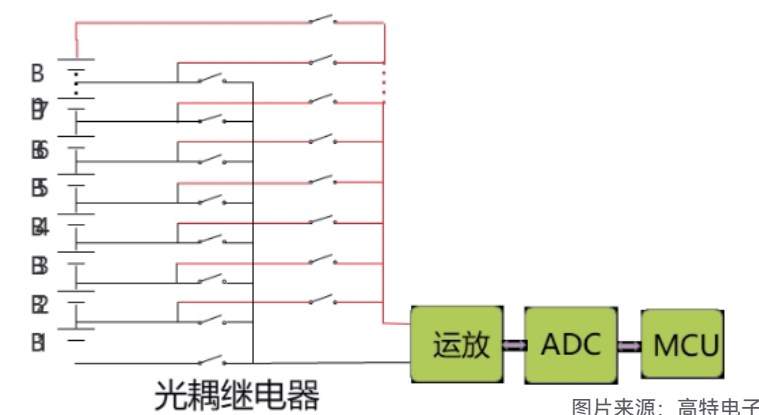
在配备BMS的锂离子电池系统实际应用的过程中，初始满足均衡条件需要进行均衡的电池组差异性配比一般为3%-8%。其中被动均衡主要以电阻消耗法拉低容量/电压偏高的电池单体，进而实现电池组一致性的缩小而改善；主动均衡以高向低能量转移的方式进行电池组一致性的优化。

行业典型的被动均衡能力为100mA，均衡效率0%，典型的主动均衡能力为2A±10%，均衡效率为85%-90%。

主动均衡技术

方案1：光耦继电器切换均衡充放电技术

图 38 技术图示



图片来源：高特电子

早期的BMS主动均衡技术有采用分立器件采集，加上系列光耦继电器切换实现单元内单一的单体均衡充放电，主要局限性如下：

- 1) 外围电路复杂，产品体积大，抗干扰性能差，在共模干扰环境下易造成采集偏差较大、跳动，甚至无法采集；
- 2) 光耦继电器存在误导通风险，可能造成电池直接短路；
- 3) 采集速度慢，采集精度低，商业级性能低。

方案2：外界辅助型被动均衡放电+均衡充电技术

图 39 技术图示



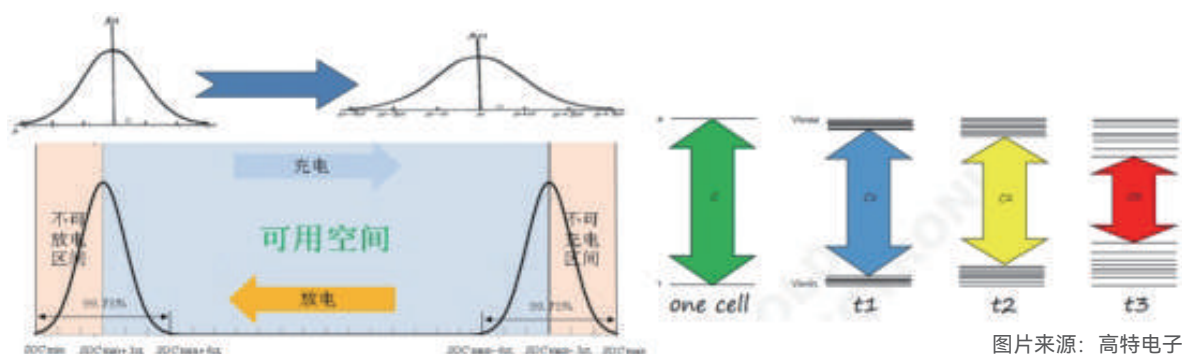
图片来源：高特电子

此项主动均衡技术类似补电维护设备，原理策略相对简单，类似在被动均衡的基础上减小电阻进而加大均衡电流，同时增加ACDC补电模块对电压/电量低的进行补电，主要技术应用的局限性如下：

- 1) 独立开关电源对落后或电压低的单体电池充电维护，硬件成本高，集成性低；
- 2) 独立放电电阻，对电压高的单体电池进行放电维护，发热量往往更大，充放电转化效率低；
- 3) 大号电阻均衡放电为能量消耗型，无法实时高效向平均性能靠拢，均衡放电只能在充电末期实施；

储能BMS均衡技术

图 36 电池组有效容量



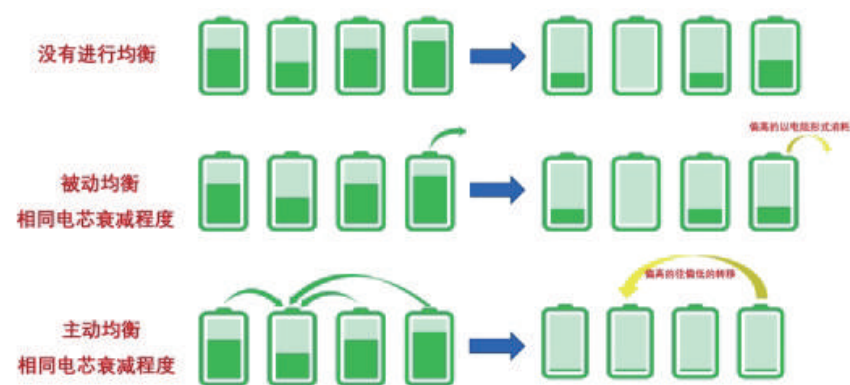
图片来源：高特电子

随着锂离子电池在新能源领域的广泛应用和发展，锂离子电池以电池组（电池簇或电池堆）的形式作为系统级应用成为标配。整个电池系统里单体电池间的差异可近似满足正态分布，由上图可以看出，在电池组全生命周期，随着时间的延续，上百节电池成组后实际可用的有效容量不断减小，电池组呈现更大的离散性， σ 变得越来越大。主要特性：

- 1、电池组实际有效容量小于组内的实际单体容量；
- 2、电池组容量的衰减速度大于单体电池容量的衰减速度；

电池组里单体电池的离散性越大，一致性即越差，电池系统的充放电能力就越差，对应的电池应用经济效益同样越差。基于电池组一致性优化改善的需求，储能BMS均衡技术应运而生。常见的储能BMS均衡技术为被动均衡和主动均衡两大类，在BMS标准《GBT34131-2023电力储能用电池管理系统》的6.7中，更是明确了BMS需要具备均衡功能，均衡技术属于BMS的标配功能。锂离子电池、钠离子电池和铅酸(炭)电池管理系统应具有均衡功能，均衡方式可采用主动均衡方式和被动均衡方式中的一种或两种。

图 37 均衡方式对比



图片来源：高特电子

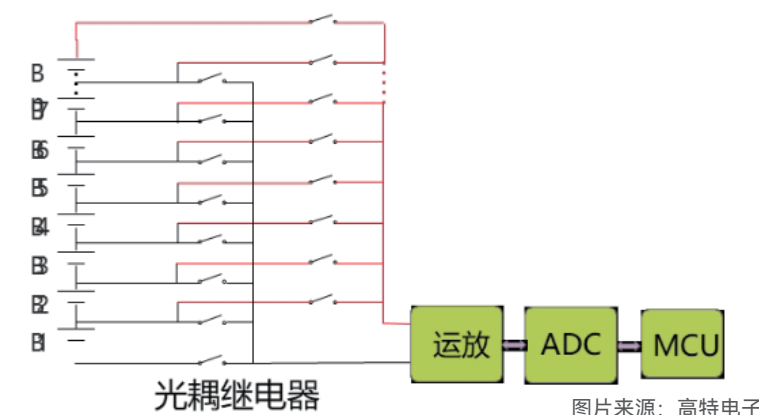
在配备BMS的锂离子电池系统实际应用的过程中，初始满足均衡条件需要进行均衡的电池组差异性配比一般为3%-8%。其中被动均衡主要以电阻消耗法拉低容量/电压偏高的电池单体，进而实现电池组一致性的缩小而改善；主动均衡以高向低能量转移的方式进行电池组一致性的优化。

行业典型的被动均衡能力为100mA，均衡效率0%，典型的主动均衡能力为2A±10%，均衡效率为85%-90%。

主动均衡技术

方案1：光耦继电器切换均衡充放电技术

图 38 技术图示



图片来源：高特电子

早期的BMS主动均衡技术有采用分立器件采集，加上系列光耦继电器切换实现单元内单一的单体均衡充放电，主要局限性如下：

- 1) 外围电路复杂，产品体积大，抗干扰性能差，在共模干扰环境下易造成采集偏差较大、跳动，甚至无法采集；
- 2) 光耦继电器存在误导通风险，可能造成电池直接短路；
- 3) 采集速度慢，采集精度低，商业级性能低。

方案2：外界辅助型被动均衡放电+均衡充电技术

图 39 技术图示



图片来源：高特电子

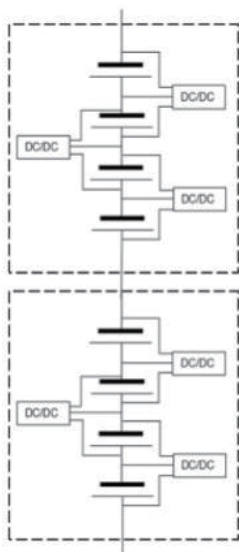
此项主动均衡技术类似补电维护设备，原理策略相对简单，类似在被动均衡的基础上减小电阻进而加大均衡电流，同时增加ACDC补电模块对电压/电量低的的进行补电，主要技术应用的局限性如下：

- 1) 独立开关电源对落后或电压低的单体电池充电维护，硬件成本高，集成性低；
- 2) 独立放电电阻，对电压高的单体电池进行放电维护，发热量往往更大，充放电转化效率低；
- 3) 大号电阻均衡放电为能量消耗型，无法实时高效向平均性能靠拢，均衡放电只能在充电末期实施；

方案3：“丢手帕”式相邻单体间能量转移均衡

此项主动均衡技术可以实现整个电池簇里电压/电量高的电池单体向电压/电量低的电池单体转移，实现技术上的主动均衡，但相邻单体每均衡转移一次存在效率因数，当电压/电量的极差值发生在电池组的首末两端时，此时均衡效率相对最低，同时均衡周期也相对最长，硬件铺设成本也较高；

图 40 技术图示

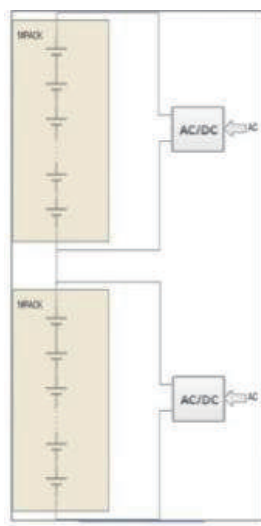


图片来源：高特电子

方案4：PACK均衡技术

PACK均衡技术原理类似于PACK补电，可以一定程度上优化电池的充放电能力，无法从根源上从始端改善单体的一致性。随着技术的沉淀，在此技术基础上延伸PACK旁路技术，可以进一步优化电池簇的充放电能力，但对系统策略、电池维护、电池全生命周期的一致性应用、成本同步增加了挑战。

图 41 技术图示



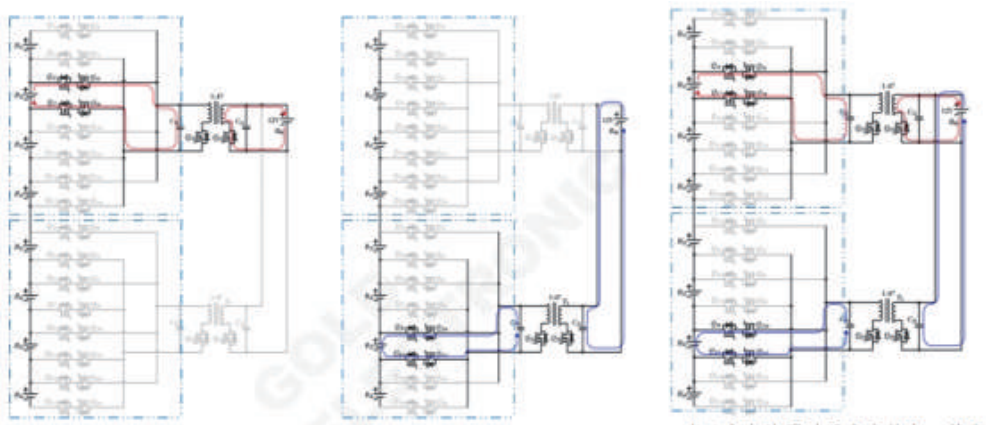
图片来源：高特电子

双向主动均衡技术

双向主动均衡技术，是目前均衡技术中同时具有高效率、低成本两大优点的BMS技术解决方案，是基于单体电压、单体SOC、单体SOH以及历史数据等因素的综合均衡策略机制。该方案可以实时的对电池各项特征数据进行分析，挑选出电池簇中需要进行维护充电及维护放电的单体电池，通过需要均衡的程度执行主动均衡，可快速提高电池簇内单体电池电压和性能的一致性，同时提高电池堆性能的一致性，进一步延长电池系统的循环寿命和提升全生命周期内储能系统的收益。

均衡无需分级，可实现簇内跨模组、跨PACK之间任意单体间的双向能量转移，无需通过模组级二次均衡。

图 42 技术图示



仅一个电池在放电均衡

仅一个电池在充电均衡

当二个电池同时开启充放电，就实现了能量从高的电池向低的电池转移均衡的功能

图片来源：高特电子

主动均衡技术的痛点及前景趋势

主动均衡技术的痛点

(1) 设备采购成本较高

当前新能源板块发展突飞猛进，每个从业单位参与的项目单量和项目数量越来越多，很多项目前期的方案搭建以及交付投运，较大权重地考虑“以卷优先”，在刚好满足下级用户当前技术需求的前提下，以尽可能便宜的原则选择均衡产品。导致很多项目选型环节，下级用户认可主动均衡的产品和技术，也了解全生命周期主动均衡经济性的更加合理性，但考虑当前量级的项目因为选择采购主动均衡BMS要多花¥0.01-0.02/Wh的时候，往往很可能还是选择当前就满足下级用户的被动均衡产品。

在“短平快”的时代环境下，主动均衡仅在被强制要求时才被选择成为当下的现状，根据第三方头部BMS企业高特电子的出货量统计显示，截止2023年，主动均衡累计占比约为15%。

(2) 主动均衡相对增加了风险点

基于不同厂家主动均衡技术的差异性，主动均衡在BMS内部增加了分离式或集成式的均衡电路，其中包括均衡充放电模块装置、均衡电源驱动装置、均衡控制状态等，这些从硬件增加的角度增加了可能失效的风险点。

部分BMS企业从自身的产品考虑，可能存在忽略系统匹配性的情况。如过于追求3A、5A甚至更高的大电流均衡，于均衡技术本身没有什么技术难点，但对系统既有的协配件的选型匹配存在挑战与风险。行业PACK包内采集线束的线径可能只有0.3方甚至更细、CCS方案铜膜的载流能力、PACK内的发热及散热、相对热的环境下电池的寿命等都可能是关联影响因素。

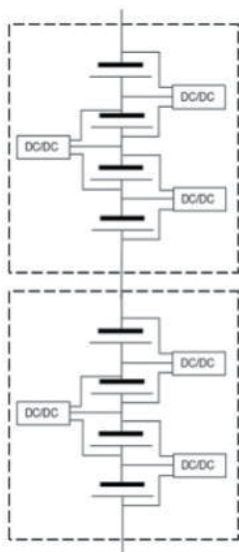
主动均衡技术的前景趋势

随着锂离子电池技术的飞速发展，锂离子电池的自身发展会到达一个相对平稳的阶段，行业对锂离子电池组的一致性标准提升的要求不会停滞，此时为了弥补锂离子电池相对极致的一致性需求，主动均衡是必备的BMS技术。与此同时，工商业储能追求极短的“回本周期”，某一种程度上与政策赛跑。根据所规划投运区域的分时电价政策，设计最优的营运策略，在后台平台上，每一天的收益可视化的展现与相对结算，因此追求极致的电池一致性，电池一致性直接影响每天的收益数据，因此BMS主动均衡技术有很好的展现机会，通过对电池组更优于被动均衡的数据表现，往往更容易被选择。

方案3：“丢手帕”式相邻单体间能量转移均衡

此项主动均衡技术可以实现整个电池簇里电压/电量高的电池单体向电压/电量低的电池单体转移，实现技术上的主动均衡，但相邻单体每均衡转移一次存在效率因数，当电压/电量的极差值发生在电池组的首末两端时，此时均衡效率相对最低，同时均衡周期也相对最长，硬件铺设成本也较高；

图 40 技术图示

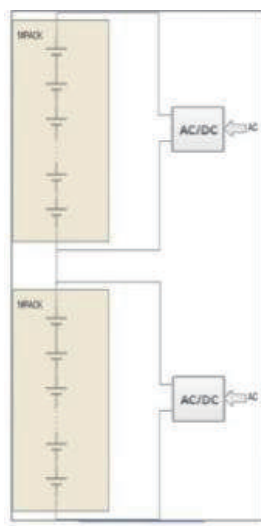


图片来源：高特电子

方案4：PACK均衡技术

PACK均衡技术原理类似于PACK补电，可以一定程度上优化电池的充放电能力，无法从根源上从始端改善单体的一致性。随着技术的沉淀，在此技术基础上延伸PACK旁路技术，可以进一步优化电池簇的充放电能力，但对系统策略、电池维护、电池全生命周期的一致性应用、成本同步增加了挑战。

图 41 技术图示



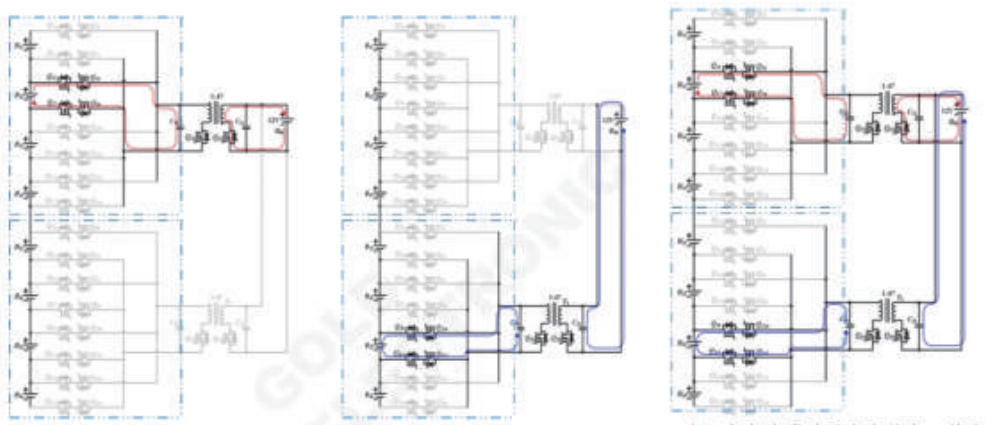
图片来源：高特电子

双向主动均衡技术

双向主动均衡技术，是目前均衡技术中同时具有高效率、低成本两大优点的BMS技术解决方案，是基于单体电压、单体SOC、单体SOH以及历史数据等因素的综合均衡策略机制。该方案可以实时的对电池各项特征数据进行分析，挑选出电池簇中需要进行维护充电及维护放电的单体电池，通过需要均衡的程度执行主动均衡，可快速提高电池簇内单体电池电压和性能的一致性，同时提高电池堆性能的一致性，进一步延长电池系统的循环寿命和提升全生命周期内储能系统的收益。

均衡无需分级，可实现簇内跨模组、跨PACK之间任意单体间的双向能量转移，无需通过模组级二次均衡。

图 42 技术图示



仅一个电池在放电均衡

仅一个电池在充电均衡

当二个电池同时开启充放电，就实现了能量从高的电池向低的电池转移均衡的功能

图片来源：高特电子

主动均衡技术的痛点及前景趋势

主动均衡技术的痛点

(1) 设备采购成本较高

当前新能源板块发展突飞猛进，每个从业单位参与的项目单量和项目数量越来越多，很多项目前期的方案搭建以及交付投运，较大权重地考虑“以卷优先”，在刚好满足下级用户当前技术需求的前提下，以尽可能便宜的原则选择均衡产品。导致很多项目选型环节，下级用户认可主动均衡的产品和技术，也了解全生命周期主动均衡经济性的更加合理性，但考虑当前量级的项目因为选择采购主动均衡BMS要多花¥0.01-0.02/Wh的时候，往往很可能还是选择当前就满足下级用户的被动均衡产品。

