

2022 年 08 月 30 日



华鑫证券
CHINA FORTUNE SECURITIES

双碳驱动能源革命，储能迎历史性发展契机

—储能行业深度报告

推荐(首次)

投资要点

分析师：黎江涛 S1050521120002

✉ lijt@cfsc.com.cn

分析师：尹斌 S1050521120003

✉ yinbin@cfsc.com.cn

分析师：傅鸿浩 S1050521120004

✉ fuhh@cfsc.com.cn

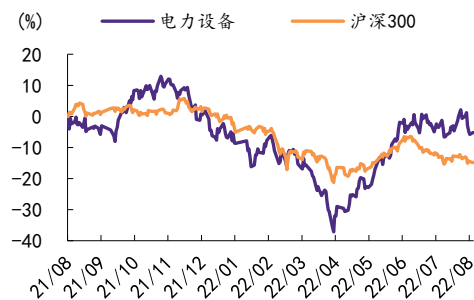
联系人：臧天律 S1050121110015

✉ zangtl@cfsc.com.cn

行业相对表现

表现	1M	3M	12M
电力设备(申万)	-1.7	21.4	-6.8
沪深 300	-1.9	1.5	-15.0

市场表现



资料来源：Wind，华鑫证券研究

相关研究

■ 顶层设计加码，储能迎超级风口

双碳战略下，全球能源结构调整势在必行，风光电高比例接入电网，为电网安全造成冲击，储能可平抑风光电不稳定性，已渐成刚需。因此，全球政策对储能装机高度倾斜，以保障电力系统安全性：欧洲国家石油、天然气等自然资源受限，故大力发展新能源，并对储能进行相应补贴，现户用储能已率先起量；美国通过税收减免、财政补贴、强制配储等方式支持储能，现已成为全球最大储能市场；国内 2021 年出台储能顶层政策，随后不断完善实施细则，推动行业发展。

投资角度看，欧洲户储行情已率先演绎，美国针对分布式项目延长 ITC 税收减免，有望接棒欧洲户储，维持户储高增速；大型储能方面，美国加州、德州等地区新能源发电占比高、电力系统成熟，需求确定性强，中国则在发电侧要求强配储能，亦有较高确定性。相对而言，大型储能能量级高于户用储能，下阶段应重点关注受益于美国、中国大型储能放量标的，户储则将维持较高增速，具持续性投资机会。

■ 多场景刚性需求，储能经济性迎拐点

储能不同场景下发挥作用，需求渐趋刚性。发电侧，储能与风光电配合装机，解决新能源消纳问题，并平抑其波动性；电网侧，储能参与辅助服务市场，维护电力系统安全、稳定；用电侧，工商业用户利用储能进行峰谷价差套利，同时可协助电力系统实现削峰填谷。

储能经济性由度电成本与发电收益共同决定，度电成本方面，应重点关注储能系统降本情况及循环次数提升情况；发电收益方面，应重点关注新能源发电占比情况及电力市场建设情况，新能源发电占比高的地区，储能利用率将更高，电力市场成熟度则决定了储能能否以公允价值足量上网。目前，国内储能度电成本显著低于海外，但由于电力市场不成熟，储能商业模式较差，仍无法实现经济性；欧美地区新能源发电占比高、电力市场成熟，叠加补贴政策影响，储能已具备良好经济性。

展望未来，钠电池、钒电池等新技术百花齐放，锂电池持续降本，运营商可在不同应用场景下选择最优技术路径，降低度电成本。收益方面，国内新能源发电占比稳步提升，国家出台一系列政策完善储能商业模式，增厚经济效益，储能经济性边际向好，渐迎拐点；海外储能补贴不断加码，叠加完善的电力市场机制，储能经济效益将维持高水平，装机规模爆发在即。

■ 行业高速推进，开启万亿级蓝海市场

在全球友好政策叠加产业链蓬勃发展的加持下，储能万亿级市场已悄然而至。美国、中国、欧洲作为最大储能市场，仍将保持优势地位，预计 2025 年三地电力系统储能需求分别为 84、76、27GWh，2021-2025 年 CAGR 分别为 68%、111%、77%。叠加其他地区储能、便携式及基站储能等，预计 2025 年全球储能需求将达 288GWh，2021-2025 年 CAGR 达 53%。根据 BNEF，预计 2025 年储能系统成本将为 1.4 元/Wh 左右，则届时全球储能市场空间将达 4032 亿元。

■ 电池、PCS 价值量大，凸显投资价值

电池、PCS 为储能产业链中价值量及壁垒最高的两个环节，分别占系统成本 70%、6%，对应 2025 年全球市场空间分别为 2822 亿元、242 亿元。目前，储能电池主要玩家为动力电池厂商，PCS 主要参与者为光伏逆变器厂商，中国企业凭借技术、产能、渠道等优势占据较高市场份额，展望未来有望持续提升。储能为我国动力电池、光伏逆变器厂商带来极佳的第二曲线，受储能行业高增速带动，储能业务占比较高的企业将拥有更高的业绩弹性与较高的估值溢价，凸显投资价值。

■ 行业评级及投资策略

在政策推动和产品技术不断完善下，储能经济性日益提升，迎来了产业成长初期爆发式增长，有望成为续力新能源汽车的超级风口，给予储能行业“推荐”评级。建议布局主线：1) 锂电池产业链：龙头企业宁德时代、比亚迪、德方纳米、亿纬锂能，弹性品种派能科技、鹏辉能源、国轩高科、欣旺达、博力威等；2) PCS：建议关注阳光电源、锦浪科技、固德威、德业股份、禾迈股份、昱能科技、盛弘股份、科华数据等（电力设备组覆盖）；3) 受益于液冷渗透率提升，有望迎来量价齐升的温控系统：建议关注英维克、同飞股份；4) 新国标出台在即，即将规范化发展的储能消防环节：建议关注青鸟消防、国安达；5) 系统集成商：建议关注金盘科技、新风光、林洋能源等（电力设备组覆盖）；6) 新技术路线：钠电池重点推荐鼎胜新材、红星发展，钒电池重点推荐攀钢钒钛。

■ 风险提示

储能电池安全性事故风险；电力系统市场化改革不及预期；上游原材料价格持续高启；风光电装机不及预期；推荐公司业绩不及预期；大盘系统性风险。

重点关注公司及盈利预测（2022/08/29 收盘）

公司代码	名称	2022-08-29 股价	EPS			PE			投资评级
			2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E	
000629.SZ	攀钢钒钛	6.11	0.15	0.23	0.26	40	26	23	未评级
002335.SZ	科华数据	37.88	0.95	1.06	1.30	40	36	29	买入
002594.SZ	比亚迪	313.55	1.06	3.65	6.90	296	86	45	买入
002837.SZ	英维克	35.1	0.63	0.59	0.83	56	59	42	买入
002960.SZ	青鸟消防	30.11	1.53	1.49	2.01	20	20	15	买入
300014.SZ	亿纬锂能	101.92	1.54	1.57	3.18	66	65	32	买入
300207.SZ	欣旺达	29.18	0.58	0.70	1.14	50	42	26	买入
300274.SZ	阳光电源	132.15	1.08	2.04	3.16	122	65	42	未评级
300438.SZ	鹏辉能源	76.51	0.43	1.25	1.89	178	61	40	未评级
300693.SZ	盛弘股份	38.4	0.55	0.79	1.15	69	48	33	未评级
300750.SZ	宁德时代	502	6.88	11.60	18.54	73	43	27	买入
300763.SZ	锦浪科技	267.25	1.93	2.63	3.98	138	101	67	未评级
300769.SZ	德方纳米	338	8.95	16.36	24.23	38	21	14	买入
300902.SZ	国安达	41.04	0.21	1.12	2.18	195	37	19	未评级
300990.SZ	同飞股份	108.9	2.52	1.64	3.00	43	66	36	买入
600367.SH	红星发展	22.94	0.90	1.20	1.42	25	19	16	买入
603876.SH	鼎胜新材	60.5	0.94	2.29	3.26	64	26	19	未评级
605117.SH	德业股份	409.18	3.70	4.54	7.50	111	90	55	未评级
688032.SH	禾迈股份	1194	6.72	8.52	15.05	178	140	79	未评级
688063.SH	派能科技	472.99	2.04	5.18	10.00	232	91	47	买入
688345.SH	博力威	76.72	1.44	1.94	2.99	53	40	26	买入
688348.SH	昱能科技	726.5	1.72	4.40	8.83	422	165	82	未评级
688390.SH	固德威	416.06	3.18	4.51	7.28	131	92	57	未评级

资料来源：Wind，华鑫证券研究（注：未评级公司盈利预测取自万得一致预期）

正文目录

1、 能源革命高歌猛进，开启储能万亿市场	8
1.1、 碳中和下的新兴赛道，万亿市场冉冉升起	8
1.2、 海外：欧美储能发展较早，已形成地区特色	11
1.2、 国内：储能经历四大阶段，2021 年迎发展拐点	17
2、 技术百花齐放，电化学储能蒸蒸日上	21
2.1、 储能技术：各有优劣，适用于不同场景	21
2.1.1 氢储能	23
2.1.2 机械储能	23
2.1.3 电化学储能	26
2.2、 市场现状：存量以抽水蓄能为主，电化学储能主导增量	28
2.3、 应用场景：多场景刚性需求，助力储能高速发展	29
3、 需求端：经济性逐渐显现，储能市场蓄势待发	34
3.1、 经济性：高电价地区已具备经济性，降本仍为关键	34
3.2、 市场空间：中美欧齐头并进，预计 2025 年全球需求超 280GWh	36
3.2.1 美国：政策持续发力，储能有望持续领跑全球	36
3.2.2 欧洲：2022 年需求迎爆发，高电价+补贴为储能需求提供保障	38
3.2.3 中国：顶层政策指引，高增可期	39
3.2.4 其他市场：不同地区各具潜力，储能需求将逐步释放	44
3.2.5 其他储能场景：通讯储能稳步发展，便携式储能蓝海初现	44
4、 供给端：各类玩家纷纷切入，逐鹿确定性最强赛道	46
4.1、 储能电池：降本与提升循环寿命为关注主线	47
4.2、 PCS：光伏逆变器企业抢占市场先机	49
4.3、 储能温控：液冷加速渗透，温控量利齐升可期	52
4.4、 消防系统：新国标出台在即，行业将迎规范化发展	56
4.5、 系统集成：系统方案渐趋成熟	58
5、 行业评级及投资策略	62
6、 风险提示	64

图表目录

图表 1：世界各国实现碳中和时间表	8
图表 2：碳中和情景下中国一次能源结构	8
图表 3：碳中和情景下中国发电量结构	8
图表 4：储能是新型电力系统中维持电网稳定运行的关键	9
图表 5：全球部分国家或地区储能政策及支持	10
图表 6：2021 年以来我国储能相关政策汇总	10
图表 7：德国 2016-2021 年户用储能装机量	11
图表 8：德国居民电价、光伏及光伏+储能度电成本（单位：欧元/kWh）	12
图表 9：德国日内电价情况（单位：欧元/MWh）	12

图表 10: 年初至今 ICE Dutch TTF 天然气期货价格走势 (单位: 欧元/MWh)	13
图表 11: 德国最新日前市场电价与年初对比 (单位: 欧元/MWh)	13
图表 12: 2016-2022Q1 美国新型储能装机量	13
图表 13: 2021 年全球新增投运新型储能地区分布	13
图表 14: 2020 年美国各应用场景在不同区域累计装机占比	14
图表 15: 12MW 储能报价曲线示例	14
图表 16: 2021 年加州平均日内电价及净负荷走势情况	15
图表 17: 2020、2021 年加州储能电池日内应用情况	15
图表 18: 加州最低容量充裕度情景分析	15
图表 19: 美国储能度电成本测算	16
图表 20: 美国天然气调峰度电成本测算	16
图表 21: PJM 调频及备用辅助服务交易机制	16
图表 22: 储能在中国的四个发展阶段	17
图表 23: 通过储能进行削峰填谷原理图	18
图表 24: 2015 年中国抽水蓄能占有所有储能比重	18
图表 25: 储能协助光伏消纳原理图	19
图表 26: 2017-2020 年我国电化学储能装机量	19
图表 27: 2018 年我国新增投运及规划电网侧储能项目	19
图表 28: 储能应用场景	20
图表 29: 碳中和背景下调节储能功率需求	20
图表 30: 碳中和背景下容量储能功率需求	20
图表 31: 储能技术分类	21
图表 32: 不同类型储能技术对比	22
图表 33: 电解水制氢示意图	23
图表 34: EV 公司储能塔技术图解	23
图表 35: 抽水蓄能工作原理图	24
图表 36: 飞轮储能示意图	25
图表 37: 压缩空气储能电站示意图	25
图表 38: 铅酸电池构成	26
图表 39: 液流电池构成	26
图表 40: 各类锂电池对比	27
图表 41: 钠离子电池与磷酸铁锂电池对比	28
图表 42: 2021 年中国各类型储能累计装机量占比	28
图表 43: 2021 全球年各类型储能累计装机量占比	28
图表 44: 2017-2021 年全球储能装机量情况	29
图表 45: 2017-2021 年全球电化学储能装机量情况	29

图表 46: 2017-2021 年中国储能装机量情况.....	29
图表 47: 2017-2021 年中国电化学储能装机量情况.....	29
图表 48: 储能协助光伏消纳原理图.....	30
图表 49: 碳中和情景下“鸭型曲线”示意图.....	30
图表 50: 2019H1 电力辅助服务补偿费用构成.....	30
图表 51: 2011-2020 年我国各产业用电比例情况.....	31
图表 52: 2014-2021 年我国风光电发电量占比.....	31
图表 53: 调峰需求原理.....	31
图表 54: 火电机组 AGC 调频情况.....	32
图表 55: 电化学储能 AGC 调频情况.....	32
图表 56: 用户侧储能利用峰谷价差套利及容量费用管理盈利示意图.....	32
图表 57: 截至 2021 年全球电化学储能项目应用分布.....	33
图表 58: 截至 2021 年中国电化学储能项目应用分布.....	33
图表 59: 电化学储能 IRR 敏感度测算（每日一充一放）.....	34
图表 60: 电化学储能 IRR 敏感度测算（每日两充两放）.....	34
图表 61: 峰谷套利+需量费用管理 IRR 敏感性测算（每日一充一放）.....	35
图表 62: 电化学储能里程成本测算.....	35
图表 63: 美国 2015-2022Q1 电化学储能装机量.....	36
图表 64: 2021 年美国电化学储能各场景装机分布.....	36
图表 65: 美国部分地区 2022 年 5 月发电量情况.....	37
图表 66: 美国 2025 年表前储能需求测算.....	37
图表 67: 加州 SGIP 补贴计划（单位：美元/Wh）.....	37
图表 68: 美国税收减免政策具体内容.....	37
图表 69: 美国 2025 年工商业储能需求测算.....	38
图表 70: 美国 2025 年户用储能需求测算.....	38
图表 71: 欧洲 2015-2020 年电化学储能装机（单位：GW）.....	38
图表 72: 欧洲 2015-2020 年家用储能装机（单位：GWh）.....	38
图表 73: 欧洲 2025 年户用储能需求测算.....	39
图表 74: 欧洲 2025 年电化学储能需求测算（单位：GWh）.....	39
图表 75: 中国 2017-2022H1 电化学储能装机情况.....	39
图表 76: 我国部分省份新能源配储政策.....	40
图表 77: 我国探索完善储能经济性政策.....	41
图表 78: 中国 2014-2021 年新能源发电量占比情况.....	42
图表 79: 中国 2025 年调频储能需求测算.....	42
图表 80: 中国 2025 年调峰储能需求测算.....	42
图表 81: 中国 2025 年分布式光储一体化储能需求测算.....	43

图表 82: 中国 2025 年峰谷套利储能需求测算.....	43
图表 83: 中国 2025 年发电侧储能需求测算.....	43
图表 84: 中国 2025 年电力系统合计电化学储能需求.....	43
图表 85: 中美欧以外地区 2021-2025 年新增电化学储能预计 (单位: GWh)	44
图表 86: 2019-2025 年全球基站锂电需求 (单位: GWh)	44
图表 87: 2021-2025 年全球便携式储能锂电池需求预测 (单位: GWh)	45
图表 88: 2021-2025 年全球储能锂电池需求预测 (单位: GWh)	46
图表 89: 电化学储能产业链示意图	46
图表 90: 储能系统产业链	47
图表 91: 电化学储能成本构成	47
图表 92: 循环寿命对储能度电成本的影响	48
图表 93: 中国储能技术提供商 2021 年度全球市场储能电池出货量排行榜	48
图表 94: 中国储能电池企业基本情况梳理	49
图表 95: 储能变流器实现电池和电网间的双向能量交换	49
图表 96: 中国储能 PCS 提供商 2021 年度全球市场储能 PCS 出货量排行榜	50
图表 97: 2022 年储能逆变器和并网逆变器毛利率对比.....	51
图表 98: 2015-2022 年全球储能变流器市场规模.....	51
图表 99: 储能温控技术分类	52
图表 100: 温控技术对比	52
图表 101: 电力系统储能温控市场空间测算	53
图表 102: 储能温控参与者主要由精密温控、工业温控、电池温控赛道切入	53
图表 103: 代表性企业储能温控产品概况	55
图表 104: 2017 年以来全球储能事故统计.....	56
图表 105: 锂电池着火机理	57
图表 106: 锂电池安全问题引发因素	57
图表 107: 《电化学储能电站安全规程 (征求意见稿)》重点内容梳理	57
图表 108: 全球储能消防市场空间	58
图表 109: 中国 280Ah 大电芯生产企业及产品上市时间	58
图表 110: 储能企业液冷产品汇总	59
图表 111: 高压级联储能方案与传统方案对比	59
图表 112: 1500V 架构储能系统示意图.....	60
图表 113: 中国储能系统集成商 2021 年国内市场储能系统出货量排行榜	60
图表 114: 中国储能系统集成商 2021 年海外市场储能系统出货量排行榜	61
图表 115: 重点关注公司及盈利预测 (2022/08/29 收盘)	63

1、能源革命高歌猛进，开启储能万亿市场

1.1、碳中和下的新兴赛道，万亿市场冉冉升起

目前在全球范围内，应对全球变化、尽早实现碳中和已成为各国政府核心课题之一。随着 2020 年 9 月习近平总书记在联合国大会宣布“中国二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”，全球碳中和时间表已逐步明晰。目前，全球已有超过 120 个国家和地区提出了碳中和目标，其中大部分计划在 2050 年实现碳中和，包括欧盟、美国、日本、加拿大等，部分国家计划实现碳中和时间则更早，如芬兰计划 2035 年、奥地利和冰岛计划 2040 年达成这一目标。

图表 1：世界各国实现碳中和时间表

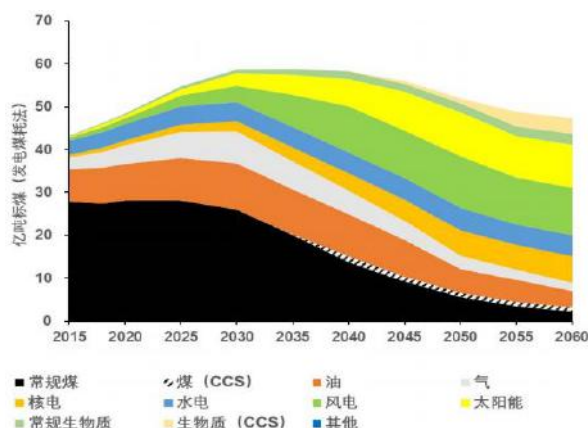


资料来源：隆基股份，华鑫证券研究

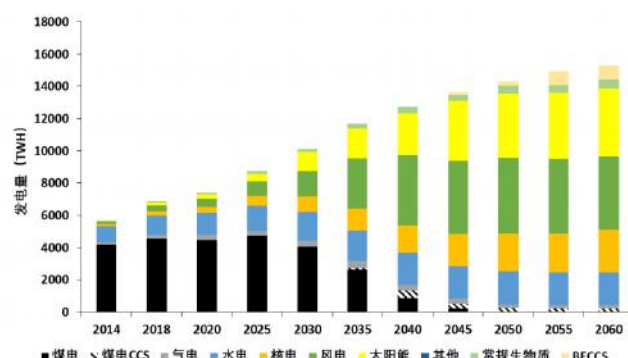
根据国际能源署数据，在过去的三十年间，全球 55% 的累计排碳来自电力行业，电力行业 80% 排碳来自燃煤发电，而随着全球电动化的推进，未来电力占二次能源比重将不断增加。因此减少燃煤发电比重的同时大力发展清洁能源成为实现碳中和的重要途径。根据清华大学能源环境经济研究所预计，若我国 2060 年实现碳中和，届时风、光占一次能源比例将接近 50%，占发电量比重则 will 接近 60%。

图表 2：碳中和情景下中国一次能源结构

图表 3：碳中和情景下中国发电量结构



资料来源：清华大学能源环境经济研究所，华鑫证券研究



资料来源：清华大学能源环境经济研究所，华鑫证券研究

构建新能源为主体的新型电力系统成为全球共识，储能将作为核心环节参与其中。在新型电力系统中，从供给侧看，新能源逐渐成为装机和电量主体；从需求侧看，终端能源消费高度电气化、电力“产消者”大量涌现。从系统整体来看，电力系统运行机理将发生深刻变化：由于新能源发电具有波动性和随机性，无法通过调节自身出力适应用户侧需求变化，传统的“源随荷动”模式将不再适用于新型电力系统，**必须通过储能等措施，依靠源网荷储协调互动，实现电力供需动态平衡。**

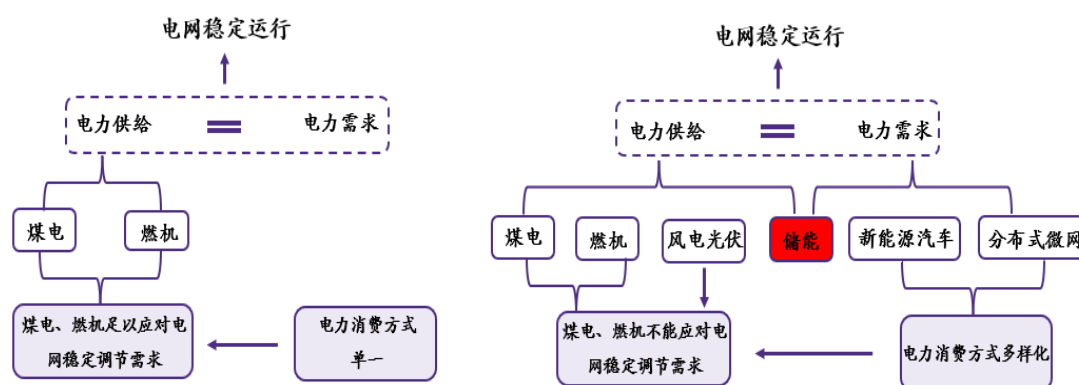
具体来看，储能在新型电力系统中的核心作用体现在三方面：提供电力系统稳定性、峰值容量充足性、爬坡灵活性。目前，火电是这几方面服务的主要提供方。在碳中和情景下，火电机组占比降到 5% 以下，占据电力系统主要装机量的光伏、风电无法根据电力系统需求调节输出，因此需要更加多样化的灵活电源，储能则为灵活电源的最佳选择。

电力系统稳定性，是指电力系统供给或需求端的波动导致系统频率出现偏差时，需要足够的调节能力使其保持稳定。因为电力系统需求端来自终端电力用户，难以调节，所以只能通过供给端，即发电厂进行调节。可再生能源发电受天气影响，无法向上调节增加输出，因此需要配备储能协助进行调频。**IEA 预计 2060 年储能将提供 40% 的稳定性装机。**

峰值容量充足性，即确保电力系统有足够的容量来满足一年中的最高需求。可再生能源比重的增加以及电力占二次能源比重的增加，导致充足性难以保障，灵活性电源尤其是储能将成为保障充足性的重要来源，根据 IEA 预测，**2060 年储能将占中国峰值容量储备的 40%。**

爬坡灵活性，在碳中和情景下，主要指当光伏在下午到夜间时段出力降低时，需要充足且灵活的爬坡资源弥补其功率。储能可以在光伏出力高峰期充电，低谷期放电并协助电力系统爬坡，与光伏发电形成充分互补。**IEA 预计 2060 年提供爬坡灵活性的容量将为 2020 年的 15 倍。**

图表 4：储能是新型电力系统中维持电网稳定运行的关键



资料来源：南都电源，华鑫证券研究

全球主要国家和地区都将发展储能作为能源革命中的重要环节，推出一系列政策推动储能发展。政策通过明确储能市场地位、对储能进行补贴或税收减免等方式为储能提供经济性，进而刺激储能需求。

图表 5：全球部分国家或地区储能政策及支持

国家	重点内容
美国	美国联邦能源监管委员会在2018年发布Order 41要求RT0/ISO区域电力市场制订规则为储能公平参与电力市场扫清障碍；为储能设备提供投资税收减免；各地方政府各自颁布政策激励储能，如加州SPIG计划补贴分布式储能。在《重建美好法案》中宣布延长ITC税收减免期限、10亿美元用于支持储能商业化
英国	2017年颁布《英国智能灵活能源系统发展战略》，解决储能所有权不明的问题，消除储能进入并参与电力市场交易的障碍。2020年，英国国家电网电力系统运营商推出每周一次的储能容量拍卖试验，并于2020年10月推出其动态遏制响应服务
德国	2016年起颁布政策支持光储一体化项目投资额的19%，2018年起削减至10%
日本	福岛核事故后，颁布《电气修改法》，把储能技术开发作为实现日本下一步电力系统改革中的一个重要组成部分；资金方面，日本为储能技术研发直接提供资金拨款，并为安装储能的家庭、商业用户提供66%的费用补贴
西班牙	针对不同体量的储能进行阶梯式补贴，对于大、中、小型企业分别补贴储能设施成本的45%、55%、65%
意大利	2020年推出Ecobonus，针对户用太阳能和光伏系统进行税收优惠，对于翻新项目的税收减免从65%提升至110%，与此类改造相关的光伏和储能系统税收减免从50%提升至110%
瑞典	2021年起向安装家用储能系统的个人提供税收减免

