

同创·同享·同成长

新能源全面入市背景下的 全球储能需求研究

浙商期货研究中心

金辉（从业资格号F3022754 投资咨询号Z0013665）

研究员：沈学昂 从业资格号：F0311751

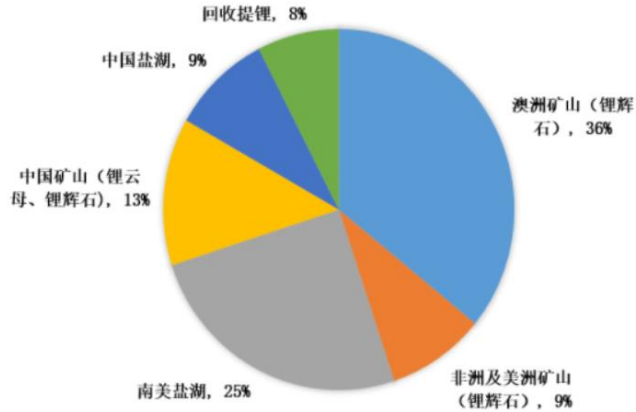


浙商期货
ZHESHANG FUTURES

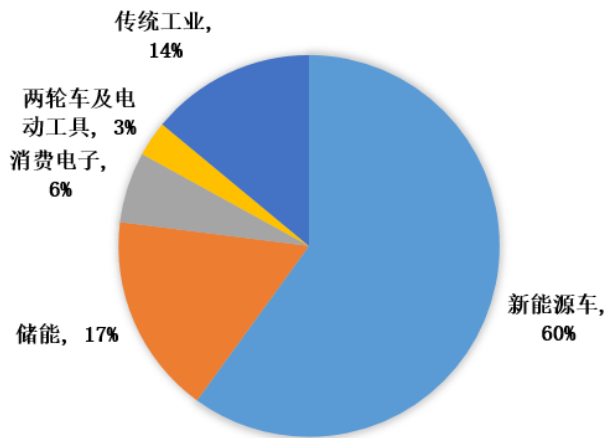
打造研究型衍生品综合服务商

背景：储能需求已在锂需求中占到17%左右

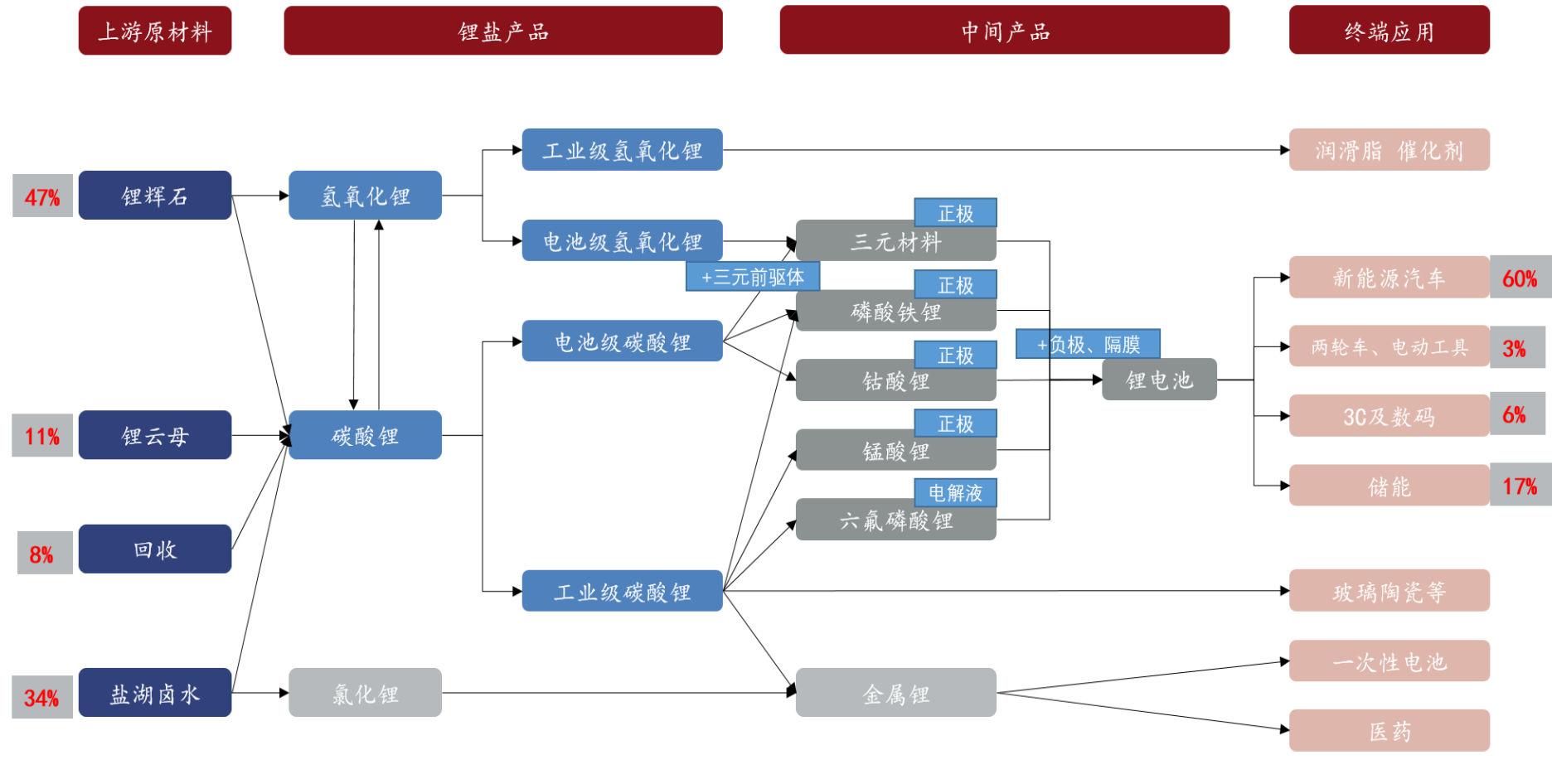
供应端拆分



需求端拆分



锂产业链图



- 2月9日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（下文简称《通知》）。通知指出按照价格市场形成、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路，推动新能源上网电量全部进入电力市场，此次新政明确提出不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。
- 2月17日工信部等八部门印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》，提出了到2027年，我国新型储能制造业创新力和综合竞争力显著提升，实现高端化、智能化、绿色化发展。



中华人民共和国中央人民政府
www.gov.cn



首页 | 简 | 繁 | EN | 登录 | 邮箱

首页 > 政策 > 国务院政策文件库 > 国务院部门文件

字号：默认 大 超大



标 题： 国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知
发文机关： 国家能源局

发文字号： 国能发新能规〔2025〕7号

来 源： 国家能源局网站

主题分类： 国土资源、能源\电力

公文种类： 通知

成文日期： 2025年01月17日

国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知

国能发新能规〔2025〕7号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关发电企业，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院，国家可再生能源信息管理中心、全国新能源消纳监测预警中心，中国光伏行业协会：

为规范分布式光伏发电开发建设管理，促进分布式光伏发电高质量发展，适应新形势、新要求，国家能源局对《分布式光伏发电项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕433号）进行了修订，形成了《分布式光伏发电开发建设管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2025年1月17日



中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission

热门搜索： 低空经济 能源 油价 人

请输入关键字



首页



机构设置



新闻动态



政务公开



政务服务

首页 > 新闻动态 > 通知公告

关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知

发布时间：2025/02/09

来源： 价格司



[打印]



微博



微信

国家发展改革委 国家能源局关于
深化新能源上网电价市场化改革 促进
新能源高质量发展的通知

发改价格〔2025〕136号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为贯彻落实党的二十大精神，国务院《关于加快构建新型电力系统、健全绿色低碳发展机制的决策部署》，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力推动新能源高质量发展，现就深化新能源上网电价市场化改革有关事项通知如下。