在“短平快”的时代环境下，主动均衡仅在被强制要求时才被选择成为当下的现状，根据第三方头部BMS企业高特电子的出货量统计显示，截止2023年，主动均衡累计占比约为15%。

(2) 主动均衡相对增加了风险点

基于不同厂家主动均衡技术的差异性，主动均衡在BMS内部增加了分离式或集成式的均衡电路，其中包括均衡充放电模块装置、均衡电源驱动装置、均衡控制状态等，这些从硬件增加的角度增加了可能失效的风险点。

部分BMS企业从自身的考虑，可能存在忽略系统匹配性的情况。如过于追求3A、5A甚至更高的大电流均衡，于均衡技术本身没有什么技术难点，但对系统既有的协配件的选型匹配存在挑战与风险。行业PACK包内采集线束的线径可能只有0.3方甚至更细、CCS方案铜膜的载流能力、PACK内的发热及散热、相对热的环境下电池的寿命等都可能是关联影响因素。

主动均衡技术的前景趋势

随着锂离子电池技术的飞速发展，锂离子电池的自身发展会到达一个相对平稳的阶段，行业对锂离子电池组的一致性标准提升的要求不会停滞，此时为了弥补锂离子电池相对极致的一致性需求，主动均衡是必备的BMS技术。与此同时，工商业储能追求极短的“回本周期”，某一种程度上与政策赛跑。根据所规划投运区域的分时电价政策，设计最优的营运策略，在后台平台上，每一天的收益可视化的展现与相对结算，因此追求极致的电池一致性，电池一致性直接影响每天的收益数据，因此BMS主动均衡技术有很好的展现机会，通过对电池组更优于被动均衡的数据表现，往往更容易被选择。

储能能量管理系统

储能EMS概述

储能EMS之于储能，就像操作系统之于计算机，人脑之于人体，重要性不言而喻。储能EMS从广义上看，结合储能场景一般可以分为两大类：源网侧储能EMS和用户侧储能EMS。EMS之所以分成这两大类，是因为由于场景的差异，导致EMS在硬件配置，功能需求，成本要求等方面有明显的差异。

具体来说：源网侧储能EMS，通常也称为储能电站监控系统，已有相关国家标准，在网络安全，性能要求，高可用性等有很高的要求，且为了安全性，往往都是本地运行，和公网有很好的隔绝。通常配置高性能服务器，设置工作站，为现场运维人员日常就地使用。因此配置复杂，冗余性大，成本高。而用户侧储能EMS，暂无相关国家标准，且用户侧储能电站容量较小，投资规模小，位置分散，鲜有安排有人就地值守，因此用户侧储能EMS天然需要支持远程监控，且成本要求低，在硬件配置，性能要求方面都会逊于源网侧。

问题和技术趋势

随着近几年行业的快速发展，储能电站在不断落地应用的过程中，面临如下问题的挑战，需要EMS在技术上做进一步的提升：

数据上云难

由于源网侧储能电站规模大，数据量大，因此一般数据大都在本地存储，很少上送到云端。但随着国家储能监控云平台的建立，要求电站要将数据上送到指定平台，倒逼储能电站通过各种方式实现数据上云。由于数据量巨大，除非舍弃单体电芯数据，否则大数据量在传输和存储方面都面临巨大挑战。

用户侧储能电站天然要上云端，因此同样面临这个问题。即使是中小型电站，单体电芯的数据依然很多；加上高频采集，以及很多电站采用4G通信的方式，如何保障全量数据上云，且控制通信传输成本是EMS需要挑战的。

因此在这个问题上，EMS需要结合储能数据特点，研究数据压缩等技术，来有效解决。例如构建云边一体的时序数据库，支持站端和云端的智能压缩算法，做到20:1甚至更高的压缩率，从而让传输和存储成本得到有效控制。

电池SOC误差大

大量电芯长时运行后的必然会出现的不一致性，而BMS电池管理系统的硬件算力有限，以当前主流的安时积分法加一些修正依然无法保障SOC估算的准确性，随着时间的推移。很多电站都会出现SOC跳变的状况。而SOC是EMS能量策略的主要输入参数，SOC误差大，势必影响电站的正常使用。面对这个问题，EMS可以考虑结合云平台，将大量电芯数据通过云端强大算力来使用更智能的算法来估算SOC，以实现比BMS更好的效果，类似技术方案已在汽车领域落地，实现更精准的车载动力电池的SOC、SOH的估算。

策略智能化

当前EMS的能量策略大多是规则驱动，静态配置的、例如发电侧的功率平滑，用户侧的削峰填谷等场景。而结合AI算法，例如预测算法，运筹规划，动态生成的智能型策略还比较少。相比常规策略，智能策略可以让储能电站更聪明，随机应变，从而在经济性上做到更佳。

热管理优化

无论是风冷还是液冷，热管理是储能电站最重要的子系统之一，关乎电池安全，效率和衰减。但目前热管理大多还是依靠风冷或液冷设备自身的内置逻辑，调节能力有限。EMS可以开发更优的热管理策略，控制温控设备，达到更加的温控效果。

电池预警

结合采集的高频电芯数据，使用云端的强大算力，EMS还可以对电池的软故障进行预警，即对亚健康的电池，包括微短路，容量不足等还未真正发生故障的电池，提前发现和介入，提升电站健康度和安全性。

构建云控大脑

当大量的储能电站在各地投运后，下一步的挑战是如何在云端聚合，从而去参与电力辅助服务，需求侧响应，甚至电力交易等场景中，让储能电站的收益方式更加多样，让储能资产得到更充分的使用。此处，EMS本身扮演的依然是站端控制大脑的角色，但必须和云端的大脑，我们可以称之为云控大脑，安全和高效率地通信，从而实现储能电站聚合平台，甚至打造虚拟电厂[虚拟电厂并不是真正意义上的发电厂，而是一种基于能源互联网技术的“看不见的电厂”。其核心是通过先进信息通信技术和软件系统，把工厂、商场甚至居民家的屋顶光伏、电锅炉、电动汽车、空调等各类分散、可调节资源汇聚起来，统一协调控制，形成一个虚拟的“电厂”]（VPP）。

虚拟电厂本质是一种通过先进的信息通信技术和软件系统，实现分布式能源资源（如分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等）的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。现阶段虚拟电厂一般分为三层：资源层，集控层，市场层。资源层包含各种被聚合的能源资源，包括储能。集控层是虚拟电厂的计算核心，对资源进行合理调度控制，以满足市场层的需求。市场层则是虚拟电厂业务的来源，以电网平衡服务和电力交易为主。和国外相比，目前我国的虚拟电厂发展尚在早期。结合国内电力市场改革的大背景，相关技术也基本发展成熟，部分从业人士认为当前提前布局，未来大有可为。然而，目前我国从顶层设计，到行业规范，再到市场需求都不成熟，严重制约了虚拟电厂的发展潜力。

首先，顶层设计是目前面临的最大的问题，虚拟电厂模式本质上是从中心化的计划经济，走向分散灵活的市场经济。然而，旧管理模式和思维方式很难在短时间内改变，从时间尺度上，需要着眼长远，久久为功。其次，市场需求当前主要来自电网的需求侧响应，调峰调频，存在需求单一，数量偏少，交易体量小的问题，制约虚拟电厂的盈利空间。最后，相关行业规范，通信标准，协议适配的缺失，增加了虚拟电厂的建设成本。因此，业内有专家认为，虚拟电厂类似互联网下的网约车的方式去实现供需双方的连接，而不是用出租车公司的形式去打造。

前国内虚拟电厂的需求方很单一，只有电网，供给方刚开始发力，现存的以可调负荷为主，储能接入还较少，供给也相对有限。与此同时，现阶段撮合平台并不完善，很多环节依赖人工，虚拟电厂的本质是市场模式、商业模式的创新，将分散的需求方和供给方便捷快速的撮合。这就要求，供需双方都有非常大的体量，并通过价格机制，将服务和交易进行动态的调节。而储能的发展，可以在供给侧，丰富和提升虚拟电厂的供给能力。相比可调负荷，有更大的调节能力，以及未来电力现货交易场景中，依据价格机制更好的买入和卖出电力。

未来虚拟电厂建设与发展

1) 标准形成降低接入难度

例如当前各家虚拟电厂对充电桩，储能等资源接入要求的遥测遥调的字段不统一，协议约定各有不同，接入方式也各有考量。因此在接入方面需要形成相关标准规范，降低虚拟电厂的接入难度。同时在物联网通信上安全性和时效性也会逐渐提升要求。

2) 集控层算法精进

结合逐渐增多的储能资产，虚拟电厂集控层在资源评估，运行预测，动态调节等算法都需要进一步优化精进，从而实现对大规模的能源资源的调控做到更好的完成率，更小的偏差。

3) 市场层更自动的接入

虚拟电厂对市场层的通信，当前成熟度不高，很多都依赖人工将两侧信息打通，效率极低。这个问题，需要推动电网打造更易接入的机制和平台，而虚拟电厂据此实现更自动的接入，从而让整体效果和成本能达到最优。

虚拟电厂并不是真正意义上的发电厂，而是一种基于能源互联网技术的“看不见的电厂”。其核心是通过先进信息通信技术和软件系统，把工厂、商场甚至居民家的屋顶光伏、电锅炉、电动汽车、空调等各类分散、可调节资源汇聚起来，统一协调控制，形成一个虚拟的“电厂”

储能能量管理系统

储能EMS概述

储能EMS之于储能，就像操作系统之于计算机，人脑之于人体，重要性不言而喻。储能EMS从广义上看，结合储能场景一般可以分为两大类：源网侧储能EMS和用户侧储能EMS。EMS之所以分成这两大类，是因为由于场景的差异，导致EMS在硬件配置，功能需求，成本要求等方面有明显的差异。

具体来说：源网侧储能EMS，通常也称为储能电站监控系统，已有相关国家标准，在网络安全，性能要求，高可用性等有很高的要求，且为了安全性，往往都是本地运行，和公网有很好的隔绝。通常配置高性能服务器，设置工作站，为现场运维人员日常就地使用。因此配置复杂，冗余性大，成本高。而用户侧储能EMS，暂无相关国家标准，且用户侧储能电站容量较小，投资规模小，位置分散，鲜有安排有人就地值守，因此用户侧储能EMS天然需要支持远程监控，且成本要求低，在硬件配置，性能要求方面都会逊于源网侧。

问题和技术趋势

随着近几年行业的快速发展，储能电站在不断落地应用的过程中，面临如下问题的挑战，需要EMS在技术上做进一步的提升：

数据上云难

由于源网侧储能电站规模大，数据量大，因此一般数据大都在本地存储，很少上送到云端。但随着国家储能监控云平台的建立，要求电站要将数据上送到指定平台，倒逼储能电站通过各种方式实现数据上云。由于数据量巨大，除非舍弃单体电芯数据，否则大数据量在传输和存储方面都面临巨大挑战。

用户侧储能电站天然要上云端，因此同样面临这个问题。即使是中小型电站，单体电芯的数据依然很多；加上高频采集，以及很多电站采用4G通信的方式，如何保障全量数据上云，且控制通信传输成本是EMS需要挑战的。

因此在这个问题上，EMS需要结合储能数据特点，研究数据压缩等技术，来有效解决。例如构建云边一体的时序数据库，支持站端和云端的智能压缩算法，做到20:1甚至更高的压缩率，从而让传输和存储成本得到有效控制。

电池SOC误差大

大量电芯长时运行后的必然会出现的不一致性，而BMS电池管理系统的硬件算力有限，以当前主流的安时积分法加一些修正依然无法保障SOC估算的准确性，随着时间的推移。很多电站都会出现SOC跳变的状况。而SOC是EMS能量策略的主要输入参数，SOC误差大，势必影响电站的正常使用。面对这个问题，EMS可以考虑结合云平台，将大量电芯数据通过云端强大算力来使用更智能的算法来估算SOC，以实现比BMS更好的效果，类似技术方案已在汽车领域落地，实现更精准的车载动力电池的SOC、SOH的估算。

策略智能化

当前EMS的能量策略大多是规则驱动，静态配置的、例如发电侧的功率平滑，用户侧的削峰填谷等场景。而结合AI算法，例如预测算法，运筹规划，动态生成的智能型策略还比较少。相比常规策略，智能策略可以让储能电站更聪明，随机应变，从而在经济性上做到更佳。

热管理优化

无论是风冷还是液冷，热管理是储能电站最重要的子系统之一，关乎电池安全，效率和衰减。但目前热管理大多还是依靠风冷或液冷设备自身的内置逻辑，调节能力有限。EMS可以开发更优的热管理策略，控制温控设备，达到更加的温控效果。

电池预警

结合采集的高频电芯数据，使用云端的强大算力，EMS还可以对电池的软故障进行预警，即对亚健康的电池，包括微短路，容量不足等还未真正发生故障的电池，提前发现和介入，提升电站健康度和安全性。

构建云控大脑

当大量的储能电站在各地投运后，下一步的挑战是如何在云端聚合，从而去参与电力辅助服务，需求侧响应，甚至电力交易等场景中，让储能电站的收益方式更加多样，让储能资产得到更充分的使用。此处，EMS本身扮演的依然是站端控制大脑的角色，但必须和云端的大脑，我们可以称之为云控大脑，安全和高效地通信，从而实现储能电站聚合平台，甚至打造虚拟电厂[虚拟电厂并不是真正意义上的发电厂，而是一种基于能源互联网技术的“看不见的电厂”。其核心是通过先进信息通信技术和软件系统，把工厂、商场甚至居民家的屋顶光伏、电锅炉、电动汽车、空调等各类分散、可调节资源汇聚起来，统一协调控制，形成一个虚拟的“电厂”]（VPP）。

虚拟电厂本质是一种通过先进的信息通信技术和软件系统，实现分布式能源资源（如分布式电源、储能系统、可控负荷、电动汽车等）的聚合和协调优化，以作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。现阶段虚拟电厂一般分为三层：资源层，集控层，市场层。资源层包含各种被聚合的能源资源，包括储能。集控层是虚拟电厂的计算核心，对资源进行合理调度控制，以满足市场层的需求。市场层则是虚拟电厂业务的来源，以电网平衡服务和电力交易为主。和国外相比，目前我国的虚拟电厂发展尚在早期。结合国内电力市场改革的大背景，相关技术也基本发展成熟，部分从业人士认为当前提前布局，未来大有可为。然而，目前我国从顶层设计，到行业规范，再到市场需求都不成熟，严重制约了虚拟电厂的发展潜力。

首先，顶层设计是目前面临的最大的问题，虚拟电厂模式本质上是从中心化的计划经济，走向分散灵活的市场经济。然而，旧管理模式和思维方式很难在短时间内改变，从时间尺度上，需要着眼长远，久久为功。其次，市场需求当前主要来自电网的需求侧响应，调峰调频，存在需求单一，数量偏少，交易体量小的问题，制约虚拟电厂的盈利空间。最后，相关行业规范，通信标准，协议适配的缺失，增加了虚拟电厂的建设成本。因此，业内有专家认为，虚拟电厂类似互联网下的网约车的方式去实现供需双方的连接，而不是用出租车公司的形式去打造。

前国内虚拟电厂的需求方很单一，只有电网，供给方刚开始发力，现存的以可调负荷为主，储能接入还较少，供给也相对有限。与此同时，现阶段撮合平台并不完善，很多环节依赖人工，虚拟电厂的本质是市场模式、商业模式的创新，将分散的需求方和供给方便捷快速的撮合。这就要求，供需双方都有非常大的体量，并通过价格机制，将服务和交易进行动态的调节。而储能的发展，可以在供给侧，丰富和提升虚拟电厂的供给能力。相比可调负荷，有更大的调节能力，以及未来电力现货交易场景中，依据价格机制更好的买入和卖出电力。

未来虚拟电厂建设与发展

1) 标准形成降低接入难度

例如当前各家虚拟电厂对充电桩，储能等资源接入要求的遥测遥调的字段不统一，协议约定各有不同，接入方式也各有考量。因此在接入方面需要形成相关标准规范，降低虚拟电厂的接入难度。同时在物联网通信上安全性和时效性也会逐渐提升要求。

2) 集控层算法精进

结合逐渐增多的储能资产，虚拟电厂集控层在资源评估，运行预测，动态调节等算法都需要进一步优化精进，从而实现对大规模的能源资源的调控做到更好的完成率，更小的偏差。

3) 市场层更自动的接入

虚拟电厂对市场层的通信，当前成熟度不高，很多都依赖人工将两侧信息打通，效率极低。这个问题，需要推动电网打造更易接入的机制和平台，而虚拟电厂据此实现更自动的接入，从而让整体效果和成本能达到最优。

虚拟电厂并不是真正意义上的发电厂，而是一种基于能源互联网技术的“看不见的电厂”。其核心是通过先进信息通信技术和软件系统，把工厂、商场甚至居民家的屋顶光伏、电锅炉、电动汽车、空调等各类分散、可调节资源汇聚起来，统一协调控制，形成一个虚拟的“电厂”

储能出海数据安全

从传统储能走向“三个友好型”储能

传统的储能软件定位是硬件设备的配套设施，解决设备远程控制问题。随着新型电力系统的快速发展，储能作为一个可调节资源的重要性愈发凸显，对储能软件的智能化能力提出更高要求，从传统储能走向“全过程友好型”储能是市场的必然趋势。

提高收益率，做“投资友好型”储能。储能的实时可调节性提供了两充两放之外的变现能力，使储能的资产属性更强，投资回收期更短。因此，新型电力系统下，市场需要的是储能资产管理工具，而非仅仅的储能控制软件。

提高安全性，做电网友好型储能。新型储能从集中式向分布式演进，对储能系统的安全性提出了更高的要求。与集中式储能相比，分布式储能参与电网调节的频次更高，且往往没有单独的值班人员，因此储能软件需要具备智能化分析能力，从故障维修向预防性维护转变。

提高可调节性，做电力市场友好型储能。传统储能往往采用固定策略调节，通过预设指令参与电力市场。随着电力市场的快速发展，交易品类和交易频次大幅扩展，固定策略已经不适应新形态的电力市场。根据储能的实时状态（SOC/SOH）动态计算可调节能力，并以此为基准参与电力市场的能量和调频市场是新型储能所必备的能力。

为了实现以上三个友好型，单纯靠拼设计、生产、营销等全过程效率远远不够，因为友好型的要求是不断变化和升级的，所以做好数字化支撑基础适应变化成为必然选择。我们的最佳实践是通过结合云计算与智能化，使储能从一个孤立的能量储存单位成为数字化在线的灵活可调节资源，并以虚拟电厂为载体，不断挖掘储能及其关联分布式系统的潜在价值。云计算可提供覆盖全球的算力基础设施，可为储能智能化提供所必须的实时、低成本、高性能计算能力，储能上云是储能智能化发展的必然趋势。

从“储能上云”到“云上储能”的最佳实践

要做到真正的、持续的三个友好型储能，做好储能数据上云的同时，储能企业还需要思考怎样打造具备各自独特优势的“云上储能”产品，用计算资产运营自动化驱动能源资产运营。

1、“储能上云”需要云原生架构：

对比传统上云（仅部署软件到云服务器），云原生能带来每设备数字化成本最高可降低 40%。与普通新能源设备相比，储能的**最大特点是海量的数据，平均每块电池有5个测点，一个2MWh的工商业储能设备产生的数据超过一个200MW装机的水电站。据统计，同等规模下，储能设备产生的数据是光伏5倍，是风电的10倍，传统发电设备的100倍以上。同时储能作为灵活调节设备，对数据处理结果的实时性要求很高，因此在做储能上云架构的整体设计时应重点考虑数据接入能力与海量数据实时处理能力。

为实现云原生，针对储能设备的特点，将整体架构分为三层，分别是物联接入区、数据处理区和业务服务区。

（1）物联接入区：

物联接入区的主要功能是实现储能各类数据的标准化接入和海量数据的实时转发。储能点表点位多、定制化配置多，现场接数据耗时长，需要进行反复数据链路调试，因此需要搭建云边协同管理技术，