资料来源：前瞻产业研究院，IEA，国网能源院，华鑫证券研究

国内方面，为贯彻双碳战略，近年来加码储能发展。2021年10月24日，国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，其作为“1+N”体系中的“1”，为我国碳中和事业起到统领性作用。“十四五”阶段，储能在我国能源体系建设中的关键地位越发凸显。

图表 6：2021 年以来我国储能相关政策汇总

时间	政策	重点内容
2022/6/7	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，坚持以市场化方式形成价格，持续完善调度运行机制，发挥储能技术优势，提升储能总体利用水平，保障其合理收益，促进行业健康发展；独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加；研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收
2022/2/22	《“十四五”新型储能发展实施方案》	到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上
2021/12/24	《电力并网运行管理规定》、《电力辅助服务管理办法》	扩大电力辅助服务新主体，新增对新能源、新型储能、负荷侧并网主体等并网技术指导，扩大辅助服务主体范围，通过市场机制挖掘供需两侧灵活性资源调节能力
2021/10/26	《2030年前碳达峰行动方案的通知》	积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统，到2025年，新型储能装机容量达到3000万千瓦以上，到2030年，抽水蓄能电站装机容量达到1.2亿千瓦左右，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力
2021/10/24	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	要求加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用，形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制，开展储能新材料、新技术、新装备攻关，加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用
2021/8/10	《国家发展改革委、国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励可再生能源发电企业自建储能或调峰资源增加并网规模，鼓励可再生能源发电企业与储能电站等签订新增消纳能力的协议或合同
2021/7/23	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	明确2025年3000万千瓦储能发展目标，实现储能跨越式发展，强调规划引导，神话各应用领域储能布局等
2021/3/13	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	在氢能、储能等前沿科技领域，组织实施未来产业孵化和加速计划、谋划布局一批未来产业。加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提升清洁能源消纳和存储能力

资料来源：前瞻产业研究院，IEA，国网能源院，华鑫证券研究

综合来看，在碳中和目标指引下，全球储能发展势在必行，万亿市场正冉冉升起。全球政策向储能倾斜，储能长期发展确定性极强。目前，储能仍处于发展初期，应把握其β投资机会。储能将成为未来 3-5 年新能源产业链中增速最高的细分行业，优选龙头及储能业务占比高的企业，在享受β的同时把握α机会，将成为投资重点。

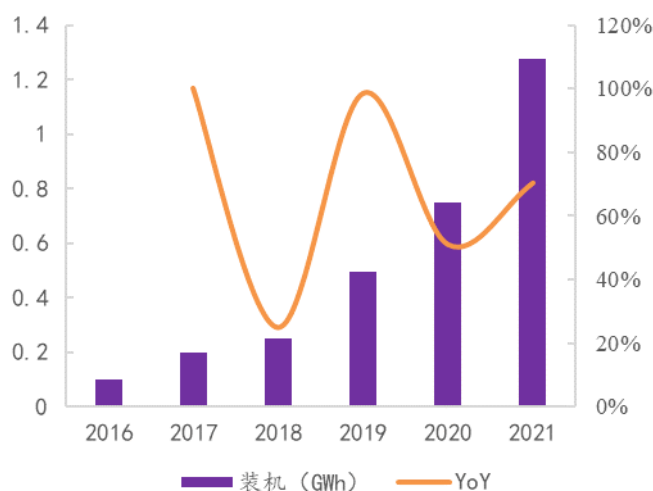
1.2、海外：欧美储能发展较早，已形成地区特色

现阶段，欧洲户储行情已然演绎，美国储能发展亦如火如荼，我们对欧美主要国家与地区储能发展情况进行复盘，并以此为依据探求储能需求爆发的必要条件，进而为中国储能发展方向寻求借鉴，把握中国储能爆发时点及投资机会。

德国：家用储能在全球处于领先地位

2021 德国电化学储能装机量为 1.36GWh，其中家用储能装机达 1.27GWh，占比达 93%，家储装机量全球领先。我们认为德国户用储能发达的原因主要有以下几点：1) 德国家庭电价高企，催生户用光伏需求，进而刺激户用储能市场；2) 德国具有完善的电力市场现货交易系统，峰谷价差大，使得储能有较好经济性；3) 德国针对户用储能实行领先行业的补贴政策。

图表 7：德国 2016-2021 年户用储能装机量

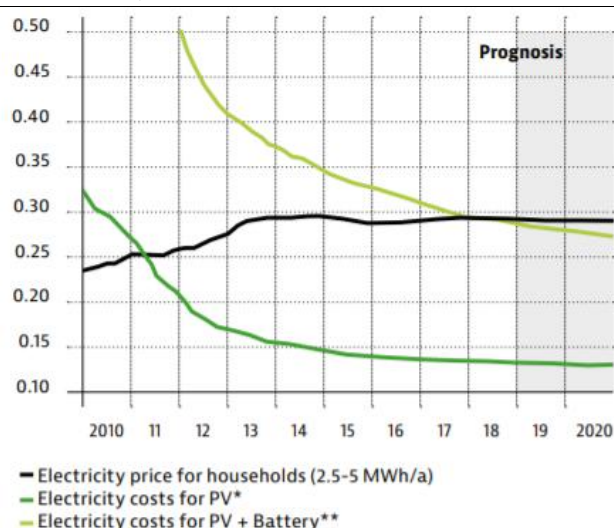


资料来源：SolarPower Europe, BVES, 华鑫证券研究

1) 德国居民电价全球最高，催生居民自发电力需求。德国平均居民电价约 0.3 欧元/kWh，处于全球最高水平。在德国高居民电价下，居民自装光伏系统实现电力的自给自足成为了比使用电网电力的更佳选择。但光伏出力巅峰位于白天，居民工作日用电集中在夜间，发电与用电时间的错配使得储能的应用成为必然。

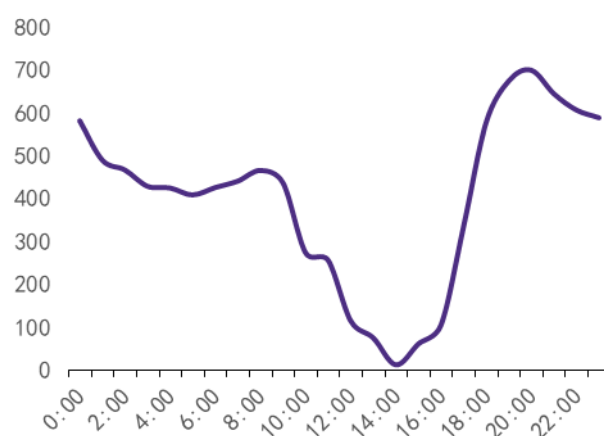
2) 德国具有非常完善的电力市场现货交易系统，电价合理反应电力市场供需情况，日内峰谷价差可达 0.7 欧元/kWh，为户用储能提供明确的收益来源和良好的商业模式。综合来看，光伏+储能的搭配度电成本小于居民电价，可以为居民提供经济效益，促进德国居民对光储系统需求。

图表 8：德国居民电价、光伏及光伏+储能度电成本（单位：欧元/kWh）



资料来源：GTAI, 华鑫证券研究

图表 9：德国最新日内电价情况（单位：欧元/MWh）



资料来源：SMARD, 华鑫证券研究

3) 德国针对户用储能实行行业领先的补贴政策。在 2013 年就开始针对光伏储能进行补贴，德国复兴银行联合德国联邦环境、自然保护和核反应堆安全全部发布新政，为户用储能设备提供投资额 30% 的补贴。该政策 2016 年失效后，德国开始执行新的光储补贴政策，

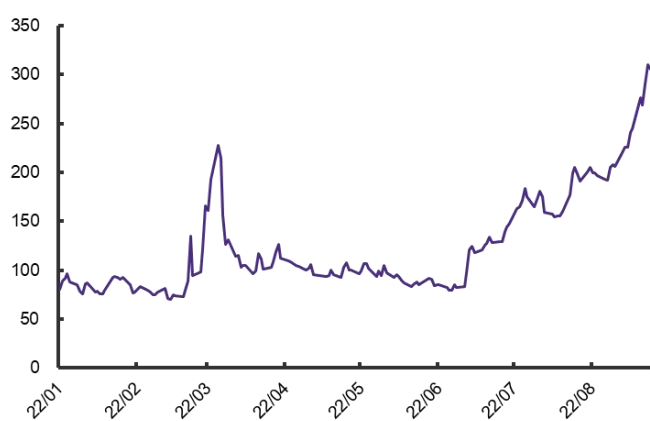
请阅读最后一页重要免责声明

12

新政策初始支持投资额的 19%，后几经削减，最终到 2018 年起降至 10%，而此时储能成本已降至较低水平，居民安装储能意愿受补贴影响较小，故补贴退坡并未造成德国户用储能市场停滞发展。

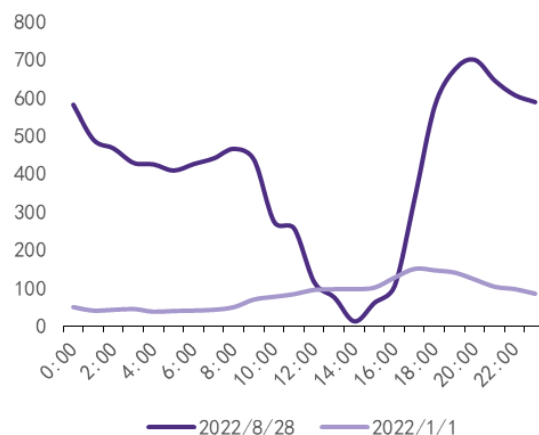
俄乌冲突下德国国家储需求激增，为我国长期能源战略做出启示。俄乌战争爆发后，欧洲进口天然气价格飙升，进而导致电价上涨，居民用电成本上移。在此背景下，通过安装家用光储系统，实现电力自发自用，成为重要用电替代方案。根据 BVES，2022Q1 德国国家储装机约为 0.63GWh/yoy+150%。与德国类似，中国天然气资源相对匮乏，若以天然气作为主要灵活电源，或将遭遇资源掣肘，提前部署以储能为核心的新型电力系统，或助我国有效避免能源危机。

图表 10：年初至今 ICE Dutch TTF 天然气期货价格走势（单位：欧元/MWh）



资料来源：英为财经，华鑫证券研究

图表 11：德国最新日前市场电价与年初对比（单位：欧元/MWh）

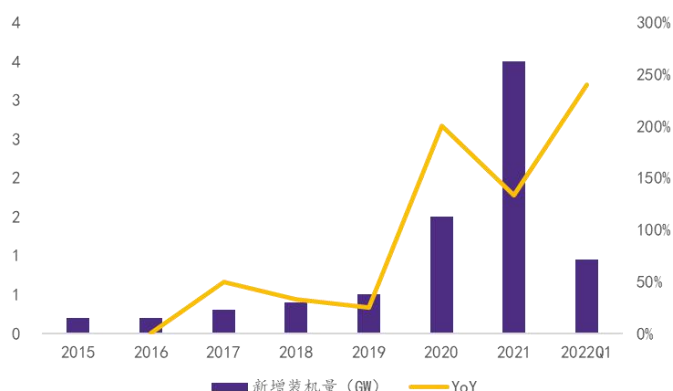


资料来源：SMARD，华鑫证券研究

美国：发电侧、用电侧储能主要来自加州，PJM 主导辅助服务储能

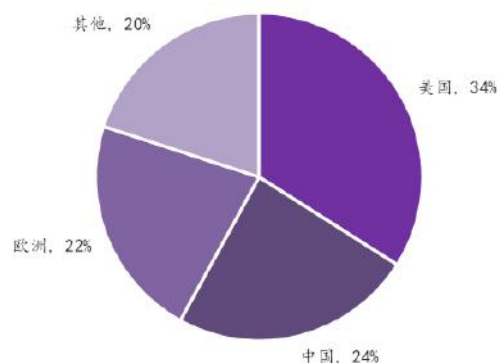
美国是全球最大储能市场，2021 年投运新型储能项目为 3.5GW/yoy+133%，全球占比 34%。2022 年一季度维持高增速，新增储能 0.96GW/yoy+240%。

图表 12：2016-2022Q1 美国新型储能装机量



资料来源：IEA，Wood Mackenzie，华鑫证券研究

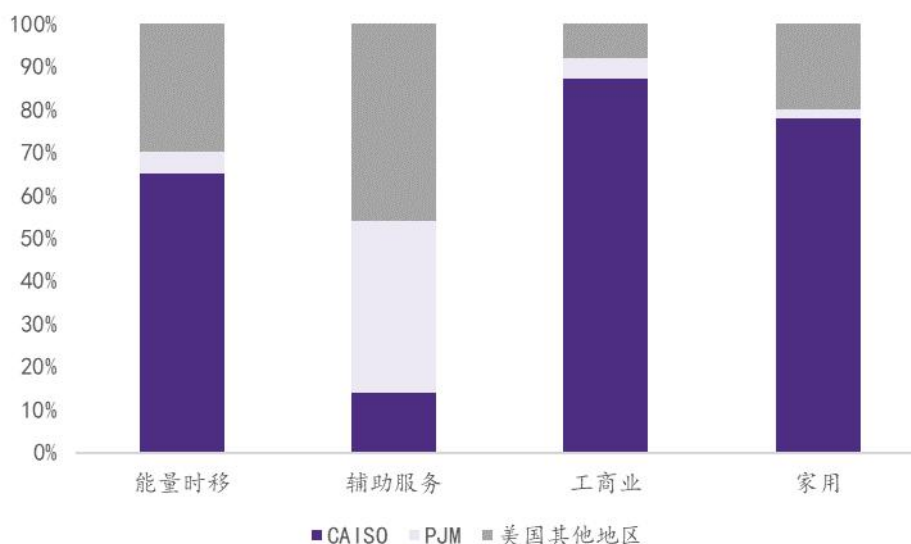
图表 13：2021 年全球新增投运新型储能地区分布



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

美国加州独立系统运营商（CAISO）和宾夕法尼亚-新泽西-马里兰州联合电力系统（PJM）为美国典型的电力市场。CAISO 能量时移储能、家用及工业储能均为美国装机量最高，而 PJM 的辅助服务储能装机领先全美。根据 BNEF 数据，截至 2020 年底，美国储能累计装机中，65%能量时移储能、87%工商业储能、78%家用储能来自 CAISO，40%辅助服务储能来自 PJM。

图表 14：2020 年美国各应用场景在不同区域累计装机占比



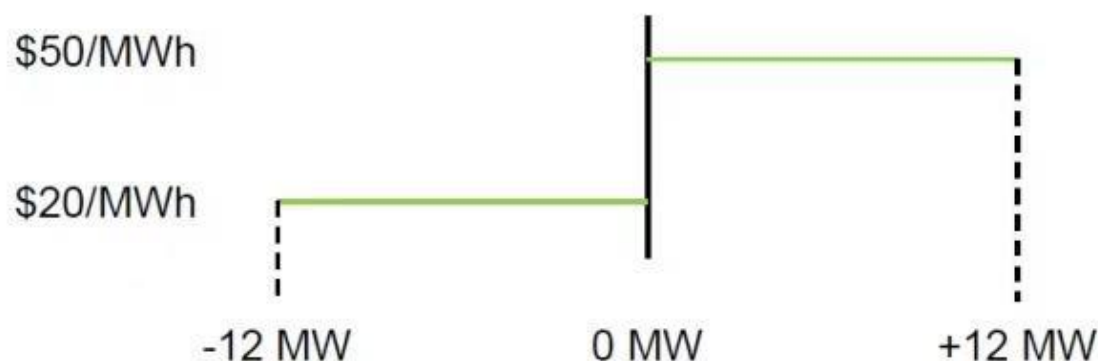
资料来源：BNEF，华鑫证券研究

美国加州（CAISO）：完善的电力市场为储能提供收益机制，补贴强化储能经济性

加州的能量时移、工商业、家用储能装机在美国均处于绝对领先地位。其原因可以概括为电力系统成熟、经济性佳。电力系统成熟体现在：1）允许储能通过 NGR 参与市场；2）电力现货系统成熟，电价与电力系统净负荷呈现强相关性。经济性则体现在：新能源发电比例高-光伏出力低谷期电价高-光伏配备储能可充分参与高电价时段，同时，天然气涨价带动电价整体上移，叠加加州对光伏、储能的退税/补贴政策，光储一体化经济性凸显。

2012 年，CAISO 通过 NGR 允许储能参与双边容量市场、电能量市场和辅助服务市场。NGR 定义为“具有连续运行区间，既可发电又可耗电的资源”。在电能量市场上，电储能 NGR 可以提交电能量报价曲线，包括充电报价和放电报价，储能可以作为发电、负荷或者两者同时参与市场。NGR 的推出为加州储能参与市场奠定基础。

图表 15：12MW 储能报价曲线示例



请阅读最后一页重要免责声明

14

资料来源：南方能源观察，华鑫证券研究

加州电力市场成熟，日内电价走势与电力系统净负荷（除去风光发电的负荷）高度相关。根据 CAISO，2021 年，加州非水可再生能源发电占比达 31%，因此净负荷在午间到达谷值，在下午八点左右达到峰值，电价走势则与其类似。

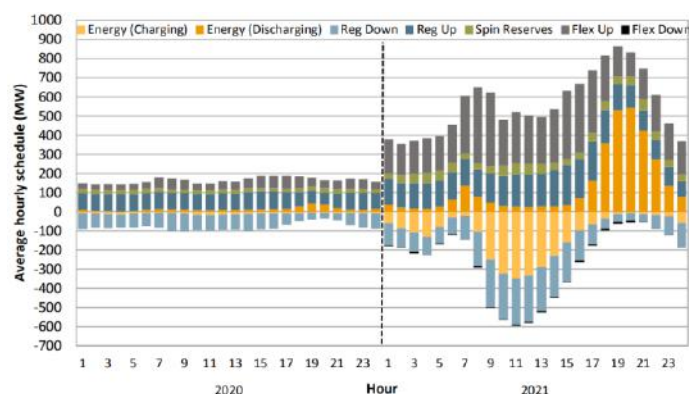
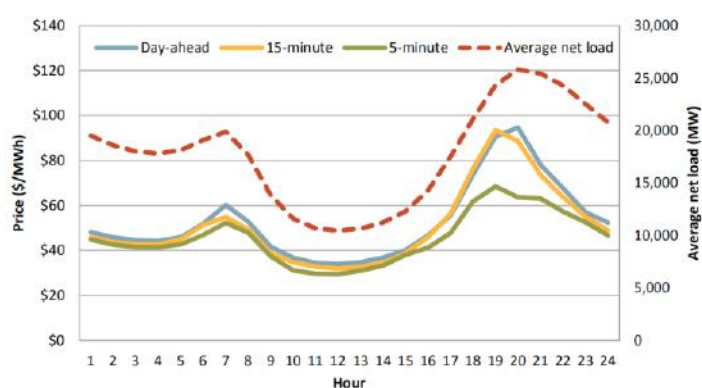
对于光伏运营商，因光伏夜间出力为 0，其无法通过夜间发电享受高电价，若要参与高电价市场，则需配备储能系统。2021 年起，加州储能开始广泛通过能量时移参与夜间市场，进行价差套利。

此外，根据 CAISO 模拟结果，18:00-21:00 为系统容量充裕度不足高频阶段，在此情景下，稀缺电价机制将被触发，电价最高可达 1 美元/kWh，储能响应速度高于其他机组，可充分参与此市场，获得高额收益。

综合来看，储能可与光伏完美互补，参与光伏低出力阶段的高电价市场，为电力系统带来稳定电力供应的同时，获得高电价收益。

图表 16：2021 年加州平均日内电价及净负荷走势情况

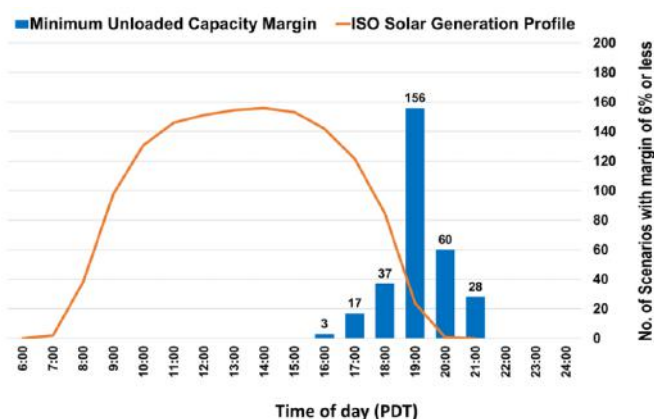
图表 17：2020、2021 年加州储能电池日内应用情况



资料来源：CAISO，华鑫证券研究

资料来源：CAISO，华鑫证券研究

图表 18：加州最低容量充裕度情景分析



资料来源：CAISO，华鑫证券研究

2020 年以来，美国天然气价格持续上涨，根据我们测算，在目前天然气价格下，仅燃

请阅读最后一页重要免责声明

15

料度电成本便达 0.063 美元，接近储能度电成本 0.08 美元，天然气调峰综合度电成本为 0.155 美元，远高于储能。因此，美国储能经济性已优于天然气调峰，在美国电价持续上涨大趋势下，储能经济效益愈发凸显。

关键假设如下：

储能：功率、容量分别为 1kW、2kWh，储能系统成本为 0.4 美元/Wh，循环寿命 6000 次，年衰减 1%，20 年后衰减至初始容量 80%，年运维费率为初始投资的 1%，DoD 90%，年运行天数为 300 天，贴现率 6%。

天然气调峰：容量 1kW，容量因子 10%，初始投资成本为 800 美元/kW，加热效率为 800Btu/kWh，天然气价格按照 NYMEX 最新价格 7.852 美元/MMBtu，运维费率为初始投资的 1%，贴现率 6%。

图表 19：美国储能度电成本测算

年份	0	1	2	3	4	5	20
发电量 (kWh)		1080	1069.2	1058.4	1047.6	1036.8	874.8
运维支出 (美元)		8	8	8	8	8	8
费用现值 (美元)	(800)	(7.55)	(7.12)	(6.72)	(6.34)	(5.98)	(2.49)
发电量现值 (kWh)		1018.87	951.58	888.65	829.80	774.76	272.77
LCOE (美元/kWh)	0.08						

资料来源：华鑫证券研究

图表 20：美国天然气调峰度电成本测算

年份	0	1	2	3	4	5	20
发电量 (kWh)		840	840	840	840	840	840
运维支出 (美元)		8	8	8	8	8	8
天然气成本 (美元)		53	53	53	53	53	53
费用现值 (美元)	(800)	(57.33)	(54.08)	(51.02)	(48.13)	(45.41)	(18.95)
发电量现值 (kWh)		792.45	747.60	705.28	665.36	627.70	261.92
LCOE (美元/kWh)	0.155						

资料来源：Wind, LAZARD, 华鑫证券研究

PJM：成熟辅助服务市场与储能互补，前者为储能提供良好经济性，而储能高效参与辅助服务市场

PJM 辅助服务储能的高装机量源于其成熟的辅助服务市场，PJM 包含的辅助服务产品众多，包括调频、旋转备用、非旋转备用等。PJM 将调频信号区分为传统调频信号 Reg A 和动态调频信号 Reg D，同时给予容量费用和性能费用。根据 PJM 数据，目前在 PJM 市场中，储能以不到 4% 的容量提供了 10.4% 的日前旋转备用和 23.7% 的调频，体现出储能参与辅助服务市场的高效性。

图表 21：PJM 调频及备用辅助服务交易机制

调频交易机制	调频种类	爬坡受限、能量受限		
	交易类型	实时		
	联合出清	是		
	报价时序	日前报价、小时前可变更		
	申报内容	容量报价+性能报价		
	结算方式	边际价格结算		
备用交易机制	备用种类	同步备用		非同步备用
		Tie1	Tie2	
	响应时间	10min		
	交易类型	实时	日前+日内	实时
	结算方式	边际价格结算		

资料来源：《电网技术》，华鑫证券研究

我们可以将储能需求简单表示为新能源装机量（增量/存量）*渗透率，因此，储能需求突破需要新能源装机量提升或渗透率提升，渗透率提升主要源自储能经济效益。综合欧美各地区成功经验，我们认为储能实现经济性需要两个必备条件：1）高比例风光发电量；2）成熟的电力市场（包括现货交易市场、辅助服务市场、容量市场、稀缺电价机制等）。在这两个条件不完备的情况下，可通过补贴/退税等优惠政策，弥补经济性的不足，以促进储能早期发展。

1.2、国内：储能经历四大阶段，2021 年迎发展拐点

对我国储能发展的历史进行复盘，并结合碳中和进程对其未来进程进行预测。我们认为，我国储能发展可大致分为四个阶段。

第一阶段为 2016 年以前，新能源发电渗透率较低，储能主要用于电力系统负荷“削峰填谷”，装机以抽水蓄能为主。

第二阶段为 2016-2020 年，电化学储能开始走上历史舞台以解决新能源发电渗透率提升带来的弃风弃光问题。

第三阶段预计为 2021-2030 年，随着政策铺垫及电力系统逐渐市场化，电化学储能将迎来发电侧、电网侧、用电侧的全面爆发，预计 2025 年国内电力系统储能需求将达 76GWh，较 2021 年 CAGR 达 111%。