一、总体思路

按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。

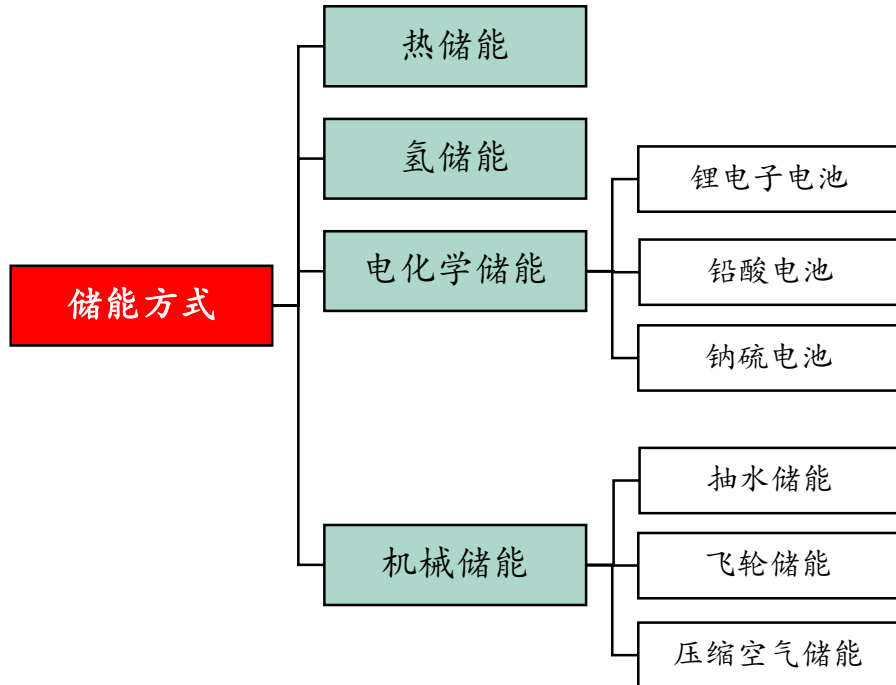
1

储能基础介绍

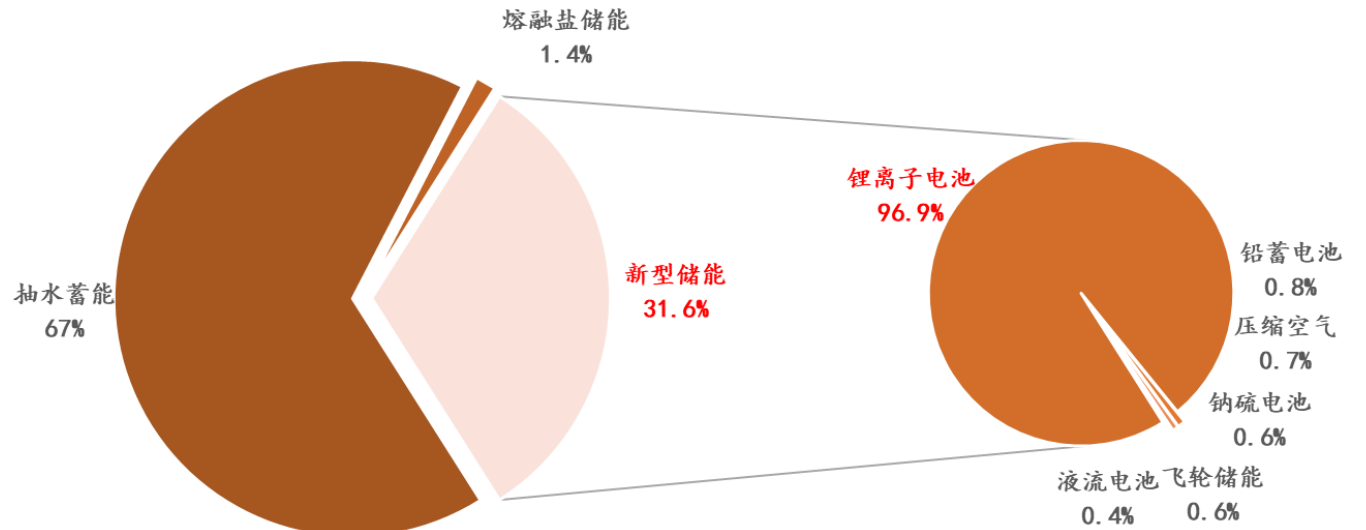
锂电池储能是需求研究重心

- 储能指的是将电能以某种形式存储起来，供以后使用的过程。因为可再生能源（如太阳能和风能）生产具有不稳定性和间歇性，所以储能技术在能源管理中非常重要。
- 相比其它储能方式，电化学储能可以在短时间内进行充放电，对于调节电网的负荷、平衡可再生能源的波动（如太阳能、风能）尤其重要。电化学储能技术可以根据不同的需求进行规模化设计，适应从小型便携设备到大型储能电站等不同应用。