对储能设备内部的联网和非联网设备进行标准化接入，通过页面配置的形式进行数据的接入，大幅度减少现场实施时间。同时，为了满足海量数据的实时转发能力，需要构建云边协同体系，通过站端的边缘一体机与云端的物联管理平台结合，实现海量输出的边缘处理。

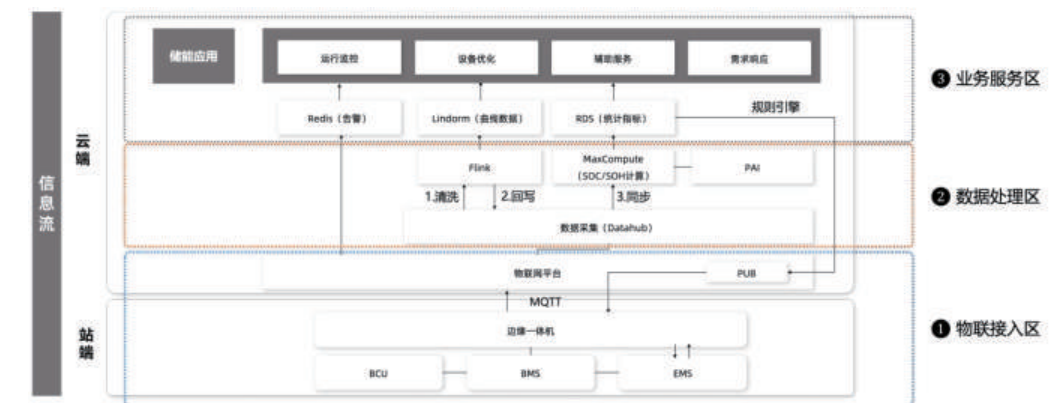
（2）数据处理区：

数据处理区主要对站端接入的海量数据根据业务系统的需要进行实时处理。通过流批一体的技术，结合云计算的弹性伸缩能力建设完成一套具备分布式、实时离线一体化的数据处理平台。具备交互式分析引擎、实时数据仓库等能力，以满足业务系统在海量数据中进行实时查询和实时分析的能力。

（3）业务服务区：

业务服务区则包含储能设备的运行监控、设备优化、辅助服务、需求响应、电力交易等模块，并根据不同模块的要求匹配对应的数据库系统。对业务系统库提供关系型数据库，满足业务系统的日常操作的记录；为运行监控提供量测数据库，满足曲线展示、点位补齐等功能；为告警模块提供内存数据库，以满足实时性展示的要求等。

图 43 三区图示



图片来源：阿里云

通过数据上云经过以上三个区的过程，将相对固定的硬件储能产品，转化为能柔性适应市场和电力系统变化的智能产品，提升产品的灵活度和运营效率。

“云上储能”需要数据运营平台提升效率和收益

在储能长达数十年的运营周期当中，最大的挑战是市场变化对于储能收益的影响，控制预防风险和尽可能争取增量收益成为摆在储能运营者们面前的主要问题。解决方案没有标准答案，但用储能数据支撑运营决策的手段逐渐成为共识，如何建设好储能数据运营平台成为影响今后储能运营好坏的关键。

数据运营平台需要能实现以下能力：

（1）汇：数据整合和处理

利用一站式大数据开发与管理平台高效集成来自新能源设备、储能系统、电网调度中心等各种源头的实时或历史数据。通过数据集成、数据清洗、转换等ETL流程，实现多源异构数据的标准化和集中化管理。

（2）算：智能分析与优化

利用强大的机器学习和人工智能算法支持，能够基于海量的新能源发电量预测、储能效率分析、电力负荷预测等相关数据进行深度学习建模。通过对储能系统的运行状态、充放电策略等进行智能分析，有助

储能出海数据安全

从传统储能走向“三个友好型”储能

传统的储能软件定位是硬件设备的配套设施，解决设备远程控制问题。随着新型电力系统的快速发展，储能作为一个可调节资源的重要性愈发凸显，对储能软件的智能化能力提出更高要求，从传统储能走向“全过程友好型”储能是市场的必然趋势。

提高收益率，做“投资友好型”储能。储能的实时可调节性提供了两充两放之外的变现能力，使储能的资产属性更强，投资回收期更短。因此，新型电力系统下，市场需要的是储能资产管理工具，而非仅仅的储能控制软件。

提高安全性，做电网友好型储能。新型储能从集中式向分布式演进，对储能系统的安全性提出了更高的要求。与集中式储能相比，分布式储能参与电网调节的频次更高，且往往没有单独的值班人员，因此储能软件需要具备智能化分析能力，从故障维修向预防性维护转变。

提高可调节性，做电力市场友好型储能。传统储能往往采用固定策略调节，通过预设指令参与电力市场。随着电力市场的快速发展，交易品类和交易频次大幅扩展，固定策略已经不适应新形态的电力市场。根据储能的实时状态（SOC/SOH）动态计算可调节能力，并以此为基准参与电力市场的能量和调频市场是新型储能所必备的能力。

为了实现以上三个友好型，单纯靠拼设计、生产、营销等全过程效率远远不够，因为友好型的要求是不断变化和升级的，所以做好数字化支撑基础适应变化成为必然选择。我们的最佳实践是通过结合云计算与智能化，使储能从一个孤立的能量储存单位成为数字化在线的灵活可调节资源，并以虚拟电厂为载体，不断挖掘储能及其关联分布式系统的潜在价值。云计算可提供覆盖全球的算力基础设施，可为储能智能化提供所必须的实时、低成本、高性能计算能力，储能上云是储能智能化发展的必然趋势。

从“储能上云”到“云上储能”的最佳实践

要做到真正的、持续的三个友好型储能，做好储能数据上云的同时，储能企业还需要思考怎样打造具备各自独特优势的“云上储能”产品，用计算资产运营自动化驱动能源资产运营。

1、“储能上云”需要云原生架构：

对比传统上云（仅部署软件到云服务器），云原生能带来每设备数字化成本最高可降低 40%。与普通新能源设备相比，储能的**最大特点是海量的数据，平均每块电池有5个测点，一个2MWh的工商业储能设备产生的数据超过一个200MW装机的水电站。据统计，同等规模下，储能设备产生的数据是光伏5倍，是风电的10倍，传统发电设备的100倍以上。同时储能作为灵活调节设备，对数据处理结果的实时性要求很高，因此在做储能上云架构的整体设计时应重点考虑数据接入能力与海量数据实时处理能力。

为实现云原生，针对储能设备的特点，将整体架构分为三层，分别是物联接入区、数据处理区和业务服务区。

（1）物联接入区：

物联接入区的主要功能是实现储能各类数据的标准化接入和海量数据的实时转发。储能点表点位多、定制化配置多，现场接数据耗时长，需要进行反复数据链路调试，因此需要搭建云边协同管理技术，

对储能设备内部的联网和非联网设备进行标准化接入，通过页面配置的形式进行数据的接入，大幅度减少现场实施时间。同时，为了满足海量数据的实时转发能力，需要构建云边协同体系，通过站端的边缘一体机与云端的物联管理平台结合，实现海量输出的边缘处理。

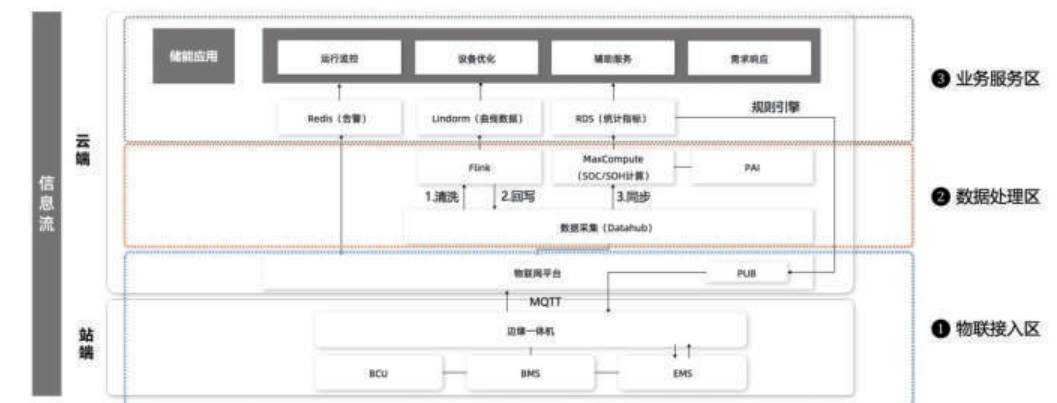
（2）数据处理区：

数据处理区主要对站端接入的海量数据根据业务系统的需要进行实时处理。通过流批一体的技术，结合云计算的弹性伸缩能力建设完成一套具备分布式、实时离线一体化的数据处理平台。具备交互式分析引擎、实时数据仓库等能力，以满足业务系统在海量数据中进行实时查询和实时分析的能力。

（3）业务服务区：

业务服务区则包含储能设备的运行监控、设备优化、辅助服务、需求响应、电力交易等模块，并根据不同模块的要求匹配对应的数据库系统。对业务系统库提供关系型数据库，满足业务系统的日常操作的记录；为运行监控提供量测数据库，满足曲线展示、点位补齐等功能；为告警模块提供内存数据库，以满足实时性展示的要求等。

图 43 三区图示



图片来源：阿里云

通过数据上云经过以上三个区的过程，将相对固定的硬件储能产品，转化为能柔性适应市场和电力系统变化的智能产品，提升产品的灵活度和运营效率。

“云上储能”需要数据运营平台提升效率和收益

在储能长达数十年的运营周期当中，最大的挑战是市场变化对于储能收益的影响，控制预防风险和尽可能争取增量收益成为摆在储能运营者们面前的主要问题。解决方案没有标准答案，但用储能数据支撑运营决策的手段逐渐成为共识，如何建设好储能数据运营平台成为影响今后储能运营好坏的关键。

数据运营平台需要能实现以下能力：

（1）汇：数据整合和处理

利用一站式大数据开发与管理平台高效集成来自新能源设备、储能系统、电网调度中心等各种源头的实时或历史数据。通过数据集成、数据清洗、转换等ETL流程，实现多源异构数据的标准化和集中化管理。

（2）算：智能分析与优化

利用强大的机器学习和人工智能算法支持，能够基于海量的新能源发电量预测、储能效率分析、电力负荷预测等相关数据进行深度学习建模。通过对储能系统的运行状态、充放电策略等进行智能分析，有助

于提升储能系统的利用率和经济效益，同时为新能源电站优化运营决策提供科学依据。

(3) 实时监控与预警：

结合数据处理能力与实时计算功能，可以构建实时监控体系，对储能设施的状态参数进行实时监测和异常检测，提前预警潜在故障风险，确保储能系统安全稳定运行。

(4) 析：能源管理和调度决策针对新能源和储能项目的运营管理需求，可利用模型预测未来一段时间内的能源供需情况，结合数据平台构建的数据服务，助力运营商制定更精准的储能调控策略和电网调度计划，从而更好地响应市场需求，平衡电力供需关系，并降低整体运营成本。

(5) 用：业务洞察与创新应用

通过大数据分析和挖掘能力，可以帮助新能源企业和储能运营方发现隐藏在大量数据中的模式和规律，驱动产品和服务创新，例如基于用户用电行为预测的增值服务、储能资产健康度评估与寿命预测等。

通过打造基于储能数据的云上运营平台，不仅实现了从数据接入到智能分析的全链路解决方案，而且有力推动了该行业向智能化、精细化运营方向发展。借助云上平台，储能厂商能为客户提供储能数十年运营生命周期内的增量价值，也为自己带来竞争优势。

储能出海需要云数结合完整保障数据安全

云原生和数据运营平台在保障储能数据出海安全方面扮演着至关重要的角色，其主要功能和措施包括以下几个核心点：

(1) 数据合规性管理：

云上数据运营平台通过内置的数据分类分级、标签化管理等功能，确保储能数据按照国内外相关法律法规进行合规处理。例如，在数据出境前明确敏感信息类别，并采取相应脱敏、加密等手段，以满足不同国家和地区对数据保护的要求。

(2) 安全传输与存储：

在数据跨境传输过程中，云上数据运营平台支持安全传输协议（如SSL/TLS）及专用的通道服务，确保数据在公网上的安全传输，防止数据泄露或被非法截取。

(3) 对于海外存储，采用符合国际标准的安全存储方案，比如加密存储、多重备份以及访问控制策略，确保即使数据存储在海外数据中心，也能有效防止未经授权的访问。

(4) 审计与追溯：

云上数据运营平台具备全面的日志管理和审计追踪能力，能够记录所有数据操作行为，包括数据出海的全过程，便于企业及时发现异常情况并进行追溯调查，同时满足监管机构对于数据活动透明度的要求。

(5) 权限控制与隔离：

建立严格的数据权限管理体系，针对不同的用户角色设定精细的访问控制策略，保证只有授权人员才能访问到相关的储能数据，避免因权限滥用导致的数据安全问题。

(6) 合作伙伴评估与管理：

对于涉及储能数据出海的合作项目，云上数据运营平台可协助企业对合作伙伴的数据安全能力进行评估，并在合作协议中明确数据安全责任和保密条款，确保合作方遵循共同的数据安全规范。

(7) 法律法规咨询服务：

配合专业的法律团队，云上数据运营平台提供相应的法律法规咨询服务，帮助企业实时跟进全球各地的数据保护政策变化，指导企业在数据出海时制定合法、合规的数据使用策略。

综上所述，一个健全的云原生和数据运营平台体系能够通过技术和管理层面的一系列措施，全方位地为储能企业的数据出海保驾护航，确保数据在跨境流动过程中的安全性和合规性。

图 44 云上运营平台图示



图片来源：阿里云

储能温控技术

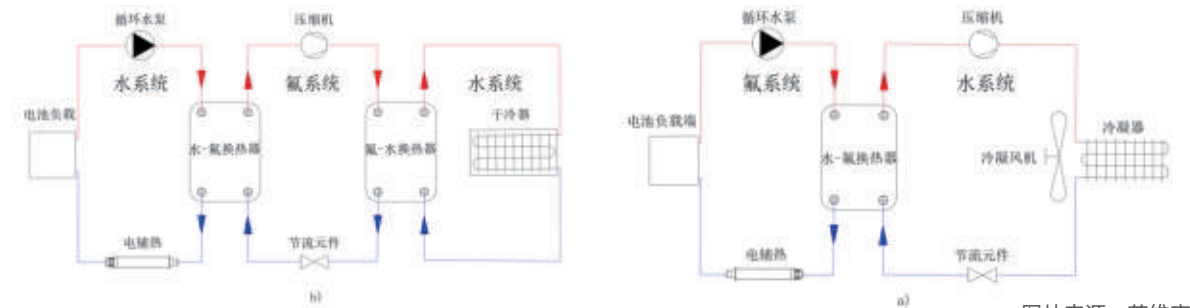
储能电池的充放电过程会大量生热，而电池本身又是对温度极其敏感的部件，维持稳定、适中的工作温度会对提高电池效率、延长电池寿命、防止热失控都起到至关重要的作用，因而储电配套的温控系统不可或缺。

新型的储能温控系统主要应用于储能集装箱的电池环境控制，通过节能变频制冷机组耦合电辅热等方案，实现箱内外高效换热、箱内温度自动调节，以保障电池的安全、稳定、高效运行。为了便于运输及安装同时提高箱内空间利用率，大多储能温控设备已舍弃传统空调区分内机外机的分体式设计，转而将蒸发侧与冷凝侧进行一体化集成，故此仅针对一体式系统设备进行介绍。以载冷导热的方式划分，目前主流的储能温控技术主要有液冷与风冷两种。

储能液冷温控技术

“液冷”指在发热端与机组蒸发侧间以冷液作为载体的冷却换热形式，水侧媒介一般使用乙二醇水溶液；冷凝侧同样有风冷和水冷两种形式，以风冷强制对流换热为主。

图 45 常见储电风冷机组简易原理图



图片来源：英维克

作为一种新兴的储能温控解决方案，液冷凭借其其与电芯冷却的高契合度优势快速占领市场。液冷机组温控散热的主要应用优势如下：

1. 调温快，控温准：液冷温控响应快、精度高，通过变频、整流混水等方式为电池侧供水，自动控制水温，最高能达成 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 的精度，且在负载功率、环境温度等关键工况变化时可快速调节以实现供液温度稳定。

2. 高效换热，需求空间小：液冷的蒸发侧为水-氟换热器（一般使用板式或管壳式换热器），换热效率高、上限高，相同能力下相较于风冷适用的翅片换热体积可成倍缩小，极大程度地节省了机组空间与占地面积，进而可有效提升电池集装箱体内能量密度、扩大储能应用场景。

3. 有效减小电芯温差，促进电池均温：液冷冷板流道与管路设计自由度高，可根据需求合理分配流量；同时，因载冷剂的比热容较大，PACK前端与末端间水温相差小（一般在 3°C 以内），可使电池端的整体温差都控制在 5°C 左右，有效提升电池概况的异质性水平，提高电池能量利用率及延长寿命。

4. 适应复杂场景：传统风冷受风道影响强，对电池箱内部结构设计要求高，易受干扰。液冷水路设计自由，形式多样，可适配各种复杂的应用场景与结构形式，对于储能形式的不断丰富有较好支持。

然而，目前液冷技术的发展尚不完全充分，仍有一些行业痛点亟待解决：

1. 存在漏液可能，时有补液需求：目前难以保证不漏液，存有漏液风险。为此，不得不为机组设备增设自

于提升储能系统的利用率和经济效益，同时为新能源电站优化运营决策提供科学依据。

(3) 实时监控与预警：

结合数据处理能力与实时计算功能，可以构建实时监控体系，对储能设施的状态参数进行实时监测和异常检测，提前预警潜在故障风险，确保储能系统安全稳定运行。

(4) 析：能源管理和调度决策针对新能源和储能项目的运营管理需求，可利用模型预测未来一段时间内的能源供需情况，结合数据平台构建的数据服务，助力运营商制定更精准的储能调控策略和电网调度计划，从而更好地响应市场需求，平衡电力供需关系，并降低整体运营成本。

(5) 用：业务洞察与创新应用

通过大数据分析和挖掘能力，可以帮助新能源企业和储能运营方发现隐藏在大量数据中的模式和规律，驱动产品和服务创新，例如基于用户用电行为预测的增值服务、储能资产健康度评估与寿命预测等。

通过打造基于储能数据的云上运营平台，不仅实现了从数据接入到智能分析的全链路解决方案，而且有力推动了该行业向智能化、精细化运营方向发展。借助云上平台，储能厂商能为客户提供储能数十年运营生命周期内的增量价值，也为自己带来竞争优势。

储能出海需要云数结合完整保障数据安全

云原生和数据运营平台在保障储能数据出海安全方面扮演着至关重要的角色，其主要功能和措施包括以下几个核心点：

(1) 数据合规性管理：

云上数据运营平台通过内置的数据分类分级、标签化管理等功能，确保储能数据按照国内外相关法律法规进行合规处理。例如，在数据出境前明确敏感信息类别，并采取相应脱敏、加密等手段，以满足不同国家和地区对数据保护的要求。

(2) 安全传输与存储：

在数据跨境传输过程中，云上数据运营平台支持安全传输协议（如SSL/TLS）及专用的通道服务，确保数据在公网上的安全传输，防止数据泄露或被非法截取。

(3) 对于海外存储，采用符合国际标准的安全存储方案，比如加密存储、多重备份以及访问控制策略，确保即使数据存储在海外数据中心，也能有效防止未经授权的访问。

(4) 审计与追溯：

云上数据运营平台具备全面的日志管理和审计追踪能力，能够记录所有数据操作行为，包括数据出海的全过程，便于企业及时发现异常情况并进行追溯调查，同时满足监管机构对于数据活动透明度的要求。

(5) 权限控制与隔离：

建立严格的数据权限管理体系，针对不同的用户角色设定精细的访问控制策略，保证只有授权人员才能访问到相关的储能数据，避免因权限滥用导致的数据安全问题。

(6) 合作伙伴评估与管理：

对于涉及储能数据出海的合作项目，云上数据运营平台可协助企业对合作伙伴的数据安全能力进行评估，并在合作协议中明确数据安全责任和保密条款，确保合作方遵循共同的数据安全规范。