第四阶段为 2031-2060 年，风光电等不稳定电源将成为我国电力系统供电主力，储能将成为电力系统的核心以保证电力系统安全、稳定运行。

图表 22：储能在中国的四个发展阶段

阶段	时间	阶段发展特点	经济性	市场空间
第一阶段	2016年以前	储能主要用于电力系统“削峰填谷”，以抽水蓄能为主	抽水蓄能电站寿命长、成本低，经济性极佳	至2015年我国储能累计装机23.5GW，其中抽水蓄能装机23.4GW
第二阶段	2016-2020	用于新能源消纳及电网侧调峰，电化学储能开始走上历史舞台	电化学储能成本高、寿命短，经济性较差	至2020年底，抽水蓄能装机32GW，电化学储能装机3.3GW
第三阶段	2021-2030	发电侧新能源消纳、电网侧调峰调频、用电侧峰谷价差套利共振储能需求，电化学储能累计装机量超过抽水蓄能	电化学储能成本下降，循环寿命普遍达到1万次以上，盈利模式清晰，经济性开始显现	预计2025年电化学储能年度装机76GWh，较2021年复合增长率达111%
第四阶段	2031-2060	风光电成为主要电源，储能成为新能源出力低谷期主要电源，并为电力系统尖峰负荷提供电量保障	电池技术走向成熟，钠电池、全钒液流电池等新技术路线出现，电力市场更加成熟完备，经济效益佳	

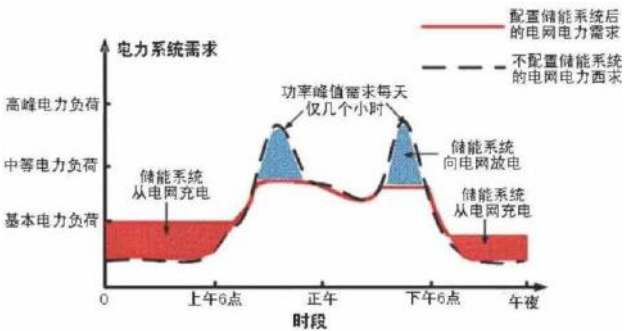
资料来源：CNESA，华经产业研究院，华鑫证券研究整理测算

第一阶段：以抽水蓄能为主

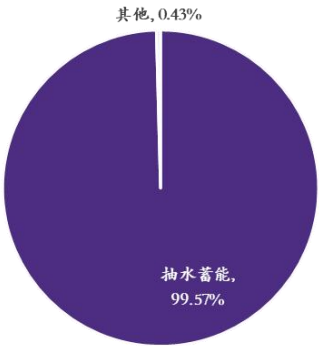
2016 年前，我国新能源装机量占比不足 10%，发电量占比不足 4%，渗透率较低，对电力系统影响较小，储能需求主要来自电力系统“削峰填谷”。我国电力系统负荷特点为白天为负荷峰值，夜间为负荷谷值，发电侧接受电网统一调度迎合负荷变化。火电是发电侧的绝对主力，火电虽可以通过启停、减少燃料投放等方式控制出力，但一方面启停成本较高且需要时间进行功率爬坡，另一方面火电在满负荷运行时的单位收益最优、单位污染最低。因此，通过对负荷侧进行削峰填谷是比通过发电侧火电厂调节出力更好的选择。

储能可以在夜间负荷低谷时充电，白天负荷高峰时放电，来实现负荷端的削峰填谷。彼时电化学储能成本较高，抽水蓄能是最经济的选择，因此抽水蓄能占据彼时储能市场 99% 以上的份额。

图表 23：通过储能进行削峰填谷原理图



图表 24：2015 年中国抽水蓄能占有所有储能比重



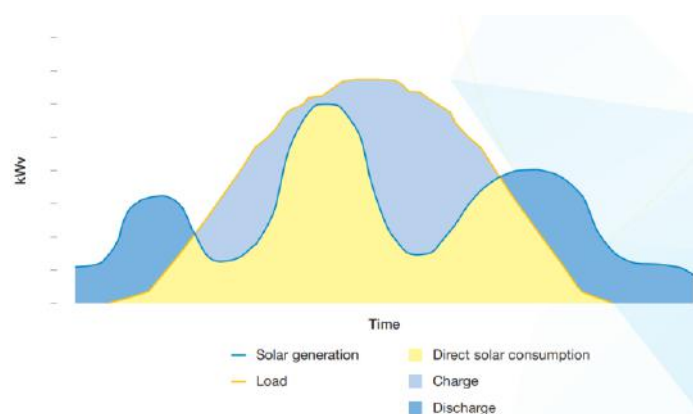
资料来源：融通新能云，华鑫证券研究

资料来源：华经产业研究院，华鑫证券研究

第二阶段：电化学储能开始走上历史舞台

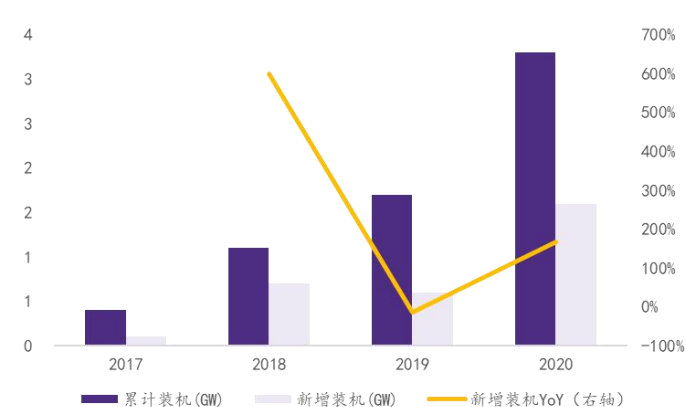
2016 年起，随着新能源发电渗透率提升，我国储能产业迈入第二阶段。2015 年我国平均弃风、弃光率分别为 15%、14%，随新能源发电渗透率的不断提升，若不对其加以控制，弃风弃光现象将更为严重。储能可以将弃风弃光电量进行存储，在电力系统需要时释放，从而解决弃风弃光问题。抽水蓄能电站受地理位置影响，难以与风电、光伏电站共同建设，而电化学储能安装灵活，成为新能源消纳的最佳技术路径，因此 2016 年起**电化学储能开始走上历史舞台**，但是此阶段电化学储能经济效益仍然较差，所以整体装机规模仍然较小，2020 年累计装机量仅 3.3GW，为风光电累计装机量的 0.6%。

图表 25：储能协助光伏消纳原理图



资料来源：SolarPower Europe，华鑫证券研究

图表 26：2017-2020 年我国电化学储能装机量



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

除新能源消纳外，电化学储能在第二阶段亦开始尝试应用于其他场景。尤其是电网侧储能，其曾在 2018 年爆发式增长，全年投运及规划电网侧储能电站达 600MW，彼时全球电网侧储能装机容量合计仅 756.5MW。但 2019 年 5 月份，国家发改委和国家能源局联合发布《输配电定价成本监审办法》，规定电储能设施成本费用不得计入输配电定价成本，在彼时电网侧储能商业模式不明确、经济性较差的情况下，对电网侧储能造成了巨大的打击。但长期来看，此规定有利于促进电网侧储能合理商业模式的形成，并合理促进储能市场化竞争，为储能长期发展做好铺垫。

图表 27：2018 年我国新增投运及规划电网侧储能项目

地点	项目	规模
河南洛阳	河南电网100兆瓦电池储能首批示范工程	100MW
江苏镇江	江苏镇江101 MW/202 MWh电网侧分布式储能电工程	101MW/202MWh
江苏昆山	江苏省昆山市电网侧储能电站项目	0.88MW/193.6MWh
甘肃酒泉	瓜州县双塔光伏园区电网侧集中式储能电站项目	60MW/240MWh
湖南长沙	湖南省电网侧电池储能示范工程项目	60MW/120MWh

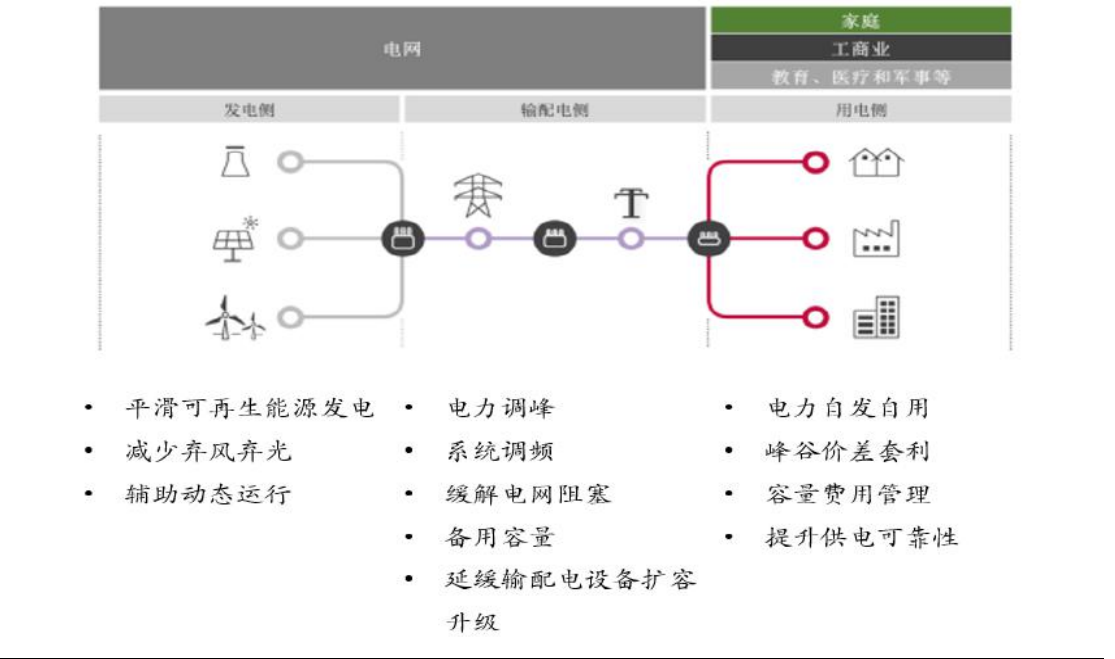
资料来源：中国储能网，华鑫证券研究整理

第三阶段：电化学储能累计装机量超过抽水蓄能

第三阶段预计为 2021-2030 年，在此阶段，电化储能将迎来发电侧、电网侧、用电侧的全面爆发。发电侧：储能将继续承担促进新能源消纳的任务，各地方政府也各自出台新能源配储政策支持发电侧储能发展。电网侧：因新能源发电机组出力不稳定，且无法自主提供调峰调频，故需要其他发电机组提供调峰调频服务，储能凭借其灵活、精准调节的特性，将取代火电机组成为主要调峰调频资源。用电侧：除分布式新能源消纳外，储能可以为用户实现电价的峰谷价差套利，同时帮助电力系统实现负荷“削峰填谷”。

根据我们测算，此阶段电网侧、用户侧储能将初步具备经济性，2025 年中国装机量需求预计为 76GWh，较 2021 年复合增长率高达 111%。

图表 28：储能应用场景



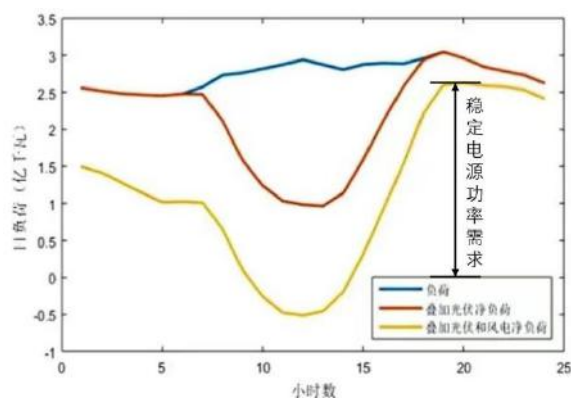
资料来源：派能科技招股说明书，华鑫证券研究

第四阶段：储能成为新型电力系统核心环节

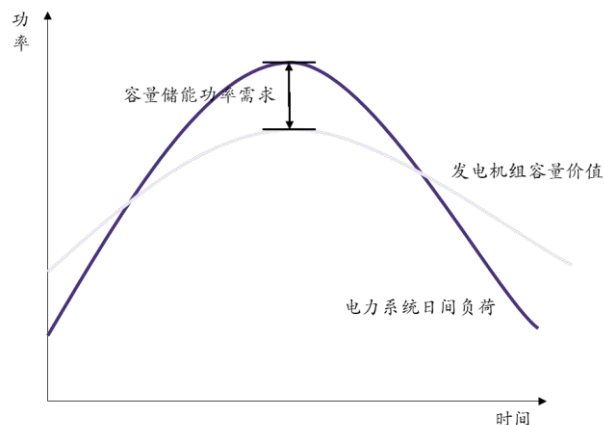
第四阶段为 2031-2060 年。预计从 2030 年开始，风光电将成为电力系统供电主力，在 2060 年碳中和背景下，风光电发电量将占据总发电量 70%以上，其发电波动性、不稳定性为电力系统带来挑战，储能可通过其调节价值、容量价值为电力系统的安全稳定带来保障。调节价值方面，新能源消纳仍是储能的主要应用场景，但在此阶段，储能在新能源出力高峰期存储的电能，将取代退役的火电机组，成为新能源出力低谷期的主力电源；容量价值方面，储能将为电力系统尖峰负荷提供容量保障。

图表 29：碳中和背景下调节储能功率需求

图表 30：碳中和背景下容量储能功率需求



资料来源：国网能源研究院，华鑫证券研究



资料来源：IEA，华鑫证券研究

目前，中国储能发展瓶颈主要在于经济效益不佳：风光发电量不足导致储能利用率低，电力市场不成熟导致商业模式有所欠缺。中国依靠发电侧强配储能促进储能装机，为风光电大比例接入电网时点做铺垫，可有效弥补短期需求空缺。展望未来，中国风光电新增装机持续引领全球，在双碳目标引领下，发电占比将持续提升；经济性方面，政策端在持续发力，电力市场不断完善，经济效益边际向好。

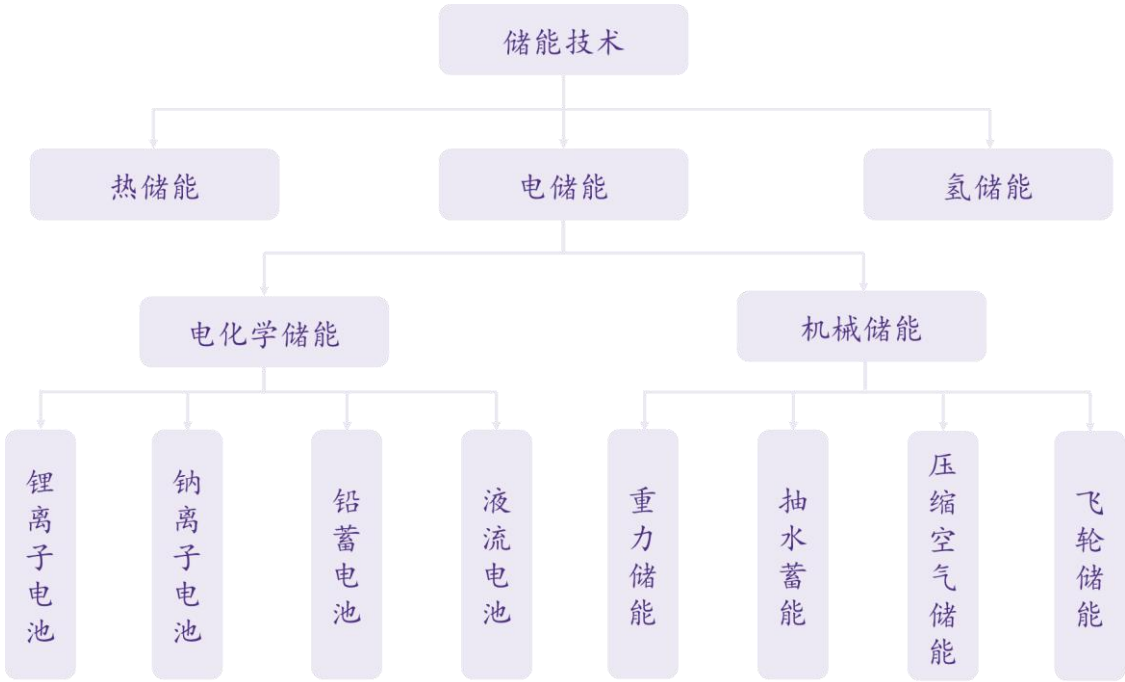
总体来看，中国储能长期发展逻辑与短期现状存在差异，强配政策弥补短期需求，长期发展必要条件渐趋成熟，10年内储能装机或持续高增。短期内，应关注风光电强配储能装机情况；中长期维度，应关注风光发电占比情况及电力市场建设情况。

2、技术百花齐放，电化学储能蒸蒸日上

2.1、储能技术：各有优劣，适用于不同场景

广义上讲，储能即能量存储，是指通过一种介质或者设备，把一种能量形式用同一种或者转换成另一种能量形式存储起来，基于未来应用需要以特定能量形式释放出来的循环过程。根据能量存储形式，储能包括电储能、热储能和氢储能，其中电储能是最主要的储能方式。电储能中，根据存储原理不同又分为电化学储能和机械储能。电化学储能是指二次电池储能，包括锂离子电池、钠离子电池、铅蓄电池和液流电池等；机械储能包括重力储能、抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等。

图表 31：储能技术分类



资料来源：《派能科技招股说明书》，华鑫证券研究

各技术路径各有优劣，适用于不同应用场景。电化学储能的额定功率和存储电量较为灵活，但普遍存在安全或环保问题，主要用于新能源消纳、峰谷价差套利、电力系统调峰调频以及 UPS 等领域。机械储能普遍寿命较长，但响应时间显著慢于电化学储能和电磁储能，主要用于电力系统调峰领域。

图表 32：不同类型储能技术对比

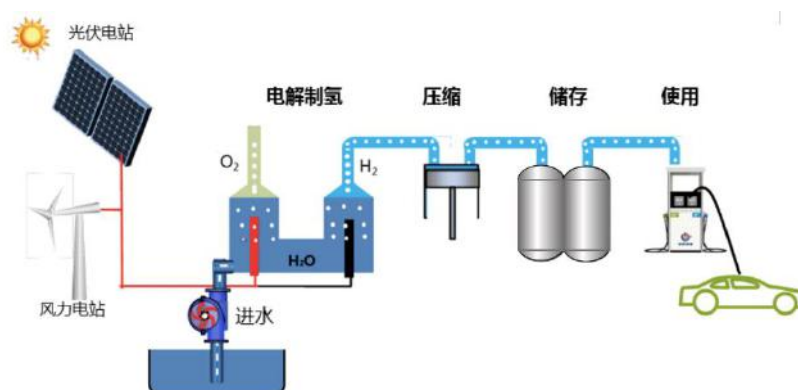
储能类型	典型额定功率	额定能量	优点	缺点	应用场景
锂离子电池	kW~MW	分钟~小时	寿命长、能量密度高、响应速度快	价格偏高、存在一定安全风险	新能源消纳、电力系统调峰调频、峰谷价差套利
铅蓄电池	kW~50MW	分钟~小时	技术成熟、成本低	寿命短、能量密度低、不宜大功率充放电	UPS
钠离子电池	kW~MW	分钟~小时	成本低、快充性能优、资源丰富	寿命短、能量密度低、商业化程度低	新能源消纳、电力系统调峰调频
全钒液流电池	kW~MW	小时级	寿命长、功率与容量定制性强	能量密度较低，初始投资成本高	新能源消纳、电力系统调峰调频
抽水蓄能	100~2000MW	4~10小时	容量大、寿命长、运行成本低	响应慢、能量密度低、受地理资源限制、总投资较高、能量损耗相对较大	电力系统调峰
压缩空气储能	10~300MW	1~20小时	容量大、寿命长、工作时长	效率较低、响应慢、建站条件苛刻	电力系统调峰
飞轮储能	5kW~10MW	1秒~30分	比功率大、寿命长	能量密度低、充放电时间短	UPS、轨道交通

资料来源：《派能科技招股说明书》，《电力系统自动化》，华鑫证券研究

2.1.1 氢储能

氢储能基本原理是将水电解得到氢气并储存起来，当需要电能时将储存的氢气通过燃料电池或其他方式转换为电能输送上网。电解水制氢需要大量电能，成本远高于传统制氢方式，但因为可再生能源并网的不稳定性，我国具有严重的弃风、弃光问题，利用风电、光伏产生的富余电能制氢可以有效的解决电解水制氢的成本问题，并解决风光电的消纳，因此氢储能正逐渐成为我国能源科技创新的焦点。但目前我国缺少方便有效的储氢材料和技术，且氢储能能量转换效率较低，因此目前应用较少，能否解决这两方面的问题将成为氢储能未来能否获得更多份额的关键。

图表 33：电解水制氢示意图



资料来源：能源电力说，华鑫证券研究

2.1.2 机械储能

机械储能通过物理方法对能量进行存储，需要时再将机械能转化为电能。机械储能主要包括重力储能、抽水蓄能、飞轮储能和压缩空气储能。

1) 重力储能

重力储能介质主要分为水和固体物质，基于高度落差对储能介质进行升降来实现储能系统的充放电过程。除较成熟的抽水蓄能外，主流重力储能方式为 Energy Vault (EV) 提出的储能塔，其利用起重机将混凝土块堆叠成塔，通过混凝土块的吊起和吊落进行储能和释能。根据 EV 官网信息，其储能塔能源效率可达 90%，可以在 8-16 小时内以 4-8MW 连续功率放电，实现对电网需求的高速响应。

图表 34：EV 公司储能塔技术图解

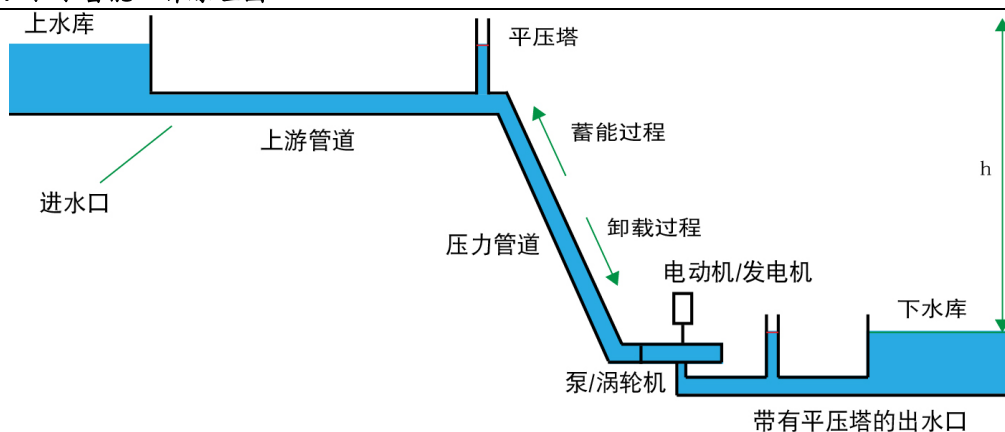


资料来源：《新型重力储能研究综述》，华鑫证券研究

2) 抽水蓄能

抽水蓄能电站包含上下两个水库，在电力负荷低谷时利用过剩的电力抽水至上水库，高峰时将水放出，利用水从上水库流向下水库时产生的机械能发电，从而达到调峰的作用。抽水蓄能可以实现能量的大规模存储，因此广泛应用于电力系统调峰。但由于其响应速度较慢，初始投资高，且受地理选址限制，因此未来发展空间有限。

图表 35：抽水蓄能工作原理图

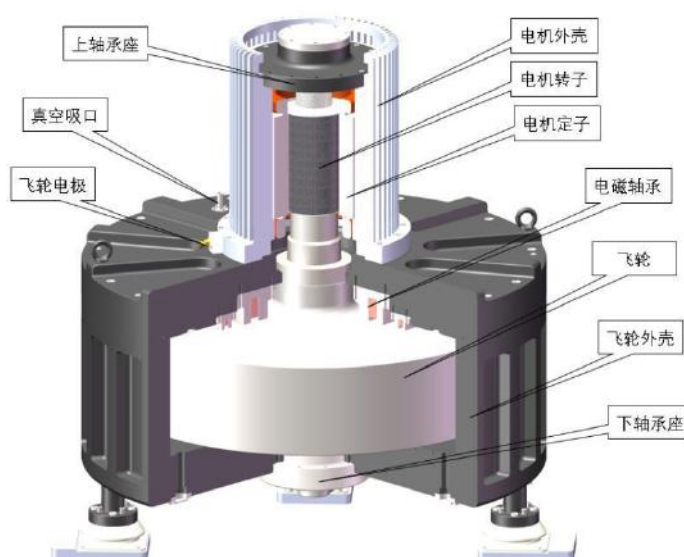


资料来源：研旭电气，华鑫证券研究

3) 飞轮储能

飞轮储能在储能时，电能驱动电机运行，电机带动飞轮加速转动，飞轮以动能的形式将能量存储起来；释能时，高速旋转的飞轮拖动电机发电，完成机械能到电能的转换。飞轮储能比功率大，使用寿命长达 15-30 年，且响应速度可以达到毫秒级。因此飞轮储能主要用于调频和 UPS。但因为其能量密度低且备电时长无法超过 30 分钟，因此无法应用于大规模储能电站。