储能方式分类



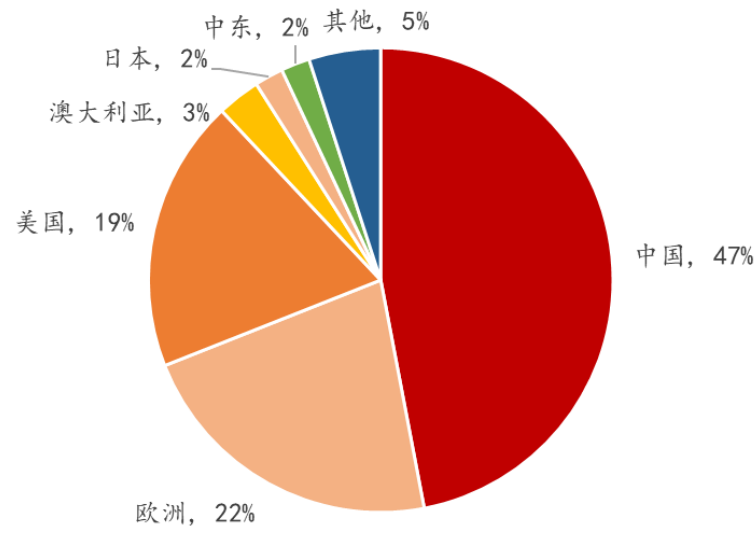
储能各类型累计装机占比（截至2023年底）



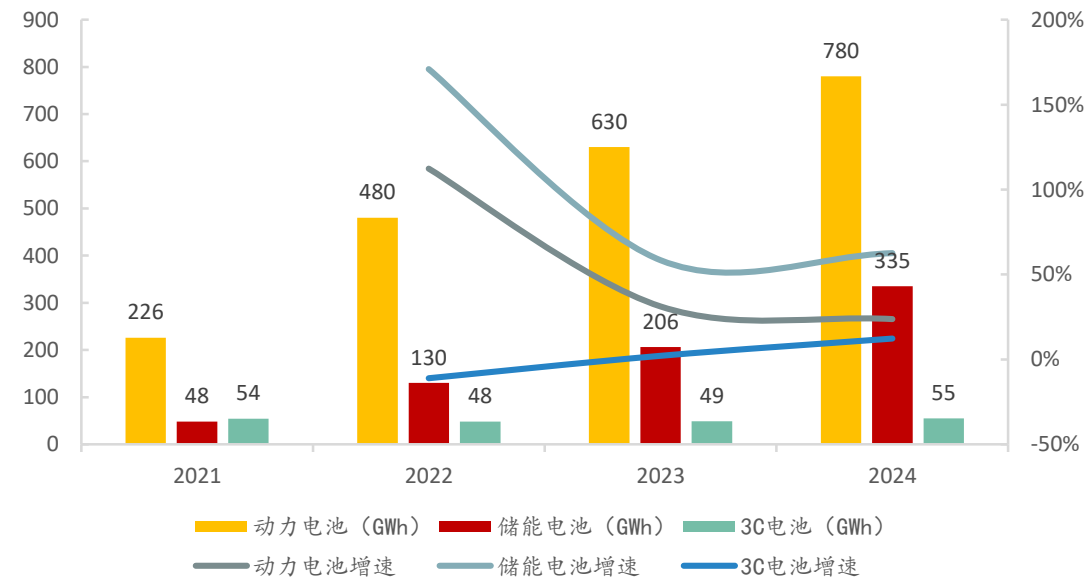
储能电池需求增速快，中美欧是主要市场

- 储能需求主要跟踪装机量和出货量两个口径。
- 根据CNESA统计，2023年全球新型储能新增装机46GW，中国、欧洲和美国为三大主要市场，2023年前三大市场装机占据了全球的88%。
- 从整体出货量来看，储能电池在过去4年增速明显。根据GGII国内储能电池出货量从2021年48GWh增长到2024年335GWh。2024年储能电池出货量增速达到62%。在3C电池出货量趋于稳定，动力电池出货增长开始放缓的情况下，储能电池将会是未来锂电池市场增量的重点。