(7) 法律法规咨询服务：

配合专业的法律团队，云上数据运营平台提供相应的法律法规咨询服务，帮助企业实时跟进全球各地的数据保护政策变化，指导企业在数据出海时制定合法、合规的数据使用策略。

综上所述，一个健全的云原生和数据运营平台体系能够通过技术和管理层面的一系列措施，全方位地为储能企业的数据出海保驾护航，确保数据在跨境流动过程中的安全性和合规性。

图 44 云上运营平台图示



图片来源：阿里云

储能温控技术

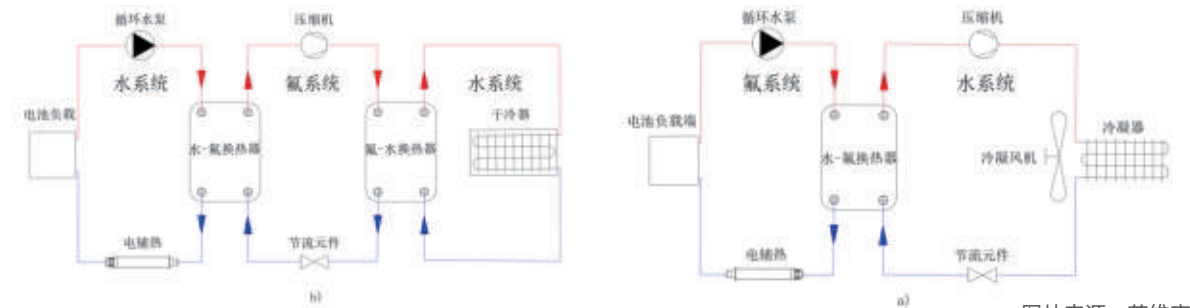
储能电池的充放电过程会大量生热，而电池本身又是对温度极其敏感的部件，维持稳定、适中的工作温度会对提高电池效率、延长电池寿命、防止热失控都起到至关重要的作用，因而储电配套的温控系统不可或缺。

新型的储能温控系统主要应用于储能集装箱的电池环境控制，通过节能变频制冷机组耦合电辅热等方案，实现箱内外高效换热、箱内温度自动调节，以保障电池的安全、稳定、高效运行。为了便于运输及安装同时提高箱内空间利用率，大多储能温控设备已舍弃传统空调区分内机外机的分体式设计，转而将蒸发侧与冷凝侧进行一体化集成，故此仅针对一体式系统设备进行介绍。以载冷导热的方式划分，目前主流的储能温控技术主要有液冷与风冷两种。

储能液冷温控技术

“液冷”指在发热端与机组蒸发侧间以冷液作为载体的冷却换热形式，水侧媒介一般使用乙二醇水溶液；冷凝侧同样有风冷和水冷两种形式，以风冷强制对流换热为主。

图 45 常见储电风冷机组简易原理图



图片来源：英维克

作为一种新兴的储能温控解决方案，液冷凭借其高契合度优势快速占领市场。液冷机组温控散热的主要应用优势如下：

1. 调温快，控温准：液冷温控响应快、精度高，通过变频、整流混水等方式为电池侧供水，自动控制水温，最高能达成 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 的精度，且在负载功率、环境温度等关键工况变化时可快速调节以实现供液温度稳定。

2. 高效换热，需求空间小：液冷的蒸发侧为水-氟换热器（一般使用板式或管壳式换热器），换热效率高、上限高，相同能力下相较于风冷适用的翅片换热体积可成倍缩小，极大程度地节省了机组空间与占地面积，进而可有效提升电池集装箱体内能量密度、扩大储能应用场景。

3. 有效减小电芯温差，促进电池均温：液冷冷板流道与管路设计自由度高，可根据需求合理分配流量；同时，因载冷剂的比热容较大，PACK前端与末端间水温相差小（一般在 3°C 以内），可使电池端的整体温差都控制在 5°C 左右，有效提升电池概况的异质性水平，提高电池能量利用率及延长寿命。

4. 适应复杂场景：传统风冷受风道影响强，对电池箱内部结构设计要求高，易受干扰。液冷水路设计自由，形式多样，可适配各种复杂的应用场景与结构形式，对于储能形式的不断丰富有较好支持。

然而，目前液冷技术的发展尚不完全充分，仍有一些行业痛点亟待解决：

1. 存在漏液可能，时有补液需求：目前难以保证不漏液，存有漏液风险。为此，不得不为机组设备增设自

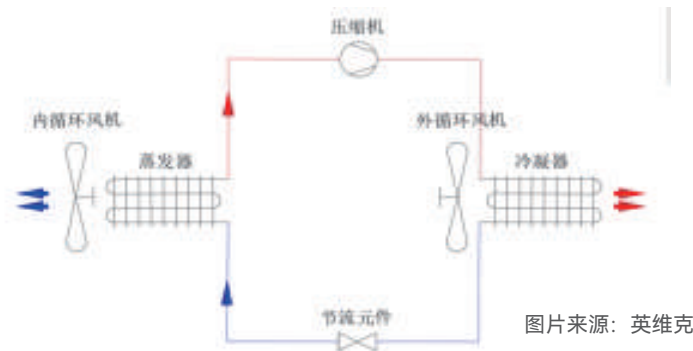
动补水装置、增加漏液监测措施、提高部件防水等级、考虑漏液排液问题。大型储能项目所在区域往往都较为偏远，罕有人烟，人工补液极为不便，同时漏液也可能对电芯及其控制系统造成严重影响，故必须尽可能的减少乃至避免泄露，降低补液频次。

2.常用管路类型各有劣势：不锈钢管路成本高，加工与装配对工艺要求较高，公差难以把控，维护也相对困难；塑料管路虽成本较低，但其使用寿命短，易损坏，可靠性仍有待提升；铜管路易造成水质脏堵，影响换热，难以适配储能长期稳定、尽量避免人工干涉的需求。时下尚无完美解决储能温控需要的液冷管路材质。

储能风冷温控技术

“风冷”指在蒸发侧以空气作为载体的冷却换热形式，利用风机带动空气与翅片换热器进行强制对流传热，受海拔高度（气压）的影响较大。

图 46 常见储电风冷机组简易原理图



作为一种相对传统的温控散热模式，风冷在应用广度上会略逊一筹，但由于介质的特性也决定了其在某些特殊场景中应用的必要性。例如，风冷温控系统在蒸发侧通过空气机组进行换热，使得其可以具备除湿功能，目前，常见的大型储能集装箱在标配液冷的同时往往也会增设风冷机组以降低箱内湿度，减少电池模组和附属器件因凝露渗水而受损的可能性；同时，风冷规避了水冷的漏液风险，适合为复杂BMS电气系统进行散热以保障安全性。此外，风冷系统的加工安装相对容易，现场工程量小，成本较低，在部分小型储电设备中也有一定优势。

一直以来，风冷技术的难点痛点都较为突出，能否进一步改善与解决是扩展风冷适用面的关键所在。行业主要痛点如下：

1.换热效率低下，尺寸难缩减：风冷换热性能有天然劣势，若要满足电池能量功率的增长需求则必须增大换热器尺寸，这与不断提升箱内电池能量密度的追求是相违背的，同时也增加了设备运输与安装的难度。只有改进换热器形式，提高换热器效率，才能在一定程度上缓解风冷设备的空间侵占问题。

2.风机需求量大，噪音难限制：风量与换热性能正相关，为了提高制冷能力，风冷系统中内外风机均使用大功率、高转速风机，相互叠加，风噪也便难以控制。如何在限噪与性能间平衡取舍一直是风冷业内的一大难点。

3.温控均匀性差，风道难设计：风冷始末两端温差大，对末端设备的温控能力较差，用于为储能电池散热无疑是不利的。风冷技术的风道设计尤为讲究，过大的风阻将严重影响性能，若流道覆盖性较差，或局部边缘生成涡旋多，则设备间的均温更难以达成，一般在设计阶段便需通过大量仿真验证合理性。

储能温控技术未来发展趋势

1.以发展完善液冷技术为主体，逐步改进风冷技术，同步开发直冷方案：不可否认的是，在未来一段时间内，液冷都会占据行业市场的主导且份额逐渐扩大，因而针对液冷可靠性与能力的设计验证、降本等会是业内的主要课题。风冷新增装机量难有爆发式增长，但因依然有无法替代的稳定需求，对其的研究改进不会停止。此外，随着未来电池能量功率密度的不断提升，纵然液冷模式也会逐渐触及性能上限出现边缘效应，开发换热效率更高理论上限更强的冷媒直冷方案也是重要议题。目前，尚无大批量应用的成熟储能直冷技术形式。

2.整机小型化，换热效率提高，能量密度提升：储能箱柜内空间寸土寸金，配套设备的小型化意味着电芯数量增加的可能性，也就意味着储电成本造价的优势。在有限空间能尽可能地强化换热能力是空调机永恒的课题，为此主要有两个发展方向，即提高设备集成度与改进使用高效传热形式。除前文所提整机一体化处理外，电控系统的高度集成化、水氟系统在确保安全性与可靠性的前提下的部件“减负”都是重要手段。

3.制冷剂环保化替换：2021年6月，中国政府接受了《〈关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书〉基加利修正案》这一国际化的通用标准要求，将对部分环境影响指数较大的制冷剂进行严格限制，相当于对行业提出了新的硬性规定。以性质与能力相近的环保冷媒进行直接替换是基本方案，但其系统安全性与兼容可靠性需要经过长时间的测试验证，对系统的设计也有特殊要求。更进一步的目标，可考虑天然制冷剂的适用可行性，如R744（二氧化碳）、R290（丙烷）等均已其他行业大量应用并被证明对环境完全无害。下表为一些常用冷媒的短期替换方案供参考。

图 47 冷媒图示

现阶段常用冷媒	逐步替代冷媒
R410A	R32、R454B等
R134a	R1234yf、R450A、R513A等
R404A	R452A、R290等
R123	R514A等

表格来源：英维克

4.高效节能化：除使用高能效的冷媒外，对压缩机、风机、水泵等大功率器件的智能变频控制也是节能省电的关键所在，后续的储电温控技术将对控制逻辑进一步深入优化，确保在工况频繁变动的前提下依然保持供需平衡。提升换热效率也是节能化的途径之一。目前有越来越多的机组正利用小区域冗余空间加装干冷器以强化自然散热，利用低温环境下的自然冷源，减小热交换时的耗能需求。全年低温时间区段占比越高，制冷时需要的总能耗就越低。未来的节能需求会愈发明显。

5.可靠性与安全性提升：一方面通过更多的失效模拟分析、精确冗余设计和故障监测报警保证机组安全性，另一方面通过增加异常自动调节模式以减少人工干预，提高机组可靠性。同时对于器件可靠性选型也要更为精细，例如采用铜管翅片作为冷凝器在恶劣且长期使用的环境中，因其结构强度与器件材质，相比于微通道换热器更为可靠。

6.PCS液冷方案：在当前储能项目正向着更大规模、更高能量密度趋势发展，对储能系统的寿命、安全性提出了更高的要求之下，将液冷技术应用到PCS上，可使得PCS在功率密度和系统效率上有较好的提

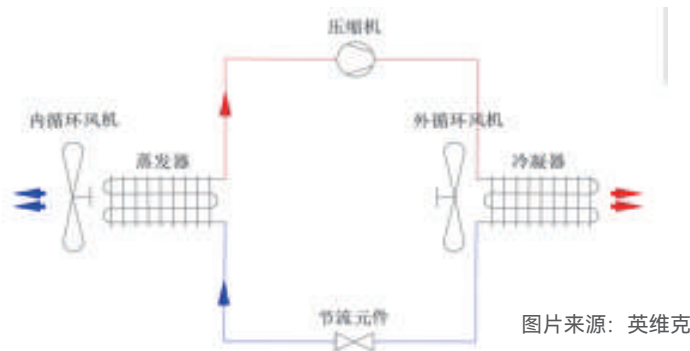
动补水装置、增加漏液监测措施、提高部件防水等级、考虑漏液排液问题。大型储能项目所在区域往往都较为偏远，罕有人烟，人工补液极为不便，同时漏液也可能对电芯及其控制系统造成严重影响，故必须尽可能的减少乃至避免泄露，降低补液频次。

2.常用管路类型各有劣势：不锈钢管路成本高，加工与装配对工艺要求较高，公差难以把控，维护也相对困难；塑料管路虽成本较低，但其使用寿命短，易损坏，可靠性仍有待提升；铜管路易造成水质脏堵，影响换热，难以适配储能长期稳定、尽量避免人工干涉的需求。时下尚无完美解决储能温控需要的液冷管路材质。

储能风冷温控技术

“风冷”指在蒸发侧以空气作为载体的冷却换热形式，利用风机带动空气与翅片换热器进行强制对流传热，受海拔高度（气压）的影响较大。

图 46 常见储电风冷机组简易原理图



作为一种相对传统的温控散热模式，风冷在应用广度上会略逊一筹，但由于介质的特性也决定了其在某些特殊场景中应用的必要性。例如，风冷温控系统在蒸发侧通过空气机组进行换热，使得其可以具备除湿功能，目前，常见的大型储能集装箱在标配液冷的同时往往也会增设风冷机组以降低箱内湿度，减少电池模组和附属器件因凝露渗水而受损的可能性；同时，风冷规避了水冷的漏液风险，适合为复杂BMS电气系统进行散热以保障安全性。此外，风冷系统的加工安装相对容易，现场工程量小，成本较低，在部分小型储电设备中也有一定优势。

一直以来，风冷技术的难点痛点都较为突出，能否进一步改善与解决是扩展风冷适用面的关键所在。行业主要痛点如下：

1.换热效率低下，尺寸难缩减：风冷换热性能有天然劣势，若要满足电池能量功率的增长需求则必须增大换热器尺寸，这与不断提升箱内电池能量密度的追求是相违背的，同时也增加了设备运输与安装的难度。只有改进换热器形式，提高换热器效率，才能在一定程度上缓解风冷设备的空间侵占问题。

2.风机需求量大，噪音难限制：风量与换热性能正相关，为了提高制冷能力，风冷系统中内外风机均使用大功率、高转速风机，相互叠加，风噪也便难以控制。如何在限噪与性能间平衡取舍一直是风冷业内的一大难点。

3.温控均匀性差，风道难设计：风冷始末两端温差大，对末端设备的温控能力较差，用于为储能电池散热无疑是不利的。风冷技术的风道设计尤为讲究，过大的风阻将严重影响性能，若流道覆盖性较差，或局部边缘生成涡旋多，则设备间的均温更难以达成，一般在设计阶段便需通过大量仿真验证合理性。

储能温控技术未来发展趋势

1.以发展完善液冷技术为主体，逐步改进风冷技术，同步开发直冷方案：不可否认的是，在未来一段时间内，液冷都会占据行业市场的主导且份额逐渐扩大，因而针对液冷可靠性与能力的设计验证、降本等会是业内的主要课题。风冷新增装机量难有爆发式增长，但因依然有无法替代的稳定需求，对其的研究改进不会停止。此外，随着未来电池能量功率密度的不断提升，纵然液冷模式也会逐渐触及性能上限出现边缘效应，开发换热效率更高理论上限更强的冷媒直冷方案也是重要议题。目前，尚无大批量应用的成熟储能直冷技术形式。

2.整机小型化，换热效率提高，能量密度提升：储能箱柜内空间寸土寸金，配套设备的小型化意味着电芯数量增加的可能性，也就意味着储电成本造价的优势。在有限空间能尽可能地强化换热能力是空调机永恒的课题，为此主要有两个发展方向，即提高设备集成度与改进使用高效传热形式。除前文所提整机一体化处理外，电控系统的高度集成化、水氟系统在确保安全性与可靠性的前提下的部件“减负”都是重要手段。

3.制冷剂环保化替换：2021年6月，中国政府接受了《〈关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔议定书〉基加利修正案》这一国际化的通用标准要求，将对部分环境影响指数较大的制冷剂进行严格限制，相当于对行业提出了新的硬性规定。以性质与能力相近的环保冷媒进行直接替换是基本方案，但其系统安全性与兼容可靠性需要经过长时间的测试验证，对系统的设计也有特殊要求。更进一步的目标，可考虑天然制冷剂的适用可行性，如R744（二氧化碳）、R290（丙烷）等均已其他行业大量应用并被证明对环境完全无害。下表为一些常用冷媒的短期替换方案供参考。

图 47 冷媒图示

现阶段常用冷媒	逐步替代冷媒
R410A	R32、R454B等
R134a	R1234yf、R450A、R513A等
R404A	R452A、R290等
R123	R514A等

表格来源：英维克

4.高效节能化：除使用高能效的冷媒外，对压缩机、风机、水泵等大功率器件的智能变频控制也是节能省电的关键所在，后续的储电温控技术将对控制逻辑进一步深入优化，确保在工况频繁变动的前提下依然保持供需平衡。提升换热效率也是节能化的途径之一。目前有越来越多的机组正利用小区域冗余空间加装干冷器以强化自然散热，利用低温环境下的自然冷源，减小热交换时的耗能需求。全年低温时间区段占比越高，制冷时需要的总能耗就越低。未来的节能需求会愈发明显。

5.可靠性与安全性提升：一方面通过更多的失效模拟分析、精确冗余设计和故障监测报警保证机组安全性，另一方面通过增加异常自动调节模式以减少人工干预，提高机组可靠性。同时对于器件可靠性选型也要更为精细，例如采用铜管翅片作为冷凝器在恶劣且长期使用的环境中，因其结构强度与器件材质，相比于微通道换热器更为可靠。

6.PCS液冷方案：在当前储能项目正向着更大规模、更高能量密度趋势发展，对储能系统的寿命、安全性提出了更高的要求之下，将液冷技术应用到PCS上，可使得PCS在功率密度和系统效率上有较好的提

升。液冷PCS在高海拔和高温地区同样会拥有更好的适应性。当面对高海拔项目时，高效液冷散热方式将海拔变化带来的温度降额影响大大降低，极大程度保障产品的安全平稳运行。正是具备有保证系统安全稳定运行的可行性，目前已有多家PCS厂商都已经宣布有液冷PCS产品或者即将推出相关的液冷PCS。

7.浸没式液冷方案：浸没式液冷通过将储能电池浸没在绝缘冷却液中，实现对于电池的直接接触式液冷。浸没式液冷有更高换热效率、更好的均温性以实现电池更长的寿命，同时相比于传统液冷更能减少热失控风险。但浸没式液冷在储能领域应用案例少，且存在成本高、安全隐患、难运维等问题。目前该方案在数据中心领域逐渐广泛应用，上述存在的问题在稳定推进解决，中长期来看存在在储能领域规模应用的可能性。

在当前储能项目正向着更大规模、更高能量密度趋势发展，对储能系统的寿命、安全性提出了更高的要求之下，将液冷技术应用到PCS上，可使得PCS在功率密度和系统效率上有较好的提升。液冷PCS在高海拔和高温地区同样会拥有更好的适应性。当面对高海拔项目时，高效液冷散热方式将海拔变化带来的温度降额影响大大降低，极大程度保障产品的安全平稳运行。正是具备有保证系统安全稳定运行的可行性，目前已有多家PCS厂商都已经宣布有液冷PCS产品或者即将推出相关的液冷PCS。提升储能系统的寿命，保证系统安全稳定运行正是液冷PCS开始盛行的关键所在。储能PCS从技术本身而言能够做更低的成本、更高的效率和更高的可靠性，供应链的维度可以有更好的效益，可以拿到更稳定的产品，在最终的用户当中产生出价值的改善。

储能消防技术

2023年，储能消防市场迎来了前所未有的变革，这一变革源于GB/T 42288《电化学储能电站安全规程》的颁布与实施。该国标从储能电站的设备设施、运行维护、检修试验、应急处置等方面提供了明确的安全规范。这一变革不仅标志着储能消防配置从建议性向强制性的转变，更是对整个储能消防行业产生了深远影响，为行业的健康发展注入了新的活力。

在此之前，由于消防系统主要承担“防灾、减灾、救灾”的功能，其经济效益并不直接体现，且其功能并非持续发挥，因此在储能系统中，往往存在“不配、少配”等投机心理。这种心理在一定程度上影响了储能消防的配置和使用效果，给储能电站的安全运行带来了潜在风险。然而，《电化学储能电站安全规程》的出台，如同一道明亮的灯塔，照亮了储能消防的发展道路。它从国家标准的层面，以权威、严谨的态度，对储能消防的配置提出了明确要求，有效遏制了投机心理的存在，为储能电站的安全运行提供了有力保障。