图表 36：飞轮储能示意图

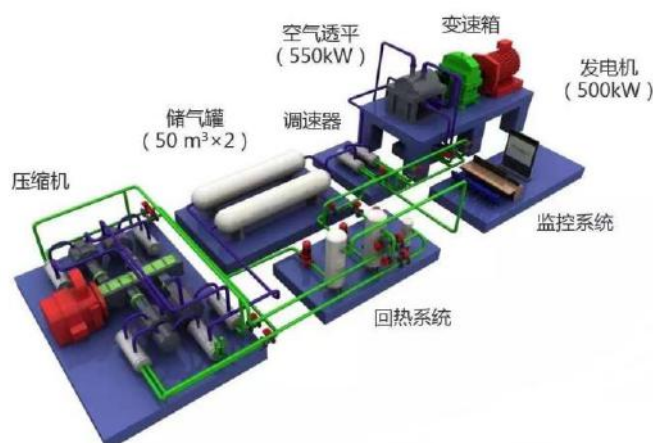


资料来源：泓慧能源，华鑫证券研究

4) 压缩空气储能

压缩空气储能技术源于燃气轮机技术。用电低谷通过电动机带动压缩机将空气压缩并储存于储气室中，使电能转化为空气的内能以存储；用电高峰时，高压空气从储气室释放，进入燃料室同燃料一起燃烧，驱动透平做工，带动发电机发电。压缩空气储能是抽水蓄能之后另外一项适合 GW 级大规模电力储能的技术，除存储能量高之外，其还具有能量密度和功率密度高、运营成本低、使用寿命长等优点，但与抽水蓄能类似，压缩空气储能也受地理条件限制，其需要高气密性的洞穴作为储气室，这也进一步限制了压缩空气储能的发展。

图表 37：压缩空气储能电站示意图



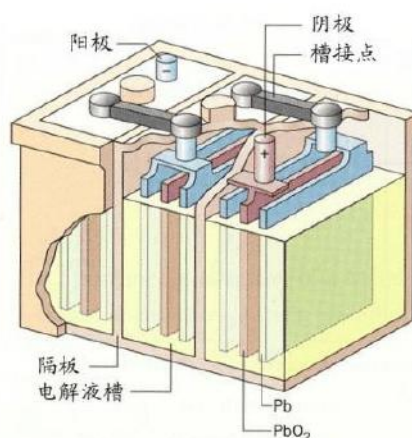
资料来源：《电力系统自动化》，华鑫证券研究

2.1.3 电化学储能

电化学储能即通过电化学反应完成电能和化学能之间的相互转换，从而实现电能的存储和释放。目前主要应用的储能电池主要包括铅酸蓄电池、液流电池和锂离子电池等，未来钠离子电池随产业链成熟也将逐步应用于储能。

1) **铅酸电池**是以二氧化铅为正极、金属铅为负极、硫酸溶液为电解液的一种二次电池，发展至今已有 150 多年历史，是最早规模化使用的二次电池。铅酸电池的储能成本低，可靠性好，效率较高，广泛应用于 UPS，也是我国早期大规模电化学储能的主导技术路线。但因为铅酸电池循环寿命短、能量密度低、使用温度范围窄、充电速度慢，且铅金属对环境影响较大，铅酸电池未来应用将会受极大程度限制。

图表 38：铅酸电池构成



资料来源：格瑞普，华鑫证券研究

2) **液流电池**技术路径包括全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等，其中，全钒液流电池综合性能最佳、商业化程度最高。液流电池正、负极电解液储罐独立分离，放置在堆栈外部，通过两个循环动力泵将正、负极电解液通过管道泵入液流电池堆栈中并持续发生电化学反应，通过将化学能与电能进行相互转换作用来完成电能的储存和释放。液流电池功率取决于电极反应面积大小，存储容量则取决于电解液体积与浓度，故液流电池规模大小设计更为灵活多变。我们认为，在长时储能方面，全钒液流电池将具备成本优势，较锂电池等其他技术路径具差异化竞争优势。

图表 39：液流电池构成



资料来源：鑫椐锂电，华鑫证券研究

3) 锂离子电池通过锂离子在正负极电极材料中的嵌入和脱嵌实现能量存储。锂离子电池能量密度较高，寿命长，因此正逐渐成为电化学储能的主流路线。根据正极材料的不同，锂离子电池又分为钴酸锂、锰酸锂、磷酸铁锂和三元电池等。

磷酸铁锂电池在储能领域综合优势显著，其能量密度适中，安全性、使用寿命均优于其他电池类型，且成本较低；钴酸锂电池因金属钴的稀缺性价格远高于其他电池，且循环寿命、安全性差，因此在储能领域几无应用；锰酸锂电池能量密度与磷酸铁锂电池相近，价格虽低于磷酸铁锂，但使用寿命低导致其全生命周期度电成本高于磷酸铁锂电池，故应用较少；三元电池能量密度远高于其他电池类型，使用寿命也可以达到 8-10 年，但安全性相对较差，成本远高于磷酸铁锂电池，因此在不需极高能量密度的储能领域，应用前景弱于磷酸铁锂电池。

图表 40：各类锂电池对比

	钴酸锂	锰酸锂	磷酸铁锂	三元
电芯能量密度(Wh/kg)	180-240	100-150	100-180	180-300
循环寿命	500-1,000次	500-2,000次	>2,000次	800-2,000次
充放电性能	好	较好	一般	好
安全性	差	好	好	较好
低温性能	好	好	差	好
使用寿命	1-3年	2-6年	8-12年	8-10年
正极材料价格(万元/吨)	32	4.2	5.6	19.8
应用场景	消费电池	小动力、 储能电池	动力、 储能电池	动力、 储能电池

资料来源：《孚能科技招股说明书》，华鑫证券研究

4) 钠离子电池工作原理与锂离子电池类似，利用钠离子在正负极之间嵌脱过程实现充放电。钠离子电池相对磷酸铁锂电池安全性能、低温性能、快充性能更高，成本更低，且钠资源远比锂资源丰富且遍布全球各地，若钠离子能够广泛应用，中国将很大程度上摆脱目前锂资源受限的情况。

钠离子电池劣势主要体现在循环次数较低和产业链不成熟。目前钠电池循环寿命普遍

在 2000-3000 次，产业链不成熟则导致上游价格较高，钠电池成本优势无法显现。

图表 41：钠离子电池与磷酸铁锂电池对比

	磷酸铁锂电池	钠离子电池
安全性能	较好	好
低温性能	差	好
快充性能	较差	较好
成本	较高	低
上游资源	全球70%锂资源集中在南美，中国储量较少	钠资源遍布全球
能量密度	较高	低
产业链	非常成熟	不成熟
循环次数	高	较低

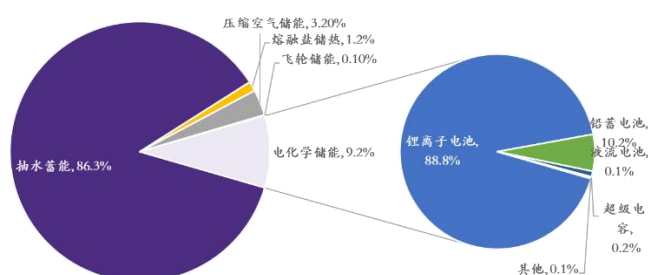
资料来源：宁德时代，华鑫证券研究

综合而言，我们看好抽水蓄能、锂电池、钠电池与全钒液流电池，四者将在各自优势领域蓬勃发展。具体来看，在大规模调峰方面，抽水蓄能具有全生命周期成本优势，将继续成为主流选择；后三者则将广泛与风电、光伏配合使用，全钒液流电池主要用于 4 小时以上长时储能，钠电池将在大型储能电站中对锂电池形成一定替代，对能量密度敏感性较高的工商业与家用储能中，锂电池仍将占主导地位。

2.2、市场现状：存量以抽水蓄能为主，电化学储能主导增量

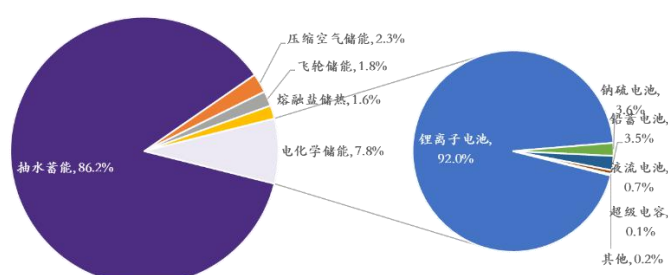
抽水蓄能占据储能绝对份额，锂离子电池是电化学储能主流技术路线。中国各类型储能装机量结构与全球情况相似，均以抽水蓄能为主要装机类型，占据 86%左右装机容量。中国与全球电化学储能装机占比分别为 9.2%、7.8%。在电化学储能中，锂离子电池占据主导地位，在中国与全球占比均为 90%左右。

图表 42：2021 年中国各类型储能累计装机量占比



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

图表 43：2021 全球年各类型储能累计装机量占比



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

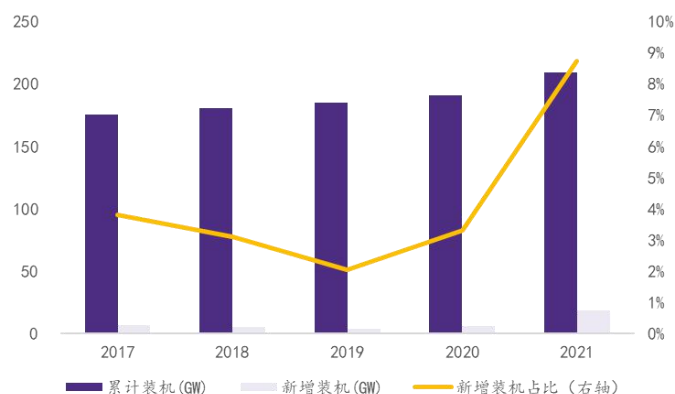
全球储能规模增长缓慢，电化学储能快速放量。2021 年全球累计储能装机量为

请阅读最后一页重要免责声明

28

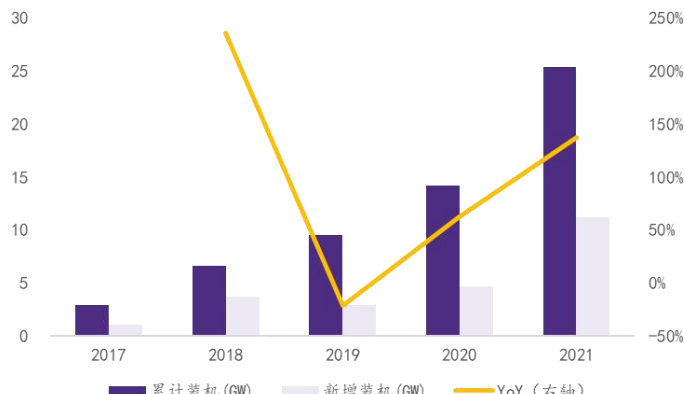
209.4GW，2017-2021 年 CAGR 仅 4.5%。而电化学储能能在 2017-2021 年经历了近乎从无到有的过程，2021 年累计装机量为 25.4GW，为 2017 年 2.9GW 的 8.7 倍。因抽水蓄能受地理选址影响较大，未来增长空间受限，预计未来电化学储能将贡献储能装机主要增量，重要意义愈发显著。

图表 44：2017-2021 年全球储能装机量情况



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

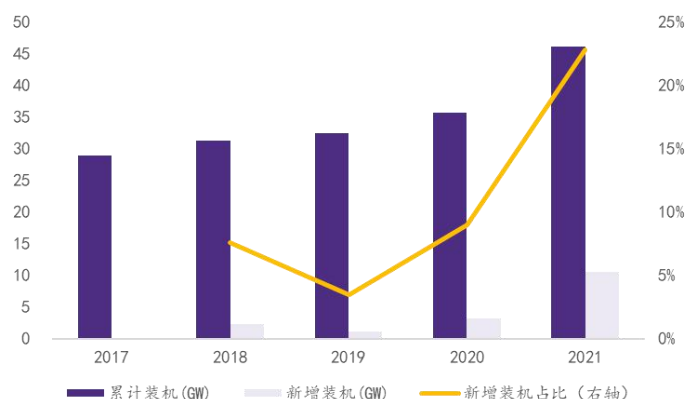
图表 45：2017-2021 年全球电化学储能装机量情况



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

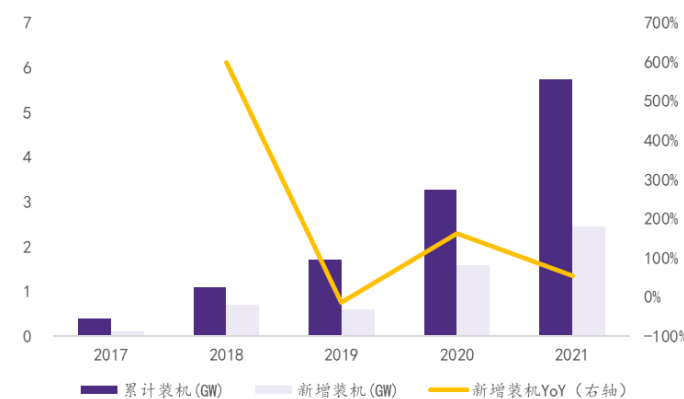
2017-2021 年中国电化学储能累计装机规模增长 14 倍。中国储能发展路径与全球情况类似，根据 CNESA，2021 年中国储能累计装机规模为 46.1GW，2017-2021 年累计装机量稳步增长。电化学储能 2021 年累计装机量为 5.7GW，新增 2.5GW/yoy+55%。

图表 46：2017-2021 年中国储能装机量情况



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

图表 47：2017-2021 年中国电化学储能装机量情况



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

2.3、应用场景：多场景刚性需求，助力储能高速发展

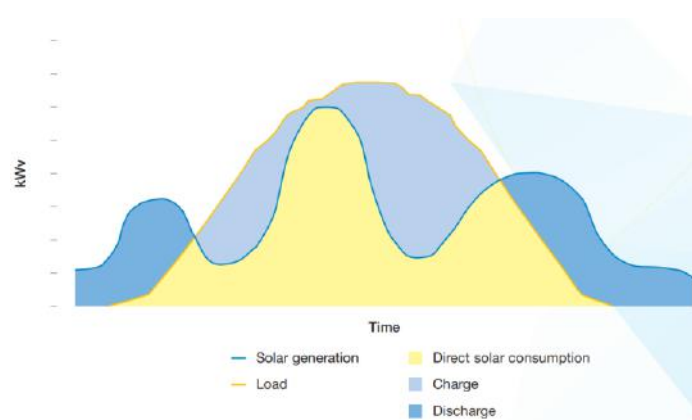
根据储能系统安装位置，我们将其以发电侧、电网侧、用户侧分类。随着共享储能兴起，发电侧与电网侧储能界限逐渐模糊，我们根据受益方不同，将新能源配储归类为发电侧储能、用于调峰调频的储能为电网侧储能、用于分布式光储一体化及削峰填谷储能为用户侧储能。各应用场景储能商业模式各异，各具应用必要性。

发电侧：短期用于新能源消纳，长期为满足“净负荷”重要途径

新能源发电不稳定，无法完全按照电网调度指令出力，储能电站将其多发电量进行存储，并在出力低谷时放出，以此协助新能源消纳，并通过多发的弃风、弃光电量获取收益。现阶段，我国新能源发电占比较低，消纳问题并不突出，仅靠弃风、弃光电量上网无法补足储能费用，此商业模式经济性较差。

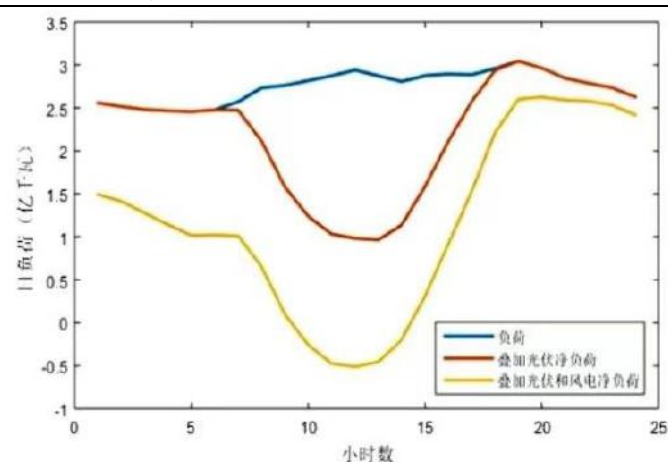
在新能源高比例接入下，电力系统净负荷将呈现“鸭型曲线”，在新能源发电衰退期需有足够的爬坡资源，并最终在光伏出力为 0 的阶段满足叠加光伏和风电的净负荷。碳中和情景下，火电等可调节电源占比较低，储能凭借其快速、精准调节的特性，将成为最适合的爬坡资源，并可通过白天利用新能源发电高峰期存储的电量满足夜间用电需求。

图表 48：储能协助光伏消纳原理图



资料来源：SolarPower Europe，华鑫证券研究

图表 49：碳中和情景下“鸭型曲线”示意图

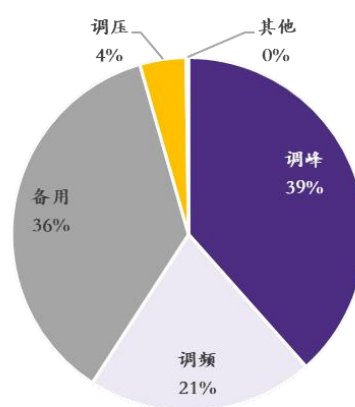


资料来源：国网能源研究院，华鑫证券研究

电网侧：储能响应速度快，是参与辅助服务的绝佳资源

储能主要通过电力辅助服务市场实现在电网侧的价值。辅助服务是市场主体（包括发电厂商、电力用户、储能企业）为了维护电力系统的安全稳定运行，向系统提供的服务性产品，主要包括调峰、调频、备用容量等。

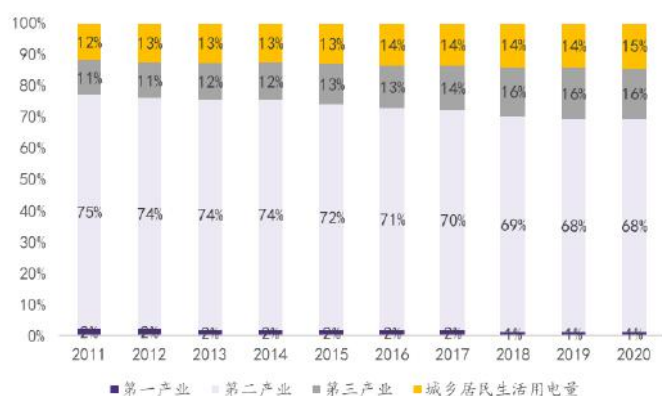
图表 50：2019H1 电力辅助服务补偿费用构成



资料来源：国家能源局，华鑫证券研究

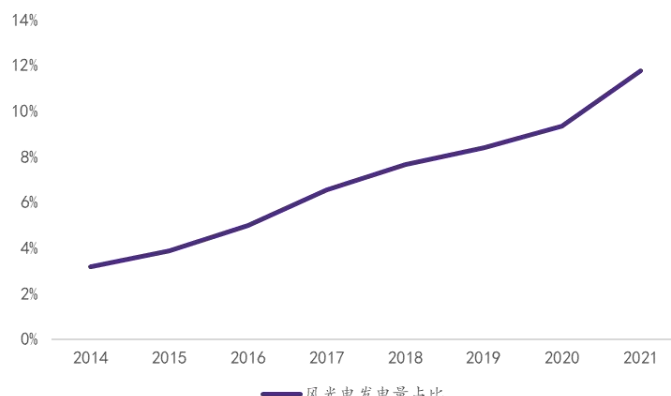
电力系统需要足够灵活性，以确保电力系统保持供需平衡。现阶段，我国电力系统供需两侧波动性同时增大，对电网灵活性提出更高要求。用电侧，我国居民用电比例近年来不断上升，而居民用电相对工商业、大工业波动性更大，更加难以预测；发电侧，新能源发电占比不断提升，而风光发电波动性较传统机组更大。储能调节灵活、响应速度快，是优质的灵活性资源，随着各地辅助服务市场逐渐完善，储能开始频繁参与辅助服务市场，商业模式更加多元化。

图表 51：2011-2020 年我国各产业用电比例情况



资料来源：Wind，华鑫证券研究

图表 52：2014-2021 年我国风光电发电量占比

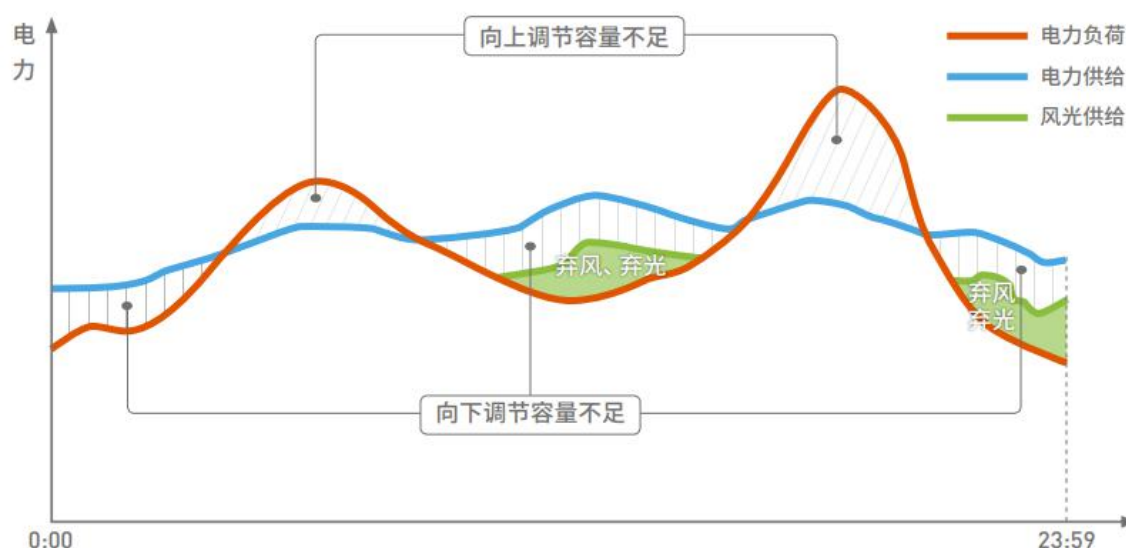


资料来源：国家能源局，国家统计局，华鑫证券研究

1) 调峰：电力市场改革阶段过渡产品

我国电力负荷峰谷差较大，而电力现货市场尚不完善，故推出调峰辅助服务，以调峰补偿的方式，推动电力系统供需平衡。未来电力现货市场逐渐完善，调峰将逐步退出辅助服务市场。

图表 53：调峰需求原理



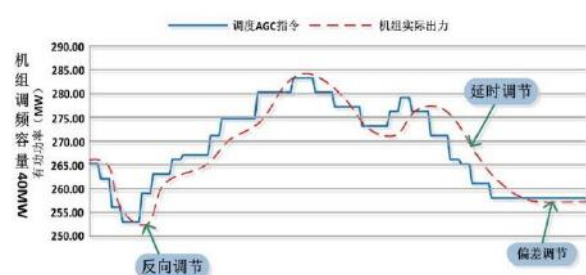
资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，华鑫证券研究

2) 调频：储能调频较传统手段更为高效，是维持电网稳定的必要手段

调频服务是机组能在短时间内跟踪用电负荷变化，提供调频服务的机组通过接受发电自动控制信号上调或下调其出力，通常情况下，这一调节过程在几秒钟时间内完成。调频服务的目的是纠正系统出现的频率偏差，维持电力系统频率的稳定。我国电力系统的额定功率为 50Hz，对 3GW 以上的大容量系统，正常频率偏差运行值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，小系统则为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

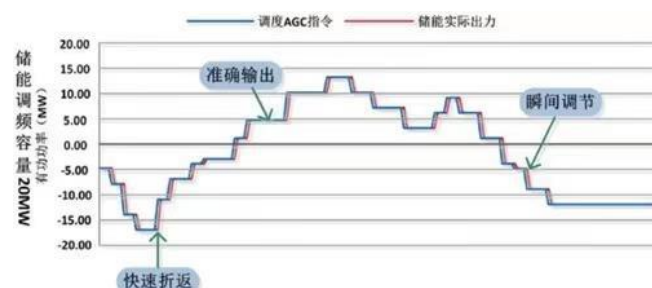
储能具有快速响应、精确跟踪的特点，比传统调频手段更为高效。目前我国主要以大型火电机组作为电网调频电源，通过调整电源出力来响应系统频率变化。但火电机组调频性能较差，其响应时滞长、机组爬坡速率低，不适合短时调频。电化学储能响应速度快、调节精度高，在额定功率范围内，可以在 1 秒内以 99% 以上的景度完成指定功率的输出。电化学储能的 AGC 跟踪曲线几乎可以与 AGC 指令曲线重合，而火电机组可能会出现延时调节、偏差调节甚至反向调节的情况。

图表 54：火电机组 AGC 调频情况



资料来源：《电池储能系统调频技术》，华鑫证券研究

图表 55：电化学储能 AGC 调频情况



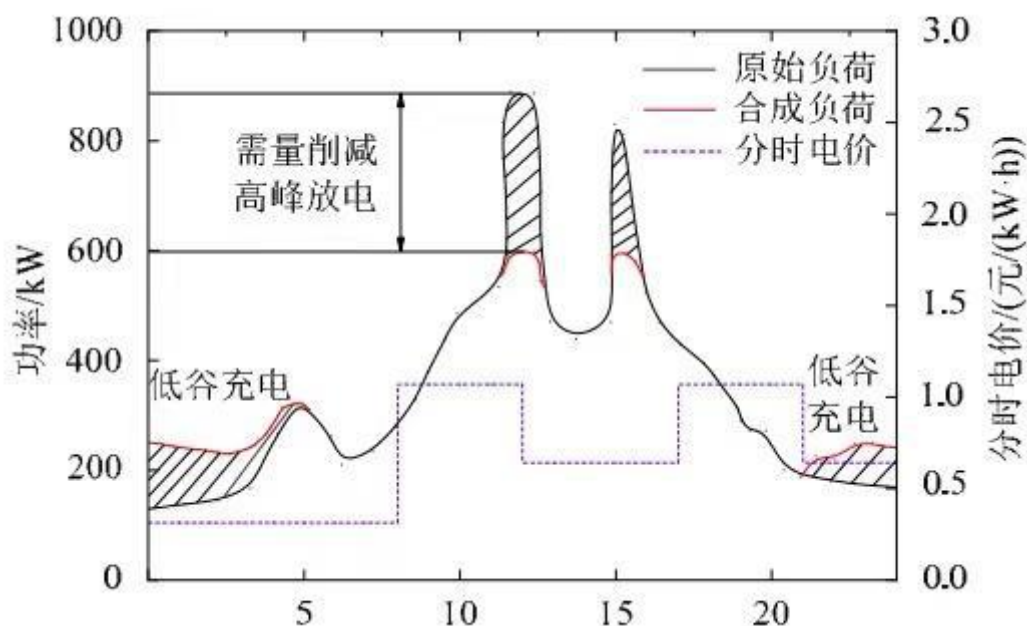
资料来源：《电池储能系统调频技术》，华鑫证券研究

用户侧：峰谷价差套利与容量费用管理提供明确收益模式

储能用于峰谷电价套利，用户可以在电价较低的谷期利用储能存储电能，在用电高峰期使用存储好的电能，避免直接大规模使用高价电网电能，从而降低电力使用成本，并实现峰谷电价套利。

两部制电价下，供电部门会以最大需求为依据，每月收取一定的基本电价。企业可以利用储能系统进行容量费用管理，在不影响正常生产的情况下，降低最高用电功率，从而降低容量费用。

图表 56：用户侧储能利用峰谷价差套利及容量费用管理盈利示意图

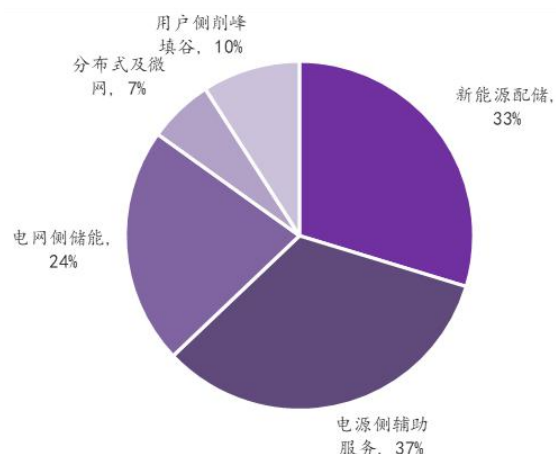


资料来源：中科天瑞，华鑫证券研究

应用现状：国内以新能源配储为主，全球则以电源侧辅助服务为最大应用场景

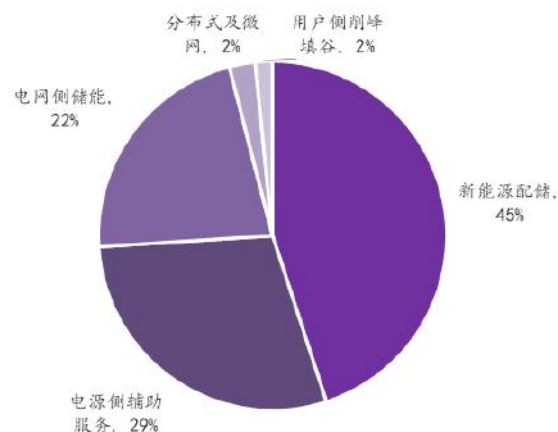
根据 CESA，目前全球与中国电力系统储能均以新能源配储、电源辅助服务、电网侧储能为主，其中，全球三者占比分别为 33%、37%、24%，分布较为均衡，中国则分别为 45%、29%、22%，新能源配储占比显著高于其他场景。

图表 57：截至 2021 年全球电化学储能项目应用分布



资料来源：CESA，华鑫证券研究

图表 58：截至 2021 年中国电化学储能项目应用分布



资料来源：CESA，华鑫证券研究

3、需求端：经济性逐渐显现，储能市场蓄势待发

3.1、经济性：高电价地区已具备经济性，降本仍为关键

随着全球碳中和进程加快，新能源发电占比逐渐增多，储能重要性凸显。现阶段，经济性或为抑制储能放量关键因素。因此，我们在本章节对不同情景下储能经济性进行测算，以对欧洲、美国储能装机是否源自自发性需求进行研判，并探寻中国储能迎来内生需求时间节点，进而为美国、欧洲、中国储能未来需求测算提供依据。

我们以单位净电价（注：我们将上网价格与充电价格的差值定义为单位净电价）与储能系统价格为关键变量，分别对每日一充一放、两充两放情景下储能经济性进行测算，测算结果如下表（关键假设：储能系统配储时长为 2h，循环寿命 6000 次，年运行天数 300 天）。

在一充一放情景下，当系统价格在 1.7 元/Wh 及以下，单位净电价在 0.7 元/kWh 及以上时，电化学储能系统将普遍具备较佳经济性。若能实现每日两充两放，则系统价格在 1.9 元/Wh 及以下，单位净电价在 0.6 元/Wh 及以上时，便可具备经济性。

目前，海外因电价峰谷价差较大、电价平均水平高、补贴支持力度大，即使储能系统价格较高，亦可实现经济效益。对于中国，因电价较低、峰谷价差不足、补贴力度小等因素，储能经济性仍较差，储能市场化应用仍在探索阶段。2021 年以来，中国对于新型储能支持力度逐渐加大，通过多方面政策完善储能商业模式（拉大峰谷价差、支持电化学储能参与调峰辅助服务、探索将电网替代型储能设施成本纳入输配电价回收、研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制、免除向电网送电的独立储能电站输配电价和政府性基金及附加、地方政府对分布式储能进行补贴等），以此促进储能经济性，助其尽快实现市场化发展。

除商业模式不完善外，储能系统成本高、利用小时数不足为储能经济效益差的主要瓶颈。我们预计随关键原材料价格边际下行，储能系统成本将逐渐降低；利用小时数问题，则将伴随商业模式完善、储能市场主体地位被确认等，逐渐解决。

图表 59：电化学储能 IRR 敏感度测算（每日一充一放）

横轴：单位净电价（元/kWh） 纵轴：储能系统价格（元/Wh）	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1
2.1	-5.9%	-2.6%	0.0%	1.7%	3.3%	4.7%	6.1%	7.4%	8.7%
1.9	-4.8%	-1.5%	0.9%	2.7%	4.3%	5.9%	7.3%	8.7%	10.1%
1.7	-3.7%	-0.3%	1.9%	3.8%	5.6%	7.2%	8.8%	10.3%	11.7%
1.5	-2.3%	0.9%	3.1%	5.2%	7.0%	8.8%	10.5%	12.1%	13.7%
1.3	-0.8%	2.2%	4.6%	6.8%	8.9%	10.8%	12.7%	14.5%	16.2%
1.1	0.9%	3.9%	6.5%	9.0%	11.3%	13.4%	15.5%	17.6%	19.6%

资料来源：华鑫证券研究测算

图表 60：电化学储能 IRR 敏感度测算（每日两充两放）

请阅读最后一页重要免责声明

34

横轴：单位净电价（元/kWh） 纵轴：储能系统价格（元/Wh）	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1
2.1	-7.0%	-1.7%	2.2%	5.3%	8.2%	10.9%	13.5%	16.0%	18.5%
1.9	-5.2%	0.2%	3.8%	7.1%	10.2%	13.1%	15.9%	18.6%	21.2%
1.7	-3.1%	2.0%	5.8%	9.3%	12.6%	15.7%	18.7%	21.6%	24.4%
1.5	-0.7%	4.1%	8.2%	12.0%	15.5%	18.9%	22.2%	25.3%	28.4%
1.3	1.7%	6.6%	11.1%	15.3%	19.2%	22.9%	26.5%	30.0%	33.5%
1.1	4.5%	9.9%	14.9%	19.5%	23.9%	28.1%	32.2%	36.2%	40.2%

资料来源：华鑫证券研究测算

对于采用两部制电价的工商业用户，储能可助其实现峰谷价差套利的同时，降低最大需量，实现多元化经济收益。根据我们测算，对于成本为 1.5 元/Wh 的储能系统，若能同时实现峰谷价差套利+需量费用管理，IRR 可超过 10%，经济效益极佳。

图表 61：峰谷套利+需量费用管理 IRR 敏感性测算（每日一充一放）

横轴：峰谷价差（元/kWh） 纵轴：最大需量费用（元/kW*月）	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1
32	11.2%	12.8%	14.3%	15.8%	17.3%	18.8%	20.2%	21.7%	23.1%
34	11.8%	13.4%	14.9%	16.4%	17.9%	19.4%	20.8%	22.2%	23.6%
36	12.4%	14.0%	15.5%	17.0%	18.5%	19.9%	21.4%	22.8%	24.2%
38	13.1%	14.6%	16.1%	17.6%	19.1%	20.5%	21.9%	23.4%	24.8%
40	13.7%	15.2%	16.7%	18.2%	19.7%	21.1%	22.5%	23.9%	25.3%
42	14.3%	15.8%	17.3%	18.8%	20.2%	21.7%	23.1%	24.5%	25.9%

资料来源：华鑫证券研究测算

对于参与调频辅助服务市场的机组，其收益按照调节里程测算，故我们对调频储能单位里程成本测算。核心假设如下：储能功率为 1MW，配储时长 0.5 小时，系统单位成本为 3 元/Wh，电池使用寿命为 5 年，年运维费用为初始投资 1%，储能调频响应时间为 1.8 分钟，间隔时间 2 分钟，调频出力系数为 0.8，年运行天数 300 天，贴现率为 8%。在我们假设条件下，测算得出调频储能里程成本约为 4.58 元/MW。

目前，全国辅助服务市场已渐趋成熟，按效果付费、“谁收益谁承担”等模式逐渐普及，调频储能已有较大获益空间。以湖北省为例，其调频里程补偿=调节里程*综合调频性能指标（ K_p ）*出清价格*调节系数，其中，综合调频性能指标（ K_p ）=调节速率（ K_1 ）*调节精度（ K_2 ）*调节时间（ K_3 ），上限为 3，储能可达到理论上限；调频里程价格下限为 5 元/MW；储能调节系数为 0.7。因此，在最低报价下，储能可获得理论补偿为 10.5 元/MW，远高于单位里程成本。此外，当报价相同时，将根据 K_p 决定出清顺序，储能 K_p 可达到理论上限，故将优先出清，利用小时数具有保障。

图表 62：电化学储能里程成本测算

	第0年	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年
储能系统成本 (元)	(1,500,000)	0	0	0	0	0
运维费用 (元)	/	(15,000)	(15,000)	(15,000)	(15,000)	(15,000)
运维费用现值 (元)	/	(13,889)	(12,860)	(11,907)	(11,025)	(10,209)
费用合计 (元)	(1,559,891)					
调频里程 (MW)	/	90947	90947	90947	90947	90947
调频里程现值 (MW)	/	84,211	77,973	72,197	66,849	61,897
里程成本 (元/MW)	4.30					

资料来源：华鑫证券研究测算

3.2、市场空间：中美欧齐头并进，预计 2025 年全球需求超 280GWh

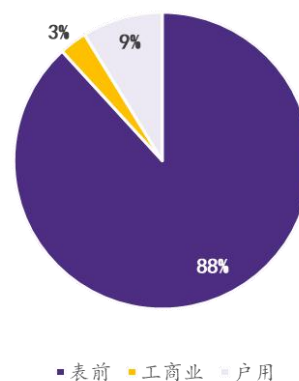
3.2.1 美国：政策持续发力，储能有望持续领跑全球

2021 年美国电化学储能装机 3.5GW/yoy+133.3%，连续两年超过翻倍增长。2022 年美国储能继续维持高增长态势，一季度装机 0.96GW/yoy+240%。展望未来，随拜登政府对新能源及储能补贴力度加大，我们认为美国储能将维持高增速。

从装机场景来看，美国储能以表前为主，88%装机为表前储能，主要原因为电网老旧，同时新能源发电占比逐年提升，需配备储能以协助消纳，满足电网调度需求。工商业与户用储能目前占比较低，但随补贴力度加大，叠加美国当地电力市场成熟，经济性凸显，增速或将高于表前储能。

图表 63：美国 2015-2022Q1 电化学储能装机量

图表 64：2021 年美国电化学储能各场景装机分布



资料来源：IEA, Wood Mackenzie, 华鑫证券研究

资料来源：Wood Mackenzie, 华鑫证券研究

我们按照发电功率，将美国新能源项目分为三类，分别为大型集中式(>5000kw)、工商业(11-5000kw)、户用项目(<10kw)。集中式储能目前以加州、德州、PJM 为主，其中，加州储能主要为新能源配套装机，德州、PJM 则以独立储能参与调频辅助服务市场为主。根

请阅读最后一页重要免责声明

36

据我们前文总结内容，高储能装机量（增量/存量）、良好经济性为储能需求爆发必要条件，高新能源发电量占比、成熟电力市场为实现经济效益必要条件，美国现有多地区具备储能发展良好土壤，例如加州、德州、爱荷华州、俄克拉荷马州等。

展望下一阶段，我们认为，加州储能需求将持续高增，德州发展潜力或高于加州，其他多州亦将实现突破。除表中所列地区外，美国其他州发电占比达 73%，新能源发电占比仅为 40%，长期新能源替代空间大，具有较好发展潜力。我们预计 2025 年美国表前储能需求将达 64GWh，2021-2025 年 CAGR 达 62%。

图表 65：美国部分地区 2022 年 5 月发电量情况

地区	新能源发电量(GWh)	总发电量(GWh)	新能源发电量占比
德州	15,064	46,557	32.4%
加州	7,452	16,198	46.0%
俄克拉荷马州	3,859	7,291	52.9%
爱荷华州	3,840	5,178	74.2%
堪萨斯州	2,800	5,510	50.8%
新墨西哥州	1,638	3,684	44.5%
明尼苏达州	1,518	3,863	39.3%
北达科他州	1,411	3,486	40.5%
其他	25,311	251,735	10.1%
合计	62,893	343,502	18.3%

资料来源：EIA，华鑫证券研究

图表 66：美国 2025 年表前储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
集中式光伏新增装机量(GW)	16.96	23.90	35.60	43.03	54.34
风电新增装机量(GW)	12.7	12	8.5	7.6	9.7
储能渗透率	52%	58%	65%	70%	75%
储能配比	20%	23%	26%	28%	30%
备电时长(h)	3	3.2	3.3	3.4	3.5
增量风光电新增储能(GWh)	9.23	15.32	24.59	33.74	50.43
集中式光伏累计装机量(GW)	81.4				
风电累计装机量(GW)	132.7				
存量储能渗透率	14%	17%	22%	26%	30%
储能配比	20%	22%	25%	26%	28%
储能累计装机量(GW)	5.90	8.01	11.78	14.48	17.99
备电时长(h)	3	3.2	3.3	3.4	3.5
存量风光电新增储能(GWh)		7.93	13.24	10.35	13.74
储能合计新增装机量(GWh)	9.23	23.25	37.83	44.09	64.17

资料来源：SEIA，GWEC，Wood Mackenzie，华鑫证券研究

对于工商业及户用储能，目前加州为美国最主要需求来源，主要原因为加州对分布式能源及储能进行 SGIP 补贴，叠加 ITC 退税政策，加州用户侧储能经济性极佳。展望下一阶段，美国户储 ITC 期限延长，将有效提振户储需求，此外，2022 上半年欧洲户储需求爆发给我们带来启示，用电稳定性为居民刚需，美国近年来极端天气增多，2021 年德州等地曾出现大规模断电现象，户储需求或接棒欧洲，迎来爆发。我们预计 2025 年美国工商业、户用储能需求分别为 5.9GWh、13.5GWh，2021-2025 年 CAGR 分别为 109%、96%。

图表 67：加州 SGIP 补贴计划（单位：美元/Wh）

	第一阶段	第二阶段	第三阶段	第四阶段	第五阶段
大型储能 (>10kW)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25
大型储能（同时申请 ITC）	0.36	0.29	0.25	0.22	0.18
居民储能 (<=10kW)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25

资料来源：国网能源研究院，华鑫证券研究

图表 68：美国税收减免政策具体内容

抵税额基准	具体要求
2020 年以前为 30%，2020 年降至 26%，2021 年至 22%，2022-2031 年维持在 10%	户用储能：储能电力须 100% 来自光伏发电，否则不能享受补贴 工商业储能：储能电力不少于 5% 来自光伏发电，税收减免额为该比例与基准比例的乘积

资料来源：国网能源研究院，华鑫证券研究

图表 69：美国 2025 年工商业储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
工商业光伏新增装机量 (GW)	2.27	4.56	4.50	5.65	5.41
储能渗透率	29%	40%	50%	60%	70%
储能配比	20%	23%	26%	28%	30%
备电时长 (h)	2.4	2.6	2.8	3	3.2
增量工商业新增储能 (GWh)	0.31	1.09	1.64	2.85	3.63
工商业光伏累计装机量 (GW)	20.0				
存量储能渗透率	7%	15%	24%	32%	40%
储能配比	20%	23%	26%	28%	30%
储能累计装机量 (GW)	0.28	0.69	1.25	1.80	2.41
备电时长 (h)	2.4	2.6	2.8	3	3.2
存量工商业新增储能 (GWh)		1.12	1.70	1.89	2.31
储能合计新增装机量 (GWh)	0.31	2.21	3.34	4.73	5.94

资料来源：SEIA, Wood Mackenzie, 华鑫证券研究

图表 70：美国 2025 年户用储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
户用光伏新增装机量 (GW)	4.108	7.54	8.41	9.32	10.25
储能渗透率	47%	58%	75%	80%	90%
储能配比	20%	23%	26%	28%	30%
备电时长 (h)	2.4	2.6	2.8	3	3.2
增量户用新增储能 (GWh)	0.92	2.62	4.59	6.26	8.85
户用光伏累计装机量 (GW)	24.1				
存量储能渗透率	13%	20%	40%	57%	70%
储能配比	20%	23%	26%	28%	30%
户用储能累计装机量 (GW)	0.65	1.11	2.51	3.85	5.06
备电时长 (h)	2.4	2.6	2.8	3	3.2
存量户用新增储能 (GWh)		1.32	4.14	4.52	4.66
储能合计新增装机量 (GWh)	0.92	3.94	8.73	10.79	13.51

资料来源：SEIA, Wood Mackenzie, 华鑫证券研究

3.2.2 欧洲：2022 年需求迎爆发，高电价+补贴为储能需求提供保障

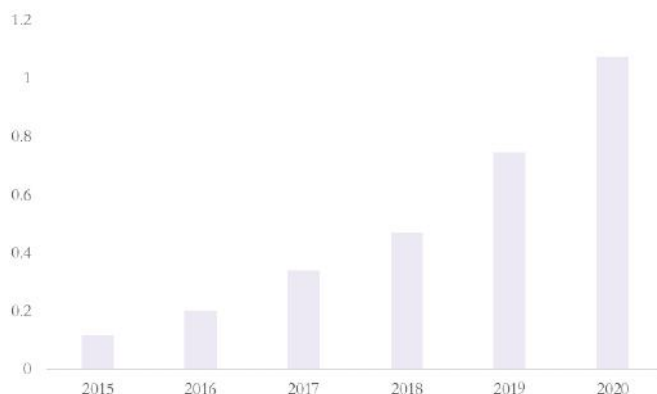
2020 年欧洲电化学储能新增装机 0.8GW，同比降低 11%。家用储能新增装机 1.07GWh，同比增长 43.5%，假设平均配储时长 2 小时（参考特斯拉 powerwall），占全部储能比重达 67%。

图表 71：欧洲 2015-2020 年电化学储能装机（单位：GW）



资料来源：IEA, 华鑫证券研究

图表 72：欧洲 2015-2020 年家用储能装机（单位：GWh）



资料来源：SolarPower Europe, 华鑫证券研究

欧洲成为全球最大家用储能市场，主要源于德国家用储能的高渗透率。德国拥有全球最高的家庭电价，因而催生出极高的户用光伏需求。同时，德国完善的电力市场现货交易系统和针对户用储能的补贴政策，使户用储能具有较好的经济性。我们认为，在下一发展阶段，得益于明确的商业模式和政府补贴，德国家用储能将持续提升在存量户用光伏中的渗透率。

欧洲其他国家也开始在政策端发力，例如，英国国家电网电力系统运营商推出每周一次的储能容量拍卖试验，并于 2020 年 10 月推出其动态遏制响应服务；瑞典 2021 年起向安装家用储能系统的个人提供税收减免；意大利 2020 年 6 月推出新生态奖励政策，翻新项目相关的光伏和储能系统可以享受 110% 的税收减免。基于欧洲各国对储能的政策及补贴，欧洲储能经济性已打通，户用储能市场需求开始崛起。

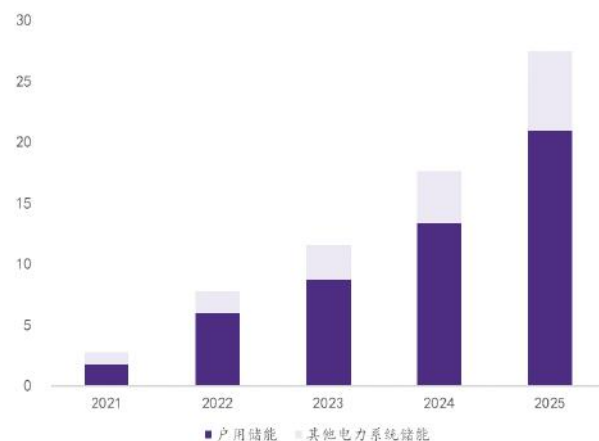
我们将欧洲户用储能与其他储能分别测算，预计 2025 年欧洲户用储能需求将为 20.95GWh，其他储能需求 6.5GWh，合计 27.45GWh，2021-2025 年 CAGR 达 77.3%。

图表 73：欧洲 2025 年户用储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
户用光伏新增装机量(GW)	6.74	11.72	15.36	21.61	29.17
储能渗透率	64%	68%	74%	80%	85%
储能配比	20%	22%	24%	26%	28%
备电时长(h)	2	2.2	2.3	2.4	2.5
增量户用光伏新增储能(GWh)	1.717	3.86	6.28	10.79	17.35
户用光伏累计装机量(GW)	44.39				
存量储能渗透率	27%	35%	43%	50%	60%
储能配比	20%	21%	22%	23%	24%
户用储能累计装机量(GW)	2.38	3.26	4.20	5.11	6.39
备电时长(h)	2	2.1	2.2	2.3	2.4
存量户用新增储能(GWh)		2.09	2.39	2.50	3.60
户用储能合计新增装机量(GWh)	1.72	5.95	8.66	13.29	20.95

资料来源：SolarPower Europe，华鑫证券研究

图表 74：欧洲 2025 年电化学储能需求测算(单位：GWh)



资料来源：SolarPower Europe，华鑫证券研究

3.2.3 中国：顶层政策指引，高增可期

中国电化学储能快速增长，但整体规模尚小。2021 年，中国电化学储能装机 2.4GW/yoy+53%。2022 上半年，储能维持高增速，装机 0.39GW/yoy+70%。中国电化学储能在 2017-2021 年实现了近乎从无到有的突破，2017 年累计装机量仅 0.4GW，而至 2021 年增长逾 13 倍，累计装机量达到 5.7GW。

图表 75：中国 2017-2022H1 电化学储能装机情况



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

于中国而言，目前储能经济性仍较差，尚不具备储能发展条件，但是强配储能政策可有效刺激短期储能需求，叠加大基地与整县推进项目带来旺盛集中式、分布式风光电需求，储能短期装机有望高速增长。长期来看，风光发电量占比将持续提升，且国家陆续出台政策增厚储能经济效益（完善电力现货市场及辅助服务市场、积极探索将电网替代型储能设施成本纳入输配电价回收、研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制、免除向电网送电的独立储能电站输配电价和政府性基金及附加、拉大峰谷价差等），储能经济性边际向好，我们看好国内储能长期发展前景。