随着2023年国标的颁布，储能系统的消防方案配置也呈现出了新的态势。Pack级全氟己酮消防技术在储能消防领域的广泛应用和认可，越来越多的储能系统集成商开始将其作为首选的消防解决方案。这一趋势不仅推动了Pack级消防方案的成本降低，还促进了整个储能消防行业的标准化进程。同时，随着各家集成商发布自家的标准储能系统，储能系统的相对标准化进程正在稳步推进。虽然无法实现全行业的完全一致，但各集成商的系统已经相对统一，这为储能系统配件的集中采购和框架招标提供了便利条件。随着Pack级全氟己酮消防技术的安全性在储能消防领域的广泛应用和认可，越来越多的储能系统集成商开始将其作为首选的消防解决方案。集成商、业主集中采购和框架招标的实施，降低了Pack级消防方案的成本，这为Pack级消防方案的推广和应用提供了有力支持。可以预见，在未来，随着储能消防技术的不断进步和市场需求的不断增长，储能消防行业将迎来更加广阔的发展空间和更加激烈的市场竞争。2023年中下旬，国外的UL9540与NFPA855标准相继进行了更新，关于储能消防更新内容主要聚焦于电化学储能系统的防爆泄爆要求以及防火和爆炸测试两个方面。目前，国内针对防爆泄爆的解决方案主要依赖于可燃气体探测器与复合型探测器的浓度报警探测系统，该系统与防爆风机联动，通过气体置换降低储能预制舱内的可燃气体浓度，以达到防爆效果。而泄爆则主要依赖舱体上安装的泄压窗实现。从标准角度

看，这种设计思路并无不妥。

然而，在实际应用中，防爆风机在探测到可燃气体浓度达到一定水平时会启动。但在火灾发生时，为维持储能预制舱内的灭火药剂浓度，需关闭事故防爆风机。这就引出了一个问题：在选择灭火药剂时，除了需满足国标GB/T-42288中规定的绝缘、降温、防复燃性能外，是否还应增加抑爆的要求？

考虑到锂离子电池在热失控状态下扑灭明火只是初步目标，而在锂电池的能量未完全耗尽之前，其内部的化学反应仍会持续进行，并持续产生可燃有毒气体。因此，从安全策略角度出发，为了维持灭火药剂的浓度而关闭事故风机时，如果灭火药剂没有良好的抑爆作用，储能预制舱将成为一个巨大的事故风险点。这一风险不容忽视，毕竟，大红门储能事故牺牲的消防员的警钟还未散去。

在国内外，UL9540与NFPA855等标准已对防爆提出了明确要求。同时，从公开资料中我们注意到，国家十四五重点研究课题里也已着手进行防爆抑爆的相关研究。这表明，未来的储能消防将不仅局限于探测预警、火灾抑制，而是需要向预警、抑制、防爆等全方位防护安全解决方案发展。

对于储能安全，通常需要从三个方面进行综合考量：本质安全、过程安全和消防安全。其中，本质安全主要体现在电芯和系统设计的安全层面，电池在本体技术上尚无法做到绝对安全，且会受到成本的制约。在串并联成组使用后，单体安全不代表成组安全。由于充放电均衡性差异，长期使用工况的不同会导致电池之间不一致性，也是无法避免的。这就会引发某个电池单体的故障问题，进而引发电池群体的事故发生。在无法做到电池本体绝对安全的前提下，储能过程安全与消防系统的设计与应用显得尤为重要。而过程安全中，运维使用安全占据核心地位，消防安全则作为最后的防线。为了实现储能系统的全面安全，我们需要将消防安全与过程安全紧密结合，形成一套完整的安全体系。

从相关法规条文和应急处置来看，消防系统应作为独立体系存在。然而，鉴于储能系统的巨大危险性，我们需要从各个角度共同应对这一挑战。仅仅依赖能量管理系统对储能系统进行过程运维监控是远远不够的，我们必须充分利用已有的数据资源，避免形成信息孤岛。通过将储能Pack消防监测预警系统与其他储能数据系统如能量管理系统相连接，我们可以从顶层端对储能系统进行全面监控，实现数据之间的相互验证、比对和佐证。储能系统平台与储能消防系统平台的对接或嵌入将成为趋势。这将使消防数据成为过程运维管理的重要辅助，从而实现真正的早期预警，提升储能系统的整体安全性。

随着全球能源结构的转型和可再生能源的大规模应用，储能技术作为连接能源供应与需求的关键桥梁，正日益受到人们的关注。然而，储能系统的安全问题一直是制约其发展的瓶颈之一。因此，如何提升储能消防系统的效率和效果，降低运维成本，以及如何有效应对储能系统可能发生的火灾和爆炸事故，成为储能安全领域亟待解决的问题。

在降本增效方面，未来的储能消防系统将更加注重技术创新和系统集成。一方面，通过储能系统集成商与业主的集采、框招等形式形成批量效应降低储能消防系统价格。另一方面，通过智能化、自动化的技术手段，实现储能消防系统的智能监控和预警，及时发现和处理安全隐患，减少人工干预和运维成本。

在灭火系统的防爆抑爆技术方面，未来的研究将更加注重防爆抑爆材料的研发和应用。通过研发具有更高防爆抑爆性能的材料，提高储能系统的防爆抑爆能力，降低火灾和爆炸事故的风险。同时，还将探索更加有效的防爆抑爆技术，如主动抑爆、被动抑爆等，以适应不同场景下的应用需求。

在储能消防平台的构建与储能系统数据融合方面，未来的发展趋势是建设更加智能、高效、集成的储能消防平台。通过集成储能系统的各种数据资源，实现信息的共享和协同处理，提高储能消防平台的综合分析和决策能力。同时，还将利用大数据、云计算等先进技术，对储能系统的运行数据进行实时监测和分析，发现潜在的安全风险，为灭火和防爆抑爆提供有力的数据支持。

综上所述，未来的储能安全领域将更加注重技术创新和系统集成，通过提升储能消防系统的降本增效、灭火系统的防爆抑爆技术，以及储能消防平台的构建与储能系统数据融合，为储能技术的可持续发展提供坚实的保障。同时，随着新材料、新技术、新方法的不断涌现和应用，相信储能安全领域将会迎来更加广阔的发展空间和更加美好的未来。

升。液冷PCS在高海拔和高温地区同样会拥有更好的适应性。当面对高海拔项目时，高效液冷散热方式将海拔变化带来的温度降额影响大大降低，极大程度保障产品的安全平稳运行。正是具备有保证系统安全稳定运行的可行性，目前已有多家PCS厂商都已经宣布有液冷PCS产品或者即将推出相关的液冷PCS。

7.浸没式液冷方案：浸没式液冷通过将储能电池浸没在绝缘冷却液中，实现对于电池的直接接触式液冷。浸没式液冷有更高换热效率、更好的均温性以实现电池更长的寿命，同时相比于传统液冷更能减少热失控风险。但浸没式液冷在储能领域应用案例少，且存在成本高、安全隐患、难运维等问题。目前该方案在数据中心领域逐渐广泛应用，上述存在的问题在稳定推进解决，中长期来看存在在储能领域规模应用的可能性。

在当前储能项目正向着更大规模、更高能量密度趋势发展，对储能系统的寿命、安全性提出了更高的要求之下，将液冷技术应用到PCS上，可使得PCS在功率密度和系统效率上有较好的提升。液冷PCS在高海拔和高温地区同样会拥有更好的适应性。当面对高海拔项目时，高效液冷散热方式将海拔变化带来的温度降额影响大大降低，极大程度保障产品的安全平稳运行。正是具备有保证系统安全稳定运行的可行性，目前已有多家PCS厂商都已经宣布有液冷PCS产品或者即将推出相关的液冷PCS。提升储能系统的寿命，保证系统安全稳定运行正是液冷PCS开始盛行的关键所在。储能PCS从技术本身而言能够做更低的成本、更高的效率和更高的可靠性，供应链的维度可以有更好的效益，可以拿到更稳定的产品，在最终的用户当中产生出价值的改善。

储能消防技术

2023年，储能消防市场迎来了前所未有的变革，这一变革源于GB/T 42288《电化学储能电站安全规程》的颁布与实施。该国标从储能电站的设备设施、运行维护、检修试验、应急处置等方面提供了明确的安全规范。这一变革不仅标志着储能消防配置从建议性向强制性的转变，更是对整个储能消防行业产生了深远影响，为行业的健康发展注入了新的活力。

在此之前，由于消防系统主要承担“防灾、减灾、救灾”的功能，其经济效益并不直接体现，且其功能并非持续发挥，因此在储能系统中，往往存在“不配、少配”等投机心理。这种心理在一定程度上影响了储能消防的配置和使用效果，给储能电站的安全运行带来了潜在风险。然而，《电化学储能电站安全规程》的出台，如同一道明亮的灯塔，照亮了储能消防的发展道路。它从国家标准的层面，以权威、严谨的态度，对储能消防的配置提出了明确要求，有效遏制了投机心理的存在，为储能电站的安全运行提供了有力保障。

随着2023年国标的颁布，储能系统的消防方案配置也呈现出了新的态势。Pack级全氟己酮消防技术在储能消防领域的广泛应用和认可，越来越多的储能系统集成商开始将其作为首选的消防解决方案。这一趋势不仅推动了Pack级消防方案的成本降低，还促进了整个储能消防行业的标准化进程。同时，随着各家集成商发布自家的标准储能系统，储能系统的相对标准化进程正在稳步推进。虽然无法实现全行业的完全一致，但各集成商的系统已经相对统一，这为储能系统配件的集中采购和框架招标提供了便利条件。随着Pack级全氟己酮消防技术的安全性在储能消防领域的广泛应用和认可，越来越多的储能系统集成商开始将其作为首选的消防解决方案。集成商、业主集中采购和框架招标的实施，降低了Pack级消防方案的成本，这为Pack级消防方案的推广和应用提供了有力支持。可以预见，在未来，随着储能消防技术的不断进步和市场需求的不断增长，储能消防行业将迎来更加广阔的发展空间和更加激烈的市场竞争。2023年中下旬，国外的UL9540与NFPA855标准相继进行了更新，关于储能消防更新内容主要聚焦于电化学储能系统的防爆泄爆要求以及防火和爆炸测试两个方面。目前，国内针对防爆泄爆的解决方案主要依赖于可燃气体探测器与复合型探测器的浓度报警探测系统，该系统与防爆风机联动，通过气体置换降低储能预制舱内的可燃气体浓度，以达到防爆效果。而泄爆则主要依赖舱体上安装的泄压窗实现。从标准角度

看，这种设计思路并无不妥。

然而，在实际应用中，防爆风机在检测到可燃气体浓度达到一定水平时会启动。但在火灾发生时，为维持储能预制舱内的灭火药剂浓度，需关闭事故防爆风机。这就引出了一个问题：在选择灭火药剂时，除了需满足国标GB/T-42288中规定的绝缘、降温、防复燃性能外，是否还应增加抑爆的要求？

考虑到锂离子电池在热失控状态下扑灭明火只是初步目标，而在锂电池的能量未完全耗尽之前，其内部的化学反应仍会持续进行，并持续产生可燃有毒气体。因此，从安全策略角度出发，为了维持灭火药剂的浓度而关闭事故风机时，如果灭火药剂没有良好的抑爆作用，储能预制舱将成为一个巨大的事故风险点。这一风险不容忽视，毕竟，大红门储能事故牺牲的消防员的警钟还未散去。

在国内外，UL9540与NFPA855等标准已对防爆提出了明确要求。同时，从公开资料中我们注意到，国家十四五重点研究课题里也已着手进行防爆抑爆的相关研究。这表明，未来的储能消防将不仅局限于探测预警、火灾抑制，而是需要向预警、抑制、防爆等全方位防护安全解决方案发展。

对于储能安全，通常需要从三个方面进行综合考量：本质安全、过程安全和消防安全。其中，本质安全主要体现在电芯和系统设计的安全层面，电池在本体技术上尚无法做到绝对安全，且会受到成本的制约。在串并联成组使用后，单体安全不代表成组安全。由于充放电均衡性差异，长期使用工况的不同会导致电池之间不一致性，也是无法避免的。这就会引发某个电池单体的故障问题，进而引发电池群体的事故发生。在无法做到电池本体绝对安全的前提下，储能过程安全与消防系统的设计与应用显得尤为重要。而过程安全中，运维使用安全占据核心地位，消防安全则作为最后的防线。为了实现储能系统的全面安全，我们需要将消防安全与过程安全紧密结合，形成一套完整的安全体系。

从相关法规条文和应急处置来看，消防系统应作为独立体系存在。然而，鉴于储能系统的巨大危险性，我们需要从各个角度共同应对这一挑战。仅仅依赖能量管理系统对储能系统进行过程运维监控是远远不够的，我们必须充分利用已有的数据资源，避免形成信息孤岛。通过将储能Pack消防监测预警系统与其他储能数据系统如能量管理系统相连接，我们可以从顶层端对储能系统进行全面监控，实现数据之间的相互验证、比对和佐证。储能系统平台与储能消防系统平台的对接或嵌入将成为趋势。这将使消防数据成为过程运维管理的重要辅助，从而实现真正的早期预警，提升储能系统的整体安全性。

随着全球能源结构的转型和可再生能源的大规模应用，储能技术作为连接能源供应与需求的关键桥梁，正日益受到人们的关注。然而，储能系统的安全问题一直是制约其发展的瓶颈之一。因此，如何提升储能消防系统的效率和效果，降低运维成本，以及如何有效应对储能系统可能发生的火灾和爆炸事故，成为储能安全领域亟待解决的问题。

在降本增效方面，未来的储能消防系统将更加注重技术创新和系统集成。一方面，通过储能系统集成商与业主的集采、框招等形式形成批量效应降低储能消防系统价格。另一方面，通过智能化、自动化的技术手段，实现储能消防系统的智能监控和预警，及时发现和处理安全隐患，减少人工干预和运维成本。

在灭火系统的防爆抑爆技术方面，未来的研究将更加注重防爆抑爆材料的研发和应用。通过研发具有更高防爆抑爆性能的材料，提高储能系统的防爆抑爆能力，降低火灾和爆炸事故的风险。同时，还将探索更加有效的防爆抑爆技术，如主动抑爆、被动抑爆等，以适应不同场景下的应用需求。

在储能消防平台的构建与储能系统数据融合方面，未来的发展趋势是建设更加智能、高效、集成的储能消防平台。通过集成储能系统的各种数据资源，实现信息的共享和协同处理，提高储能消防平台的综合分析和决策能力。同时，还将利用大数据、云计算等先进技术，对储能系统的运行数据进行实时监测和分析，发现潜在的安全风险，为灭火和防爆抑爆提供有力的数据支持。

综上所述，未来的储能安全领域将更加注重技术创新和系统集成，通过提升储能消防系统的降本增效、灭火系统的防爆抑爆技术，以及储能消防平台的构建与储能系统数据融合，为储能技术的可持续发展提供坚实的保障。同时，随着新材料、新技术、新方法的不断涌现和应用，相信储能安全领域将会迎来更加广阔的发展空间和更加美好的未来。

第四章

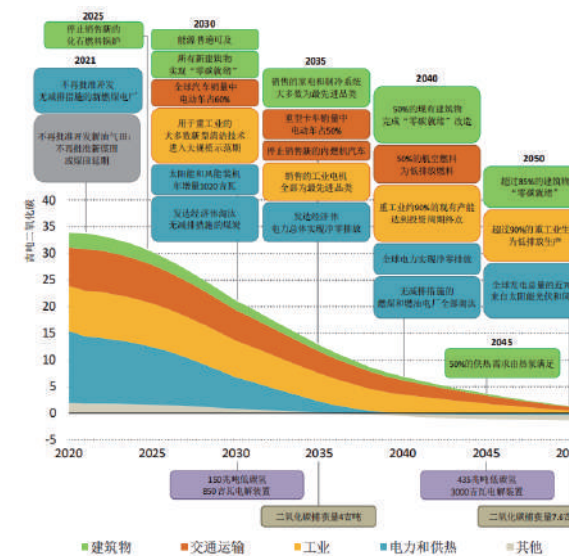
碳中和背景下储能市场 机遇与挑战



储能发展的长期确定性

目前,全球所有部门处在快速电气化的阶段,电力在世界能源安全中的中心地位必将愈发凸显。一方面,由于化石燃料发电装机逐步退出,常规灵活性电源减少;而另一方面,灵活性电力系统到2050年要翻两番才可以平衡风能、太阳能和不断演变的需求。因此,全球能源转型需要以智能和数字化程度更高的电网为支撑,大力发展能提高灵活性的各种渠道,包括各种储能技术在内的需求侧响应和低碳灵活性发电厂。

图 48 净零路径上的关键里程碑

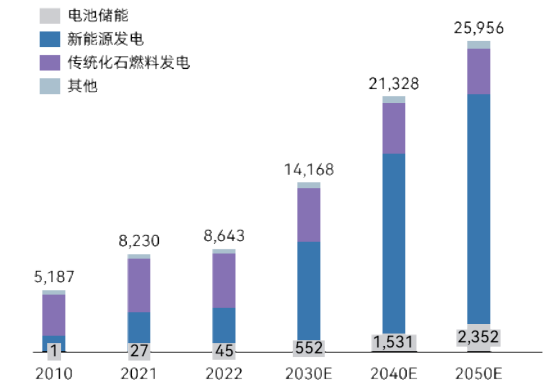


图片来源: IEA

以中国市场为例,供给端,2023年,全国火力发电62657.4亿千瓦时,占66%,水力发电12858.5亿千瓦时,占14%,风力发电8858.7亿千瓦时,占9%,太阳能发电5844.5亿千瓦时,占6%,核能发电4347.2亿千瓦时,占5%。新能源发电量整体占比15%,已超过抽水蓄能发电14%,产业发展迅猛。因此,如何在保证能源供应稳定的情况下,对现阶段占比最高的火力发电进行减碳,是我国迈向碳达峰以及碳中和道路的重点方向,也是推动我国储能市场发展的主要驱动力之一。

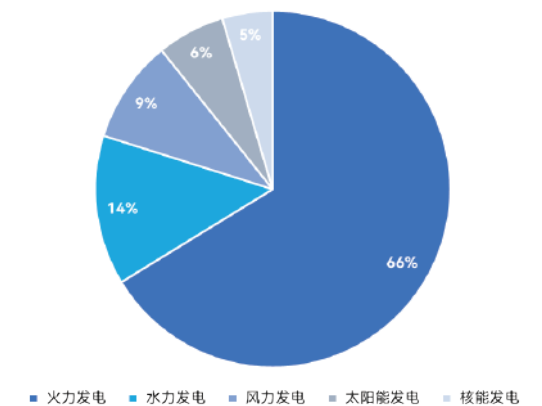
在实现全球净零排放的关键路径上,可再生能源对传统化石燃料能源的替代是目前全球能源改革的共识,也是全球各地碳减排最有效的且可行的手段。根据IEA最新数据统计,截至2022年底全球新能源发电装机占比41%,预计到2050年全球新能源发电装机占比将达到74%,其中,太阳能和风电发电装机将占所有电力供应的64%,而2021年这一比例仅为23%。相反,传统化石燃料在电力供应中的占比预计将从2022年的52%降至15%,这是一个对称的替代关系。然而,可再生能源如太阳能和风能具有间歇性供电的特点,若缺少电网级储能,可再生能源,尤其是太阳能和风能只能间歇性地供电。根据全球各个国家的现有规划,伴随可再生能源装机比例的不断提高,电化学储能的装机量将从2022年底的45GW提高到2050E的2,352GW,CAGR将达到15.18%。