图表 76：我国部分省份新能源配储政策

省份	政策	重点内容
陕西	《关于征求对《关于促进山西省可再生能源高质量发展的意见》意见的通知》	关中、陕北新增10万千瓦以上集中式风电、光伏项目配储容量需不低于 10% ，榆林地区不低于 20% ，配储时长不低于 2小时
江西	《江西省能源局关于做好2021年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	对符合建设条件的光储一体化项目在竞争优选评分中给予倾斜支持，配置储能标准不低于光伏电站装机规模的 10%容量/1小时
安徽	《安徽省实施长江三角洲区域一体化发展规划纲要行动计划》	建设长三角绿色储能基地，开展风光储一体化等新能源微电网技术研发
湖北	《湖北省2020年度平价风电项目竞争配置工作方案》	风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的 10% ，且必须与风电项目同时建成投产。在项目配置中，对接入同一变电站的风储与光伏发电项目，优先配置风储项目
湖南	《关于组织申报2020年光伏发电平价上网项目的通知》	2020年拟新建平价项目，鼓励同步配套建设储能设施
新疆	《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》	在喀什、和田、克州、阿克苏南疆四地州布局不超过 350MW 光伏储能联合运行试点项目，储能系统原则上按照不低于光伏电站装机容量 15% ，且额定功率下的储能时长不低于 2小时 配置
西藏	《关于申报我区首批光伏储能示范项目的通知》	优先支持拉萨、日喀则、昌都已建成光伏电站侧建设储能系统，规模不超过 200MW/1GWh 。鼓励在阿里地区建设 20MW 光伏+ 120MWh 储能项目
内蒙古	《2020年光伏发电项目竞争配置方案》	优先支持光伏+储能项目建设，光伏电站储能容量不低于 5% ，配置时长在 1小时 以上
河南	《关于组织开展2020年风电、光伏发电项目建设的通知》	优先支持配置储能的新增评价风电项目
山西	《关于2020年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备 15%-20% 储能，落实消纳协议
吉林	《吉林省2020年风电和光伏发电项目申报指导方案》	大力支持为落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目
辽宁	《辽宁省风电项目建设方案》	优先考虑附带储能设施，有利于调峰的项目
青海	《支持储能产业发展的若干措施》	新建新能源项目，储能容量原则上不低于新能源项目装机量的 10% ，储能时长 2小时 以上。对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持
山东	《关于2020年拟申报竞价光伏项目意见的函》	储能配置规模按项目装机规模 20% 考虑，储能时长 2h ，可以与项目本体同步分期建设
广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021-2025年）》	推进电源侧火电联合储能和“可再生能源+储能”发电系统建设
广西	《广西能源局关于征求2021年度平价风电、光伏项目竞争性配置办法有关意见的函》	配置本次申报项目装机容量 10% 及以上储能装置的得15分，储能配置比例介于 5%（含）-10% 区间的按与 10% 的比例得分，低于 5% 的不得分，额外在已投运项目商配置 10% 及以上储能装置的得5分，储能设施要求配比时长不低于 2小时
福建	《“电动福建”建设三年行动计划（2020-2022年）》	推进一批风光储一体化、光储充一体化和储能电站项目建设，大力推动储能商业化应用
贵州	《关于上报2021年光伏发电项目计划的通知》	在送出消纳受限区域，计划项目需配备 10% 的储能设施
河北	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案》	支持风电、光伏按 10% 左右比例配套建设储能设施
海南	《关于开展2021年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	全省集中式光伏发电项目实施总规模控制，每个申报项目不得超过10万千瓦，且同步配套建设设备规模 10% 的储能装置
甘肃	《甘肃发改委关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》	鼓励在建存量600万千瓦风光电项目按河西五市配置 10%-20% 储能设施，其他地区配置 5%-10% ，储能配套时长不低于 2小时
宁夏	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见》	十四五期间，储能设施按照容量不低于新能源装机的 10% 、连续储能时长 2小时 以上的源则逐年配置

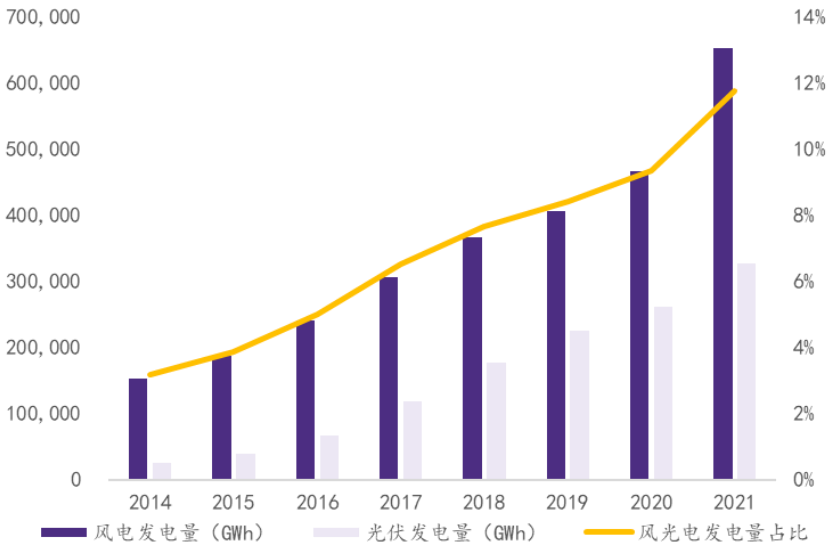
资料来源：北极星储能网，华鑫证券研究

图表 77：我国探索完善储能经济性政策

发布时间	颁布单位	政策名称	重点内容
2022/6/7	国家发改委、国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	提出建立完善适应储能参与的市场机制，鼓励新型储能自主选择参与电力市场；独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加；研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动电站参与电力市场；探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收
2022/3/22	南方能源监管局	《关于公开征求《南方区域电力并网运行管理实施细则》、《南方区域电力辅助服务管理实施细则（征求意见稿）》	将新型储能纳入并网主体管理；明确根据“谁提、谁获利，谁受益、谁承担”原则，电力用户将参与电力辅助服务补偿费用分摊
2021/7/29	国家发改委	《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》	要求进一步完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差。各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1；建立尖峰电价机制。尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%

资料来源：北极星储能网，华鑫证券研究

图表 78：中国 2014-2021 年新能源发电量占比情况



资料来源：国家能源局，国家统计局，华鑫证券研究

我们将中国储能装机按照发电侧、电网侧、用户侧进行预测，预计 2025 年三个场景装机需求分别为 53.93GWh、7.6GWh、14.76GWh，合计 76.3GWh，2021-2025 年 CAGR 达 111%。

图表 79：中国 2025 年调频储能需求测算

图表 80：中国 2025 年调峰储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧新增装机量 (GW)	176.3	188.0	200.3	213.5	227.6
储能渗透率	13.4%	25%	35%	45%	55%
储能配比	3%	3%	3%	3%	3%
储能功率需求 (GW)	0.7	1.4	2.1	2.9	3.8
备电时长 (h)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
储能容量需求 (GWh)	0.4	0.7	1.1	1.4	1.9
发电侧累计装机量 (GW)	2376.92				
发电侧存量储能渗透率	2%	5%	8%	11%	15%
储能配比	3%	3%	3%	3%	3%
发电侧存量储能累计功率需求 (GW)	1.7	3.6	5.7	7.8	10.7
备电时长 (h)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
发电侧存量储能新增容量需求 (GWh)		1.0	1.1	1.1	1.4
调频储能新增容量需求 (GWh)	0.4	1.7	2.1	2.5	3.3

资料来源：国家能源局，CNESA，华鑫证券研究

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
最大负荷 (GW)	1,192	1,264	1,339	1,420	1,505
调峰需求 (GW)	59.60	63.18	66.97	70.98	75.24
渗透率	2.09%	3.13%	4.07%	5.29%	6.88%
累计调峰储能功率 (GW)	1.24	1.98	2.72	3.75	5.17
备电时长 (h)	2	2.1	2.2	2.3	2.5
累计调峰储能容量 (GWh)	2.49	4.15	5.99	8.63	12.93
新增调峰储能容量 (GWh)	1.06	1.66	1.84	2.64	4.30

资料来源：中电联，CNESA，华鑫证券研究

图表 81：中国 2025 年分布式光储一体化储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
分布式光伏新增装机量 (GW)	29	50	60	71	88
储能渗透率	1.3%	5%	10%	15%	20%
储能配比	10%	13%	16%	18%	20%
备电时长 (h)	2	2.1	2.4	2.7	3.0
分布式光伏新增装机储能需求 (GWh)	0.1	0.7	2.3	5.2	10.6
分布式光伏存量装机量 (GW)	107.59				
存量分布式光伏储能渗透率	0.8%	2%	3%	4%	5%
储能配比	10%	13%	16%	18%	20%
备电时长 (h)	2.0	2.1	2.4	2.7	3.0
存量分布式光伏累计储能需求 (GWh)	0.2	0.6	1.2	2.1	3.2
存量分布式光伏新增储能需求 (GWh)		0.4	0.7	0.9	1.1
分布式光储一体化储能需求合计 (GWh)	0.1	1.1	3.0	6.0	11.7

资料来源：国家发改委，国家能源局，CNESA，华鑫证券研究

图表 82：中国 2025 年峰谷套利储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
全国发电量 (GWh)	8,312,800	8,811,568	9,340,262	9,900,678	10,494,718
发电量占比	0.000007%	0.000014%	0.000028%	0.000055%	0.00011%
峰谷套利储能发电量 (GWh)	0.6	1.2	2.6	5.5	11.6
合计储能功率 (GW)	0.1	0.3	0.6	1.4	2.9
新增储能功率 (GW)	0.1	0.2	0.3	0.7	1.5
备电时长 (h)	2	2	2	2	2
新增储能装机量 (GWh)	0.1	0.3	0.7	1.4	3.1

资料来源：国家统计局，CNESA，华鑫证券研究

图表 83：中国 2025 年发电侧储能需求测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
集中式光伏新增装机量 (GW)	26	30	55	80	95
风电新增装机量 (GW)	48	60	69	79	91
储能渗透率	15%	25%	34%	42%	50%
储能配比	10%	12%	15%	18%	20%
备电时长 (h)	2.0	2.1	2.2	2.4	2.5
新增电站储能需求 (GWh)	2.2	5.7	13.9	28.8	46.5
集中式风光电存量装机 (GW)	512				
存量新能源电厂储能渗透率	11%	12%	13%	14%	15%
储能配比	10%	12%	15%	18%	20%
备电时长 (h)	2.0	2.1	2.2	2.4	2.5
存量新能源电厂累计储能需求 (GWh)	11	15	22	31	38
存量新能源电厂新增储能需求 (GWh)		4.0	6.5	9.0	7.4
发电侧合计新增储能需求 (GWh)	2.2	9.7	20.4	37.8	53.9

资料来源：CPIA，GWEC，CNESA，华鑫证券研究

图表 84：中国 2025 年电力系统合计电化学储能需求

		2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧	新能源配储	2.22	9.69	20.39	37.85	53.93
	调峰	1.06	1.66	1.84	2.64	4.30
电网侧	调频	0.35	1.66	2.12	2.51	3.30
	分布式光储	0.07	1.10	2.96	6.03	11.70
用户侧	削峰填谷	0.12	0.32	0.68	1.44	3.06
	合计	3.84	14.44	28.00	50.47	76.30

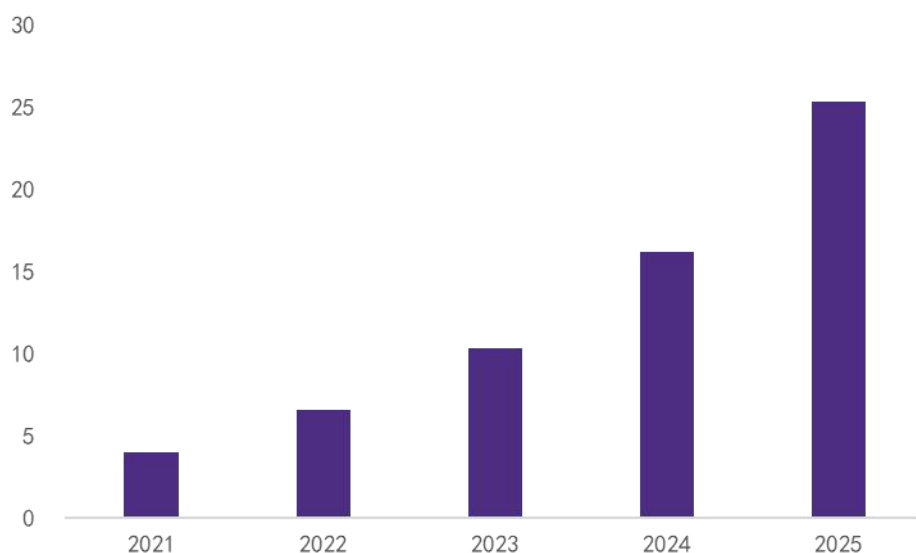
资料来源：国家能源局，国际统计局，中电联，国家发改委，CPIA，GWEC，CNESA，华鑫证券研究

3.2.4 其他市场：不同地区各具潜力，储能需求将逐步释放

2021 年，除中美欧的其他市场合计储能装机仅 2GW，尚未形成规模化应用。不过，多地区已具备储能发展土壤，需求或将逐步释放。

韩国储能装机曾于 2018 年领跑全球，但彼时储能安全设计欠佳，且电池以三元路线为主，安全事故频发，近两年储能实现负增长，展望未来，随 LG 等龙头企业开始发展磷酸铁锂电池，液冷温控、消防产品逐渐成熟，安全问题困扰降低，韩国储能有望重回增长；澳大利亚电力现货市场及辅助服务市场发展成熟，风光电普及率高，叠加多个州政府推出退税/补贴政策，储能发展条件已完备，静待放量。此外，日本通过资金拨款支持储能发展，非洲地区电网建设较差，需配备储能替代部分电网作用。综合来看，我们认为，随着碳中和进程不断推进，中美欧外其他地区储能也将逐步放量，预计 2025 年需求为 25.3GWh，2021-2025 年 CAGR 为 58.6%。

图表 85：中美欧以外地区 2021-2025 年新增电化学储能预计（单位：GWh）



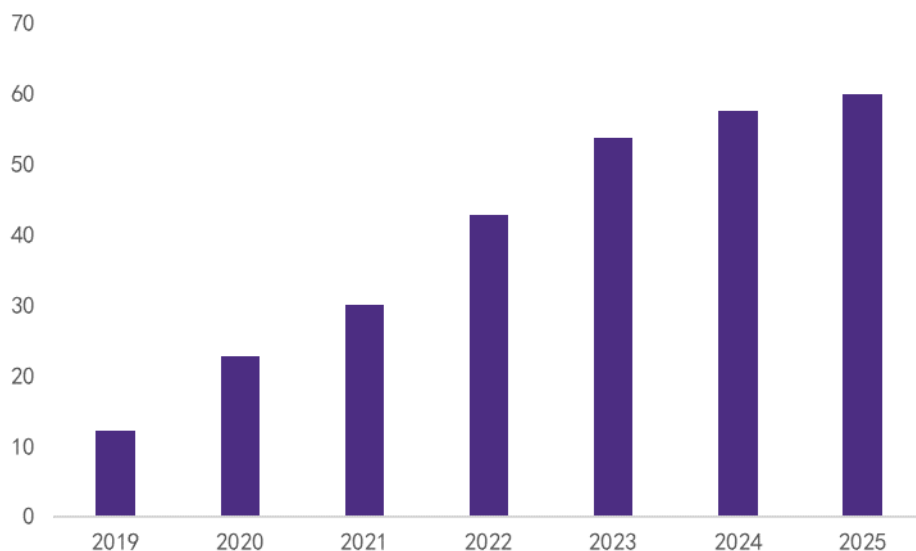
资料来源：CNESA，华鑫证券研究

3.2.5 其他储能场景：通讯储能稳步发展，便携式储能蓝海初现

通信储能：锂电替代加速，预计 2025 年全球装机 60GWh

根据全球各地区通信市场现状及对锂电池需求来看，通信储能主要分为两大需求市场：1) 亚太（除中日韩）、非洲、中东和南美市场。此区域通信环境相对落后，对基站、后备电源的性能要求高，锂电池较铅酸电池更具优势；2) 中日韩、欧洲及北美市场：5G 基站加速建设，带动锂电需求，同时锂电储能能在 4G 基站逐步替换铅酸电池，带来增量空间。根据 GGII 预计，2025 年全球基站锂电池需求将达到 60GWh。

图表 86：2019-2025 年全球基站锂电需求（单位：GWh）

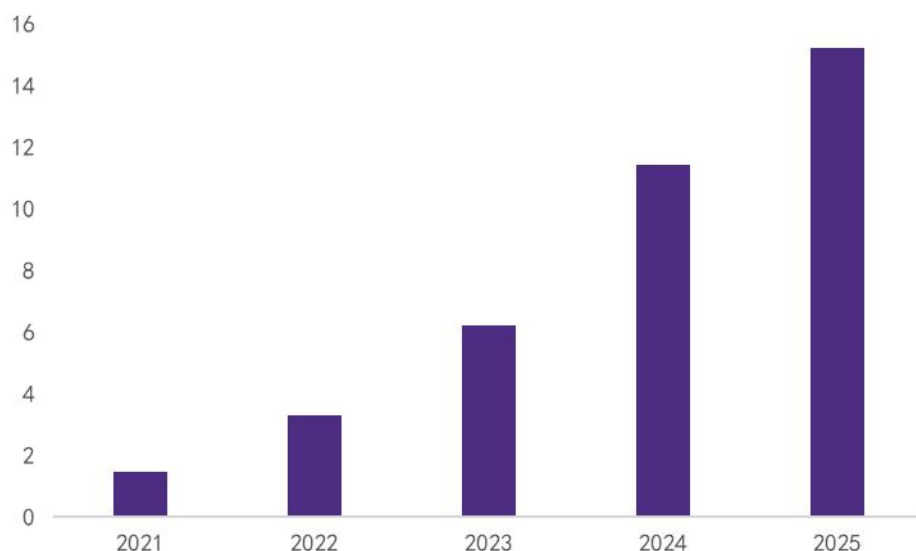


资料来源：GGII，华鑫证券研究

便携式储能：碳中和背景下新型衍生市场，预计 2025 年全球需求 15GWh

碳中和背景下，风光电大比例并网，供电稳定性难以保障，在碳中和进程较快的欧美国家，应急备用电源已成为生活必要备用品，因此，便携式储能需求应运而生。除紧急备电外，便携式储能还可用于户外旅行等场景。根据 GGII 预计，2025 年全球便携式储能锂电池需求将为 15GWh，2021-2025 年 CAGR 达 80%。

图表 87：2021-2025 年全球便携式储能锂电池需求预测（单位：GWh）

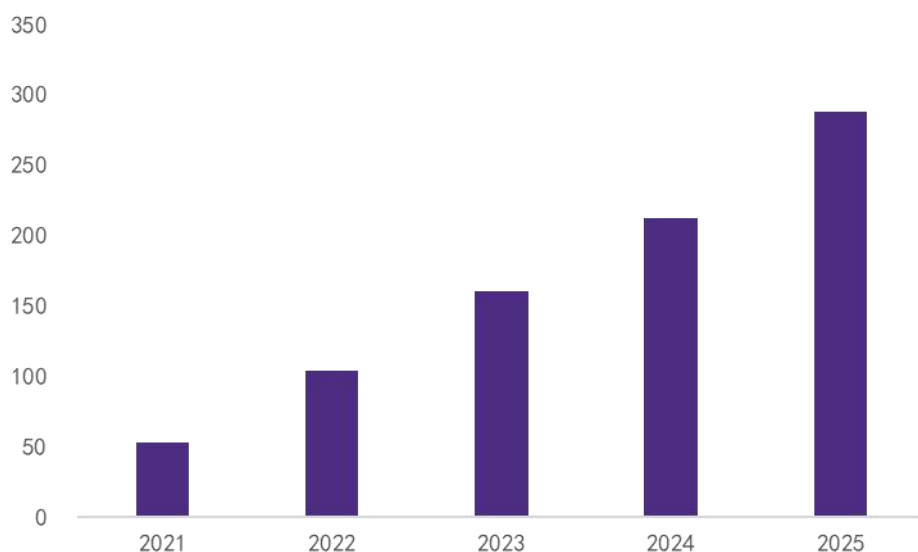


资料来源：GGII，华鑫证券研究

电力系统储能 5 年约 17 倍增长空间：综合我们对全球各地区电力系统及其他储能测算，预计 2025 年全球储能需求将达 288GWh，2021-2025 年 CAGR 达 53%。其中，电力系统储能 2025 年需求将达 213GWh，2021-2025 年 CAGR 达 78%，将主导储能增量。根据 BNEF 预测，

2025 年储能系统成本将为约 1.4 元/Wh，2025 年全球储能市场空间将达 4032 亿元。

图表 88：2021-2025 年全球储能锂电池需求预测（单位：GWh）

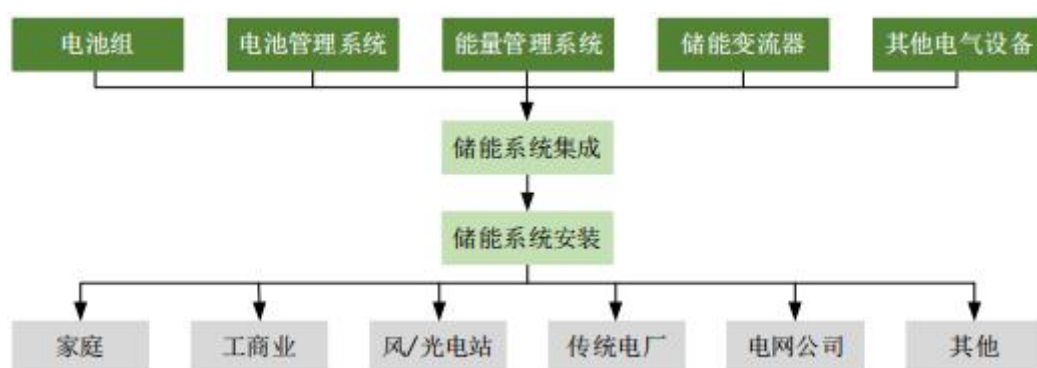


资料来源：国家能源局，国际统计局，中电联，国家发改委，CPIA，GWEC，CNESA，GGII，SEIA，Wood Mackenzie，SolarPower Europe，华鑫证券研究

4、供给端：各类玩家纷纷切入，逐鹿确定性最强赛道

储能产业链上游主要包括电池原材料及生产设备供应商等；中游主要为电池、电池管理系统、能量管理系统以及储能变流器供应商；下游主要为储能系统集成商、安装商以及终端用户等。

图表 89：电化学储能产业链示意图

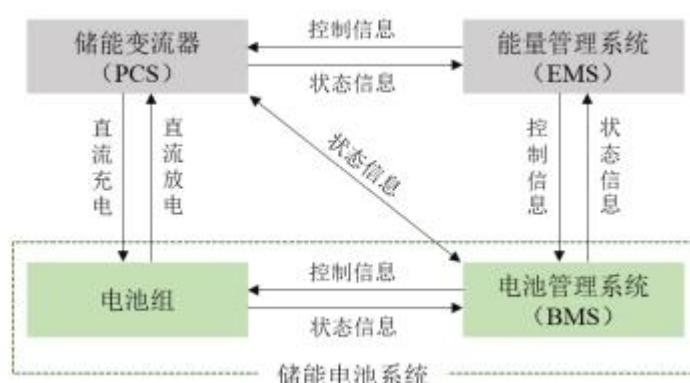


资料来源：《派能科技招股说明书》，华鑫证券研究

4.1、 储能电池：降本与提升循环寿命为关注主线

完整的电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能变流器（PCS）以及其他电气设备构成。电池组是储能系统最主要的构成部分；电池管理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。

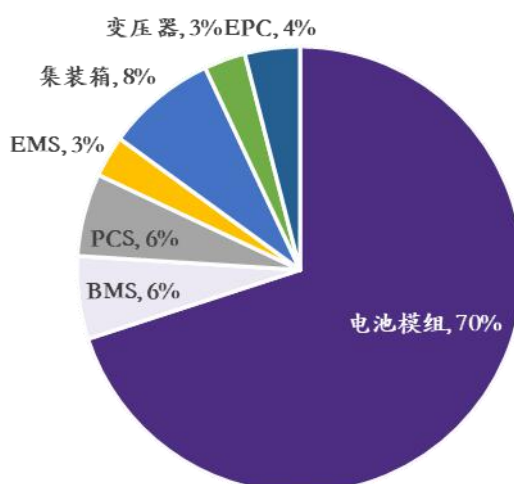
图表 90：储能系统产业链



资料来源：《派能科技招股说明书》，华鑫证券研究

储能电池系统由电池组和电池管理系统两部分组成。电池组是整个储能系统中成本占比最高的部分，约占 70%，BMS 占比为 6%，储能电池系统占电化学储能成本比重达 76%。

图表 91：电化学储能成本构成

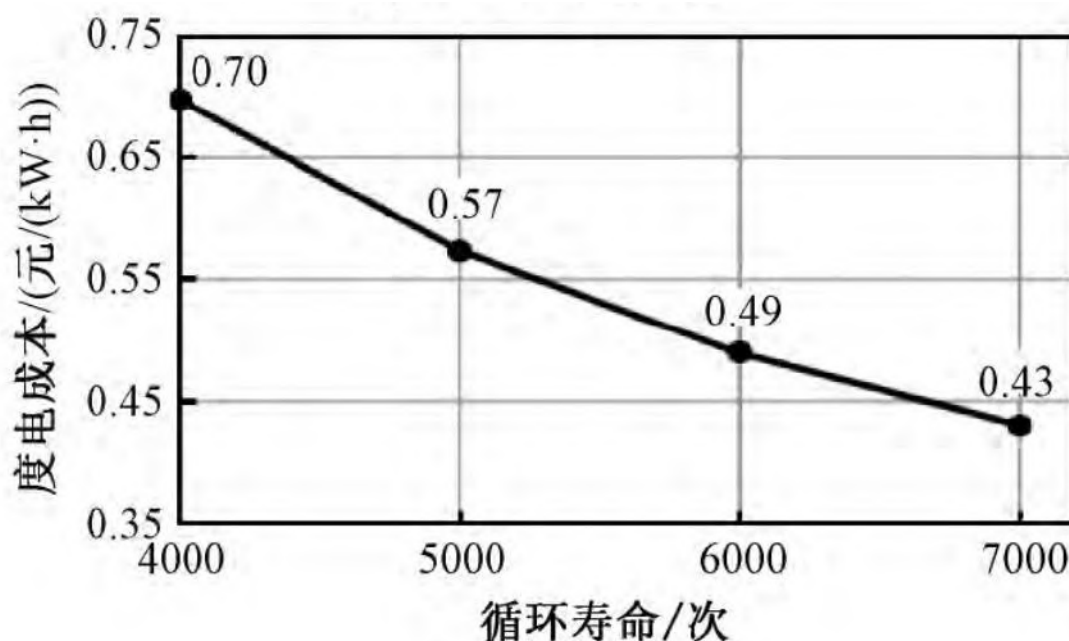


资料来源：中国能源研究会，华鑫证券研究

电池组性能决定最终产品的安全性、使用寿命，也最终决定了储能系统的盈利性。与

动力电池追求极致的能量密度不同，储能电池更加注重循环寿命。若要提升储能经济性，除系统降本外，提升循环寿命亦为重要途径。根据《电工电能新技术》，当储能电池循环寿命由 4000 次增加至 7000 次，储能度电成本可由 0.7 元降低至 0.43 元。因此，下一阶段，除关注电池自身降本情况外，也需关注储能系统循环次数提升情况。

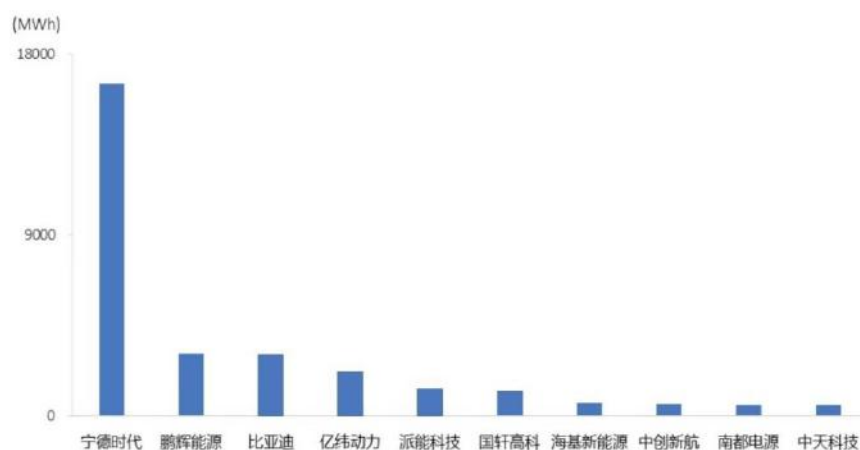
图表 92：循环寿命对储能度电成本的影响



资料来源：《电工电能新技术》，华鑫证券研究

目前我国主要储能电池提供商多为动力电池制造商。根据 CNESA 数据，2021 年我国储能电池提供商排名前四企业均为动力电池制造商。

图表 93：中国储能技术提供商 2021 年度全球市场储能电池出货量排行榜



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

当下时间节点来看，欧洲户储行情已然演绎，下阶段美国户储或接力欧洲，继续带动户储行业高增速；集中式储能方面，美国已到自发性配置时点，在硅料与碳酸锂价格边际

下行预期下，储能需求确定性较强，国内则由强配政策驱动，同样具有较高装机预期。

投资角度来讲，储能为锂电池产业链增速最高的细分环节，我们建议重点关注四条主线：1) 龙头企业：宁德时代、亿纬锂能；2) “含储量”较高的企业，重点推荐派能科技、鹏辉能源、德方纳米，建议关注国轩高科、南都电源等；3) 估值低、增速快的便携式储能标的：博力威等；4) 新技术方向：钠电池建议关注华阳股份、传艺科技等，全钒液流电池建议关注攀钢钒钛、中核钛白等。

图表 94：中国储能电池企业基本情况梳理

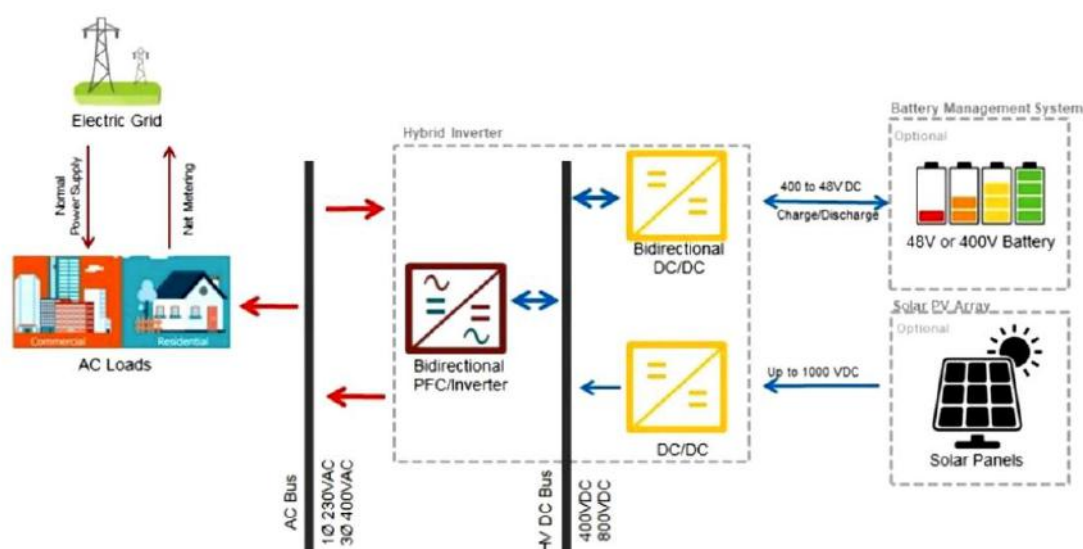
	2021总营收 (亿元)	2021储能营 收 (亿元)	储能收 入占比	市值 (亿元)	市值/ 储能营收
宁德时代	1303.56	136.24	10.5%	12251	90
国轩高科	103.56	/	14.8%	637	/
亿纬锂能	169.00	30.00	17.8%	1935	65
孚能科技	35.00	1.04	3.0%	358	344
欣旺达	373.59	3.00	0.8%	501	167
派能科技	20.63	19.88	96.4%	732	37
鹏辉能源	56.93	17.10	30.0%	353	21
南都电源	118.48	32.46	27.4%	266	8
天能股份	387.16	0.49	0.1%	429	878
百川股份	40.21	4.27	10.6%	77	18
博力威	20.63	1.28	6.2%	77	60
瑞浦兰钧	24.00	10.00	41.7%	/	/
中创新航	68.71	4.46	6.5%	/	/

资料来源：各公司公告，GGII，华鑫证券研究（注：1、市值取自 2022 年 8 月 29 日收盘数据；2、国轩高科储能占比为 2022 年中报口径；3、亿纬锂能、欣旺达、鹏辉能源储能收入占比为预测值，仅供参考，具体以公司数据为准；4、瑞浦兰钧数据来自 GGII）

4.2、PCS：光伏逆变器企业抢占市场先机

储能变流器是连接于电池系统与电网之间，实现电能双向转换的装置。其既可以把电池的直流电转换成交流电输送给电网，也可以把电网的交流电转换为直流电，给电池充电。并网模式下，在负荷低谷期，储能变流器把电网的交流电整流成直流电给电池组充电，在负荷高峰期，储能变流器把电池组中的直流电逆变成交流电反送到电网中；离网模式下，储能变流器与主电网脱开，给本地的部分负荷提供满足电网电能质量要求的电能。

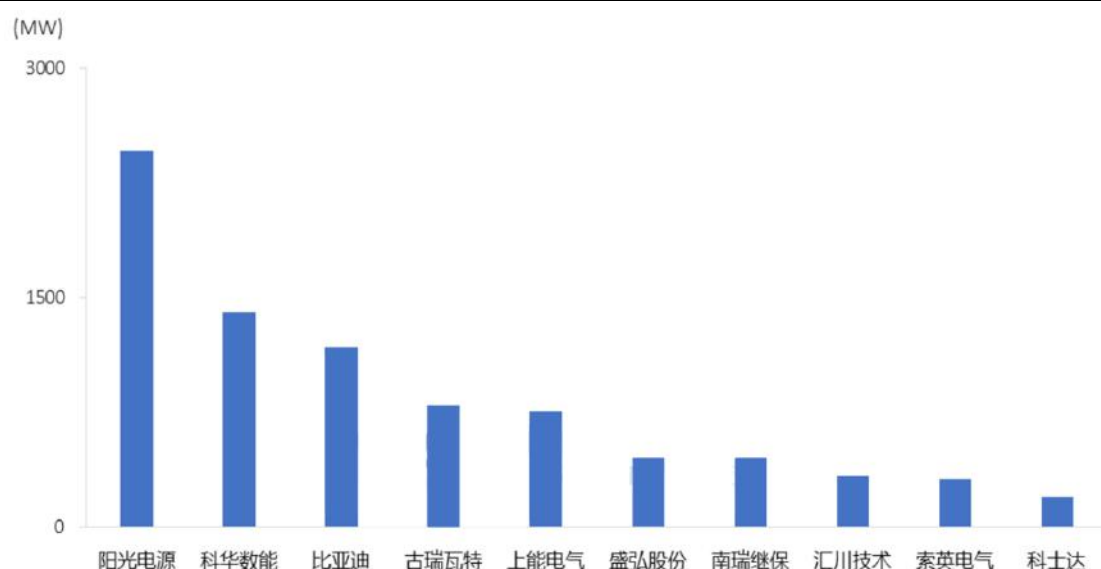
图表 95：储能变流器实现电池和电网间的双向能量交换



资料来源：《电化学储能行业技术创新趋势报告：电力系统脱碳新动能》，华鑫证券研究

场景相似，技术同源，光伏逆变器厂商进军储能 PCS 领域有先发优势。储能变流器与光伏逆变器在使用场景、技术原理、上游供应商和下游客户上有较高重合度，因此储能变流器企业大多来自光伏逆变器厂商，行业竞争格局也类似。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会统计数据显示，目前 PCS 上市企业有 30 家。根据 CNESA 统计，2021 年全球市场中，储能 PCS 出货量排名前十位的中国储能 PCS 提供商包括阳光电源、科华数据、古瑞瓦特和上能电气等公司。

图表 96：中国储能 PCS 提供商 2021 年度全球市场储能 PCS 出货量排行榜

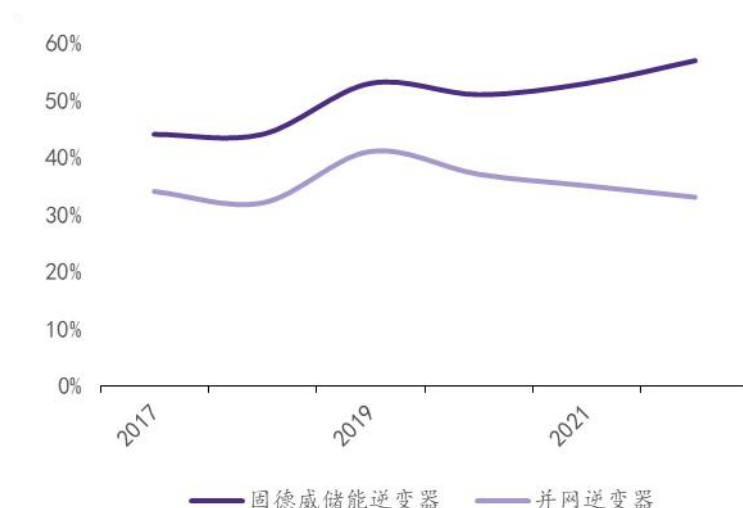


资料来源：CNESA，华鑫证券研究

储能 PCS 毛利率高于光伏并网逆变器。储能场景对逆变器的需求比光伏并网场景更复

杂，除了直流向交流转换外，还需要具备从交流转换为直流、并离网快速切换等功能，同时储能 PCS 还是双向变流器，有充电和放电两个方向的能量控制。因此储能变流器技术壁垒相较并网逆变器更高，售价与毛利率均明显高于并网逆变器。

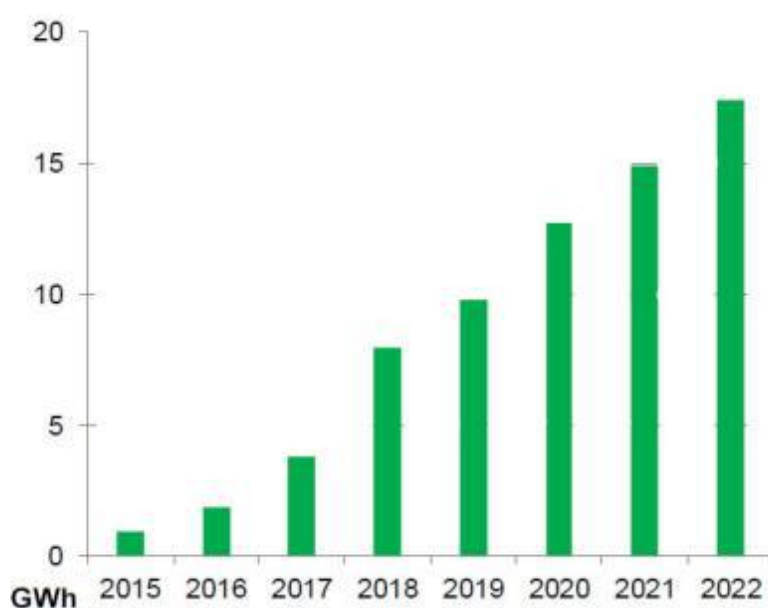
图表 97：2022 年储能逆变器和并网逆变器毛利率对比



资料来源：中商情报网，华鑫证券研究

储能变流器市场持续增长。根据 IHS Markit 发布的全球市场研究报告，到 2022 年，并网型储能逆变器规模将增至 7GW。2018-2022 年全球储能逆变器市场规模预计为 63GW，呈快速增长态势。

图表 98：2015-2022 年全球储能变流器市场规模



资料来源：IHS Markit，华鑫证券研究

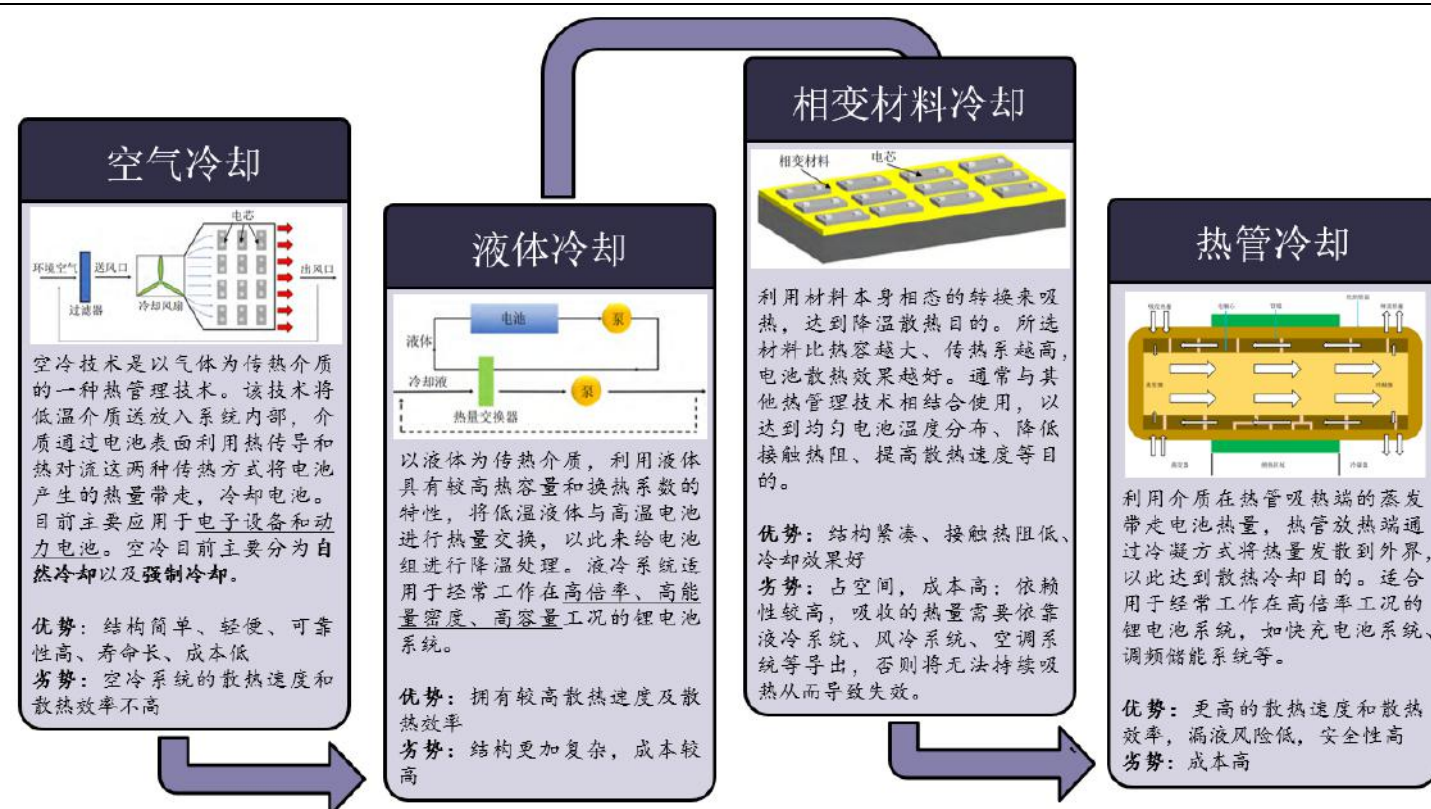
投资角度而言，光伏逆变器厂商在储能变流器方面加速布局，尤其加快抢占海外户用储能市场。当前我们建议关注能够进入海外户用储能产业链的公司及微型逆变器龙头，推荐阳光电源、锦浪科技、固德威、德业股份、禾迈股份、昱能科技、盛弘股份、科华数据等。

4.3、储能温控：液冷加速渗透，温控量利齐升可期

温控指通过加热或冷却技术对某事物的温度进行有效控制和调节。温控系统与 BMS 配合，对锂电池进行恒温恒湿控制，维持电池在安全运行参数范围内，提升电池在运行期间的稳定性，避免电池进入热失控状态。

储能温控技术主要包括风冷、液冷、热管冷却、相变冷却。其中，风冷系统结构简单、可靠性高、寿命长、成本低、易于实现，是目前国内主流技术路径。液冷系统散热效率高、散热速度快，在高倍率、高容量场景下优势凸显，故全球储能系统正呈现液冷加速渗透，取代风冷的趋势。热管冷却、相变冷却需与风冷、液冷配合使用，因价格较高，目前在储能领域应用较少。

图表 99：储能温控技术分类



资料来源：《集装箱储能系统热管理系统的现状及发展》，华鑫证券研究

图表 100：温控技术对比

项目	风冷	液冷	热管+ 风冷	热管+ 液冷	相变冷却
散热效率	中	高	较高	高	高
散热速度	中	较高	高	高	较高
温差	较高	低	低	低	低
温降	中	较高	较高	高	高
复杂度	中	较高	中	较高	中
成本	低	较高	较高	高	较高
寿命	长	中	长	长	长

资料来源：《集装箱储能系统热管理系统的现状及发展》，华鑫证券研究

我们认为，全球储能系统利用率提升，对安全性提出更高要求，温控系统重要性凸显，液冷系统凭借散热效率和速度优势，有望加速渗透。此外，欧美多国储能经济性较好，随着锂电池原材料价格下降，对温控系统价格敏感度将降低，亦将对液冷系统应用形成正向促进作用。我们预计 2025 年全球液冷渗透率将达到 45%，电力系统储能温控市场空间将达 107 亿元，2021-2025 年 CAGR 为 92%。液冷渗透率提升带动温控行业平均单位价值量提升，储能温控复合增速将超储能行业平均增速。

图表 101：电力系统储能温控市场空间测算

	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
储能装机量 (GWh)	21.08	58.18	100.73	143.12	212.47
风冷渗透率	88%	85%	75%	65%	55%
风冷价值量 (亿元/GWh)	0.3	0.29	0.28	0.27	0.26
液冷渗透率	12%	15%	25%	35%	45%
液冷价值量 (亿元/GWh)	0.9	0.88	0.86	0.83	0.8
温控市场空间 (亿元)	7.84	22.02	42.81	66.70	106.87

资料来源：GGII，华鑫证券研究

技术同源，龙头厂商具备技术优势及先发优势。因温控技术的相似性，大部分储能温控企业由其他赛道切入，具有技术及布局的先发优势，参与者包括来自精密温控、工业温控、汽车温控的企业。**1) 精密温控**又称精密空调，主要应用于数据中心或 5G 基站，集装箱储能与集装箱数据中心最为类似，对温度及温控要求较高，龙头企业主要包括英维克、申菱环境、黑盾等；**2) 工业温控**与储能温控具有相似应用环境，通常应用于户外，需要应对空气、液体杂质等户外环境带来的复杂影响，相关企业包括同飞股份、高澜股份、盖鼎等；**3) 新能源汽车温控**：动力电池与储能电池在温控技术层面存在较大共性，车用温控厂商具备切入储能温控的技术能力，参与者包括松芝股份、奥特佳等。

图表 102：储能温控参与者主要由精密温控、工业温控、电池温控赛道切入

行业类别	应用场景	特点	环境要求	主要企业	企业竞争优势
精密温控	数据中心	对温度及温度差要求极高，需要精确和严格控制温度	温度：20~24℃； 湿度：40%~60% 温度差：±1℃ 湿度差：±5%	英维克、申菱环境、黑盾等	与储能温控技术路径最为相似，精密温控技术要求更高，企业技术积累更加深厚，具有先发优势
	5G基站	可接受温度区间相对宽松，制冷量相对较小，以风冷为主	温度：-5~45℃ 湿度：5%~95%		
工业温控	特高压直流输电	可承受温度范围较广，温控系统相对简单	温度：10~50℃ 湿度：10%~50%	同飞股份、高澜股份、盖鼎等	液冷及户外应用领域深耕，技术积累相对深厚
车用温控	新能源汽车	制冷量相对较小	温度：-30~60℃ 湿度：10%~90%	松芝股份、奥特佳等	与储能温控技术具有相似性，同为需要应用于户外场景的电化学电池
储能温控	储能系统温控	制冷量区间大	最佳温度：10~35℃ 可工作温度：-20~45℃ 可承受温度：-40~60℃	英维克、申菱环境、同飞股份、高澜股份等	

资料来源：《特高压直流输电工程高端阀厅空调通风系统的设计》、《大容量锂离子电池储能系统的热管理技术现状分析》、《计算机场地通用规范》、索克曼精密空调、Foton Motor Group，各公司公告，华鑫证券研究

综合来看，精密温控企业切入储能温控，对控制精度具竞争优势，工业温控企业则在定制化产品方面更具经验。精密温控企业英维克最早切入储能温控赛道，目前产品、客户覆盖广度均领先同行；工业温控企业同飞股份与阳光电源深度合作，储能温控放量在即。储能温控领域重点推荐**英维克、同飞股份**。

图表 103：代表性企业储能温控产品概况

公司	赛道	公司简介	储能温控产品（制冷量）	产品展示	技术路径	下游客户
英维克	精密温控	国内精密温控龙头企业，技术雄厚。公司是国内最早涉足电化学储能系统温控的厂商，常年处于市场领导位置，产品覆盖风冷、液冷解决方案。2020 年公司推出冷水机系列并开始批量应用于国内外各种储能应用场景。	① MC 系列电力户外柜空调（600-5000w） ② MC 系列储能空调（7500-53000w） ③ EMW 系列储能冷水机（7500-100000w）	① ② ③	风冷 / 液冷	宁德时代、华为、比亚迪、平高集团、阳光电源、海博思创、南都电源、科陆电子
申菱环境	精密温控	专注专业特种空调，扩充储能行业应用。公司已着手深入研发电化学储能热管理系统与锂电池低露点除湿机组，为更好解决当前储能电池降温设备存在功耗高，控制精度低，可靠性差的问题	① 电化学储能系统		风冷	国家电网
同飞股份	工业温控	深耕工业温控二十余载，国内领先工业温控企业。公司于 2020 年开始布局储能温控领域，现已拥有液体恒温设备、电气箱恒温装置可用于液冷及空冷场景。公司推出顶装式、一体式、分体式、壁挂风冷工业空调以及 MCW 系列水冷却机等液冷产品，针对储能系统大容量场景。	① MCW 液冷系统（7500-100000w） ② MCA 顶装式工业空调（2000-15000w） ③ MCA 一体式工业空调（5000-30000w） ④ MCA 分体式工业空调（10000-60000w） ⑤ 壁挂式工业空调	① ② ③ ④ ⑤	风冷 / 液冷	阳光电源、科陆电子、南都电源、江苏天合储能、瑞源电气
高澜股份	工业温控	长期致力水冷技术研发，液冷技术先发优势明显。公司在储能电池热管理技术方面持续投入研发，目前已有基于锂电池单柜储能液冷产品、大型储能电站液冷系统、预制舱式储能液冷产品等的技术储备和解决方案。	① 新能源发电水冷却系统 ② 新能源汽车热管理		液冷	分布式电池集成厂家/电池厂，如宁德时代。储能管理客户主要分为大型电站类客户、发电公司类客户、工商业客户
松芝股份	车用温控	国内汽车热管理产品领导企业。公司 20 年开始布局进入储能电站电池热管理行业，主要为储能电站提供水冷式电池热管理系统相关产品，21 年储能用液冷产品实现量产。	① 储能电池热管理系列产品		风冷 / 液冷	宁德时代、远景能源
奥特佳	车用温控	国内领先汽车空调系统生产商，重点布局大型储能电池系统。公司已推出完整的热循环处理机组，可应用于储能电站的储能电池仓内或其他电能储备较大的大型储能电池系统。2020 年起向宁德时代供货，2021 年开始量产。	① 储能电池热管理组件（液冷机组）		液冷	宁德时代等大型锂电池生产企业