图 49 IEA全球净零路线下能源类型细分



图片来源: IEA

图 50 2023年中国电力能源结构



图片来源: 国家能源局

第四章

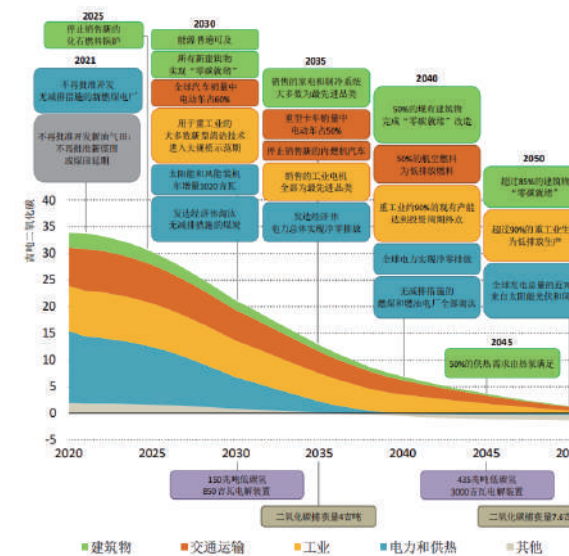
碳中和背景下储能市场 机遇与挑战



储能发展的长期确定性

目前,全球所有部门处在快速电气化的阶段,电力在世界能源安全中的中心地位必将愈发凸显。一方面,由于化石燃料发电装机逐步退出,常规灵活性电源减少;而另一方面,灵活性电力系统到2050年要翻两番才可以平衡风能、太阳能和不断演变的需求。因此,全球能源转型需要以智能和数字化程度更高的电网为支撑,大力发展能提高灵活性的各种渠道,包括各种储能技术在内的需求侧响应和低碳灵活性发电厂。

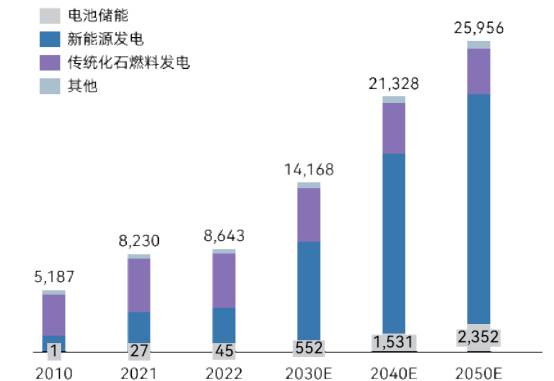
图 48 净零路径上的关键里程碑



图片来源: IEA

在实现全球净零排放的关键路径上,可再生能源对传统化石燃料能源的替代是目前全球能源改革的共识,也是全球各地碳减排最有效的且可行的手段。根据IEA最新数据统计,截至2022年底全球新能源发电装机占比41%,预计到2050年全球新能源发电装机占比将达到74%,其中,太阳能和风电发电装机将占所有电力供应的64%,而2021年这一比例仅为23%。相反,传统化石燃料在电力供应中的占比预计将从2022年的52%降至15%,这是一个对称的替代关系。然而,可再生能源如太阳能和风能具有间歇性供电的特点,若缺少电网级储能,可再生能源,尤其是太阳能和风能只能间歇性地供电。根据全球各个国家的现有规划,伴随可再生能源装机比例的不提高,电化学储能的装机量将从2022年底的45GW提高到2050E的2,352GW,CAGR将达到15.18%。

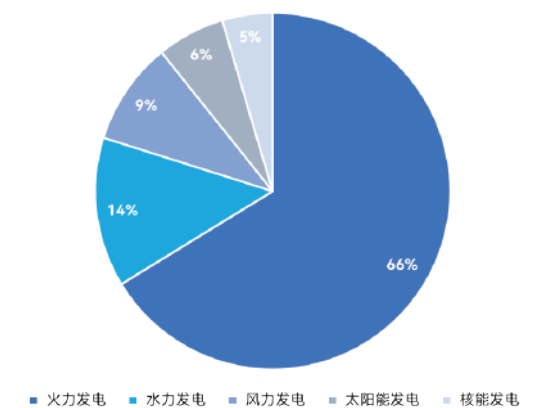
图 49 IEA全球净零路线下能源类型细分



图片来源: IEA

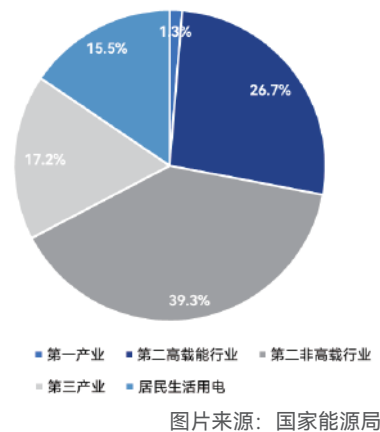
以中国市场为例,供给端,2023年,全国火力发电62657.4亿千瓦时,占66%,水力发电12858.5亿千瓦时,占14%,风力发电8858.7亿千瓦时,占9%,太阳能发电5844.5亿千瓦时,占6%,核能发电4347.2亿千瓦时,占5%。新能源发电量整体占比15%,已超过抽水蓄能发电14%,产业发展迅猛。因此,如何在保证能源供应稳定的情况下,对现阶段占比最高的火力发电进行减碳,是我国迈向碳达峰以及碳中和道路的重点方向,也是推动我国储能市场发展的主要驱动力之一。

图 50 2023年中国电力能源结构



图片来源: 国家能源局

图 51 2023年中国电力能源结构



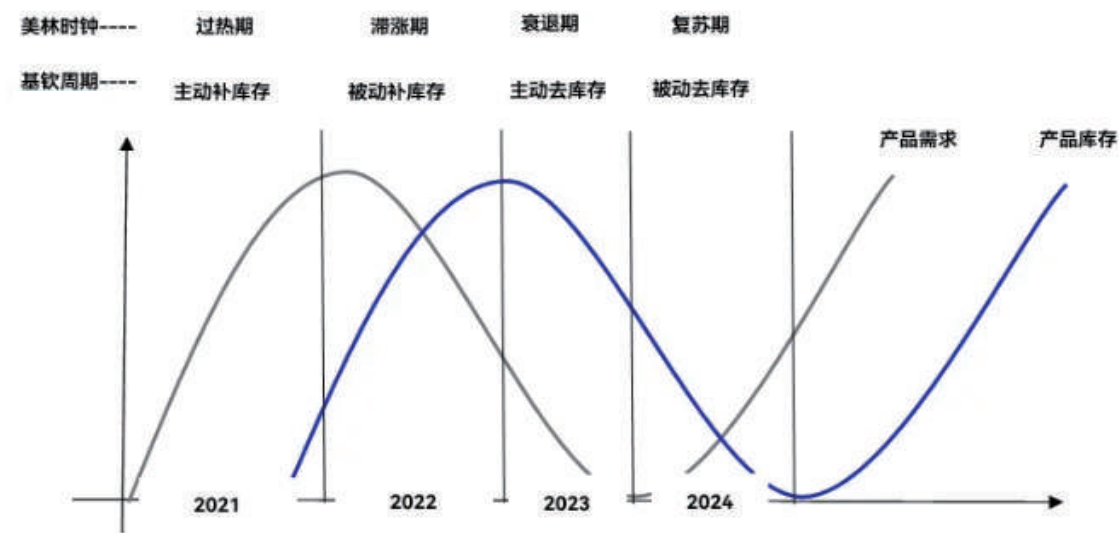
站在国内能源需求端考虑，第一产业（农、林、牧、渔业）等用电量最低，第二产业（采矿业（不含开采专业及辅助性活动），制造业（不含金属制品、机械和设备修理业），电力、热力、燃气及水生产和供应业，建筑业等）用电量占比最高，达到了66%，第三（服务业）第四（居民生活）产业用电均低于20%。因此，按照中国现阶段能源供给结构，增加非化石能源供应，减少第二产业的能耗将成为主要的碳排放手段。第二产业也成为了储能在未来达成碳中和目标的主要应用场景（采矿、制造业、电力、热力、供应以及建筑业等），随着国内电力改革的不断发展以及未来对于电力需求的不断提升，工商业储能市场围绕着第二产业的发展将成为必然且长久的趋势。

储能发展的周期波动性

储能行业的周期与制造业的行业周期有一些相似之处，但也有自己独特的特点。储能行业的周期通常受到能源政策、技术进步、供需关系、投资环境等因素的影响，其中供需关系是其最重要的影响因素之一。

2021年底至2022年，全球储能产业整体呈现高速增长的趋势，整体储能市场需求持续提升，2022年度仅中国新型储能新增规模就到了15.9GWh，同比增长240%。多数企业尤其是海外户储即逆变器业务企业营收均有同比1倍至3倍增长，企业营业收入增加，且对未来经营抱有良好的预期，因此主动增加生产。以储能系统中成本占比最高的电池部分为例，根据国家工信部统计2022储能锂电产量超过了100GWh，同比增长213%，多数企业进入了主动补库存阶段。

图 52 基钦周期+美林时钟示意图



2022下半年至2023上半年，由于国内储能（尤其是电池）产量增速较快（2023年储能电池产量185GWh，同比增长85%），高速增长的需求跟不上短期内产能爆发性的扩张，全球市场需求趋近饱和，但由于滞后性等综合因素，企业的生产行为还没有及时调整，于是企业库存增加，进入了被动补库存的阶段，这也进入了美林时钟的滞涨期。

2023年全年来看，尽管国内储能市场以及全球户储市场新增装机量同比增长了200%，但对比锂电整体产能（根据相关机构统计约1172.5GWh），仍然出现了巨大的供需缺口，部分企业出现了增收不增利的情况。直至2023年下半年，以户用储能为例，企业开始减少产能，大部分户储企业进入了主动去库存阶段，全球户用储能市场下行，进入美林时钟的衰退期。

截至2023年末，以电芯为主的储能企业仍处于主动去库存的阶段，头部电芯企业大规模出清，二三线电芯企业苦苦挣扎已成为近一年来业内常态。仅从目前的全球电芯供需情况来看，储能企业跑完一整个基钦周期，从主动去库存的阶段慢慢过渡到被动去库存的阶段仍需要接近7个月的时间。这也意味着储能产品，特别是电芯的价格或将在2024年Q2触底，Q3缓慢反弹。根据基钦周期，当市场需求开始回升，但企业仍对未来市场持观望态度时，企业产能将在短期内产生滞后性，未能及时跟进生产，库存会进一步下降，此时企业将进入被动去库存阶段，对应着美林时钟的复苏期。EESA认为头部企业订单的回暖将成为被动去库存转向复苏期的标志性的信号，不同市场的实际复苏期不同，预计全球储能产品库存周期将形成滚动效应，即形成从稳定大市场过渡到分散小市场，再从分散小市场过渡到稳定大市场的滚动循环。因此，企业在锁定几个有量的大市场的同时，不断开拓有潜力的小市场来对滚动性的周期需求风险，将会是未来可行的选择。

与此同时，行业竞争本身也在不断变化，一般来说对于一个成熟且稳定的行业来说，CR8的市占率 $\geq 40\%$ 即呈现低集中寡占型的市场趋势。然而，根据EESA 2023年度数据统计，2023年全球储能电池CR2的出货量市占率已超过55%，储能电池制造行业目前处于过于集中的市场竞争格局。此外，以2h储能系统平均报价为例，整体储能系统在2022Q1-2023年Q4的均价已降低52%，其中电芯价格降幅约为58%，储能变流器约为35%，BMS约为60%，EMS约为20%，其余储能配套均价均有小幅度下降，整体储能系统价格承压严重。因此，在现阶段全球储能产业产能过剩，电池价格下探空间不大的情况下，如何熬过产能出清的周期，将不仅仅是电池制造企业需要考虑的问题。

图 53 2h储能系统均价剖析

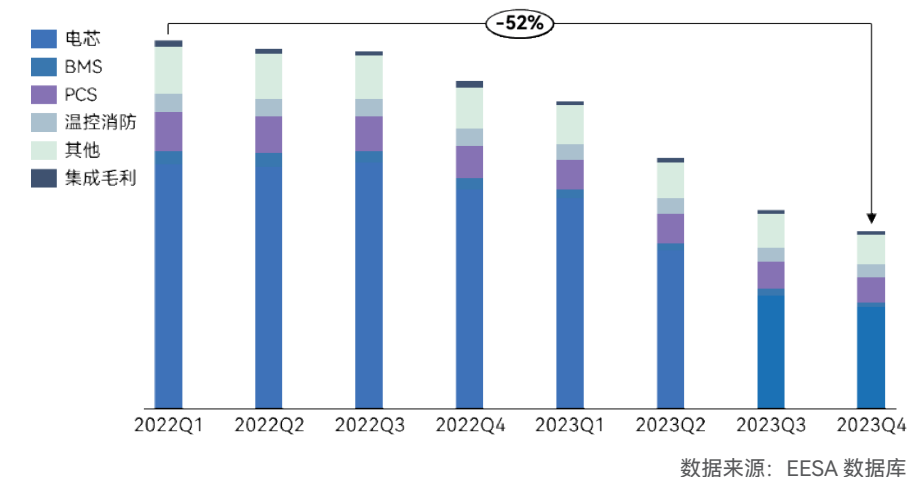
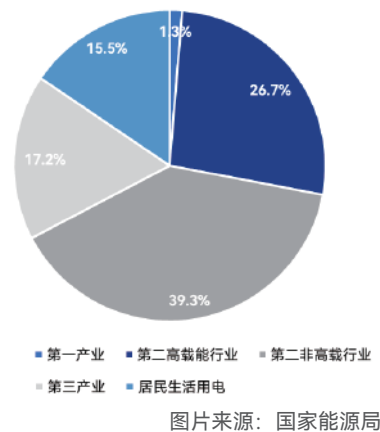


图 51 2023年中国电力能源结构



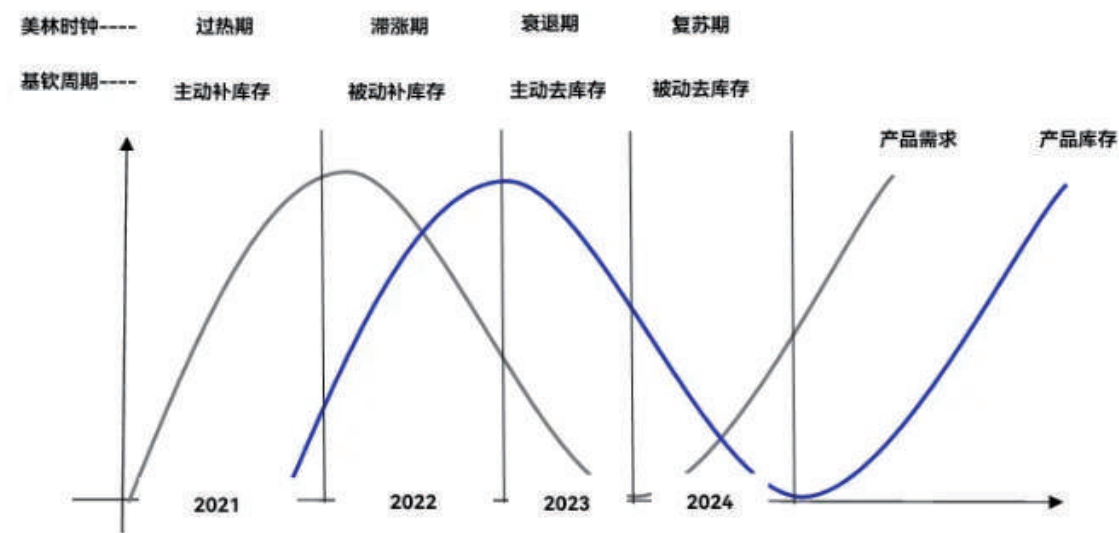
站在国内能源需求端考虑，第一产业（农、林、牧、渔业）等用电量最低，第二产业（采矿业（不含开采专业及辅助性活动），制造业（不含金属制品、机械和设备修理业），电力、热力、燃气及水生产和供应业，建筑业等）用电量占比最高，达到了66%，第三（服务业）第四（居民生活）产业用电均低于20%。因此，按照中国现阶段能源供给结构，增加非化石能源供应，减少第二产业的能耗将成为主要的碳排放手段。第二产业也成为了储能在未来达成碳中和目标的主要应用场景（采矿、制造业、电力、热力、供应以及建筑业等），随着国内电力改革的不断发展以及未来对于电力需求的不断提升，工商业储能市场围绕着第二产业的发展将成为必然且长久的趋势。

储能发展的周期波动性

储能行业的周期与制造业的行业周期有一些相似之处，但也有自己独特的特点。储能行业的周期通常受到能源政策、技术进步、供需关系、投资环境等因素的影响，其中供需关系是其最重要的影响因素之一。

2021年底至2022年，全球储能产业整体呈现高速增长的趋势，整体储能市场需求持续提升，2022年度仅中国新型储能新增规模就到了15.9GWh，同比增长240%。多数企业尤其是海外户储即逆变器业务企业营收均有同比1倍至3倍增长，企业营业收入增加，且对未来经营抱有良好预期，因此主动增加生产。以储能系统中成本占比最高的电池部分为例，根据国家工信部统计2022储能锂电产量超过了100GWh，同比增长213%，多数企业进入了主动补库存阶段。

图 52 基钦周期+美林时钟示意图



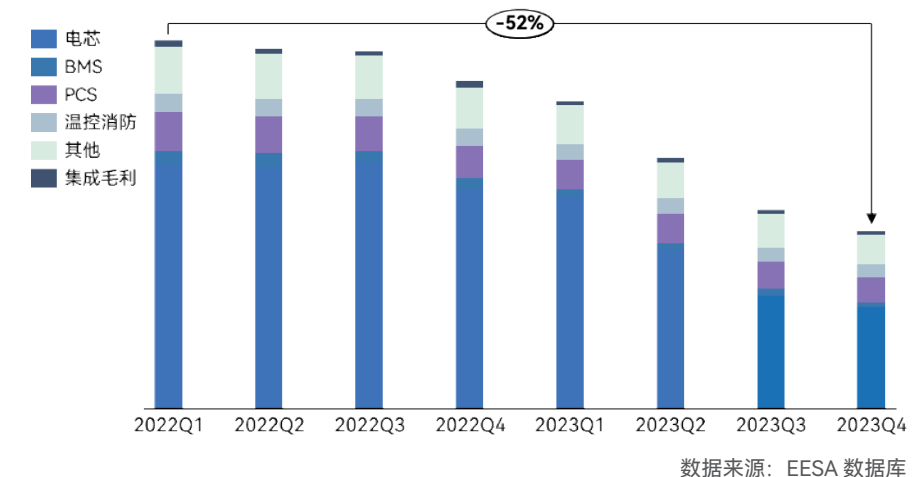
2022下半年至2023上半年，由于国内储能（尤其是电池）产量增速较快（2023年储能电池产量185GWh，同比增长85%），高速增长的需求跟不上短期内产能爆发性的扩张，全球市场需求趋近饱和，但由于滞后性等综合因素，企业的生产行为还没有及时调整，于是企业库存增加，进入了被动补库存的阶段，这也进入了美林时钟的滞涨期。

2023年全年来看，尽管国内储能市场以及全球户储市场新增装机量同比增长了200%，但对比锂电整体产能（根据相关机构统计约1172.5GWh），仍然出现了巨大的供需缺口，部分企业出现了增收不增利的情况。直至2023年下半年，以户用储能为例，企业开始减少产能，大部分户储企业进入了主动去库存阶段，全球户用储能市场下行，进入美林时钟的衰退期。

截至2023年末，以电芯为主的储能企业仍处于主动去库存的阶段，头部电芯企业大规模出清，二三线电芯企业苦苦挣扎已成为近一年来业内常态。仅从目前的全球电芯供需情况来看，储能企业跑完一整个基钦周期，从主动去库存的阶段慢慢过渡到被动去库存的阶段仍需要接近7个月的时间。这也意味着储能产品，特别是电芯的价格或将在2024年Q2触底，Q3缓慢反弹。根据基钦周期，当市场需求开始回升，但企业仍对未来市场持观望态度时，企业产能将在短期内产生滞后性，未能及时跟进生产，库存会进一步下降，此时企业将进入被动去库存阶段，对应着美林时钟的复苏期。EESA认为头部企业订单的回暖将成为被动去库存转向复苏期的标志性的信号，不同市场的实际复苏期不同，预计全球储能产品库存周期将形成滚动效应，即形成从稳定大市场过渡到分散小市场，再从分散小市场过渡到稳定大市场的滚动循环。因此，企业在锁定几个有量的大市场的同时，不断开拓有潜力的小市场来对滚动性的周期需求风险，将会是未来可行的选择。

与此同时，行业竞争本身也在不断变化，一般来说对于一个成熟且稳定的行业来说，CR8的市占率 $\geq 40\%$ 即呈现低集中寡占型的市场趋势。然而，根据EESA 2023年度数据统计，2023年全球储能电池CR2的出货量市占率已超过55%，储能电池制造行业目前处于过于集中的市场竞争格局。此外，以2h储能系统平均报价为例，整体储能系统在2022Q1-2023年Q4的均价已降低52%，其中电芯价格降幅约为58%，储能变流器约为35%，BMS约为60%，EMS约为20%，其余储能配套均价均有小幅度下降，整体储能系统价格承压严重。因此，在现阶段全球储能产业产能过剩，电池价格下探空间不大的情况下，如何熬过产能出清的周期，将不仅仅是电池制造企业需要考虑的问题。

图 53 2h储能系统均价剖析



储能市场发展的机遇与挑战

储能市场发展的机遇与挑战

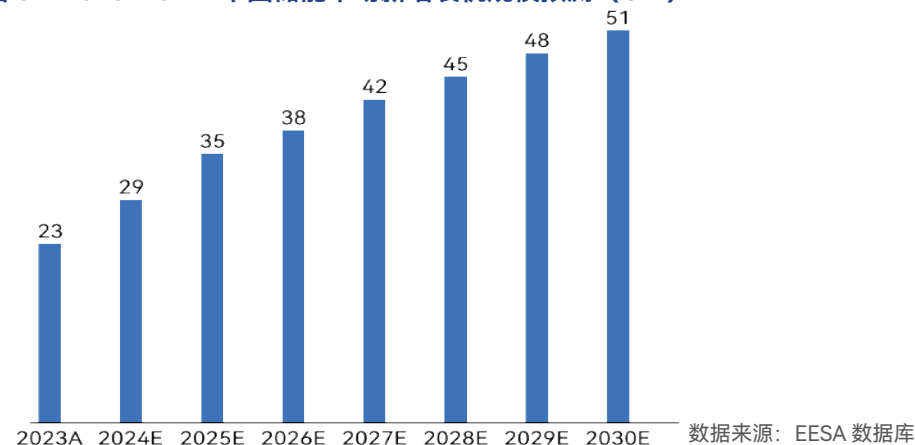
宏观层面来看，世界正处于新一轮逆全球化的浪潮之中，地缘政治和极端天气频发引发的全球供应链矛盾加速了贸易保护主义的抬头，“去风险化”思潮上行。以美国商品进口为例，2022年至2023年，美国从墨西哥进口商品的价值增长了近5%，达到4750多亿美元。与此同时，美国从中国进口商品的价值下降了约20%，跌至4270亿美元。这是墨西哥时隔20多年来首次超过中国，成为美国进口商品的最大来源国。

因此，在逆全球化的浪潮下，全球产业链的重构正在加速进行。光伏及锂电产业作为我国重要的新型制造产业已处于全球绝对领先的地位，以美欧为首的国家及地区正在通过各种政策及手段，例如：

《IRA》、《欧盟电池和废电池法规》《碳边境调节机制》，建立北欧电池联盟等，不惜代价的试图摆脱对中国制造的依赖。全球贸易正在从效率模式转为安全模式，价值链趋于本土化，我国处于逆全球化暴风眼之中，也将直面世界产业链重构带来的冲击。新的定位下产能过剩以及需求不足等问题日益凸显，整体自上而下转型的阵痛仍将持续，企业需要可以适应储能产业在地缘格局中的不断再平衡，实时改变自身来迎接整体大环境重塑带来的挑战。

微观层面来看，中国能源转型对电力的供应提出了巨大挑战。随着向脱碳目标的迈进，电动汽车、电器、热泵以及电气化工业、交通运输和农业等耗能需求将大幅增加。与此同时，5G、自动化、机器学习和人工智能的发展对数据需求激增，进一步加剧了中国对于电力的需求，尤其是清洁能源的需求。结构性较高的电力需求以及过渡性电力供应的不稳定相结合，在未来或将导致更大的电力波动。为了缓解日内和季节性电力的波动，并确保持续的电力供应，电网可能依赖两个支柱：大型储能系统和灵活性发电（例如：火电、煤电灵活性改造）。2023年国家能源局组织发布的《新型电力系统发展蓝皮书》中表示，发展日间级储能技术是我国碳达峰（2030年）前推动电网向动态平衡过渡的保障，多种新型储能技术路线共同发展是中国储能市场发展的趋势。因此，短期来看，我国储能行业仍处于发展初期，现阶段仍呈现商业化不足，应用场景单一等问题。但随着能源转型的不断推进，储能将在可以预见的未来深度参与我国的新型电力市场建设，并探索出更多应用场景及商业模式，随着碳中和进程发展逐渐成熟。根据EESA预测，若保持现有增速，中国储能装机规模在2030年（碳达峰期间）将超过260GW，远超过IEA对2030中国电力部门净零排放所需储能（180GW）预期。

图 54 2023-2024E中国储能市场新增装机规模预测（GW）



阿里云，是一家云计算及人工智能科技公司，以“数据中心就是一台计算机”的理念，坚持让计算成为公共服务，以全栈技术能力优势打造一朵“AI时代最开放的云”，让云计算和人工智能成为普惠科技。

从全面上云到云上创新，阿里云改变了云的使用方式和云上应用开发范式，让不懂得代码的人具有使用云的能力，大大降低创新的门槛。随着AI在各行各业加速渗透，研发构建面向AI时代“云原生”的云计算基础设施，为全行业训练AI、全社会使用AI打造技术底座。

阿里云和全球创新者一起，以科技应对挑战和机遇，为未来带来积极改变。

参与编辑人员：

黄振：

阿里云电力新能源解决方案总监

电话：13564467992

邮箱：zhengren.hz@alibaba-inc.com

谢睿：

阿里云电力行业线解决方案架构师

电话：18621380187

邮箱：mujiang.xr@alibaba-inc.com

微信号：tutu2012

黄泽凡(八易)

阿里云电力行业线业务总监

电话：15301933319

邮箱：huangzefan.hzf@alibaba-inc.com

如需进一步信息，请与阿里云团队联系



阿里云公众号

储能市场发展的机遇与挑战

储能市场发展的机遇与挑战

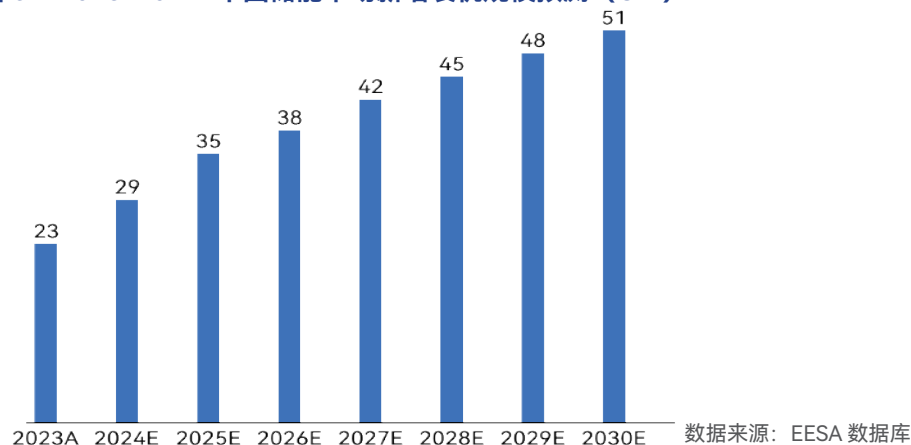
宏观层面来看，世界正处于新一轮逆全球化的浪潮之中，地缘政治和极端天气频发引发的全球供应链矛盾加速了贸易保护主义的抬头，“去风险化”思潮上行。以美国商品进口为例，2022年至2023年，美国从墨西哥进口商品的价值增长了近5%，达到4750多亿美元。与此同时，美国从中国进口商品的价值下降了约20%，跌至4270亿美元。这是墨西哥时隔20多年来首次超过中国，成为美国进口商品的最大来源国。

因此，在逆全球化的浪潮下，全球产业链的重构正在加速进行。光伏及锂电产业作为我国重要的新型制造产业已处于全球绝对领先的地位，以美欧为首的国家及地区正在通过各种政策及手段，例如：

《IRA》、《欧盟电池和废电池法规》《碳边境调节机制》，建立北欧电池联盟等，不惜代价的试图摆脱对中国制造的依赖。全球贸易正在从效率模式转为安全模式，价值链趋于本土化，我国处于逆全球化暴风眼之中，也将直面世界产业链重构带来的冲击。新的定位下产能过剩以及需求不足等问题日益凸显，整体自上而下转型的阵痛仍将持续，企业需要可以适应储能产业在地缘格局中的不断再平衡，实时改变自身来迎接整体大环境重塑带来的挑战。

微观层面来看，中国能源转型对电力的供应提出了巨大挑战。随着向脱碳目标的迈进，电动汽车、电器、热泵以及电气化工业、交通运输和农业等耗能需求将大幅增加。与此同时，5G、自动化、机器学习和人工智能的发展对数据需求激增，进一步加剧了中国对于电力的需求，尤其是清洁能源的需求。结构性较高的电力需求以及过渡性电力供应的不稳定相结合，在未来或将导致更大的电力波动。为了缓解日内和季节性电力的波动，并确保持续的电力供应，电网可能依赖两个支柱：大型储能系统和灵活性发电（例如：火电、煤电灵活性改造）。2023年国家能源局组织发布的《新型电力系统发展蓝皮书》中表示，发展日间级储能技术是我国碳达峰（2030年）前推动电网向动态平衡过渡的保障，多种新型储能技术路线共同发展是中国储能市场发展的趋势。因此，短期来看，我国储能行业仍处于发展初期，现阶段仍呈现商业化不足，应用场景单一等问题。但随着能源转型的不断推进，储能将在可以预见的未来深度参与我国的新型电力市场建设，并探索出更多应用场景及商业模式，随着碳中和进程发展逐渐成熟。根据EESA预测，若保持现有增速，中国储能装机规模在2030年（碳达峰期间）将超过260GW，远超过IEA对2030中国电力部门净零排放所需储能（180GW）预期。

图 54 2023-2024E中国储能市场新增装机规模预测（GW）



阿里云，是一家云计算及人工智能科技公司，以“数据中心就是一台计算机”的理念，坚持让计算成为公共服务，以全栈技术能力优势打造一朵“AI时代最开放的云”，让云计算和人工智能成为普惠科技。

从全面上云到云上创新，阿里云改变了云的使用方式和云上应用开发范式，让不懂得代码的人具有使用云的能力，大大降低创新的门槛。随着AI在各行各业加速渗透，研发构建面向AI时代“云原生”的云计算基础设施，为全行业训练AI、全社会使用AI打造技术底座。

阿里云和全球创新者一起，以科技应对挑战和机遇，为未来带来积极改变。

参与编辑人员：

黄振：

阿里云电力新能源解决方案总监

电话：13564467992

邮箱：zhengren.hz@alibaba-inc.com

谢睿：

阿里云电力行业线解决方案架构师

电话：18621380187

邮箱：mujiang.xr@alibaba-inc.com

微信号：tutu2012

黄泽凡(八易)

阿里云电力行业线业务总监

电话：15301933319

邮箱：huangzefan.hzf@alibaba-inc.com

如需进一步信息，请与阿里云团队联系



阿里云公众号



杭州高特电子设备股份有限公司（以下简称“高特电子”）成立于1998年，是一家以技术创新为驱动、专业致力于电池检测及电池管理系统等产品研发和制造的国家级高新技术企业，公司对电池特性和失效机理具有深刻的理解和积累，以及丰富的产品研发经验。具有对电池状态算法核心技术、系统架构和产品研发的能力。在电池状态 SOX 诊断和双向主动均衡技术上处于行业领先地位。

高特电子作为拥有电池管理系统核心芯片和电池失效分析诊断模型核心专利技术的高新技术企业。目前已申请国内外专利 150 余项，其中发明专利 80 余项，所有产品核心技术均为自主研发，技术居国际领先水平。

参与编辑人员：

王嵩 高特电子 售前经理

电话:17767067107

邮箱: wangsong@china-gold.com

王浩 高特电子 技术总监

电话:13656640410

邮箱: wanghao@china-gold.com

如需进一步信息，请与高特电子联系

详情进入<https://www.china-gold.com/>



高特电子公众号



海博思创是行业领先的储能系统解决方案与技术服务供应商，专注于储能系统的研发、生产、销售和服务，为传统发电、新能源发电、智能电网、终端电力用户及智能微网等“源—网—荷”全链条行业客户提供全系列储能系统产品，及储能系统一站式整体解决方案。

公司是国家级高新技术企业、国家专精特新“小巨人”企业、北京市“独角兽”企业、北京市企业技术中心，北京市隐形冠军企业。公司拥有国内领先的CMA和CNAS认证的电池及电池系统测试实验室，获准成立了电化学储能系统博士后工作站，并牵头成立了北京市未来电化学储能系统集成技术创新中心。公司拥有自主知识产权的电池建模、电池管理、系统集成、系统验证、智能运维等核心技术，通过先进技术手段有效提高系统安全性、延长电池使用寿命、降低系统运维成本、提高能源利用效率，确保资产价值。

根据标普全球（S&P Global）统计，截至2023年7月，无论是已装机项目，还是已装机项目加已签约项目的总和，海博思创的项目功率规模全球排名均为第五。

根据储能领跑者联盟（EESA）统计，2021-2023年中国企业国内储能系统集成出货量排行榜中，海博思创连续三年排名榜首。

参与编辑人员：

钱昊

北京海博思创科技股份有限公司 副总经理

邮箱: qianhao@hyperstrong.com.cn

王佳宁

北京海博思创科技股份有限公司 解决方案工程师

电话: +86 18406558234

邮箱: wangjianing@hyperstrong.com.cn

如需进一步信息，请与海博思创团队联系



海博思创公众号



杭州高特电子设备股份有限公司（以下简称“高特电子”）成立于1998年，是一家以技术创新为驱动、专业致力于电池检测及电池管理系统等产品研发和制造的国家级高新技术企业，公司对电池特性和失效机理具有深刻的理解和积累，以及丰富的产品研发经验。具有对电池状态算法核心技术、系统架构和产品研发的能力。在电池状态 SOX 诊断和双向主动均衡技术上处于行业领先地位。

高特电子作为拥有电池管理系统核心芯片和电池失效分析诊断模型核心专利技术的高新技术企业。目前已申请国内外专利 150 余项，其中发明专利 80 余项，所有产品核心技术均为自主研发，技术居国际领先水平。

参与编辑人员：

王嵩 高特电子 售前经理

电话:17767067107

邮箱: wangsong@china-gold.com

王浩 高特电子 技术总监

电话:13656640410

邮箱: wanghao@china-gold.com

如需进一步信息，请与高特电子联系

详情进入<https://www.china-gold.com/>



高特电子公众号



海博思创是行业领先的储能系统解决方案与技术服务供应商，专注于储能系统的研发、生产、销售和服务，为传统发电、新能源发电、智能电网、终端电力用户及智能微网等“源—网—荷”全链条行业客户提供全系列储能系统产品，及储能系统一站式整体解决方案。

公司是国家级高新技术企业、国家专精特新“小巨人”企业、北京市“独角兽”企业、北京市企业技术中心，北京市隐形冠军企业。公司拥有国内领先的CMA和CNAS认证的电池及电池系统测试实验室，获准成立了电化学储能系统博士后工作站，并牵头成立了北京市未来电化学储能系统集成技术创新中心。公司拥有自主知识产权的电池建模、电池管理、系统集成、系统验证、智能运维等核心技术，通过先进技术手段有效提高系统安全性、延长电池使用寿命、降低系统运维成本、提高能源利用效率，确保资产价值。

根据标普全球（S&P Global）统计，截至2023年7月，无论是已装机项目，还是已装机项目加已签约项目的总和，海博思创的项目功率规模全球排名均为第五。

根据储能领跑者联盟（EESA）统计，2021-2023年中国企业国内储能系统集成出货量排行榜中，海博思创连续三年排名榜首。

参与编辑人员：

钱昊

北京海博思创科技股份有限公司 副总经理

邮箱: qianhao@hyperstrong.com.cn

王佳宁

北京海博思创科技股份有限公司 解决方案工程师

电话: +86 18406558234

邮箱: wangjianing@hyperstrong.com.cn

如需进一步信息，请与海博思创团队联系



海博思创公众号



一直以来，海辰储能坚定聚焦储能赛道，紧跟国家“双碳”战略，把握储能发展机遇，持续保持稳健经营和高质量发展。近年来海辰储能在企业影响力、科技创新、产品创新、市场开拓、可持续发展以及社会责任中均取得显著成果，2023年全年整体产值已突破百亿规模。

海辰储能坚持储能关键技术革新与应用创新，提升核心竞争力，全球专利申请数量累计超过3000件（截至2024年2月），相继迭代创新推出280Ah、300Ah、314Ah电力储能专用电池， $\phi 64$ 大圆柱户用储能专用电池，以及HiTHIUM ∞ Block系列液冷储能产品，并发布海辰储能全球首款kAh长时储能专用电池MIC 1130Ah、“海纳百川”全栈式工商业储能服务和能源平权Hero EE 一度电户用电源三大产品和服务，持续为全球客户提供更专业、更适应本地化需求的创新产品和服务。

截至2024年2月，海辰储能产品已应用于全国各地，以及北美、欧洲、南亚等全球多个国家和地区，交付项目数量累计超200个，其专业的储能产品和优质服务，获得全球客户的广泛认可。

联系方式：海辰储能华东大区总经理 郭德敬 18551862679。



杭州华塑科技股份有限公司（股票代码：301157）是一家专注于电池安全管理，集研发、生产、销售和服务于一体的国家高新技术企业，为全球关键电源用户提供稳定可靠的电池安全监控产品和服务。公司成立于2005年，主要产品覆盖储能电池BMS、后备电池BMS、动力电池BMS和电池监控数据平台等，致力于提供全球一流的电池安全管理全生命周期解决方案。经历十余年的技术创新和数以万计的项目经验积累，产品与服务广泛应用于储能，云计算，数据中心，通信网络，轨道交通，以及工商业设施关键电源领域，已成为国内电池安全管理领域知名品牌企业。

储能领域项目案例

中石油塔里木油田600MWH储能项目

三峡乌兰察布160MWH项目（二期）

三峡乌兰察布180MWH项目（三期）

南钢123MWH用户侧储能项目

如需进一步信息,请与华塑科技联系

联系方式:

电话: 0571-87967915、19357669503

邮箱: hhh@huasucn.com

地址: 杭州市莫干山路1418-50号3幢2、3层

邮编: 310015

网址: www.huasucn.com





一直以来，海辰储能坚定聚焦储能赛道，紧跟国家“双碳”战略，把握储能发展机遇，持续保持稳健经营和高质量发展。近年来海辰储能在企业影响力、科技创新、产品创新、市场开拓、可持续发展以及社会责任中均取得显著成果，2023年全年整体产值已突破百亿规模。

海辰储能坚持储能关键技术革新与应用创新，提升核心竞争力，全球专利申请数量累计超过3000件（截至2024年2月），相继迭代创新推出280Ah、300Ah、314Ah电力储能专用电池， $\phi 64$ 大圆柱户用储能专用电池，以及HiTHIUM ∞ Block系列液冷储能产品，并发布海辰储能全球首款kAh长时储能专用电池MIC 1130Ah、“海纳百川”全栈式工商业储能服务和能源平权Hero EE 一度电户用电源三大产品和服务，持续为全球客户提供更专业、更适应本地化需求的创新产品和服务。

截至2024年2月，海辰储能产品已应用于全国各地，以及北美、欧洲、南亚等全球多个国家和地区，交付项目数量累计超200个，其专业的储能产品和优质服务，获得全球客户的广泛认可。

联系方式：海辰储能华东大区总经理 郭德敬 18551862679。



杭州华塑科技股份有限公司（股票代码：301157）是一家专注于电池安全管理，集研发、生产、销售和服务于一体的国家高新技术企业，为全球关键电源用户提供稳定可靠的电池安全监控产品和服务。公司成立于2005年，主要产品覆盖储能电池BMS、后备电池BMS、动力电池BMS和电池监控数据平台等，致力于提供全球一流的电池安全管理全生命周期解决方案。经历十余年的技术创新和数以万计的项目经验积累，产品与服务广泛应用于储能，云计算，数据中心，通信网络，轨道交通，以及工商业设施关键电源领域，已成为国内电池安全管理领域知名品牌企业。