资料来源：各公司官网，各公司公告，华鑫证券研究

4.4、消防系统：新国标出台在即，行业将迎规范化发展

近年来，储能高速发展的同时，安全事故频发。2017 年至今，全球共发生储能安全事故 30 余起，集中在韩国，主要采用三元电池体系。2021 年 4 月，北京市丰台区光储充一体化项目发生火灾爆炸，造成 3 人死亡。若无法解决安全问题，其或成为制约储能发展的重要阻力，因此，推进储能消防将有利于护航储能有序、健康、稳定发展。

图表 104：2017 年以来全球储能事故统计

序号	地区	容量 (MWh)	用途	储能技术	日期	使用时间
1	美国亚利桑那州	2	光储	三元	2019.4	2年
2	美国伊利诺伊塞州	6	调频	磷酸铁锂	2021.7	5年
3	美国加州	1200	需求管理	三元	2021.9	1年
4	澳大利亚	450	电网侧	三元	2021.7	-
5	比利时	-	-	-	2017.11	-
6	中国山西	-	调频	三元	2017.5	-
7	中国江苏	-	需求管理	磷酸铁锂	2018	-
8	中国北京	2	用户侧	-	2019.5	2年
9	中国北京	25	光储	磷酸铁锂	2021.4	-
10	韩国全北	1.46	风储	三元	2017.8	2年
11	韩国庆北	8.6	调频	三元	2018.5	2年
12	韩国全南	14	风储	三元	2018.6	2年半
13	韩国全南	19	光储	三元	2018.6	半年
14	韩国全南	3	光储	三元	2018.7	半年
15	韩国庆南	9.7	风储	三元	2018.7	1年半
16	韩国世宗	18	需求管理	三元	2018.7	-
17	韩国忠北	6	光储	三元	2018.9	8个月
18	韩国忠南	6	光储	三元	2018.9	-
19	韩国济州	0.18	光储	三元	2018.9	4年
20	韩国京畿	17.7	调频	三元	2018.10	2年半
21	韩国庆北	3.7	光储	三元	2018.11	1年
22	韩国忠南	1.2	光储	三元	2018.11	1年
23	韩国忠北	4.2	光储	三元	2018.11	1年
24	韩国庆南	1.3	光储	三元	2018.11	半年
25	韩国忠南	9.3	需求管理	三元	2018.12	1年
26	韩国江原	2.7	光储	三元	2018.12	去年
27	韩国庆南	3.3	需求管理	三元	2019.1	1年
28	韩国全南	5.2	光储	三元	2019.1	1年
29	韩国全被	2.5	光储	三元	2019.1	1年
30	韩国蔚山	46.8	需求管理	三元	2019.1	半年
31	韩国庆北	3.7	光储	三元	2019.5	2年
32	韩国全北	1	光储	三元	2019.5	1年
33	韩国忠南	-	光储	三元	2021.4	-

资料来源：国家能源信息平台，华鑫证券研究

机械滥用、热滥用、电滥用为锂电池热失控的三大诱因，电池热失控发生后，若无法

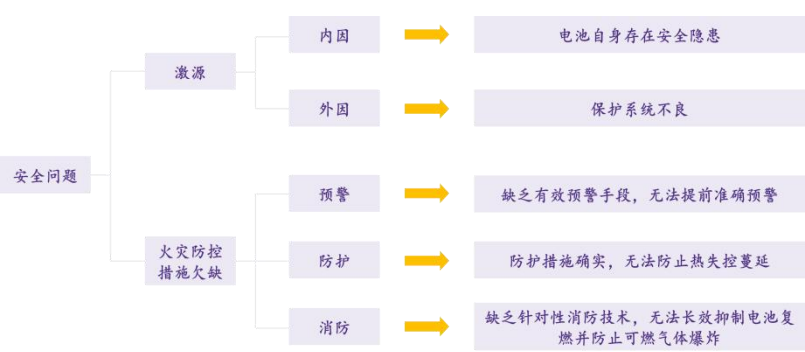
进行有效防护，会进而引发热蔓延，造成储能系统的爆炸、燃烧。

相较电动汽车，储能系统由更多电池单体连结而成，故发生热失控概率更高，对安全防护提出更高要求。解决储能系统安全问题，需要由高效热管理技术-安全预警技术-安全防护技术-消防安全技术，建立“由防到消”的主动协同安全防控体系。

图表 105：锂电池着火机理



图表 106：锂电池安全问题引发因素



资料来源：中科久安，华鑫证券研究

资料来源：中国电力科学研究院，华鑫证券研究

2021 年 9 月，《电化学储能电站安全规程（征求意见稿）》出台，该规程要求储能消防要融入视频监控系统、需要系统性的解决方案、需要精细化及科技化等，规定了储能电站设备安全技术要求、运行、维护、检修、试验等方面的安全要求，为行业参与者指引了方向，将有效规范储能消防行业发展。

图表 107：《电化学储能电站安全规程（征求意见稿）》重点内容梳理

序号	重点内容
1	电化学储能电站应配置视频监控系统，并应全面覆盖安全重点部位，视频监控系统宜具备烟雾及火焰识别功能，并与火灾报警系统联动
2	电池室/舱外应设置手动火灾报警按钮，内部应设置可燃气体探测器、温感探测器、烟感探测器，火灾探测器、烟雾报警器指示灯及可燃气体探测器应指示正常
3	电化学储能电站消防设施应急电源配置应符合GB/T 29328要求，以电池舱为单元配置1套独立应急电源装置，电池舱内应急电源配置应覆盖自动报警系统、应急照明、声音灯光疏散装置、可燃气体报警装置、火焰检测装置、门禁系统、自动灭火系统、泄压装置、排烟系统，容量应满足报警、人员疏散、灭火、抑制复燃的需求
4	电池室/舱应配置自动灭火系统，与电池管理系统、火灾探测器或可燃气体探测装置、空调、排风系统联动，具备远程被动指令启动和应急机械启动功能，自动灭火系统的最小保护单元应为电池模块，每个电池模块宜单独配置探测器和灭火介质喷头，灭火介质应具有良好的绝缘性和降温性能，能扑灭电池火灾和电气设备火灾，且防止复燃

资料来源：国家市场监督管理总局，华鑫证券研究

储能消防市场将高速增长，凸显重要投资价值。储能消防市场规模=新增储能装机容量*储能系统成本*消防成本占比。随原材料价格逐步回落与锂电池储能技术逐步提升，电化学储能系统成本将逐年降低，根据 BNEF，2025 年有望降至 1.4 元/Wh 左右。根据青鸟消防公告，目前消防占储能系统成本约 3%，随着风光电高比例接入电网，储能利用率将快速提升，进而带来更旺盛的消防需求，相应消防成本占比逐年提升，我们假定储能消防至 2025 年约占储能投资总额 7%水平。结合我们对全球储能新增装机量预测，预计 2025 年全球储能消防市场空间将高达 208.4 亿元，2021-2025 年 CAGR 达 101%，呈现高速增长趋势，凸显重要投资价值。

图表 108：全球储能消防市场空间

	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新增装机容量 (GWh)	21.1	58.2	99.8	143.9	212.7
储能系统成本 (元/Wh)	2	2	1.8	1.6	1.4
消防占系统成本比重	3%	4%	5%	6%	7%
储能消防市场规模 (亿元)	12.6	46.5	89.8	138.1	208.4

资料来源：公司公告，华鑫证券研究

储能消防目前单站价值量较低，行业未形成统一标准。我们预计，《电化学储能电站安全规程》正式稿的出台，将有效带动行业规范发展，提升储能消防产品质量与数量，行业有望迎来供需两端同步改善。建议关注对新国标产品提前布局的标的：青鸟消防、国安达。

4.5、系统集成：系统方案渐趋成熟

目前，储能系统利用率逐步提升，系统技术渐趋成熟，280Ah 大电芯、液冷温控、高压级联、1500V 架构成为主流趋势。

1、大电芯：2020 年宁德时代发布 280Ah 储能电芯以来，280Ah 大电芯关注度快速上升，成为行业主流趋势。相较 50-100Ah 电芯，280Ah 大电芯优势体现在：1) 成组时零部件使用减少，具有成本优势，体积能量密度更高；2) 电池簇内部只串联不并联，消除环流，提升系统安全性和寿命；3) 减少电池数量，使 BMS 管理更容易。

由于 BMS 局限性、大电芯散热问题等，储能电芯不能一味做大，短期来看，280Ah 尺寸为行业认可的统一规格。继宁德时代之后，亿纬锂能、瑞浦兰钧、海辰新能源、国轩高科、鹏辉能源、南都电源等电池企业先后推出 280Ah 电芯解决方案，部分系统招标要求电芯单体容量不低于 280Ah，280Ah 大电芯已成行业重要趋势。

图表 109：中国 280Ah 大电芯生产企业及产品上市时间

企业	上市时间
宁德时代	2020年
亿纬锂能	2021年
瑞浦兰钧	2021年
海辰新能源	2021年
天津力神	2021年
国轩高科	2021年
鹏辉能源	2021年
中创新航	2021年
南都电源	2022年
楚能新能源	2022年
海基新能源	2022年

资料来源：GGII，华鑫证券研究

2、液冷温控：相较风冷系统，液冷能量密度可提升 80%，寿命提升 20%，辅助功耗降低 20%，在液冷系统辅助下，储能系统最高温度不超过 35℃，温差不高于 3℃。目前，国内主流系统集成商均已推出液冷系统解决方案。

目前，液冷温控系统在国外应用较多，在国内亦有加速渗透趋势，部分项目在招标时指定储能系统需配备液冷温控，如淮北皖能储能电站一期、宁夏穆和储能电站等。

图表 110：储能企业液冷产品汇总

公司	典型产品	温控方案	上市时间
宁德时代	EnerOne	液冷	2020年
比亚迪	BYD Cube	液冷	2020年8月
蜂巢能源	钨-一体化液冷储能系统	液冷	2021年4月
海博思创	海博思创	液冷	2021年4月
科陆电子	E30	液冷	2021年5月
正泰	TELOGY泰集驼峰1500V液冷储能系统	液冷	2021年6月
远景能源	智慧液冷储能产品	液冷	2021年10月
科华技术	科华S3液冷储能系统	液冷	2022年5月
阳光电源	PowerTitan\PowerStack	液冷	2022年5月
金盘科技	35kV高压级联储能系统设备	液冷	2022年7月

资料来源：GGII，华鑫证券研究

3、高压级联：高压级联储能系统变流器可不经变压器，直接接入 3kV 及以上电压等级电网，降低系统成本的同时节约能耗，具更高循环效率。此外，高压级联方案在最大转换效率、电能质量、单机容量、响应时间、可靠性、电池利用率等方面均优于传统方案。目前，金盘科技、智光电气、南瑞继保、新风光已推出高压级联方案，引领行业新风向。

图表 111：高压级联储能方案与传统方案对比

	高压级联	传统方案
最大转换效率	98.5%	97%
电能质量	THDv: <1% THDi: <3%	THDv: <3% THDi: <5%
单机容量	最大可达12MW	最大1MW, 普遍在500kW
响应时间	<20ms	100ms左右
可靠性	冗余设计, 故障旁路	故障只能停机
电池利用率	两级主动均衡, 电池利用率高	无主动均衡, 利用率低

资料来源：中国能源研究会，华鑫证券研究

4、1500V：1500V 储能系统将系统中直流电压所用的线缆、BMS 硬件模块、变流器等部件的耐压从不超过 1000V 提高到不超过 1500V。相较 1000V，1500V 系统能量密度、功率密度可提升 35%以上，系统成本降低 5%以上，系统效率提高 0.3%以上，优势凸显。近期国内大型储能项目中，1500V 系统渗透率已超三分之二。

图表 112：1500V 架构储能系统示意图

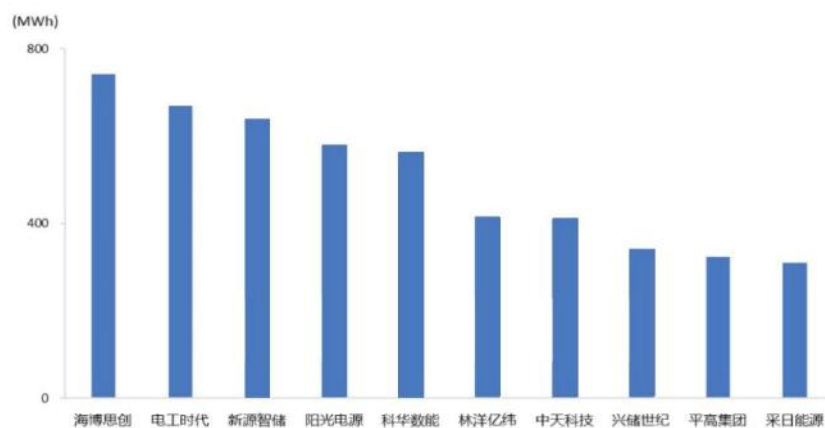


资料来源：中国能源研究会，华鑫证券研究

目前，国内系统集成商包括三类参与者，分别为以比亚迪、南都电源为代表的锂电池生产商，以阳光电源、科陆电子为代表的 PCS 厂商，以及以海博思创为代表的独立系统集成商。

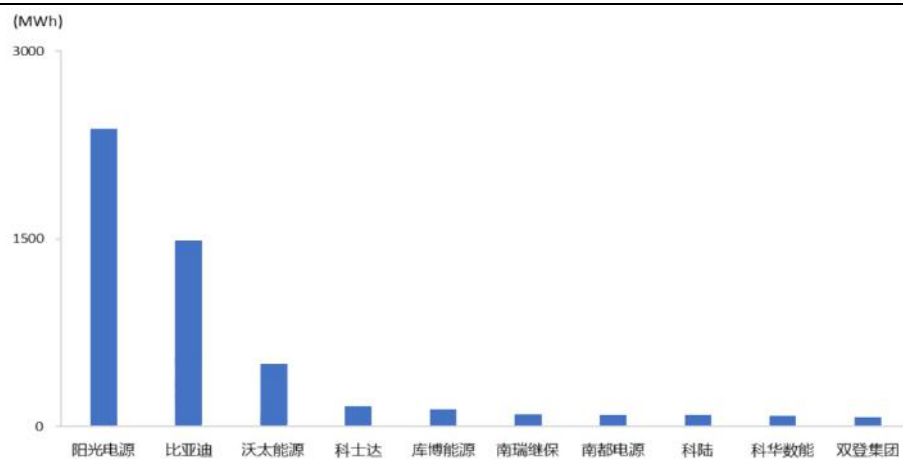
投资角度看，建议关注：1) 龙头企业：阳光电源、比亚迪等；2) 通过成立合资公司与龙头电池企业深度绑定，以更低成本获得高质量电池的**林洋能源、科士达**等；3) 推出高压直挂方案，产品具差异化竞争优势的**金盘科技、新风光**等。

图表 113：中国储能系统集成商 2021 年国内市场储能系统出货量排行榜



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

图表 114：中国储能系统集成商 2021 年海外市场储能系统出货量排行榜



资料来源：CNESA，华鑫证券研究

5、行业评级及投资策略

在政策推动和产品技术不断完善下，储能经济性日益提升，迎来了产业成长初期爆发式增长，有望成为续力新能源汽车的超级风口，给予储能行业“推荐”评级。

顶层设计加码，储能迎超级风口。双碳战略下，全球能源结构调整势在必行，风光电高比例接入电网，为电网安全造成冲击，储能可平抑风光电不稳定性，已渐成刚需。因此，全球政策对储能装机高度倾斜，以保障电力系统安全性：欧洲国家石油、天然气等自然资源受限，故大力发展新能源，并对储能进行相应补贴，现户用储能已率先起量；美国通过税收减免、财政补贴、强制配储等方式支持储能，现已成为全球最大储能市场；国内 2021 年出台储能顶层政策，随后不断完善实施细则，推动行业发展。

投资角度看，欧洲户储行情已率先演绎，美国针对分布式项目延长 ITC 税收减免，有望接棒欧洲户储，维持户储高增速；大型储能方面，美国加州、德州等地区新能源发电占比高、电力系统成熟，需求确定性强，中国则在发电侧要求强配储能，亦有较高确定性。相对而言，大型储能量级高于户用储能，下阶段应重点关注受益于美国、中国大型储能放量标的，户储则将维持较高增速，具持续性投资机会。

多场景刚性需求，储能经济性迎拐点。储能不同场景下发挥作用，需求渐趋刚性。发电侧，储能与风光电配合装机，解决新能源消纳问题，并平抑其波动性；电网侧，储能参与辅助服务市场，维护电力系统安全、稳定；用电侧，工商业用户利用储能进行峰谷价差套利，同时可协助电力系统实现削峰填谷。

储能经济性由度电成本与发电收益共同决定，度电成本方面，应重点关注储能系统降本情况及循环次数提升情况；发电收益方面，应重点关注新能源发电占比情况及电力市场建设情况，新能源发电占比高的地区，储能利用率将更高，电力市场成熟度则决定了储能能否以公允价值足量上网。目前，国内储能度电成本显著低于海外，但由于电力市场不成熟，储能商业模式较差，仍无法实现经济性；欧美地区新能源发电占比高、电力市场成熟，叠加补贴政策影响，储能已具备良好经济性。

展望未来，钠电池、钒电池等新技术百花齐放，锂电池持续降本，运营商可在不同应用场景下选择最优技术路径，降低度电成本。收益方面，国内新能源发电占比稳步提升，国家出台一系列政策完善储能商业模式，增厚经济效益，储能经济性边际向好，渐迎拐点；海外储能补贴不断加码，叠加完善的电力市场机制，储能经济效益将维持高水平，装机规模爆发在即。

行业高速推进，开启万亿级蓝海市场。在全球友好政策叠加产业链蓬勃发展的加持下，储能万亿级市场已悄然而至。美国、中国、欧洲作为最大储能市场，仍将保持优势地位，预计 2025 年三地电力系统储能需求分别为 84、76、27GWh，2021-2025 年 CAGR 分别为 68%、111%、77%。叠加其他地区储能、便携式及基站储能等，预计 2025 年全球储能需求将达 288GWh，2021-2025 年 CAGR 达 53%。根据 BNEF，预计 2025 年储能系统成本将为 1.4 元/Wh 左右，则届时全球储能市场空间将达 4032 亿元。

电池、PCS 价值量大，凸显投资价值。电池、PCS 为储能产业链中价值量及壁垒最高的两个环节，分别占系统成本 70%、6%，对应 2025 年全球市场空间分别为 2822 亿元、242 亿元。目前，储能电池主要玩家为动力电池厂商，PCS 主要参与者为光伏逆变器厂商，中国企业凭借技术、产能、渠道等优势占据较高市场份额，展望未来有望持续提升。储能为我国

动力电池、光伏逆变器厂商带来极佳的第二曲线，受储能行业高增速带动，储能业务占比较高的企业将拥有更高的业绩弹性与较高的估值溢价，凸显投资价值

建议布局主线：1) 锂电池产业链：龙头企业宁德时代、比亚迪、德方纳米、亿纬锂能，弹性品种派能科技、鹏辉能源、国轩高科、欣旺达、博力威等；2) PCS：建议关注阳光电源、固德威等（电力设备组覆盖）；3) 受益于液冷渗透率提升，有望迎来量价齐升的温控系统：建议关注英维克、同飞股份；4) 新国标出台在即，即将规范化发展的储能消防环节：建议关注青鸟消防、国安达；5) 系统集成商：建议关注金盘科技、新风光、林洋能源等（电力设备组覆盖）；6) 新技术路线：钠电池重点推荐鼎胜新材、红星发展，钒电池重点推荐攀钢钒钛。

图表 115：重点关注公司及盈利预测（2022/08/29 收盘）

公司代码	名称	2022-08-29 股价	2021	EPS 2022E	2023E	2021	PE 2022E	2023E	投资评级
000629.SZ	攀钢钒钛	6.11	0.15	0.23	0.26	40	26	23	未评级
002335.SZ	科华数据	37.88	0.95	1.06	1.30	40	36	29	买入
002594.SZ	比亚迪	313.55	1.06	3.65	6.90	296	86	45	买入
002837.SZ	英维克	35.1	0.63	0.59	0.83	56	59	42	买入
002960.SZ	青鸟消防	30.11	1.53	1.49	2.01	20	20	15	买入
300014.SZ	亿纬锂能	101.92	1.54	1.57	3.18	66	65	32	买入
300207.SZ	欣旺达	29.18	0.58	0.70	1.14	50	42	26	买入
300274.SZ	阳光电源	132.15	1.08	2.04	3.16	122	65	42	未评级
300438.SZ	鹏辉能源	76.51	0.43	1.25	1.89	178	61	40	未评级
300693.SZ	盛弘股份	38.4	0.55	0.79	1.15	69	48	33	未评级
300750.SZ	宁德时代	502	6.88	11.60	18.54	73	43	27	买入
300763.SZ	锦浪科技	267.25	1.93	2.63	3.98	138	101	67	未评级
300769.SZ	德方纳米	338	8.95	16.36	24.23	38	21	14	买入
300902.SZ	国安达	41.04	0.21	1.12	2.18	195	37	19	未评级
300990.SZ	同飞股份	108.9	2.52	1.64	3.00	43	66	36	买入
600367.SH	红星发展	22.94	0.90	1.20	1.42	25	19	16	买入
603876.SH	鼎胜新材	60.5	0.94	2.29	3.26	64	26	19	未评级
605117.SH	德业股份	409.18	3.70	4.54	7.50	111	90	55	未评级
688032.SH	禾迈股份	1194	6.72	8.52	15.05	178	140	79	未评级
688063.SH	派能科技	472.99	2.04	5.18	10.00	232	91	47	买入
688345.SH	博力威	76.72	1.44	1.94	2.99	53	40	26	买入
688348.SH	昱能科技	726.5	1.72	4.40	8.83	422	165	82	未评级
688390.SH	固德威	416.06	3.18	4.51	7.28	131	92	57	未评级

资料来源：Wind，华鑫证券研究（注：未评级公司盈利预测取自万得一致预期）

6、风险提示

- (1) 储能电池安全性事故风险；
- (2) 电力系统市场化改革不及预期；
- (3) 上游原材料价格持续高启；
- (4) 风光电装机不及预期；
- (5) 推荐公司业绩不及预期；
- (6) 大盘系统性风险。

■ 新材料、新能源、电力设备组介绍

尹斌：理学博士，新能源首席。4 年实业+5 年证券+1 年基金从业经验，曾先后任职于比亚迪、中泰证券、东吴证券、博时基金、国海证券。作为核心成员之一，多次获得新财富、水晶球最佳分析师称号。2021 年加入华鑫证券，目前主要覆盖锂动力电池、燃料电池、储能及相关上市公司及新能源汽车相关产业链研究。

傅鸿浩：傅鸿浩：所长助理、碳中和组长，电力设备首席分析师，中国科学院工学硕士，央企战略与 6 年新能源研究经验。

黎江涛：上海财经大学数量经济学硕士，1 年知名 PE 从业经历，4 年证券从业经验，2021 年加入华鑫证券，从事新能源汽车及上市公司研究。

臧天律：金融工程硕士，CFA、FRM 持证人。上海交通大学金融本科，4 年金融行业研究经验，研究方向为新能源风光储方向。

■ 证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

■ 证券投资评级说明

股票投资评级说明：

	投资建议	预测个股相对同期证券市场代表性指数涨幅
1	买入	> 20%
2	增持	10% — 20%
3	中性	-10% — 10%
4	卖出	< -10%

行业投资评级说明：

	投资建议	行业指数相对同期证券市场代表性指数涨幅
1	推荐	> 10%
2	中性	-10% — 10%
3	回避	< -10%

以报告日后的 12 个月内，预测个股或行业指数相对于相关证券市场主要指数的涨跌幅为标准。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基

准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以道琼斯指数为基准。

■ 免责声明

华鑫证券有限责任公司（以下简称“华鑫证券”）具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。本报告由华鑫证券制作，仅供华鑫证券的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告中的信息均来源于公开资料，华鑫证券研究部门及相关研究人员力求准确可靠，但对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。我们已力求报告内容客观、公正，但报告中的信息与所表达的观点不构成所述证券买卖的出价或询价的依据，该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时结合各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就财务、法律、商业、税收等方面咨询专业顾问的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华鑫证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露。

本报告中的资料、意见、预测均只反映报告初次发布时的判断，可能会随时调整。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。在不同时期，华鑫证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。华鑫证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告版权仅为华鑫证券所有，未经华鑫证券书面授权，任何机构和个人不得以任何形式刊载、翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若华鑫证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，华鑫证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成华鑫证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。如未经华鑫证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。华鑫证券将保留随时追究其法律责任的权利。请投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的华鑫证券研究报告。