储能领域项目案例

中石油塔里木油田600MWH储能项目

三峡乌兰察布160MWH项目（二期）

三峡乌兰察布180MWH项目（三期）

南钢123MWH用户侧储能项目

如需进一步信息,请与华塑科技联系

联系方式:

电话: 0571-87967915、19357669503

邮箱: hhh@huasucn.com

地址: 杭州市莫干山路1418-50号3幢2、3层

邮编: 310015

网址: www.huasucn.com



鹏辉能源 GREAT POWER

广州鹏辉能源科技股份有限公司（简称：鹏辉能源）是一家致力于电池技术创新的高科技企业。公司成立于2001年，2015年上市，专注电池的研发、生产、销售和服务二十三载。公司产品业务主要覆盖大型储能、工商业储能、户用储能、通讯基站储能、光储充智慧充电、新能源汽车动力电池以及消费电池等。公司为多家全球知名品牌提供电芯、PACK、RACK、一体化户外储能柜、集装箱储能等多种储能产品及系统。2011年，鹏辉能源进入储能领域，推出第一代储能电池，是国内最早涉足储能产业的企业之一。

公司的储能产品以高安全、长循环、高效能、装机项目零事故获得客户广泛认可。历经十三年耕耘，储能电池出货量连续多年稳居全球前列，已实施的项目遍及全球50多个国家及地区，凭借多年的深厚技术沉淀和快速响应的服务支持赢得市场良好口碑。

参与编辑人员：

鹏辉能源品牌传播部、储能与动力电池研究院、新型电池研究院

如需进一步信息，请与鹏辉能源联系

陈小姐 13422011415

鹏辉能源品牌传播部



鹏辉能源



鹏辉储能



杭州轻舟科技有限公司（轻舟能科）成立于2016年，是一家专注于储能行业的物联网高科技企业，基于行业独有的人工智能与物联网（AIoT）技术平台，为储能电站提供运维管理综合解决方案，覆盖能量管理，安全，运维，结算，金融等运营全流程，并致力于打造基于储能的虚拟电厂等未来能源新场景。

公司创始团队毕业于浙江大学，先后就职于百度、阿里等知名互联网公司，具有多年储能信息技术研发和实施服务经验。CTO为原阿里巴巴高级技术专家，曾负责蚂蚁金服核心系统架构建设及核心资金业务的大数据服务和算法平台建设。公司目前积累多项储能物联网、大数据平台、电池大数据分析等技术专利，技术能力行业领先。

2018年轻舟能科开始为南都电源提供一站式储能监控运维管理云平台技术服务，积累和沉淀储能数字化研发和服务经验。2020年轻舟能科推出储能管家云平台，与新加坡Brightree新能源公司达成合作。2021年5年轻舟能科凭借储能管家云平台获得第十一届中国国际储能大会最佳储能项目施工运维奖。2021年9年轻舟能科推出新一代云边协同的智能储能EMS：轻EMS。与河南铁塔，吉利集团达成合作，提供EMS产品和云平台服务。2022年4年轻舟能科完成数千万元Pre A轮融资，由国内区块链领军企业趣链科技战略投资，推动区块链技术在数字化储能场景的应用。2023年11年轻舟能科完成数千万元的A轮融资，进一步深耕分布式储能资产的智能运营的产品和服务。

公司目前已服务500+电站，服务多家业内头部客户，覆盖中国，德国，新加坡等国家，积累数据超20TB。轻舟能科坚守让储能更安全、更高效，更智能的使命，通过信息技术赋能，助力储能行业数字化智能化升级，为碳中和目标的早日实现贡献一份力量。

参与编辑人员：

姓名：王鹏

职位：杭州轻舟科技有限公司产品副总

电话：+86 135 8805 5462

邮箱：wangpeng@skiffenergy.com

姓名：张东宁

职位：杭州轻舟科技有限公司商务副总

电话：+86 158 6711 8666

邮箱：zhangdongning@skiffenergy.com

如需进一步信息，请与轻舟科技联系



公众号申请系统体验



联系信息：

销售总监闻明

电话：+86 187 6713 8236

邮箱：info@skiffenergy.com

公司官网：<https://www.skiffenergy.com>

公司地址：浙江省杭州市余杭区良睦路1166号鼎创财富中心B2座801

鹏辉能源 GREAT POWER

广州鹏辉能源科技股份有限公司（简称：鹏辉能源）是一家致力于电池技术创新的高科技企业。公司成立于2001年，2015年上市，专注电池的研发、生产、销售和服务二十三载。公司产品业务主要覆盖大型储能、工商业储能、户用储能、通讯基站储能、光储充智慧充电、新能源汽车动力电池以及消费电池等。公司为多家全球知名品牌提供电芯、PACK、RACK、一体化户外储能柜、集装箱储能等多种储能产品及系统。2011年，鹏辉能源进入储能领域，推出第一代储能电池，是国内最早涉足储能产业的企业之一。

公司的储能产品以高安全、长循环、高效能、装机项目零事故获得客户广泛认可。历经十三年耕耘，储能电池出货量连续多年稳居全球前列，已实施的项目遍及全球50多个国家及地区，凭借多年的深厚技术沉淀和快速响应的服务支持赢得市场良好口碑。

参与编辑人员：

鹏辉能源品牌传播部、储能与动力电池研究院、新型电池研究院

如需进一步信息，请与鹏辉能源联系

陈小姐 13422011415

鹏辉能源品牌传播部



鹏辉能源



鹏辉储能



杭州轻舟科技有限公司（轻舟能科）成立于2016年，是一家专注于储能行业的物联网高科技企业，基于行业独有的人工智能与物联网（AIoT）技术平台，为储能电站提供运维管理综合解决方案，覆盖能量管理，安全，运维，结算，金融等运营全流程，并致力于打造基于储能的虚拟电厂等未来能源新场景。

公司创始团队毕业于浙江大学，先后就职于百度、阿里等知名互联网公司，具有多年储能信息技术研发和实施服务经验。CTO为原阿里巴巴高级技术专家，曾负责蚂蚁金服核心系统架构建设及核心资金业务的大数据服务和算法平台建设。公司目前积累多项储能物联网、大数据平台、电池大数据分析等技术专利，技术能力行业领先。

2018年轻舟能科开始为南都电源提供一站式储能监控运维管理云平台技术服务，积累和沉淀储能数字化研发和服务经验。2020年轻舟能科推出储能管家云平台，与新加坡Brightree新能源公司达成合作。2021年5年轻舟能科凭借储能管家云平台获得第十一届中国国际储能大会最佳储能项目施工运维奖。2021年9年轻舟能科推出新一代云边协同的智能储能EMS：轻EMS。与河南铁塔，吉利集团达成合作，提供EMS产品和云平台服务。2022年4年轻舟能科完成数千万元Pre A轮融资，由国内区块链领军企业趣链科技战略投资，推动区块链技术在数字化储能场景的应用。2023年11年轻舟能科完成数千万元的A轮融资，进一步深耕分布式储能资产的智能运营的产品和服务。

公司目前已服务500+电站，服务多家业内头部客户，覆盖中国，德国，新加坡等国家，积累数据超20TB。轻舟能科坚守让储能更安全、更长效，更智能的使命，通过信息技术赋能，助力储能行业数字化智能化升级，为碳中和目标的早日实现贡献一份力量。

参与编辑人员：

姓名：王鹏

职位：杭州轻舟科技有限公司产品副总

电话：+86 135 8805 5462

邮箱：wangpeng@skiffenergy.com

姓名：张东宁

职位：杭州轻舟科技有限公司商务副总

电话：+86 158 6711 8666

邮箱：zhangdongning@skiffenergy.com

如需进一步信息，请与轻舟科技联系



公众号申请系统体验



联系信息：

销售总监闻明

电话：+86 187 6713 8236

邮箱：info@skiffenergy.com

公司官网：<https://www.skiffenergy.com>

公司地址：浙江省杭州市余杭区良睦路1166号鼎创财富中心B2座801



阳光电源股份有限公司（股票代码：300274）是一家专注于太阳能、风能、储能、氢能、电动汽车等新能源电源设备的研发、生产、销售和服务的国家重点高新技术企业。公司主要产品有光伏逆变器、风电变流器、储能系统、水面光伏系统、新能源汽车驱动系统、充电设备、可再生能源制氢系统、智慧能源运维服务等，并致力于提供全球一流的清洁电力解决方案。

阳光电源于2006年正式进入储能领域，是国内最早涉足电力储能的企业之一，专注于锂电池储能系统研发、生产、销售和售后服务。阳光电源依托于电力电子、电化学、电网支撑技术“三电融合”，打造专业的储能系统，面向全球提供储能变流器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备以及储能系统解决方案，可应用于辅助新能源并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网、户用等全场景中。

作为全球一流的储能设备供应商及系统解决方案供应商，阳光电源储能系统2023年全球发货量超10GWh，业务足迹遍布中、美、英、德、日等多个国家和地区，锂电储能系统全球出货量连续8年位居中国企业第一，所有历年参与项目均安全运行零事故。

参与编辑人员：

孙文华
阳光电源光储集团市场研究总监
电话：+86-18110946755
邮箱：sunwenhua@sungrowpower.com

惠祥
阳光电源光储集团市场推广经理
电话：+86-18298012128
邮箱：huix@sungrowpower.com

如需进一步信息,请与阳光电源联系



英维克

深圳市英维克科技股份有限公司成立于2005年，总部位于深圳，是技术领先的精密温控节能解决方案与产品提供商，国家级高新技术企业，2016年登陆深交所，股票代码:002837。

英维克已构建起多领域业务布局，产品及服务涵盖数据中心温控、储能温控、液冷及电子散热、机柜空调、数据中心集成，冷链温控、新能源及轨交空调，室内空气环境控制等领域，广泛应用于数据中心、储能电站、通信、智能电网，冷链运输、新能源车、轨道交通，智慧教育、家居、医疗等行业。

凭借突出的技术创新能力及平台化运作优势，英维克业界口碑良好。以深圳市英维克科技股份有限公司为龙头，下属苏州英维克、英维克信息、英维克软件、深圳科泰、上海科泰、英维克精机、北京英维克、广东英维克、英维克健康环境、英维克智能连接等多家子公司，与行业内优秀企业形成了长期战略合作伙伴关系。

英维克在各地设立了市场及服务机构，构建了覆盖全国及全球重点区域的市场和售后服务网络。作为华为、中兴、Eltek等国内外知名企业的主流供应商，英维克产品广泛服务于中国联通、中国电信、中国移动、Sprint、SoftBank、BT等运营商，和腾讯、阿里巴巴、百度、秦淮数据、上海数据港、万国数据等客户，超过3000000套ICT高效制冷与自然冷却产品遍布全球。

如需进一步信息,请与英维克联系

蒋治民
深圳市英维克科技股份有限公司 SPT事业部产品总监
电话：0755-29588896
邮箱：jiangzm@envicool.com





阳光电源股份有限公司（股票代码：300274）是一家专注于太阳能、风能、储能、氢能、电动汽车等新能源电源设备的研发、生产、销售和服务的国家重点高新技术企业。公司主要产品有光伏逆变器、风电变流器、储能系统、水面光伏系统、新能源汽车驱动系统、充电设备、可再生能源制氢系统、智慧能源运维服务等，并致力于提供全球一流的清洁电力解决方案。

阳光电源于2006年正式进入储能领域，是国内最早涉足电力储能的企业之一，专注于锂电池储能系统研发、生产、销售和售后服务。阳光电源依托于电力电子、电化学、电网支撑技术“三电融合”，打造专业的储能系统，面向全球提供储能变流器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备以及储能系统解决方案，可应用于辅助新能源并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网、户用等全场景中。

作为全球一流的储能设备供应商及系统解决方案供应商，阳光电源储能系统2023年全球发货量超10GWh，业务足迹遍布中、美、英、德、日等多个国家和地区，锂电储能系统全球出货量连续8年位居中国企业第一，所有历年参与项目均安全运行零事故。

参与编辑人员：

孙文华
阳光电源光储集团市场研究总监
电话：+86-18110946755
邮箱：sunwenhua@sungrowpower.com

惠祥
阳光电源光储集团市场推广经理
电话：+86-18298012128
邮箱：huix@sungrowpower.com

如需进一步信息,请与阳光电源联系



英维克

深圳市英维克科技股份有限公司成立于2005年，总部位于深圳，是技术领先的精密温控节能解决方案与产品提供商，国家级高新技术企业，2016年登陆深交所，股票代码:002837。

英维克已构建起多领域业务布局，产品及服务涵盖数据中心温控、储能温控、液冷及电子散热、机柜空调、数据中心集成，冷链温控、新能源及轨交空调，室内空气环境控制等领域，广泛应用于数据中心、储能电站、通信、智能电网，冷链运输、新能源车、轨道交通，智慧教育、家居、医疗等行业。

凭借突出的技术创新能力及平台化运作优势，英维克业界口碑良好。以深圳市英维克科技股份有限公司为龙头，下属苏州英维克、英维克信息、英维克软件、深圳科泰、上海科泰、英维克精机、北京英维克、广东英维克、英维克健康环境、英维克智能连接等多家子公司，与行业内优秀企业形成了长期战略合作伙伴关系。

英维克在各地设立了市场及服务机构，构建了覆盖全国及全球重点区域的市场和售后服务网络。作为华为、中兴、Eltek等国内外知名企业的主流供应商，英维克产品广泛服务于中国联通、中国电信、中国移动、Sprint、SoftBank、BT等运营商，和腾讯、阿里巴巴、百度、秦淮数据、上海数据港、万国数据等客户，超过3000000套ICT高效制冷与自然冷却产品遍布全球。

如需进一步信息,请与英维克联系

蒋治民
深圳市英维克科技股份有限公司 SPT事业部产品总监
电话：0755-29588896
邮箱：jiangzm@envicool.com





安徽中科久安新能源有限公司为中国科学技术大学与安徽中科中涣智能装备股份有限公司投资设立的高新技术企业，公司秉承“产学研用”的发展理念，依托中科大火灾科学国家重点实验室相关学科前沿技术，致力于社会公共安全、电池检测、电化学储能全寿命周期，全应用场景的消防安全方案的研发、生产和技术服务。

公司系国家高新技术企业、安徽省专精特新企业、安徽省创新型中小企业、安徽省科技型中小企业、安徽省2021年高新技术培育企业，通过了ISO9001质量管理体系、ISO14001环境管理体系、ISO45001职业健康安全管理体系等多项认证；公司“电化学储能火灾防控系统/ESPS-F-200-ZH”入选“2022年度安徽省首台套重大技术装备”，“锂离子电池火灾防控一体化关键技术与产业化项目”成功在“安徽省2021年重大科技成果工程化研发专项”立项，参与国家重点研发计划“锂离子电池储能系统全寿命周期应用安全技术”，并与中国科学技术大学火灾科学国家重点实验室成立联合实验基地；申请并获得发明专利、实用新型、软件著作权等几十余项。

在政府相关部门与中国科学技术大学的大力支持下，公司拥有了更雄厚的实力，将在创新发展道路上凝聚共识、形成合力，以创新为动力源，实施创新驱动发展战略，立志成为全球锂电安全行业领先品牌。在今后的发展规划上，公司将以新能源安全防护技术开发与应用为主线，逐步解决新能源火灾防控技术难点，降低灾害程度，减少灾害发生频率；跟进前沿、落到实处，助力我国储能市场健康稳定发展。

参与编辑人员：

姜可尚 安徽中科久安新能源有限公司技术总监

电话:+18654051217

邮箱:ksjiang@ahzhfw.com

如需进一步信息,请与中科久安联系

联系人：程莉 联系电话：15605602736

地址：安徽省合肥市高新区柏堰科技园



官网



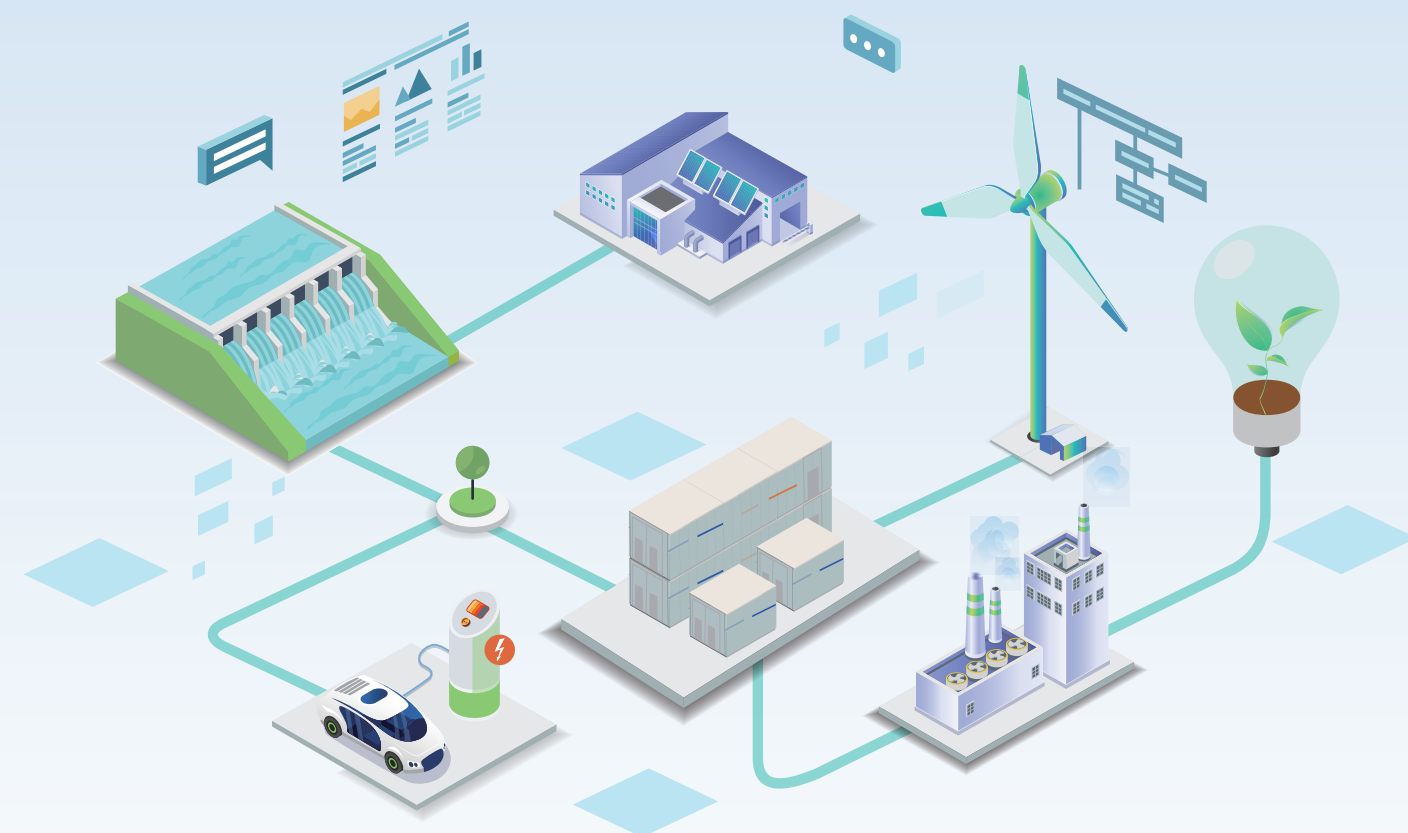
微信公众号



微信视频号

2024

中国新型储能行业发展白皮书 机遇与挑战



版权与免责声明

储能领跑者联盟负责撰写本报告，拥有报告及其后续修改的著作权和其他相关知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用既不可视为详尽的说明也不构成其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用，所产生的误解和诉讼均由使用者自己承担。如用作商业或其他用途，未经同意不得以任何异于本报告原始的电子，装订或包装形式将本报告出借，转售，出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内的所有图片，表格及文字内容的版权归储能领跑者联盟所有。其中，部分图表及数据的在有明确数据来源的标注下，版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人，法人或其他组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律，法规追究其经济和法律责任。

储能领跑者联盟