2023年全球新型储能新增装机分布（MW；%）



国内储能电池在锂电池中增速最快

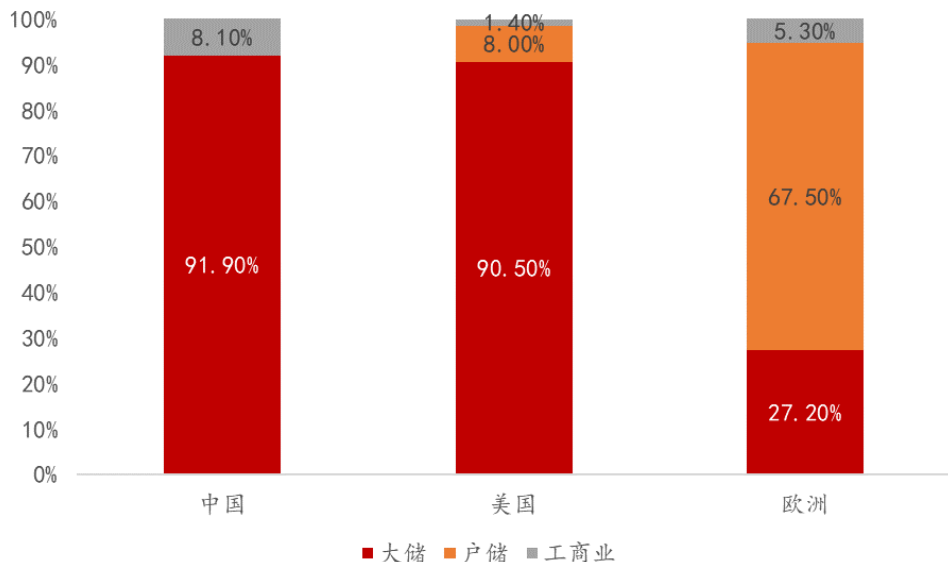


储能场景和各自驱动因素

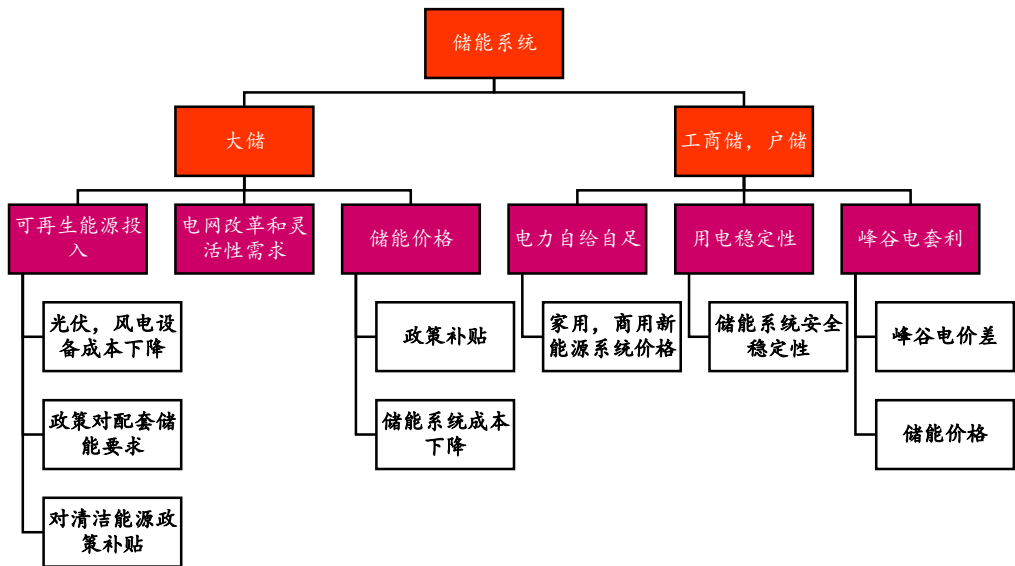
由于电力系统由发电、输电、变电、配电、用电等环节构成，储能可用于电力系统的各个环节。

- **大储：**安装于电源侧、电网侧的储能系统装机规模较大，通常称为大储；亦称表前储能（安装于用户侧电表外的储能系统）。大储可以实现调峰、调频、备用容量、平滑出力、缓解电网阻塞等功能，从而提升电力系统灵活性，并显著提高新能源发电电能质量和消纳水平。*当前也有口径将电源侧和电网侧储能分别称为新能源配储和独立储能，原因是现阶段新能源配储占电源侧装机的绝大部分，独立储能占电网侧储能装机的绝大部分，但长期来看其界限将逐渐模糊。
- **户储/工商业储能：**配置户储和工商业储能（可结合分布式光伏配置）可节约用电成本、保障用电稳定。

2023年各国储能分场景装机占比（GW%）



储能驱动因素



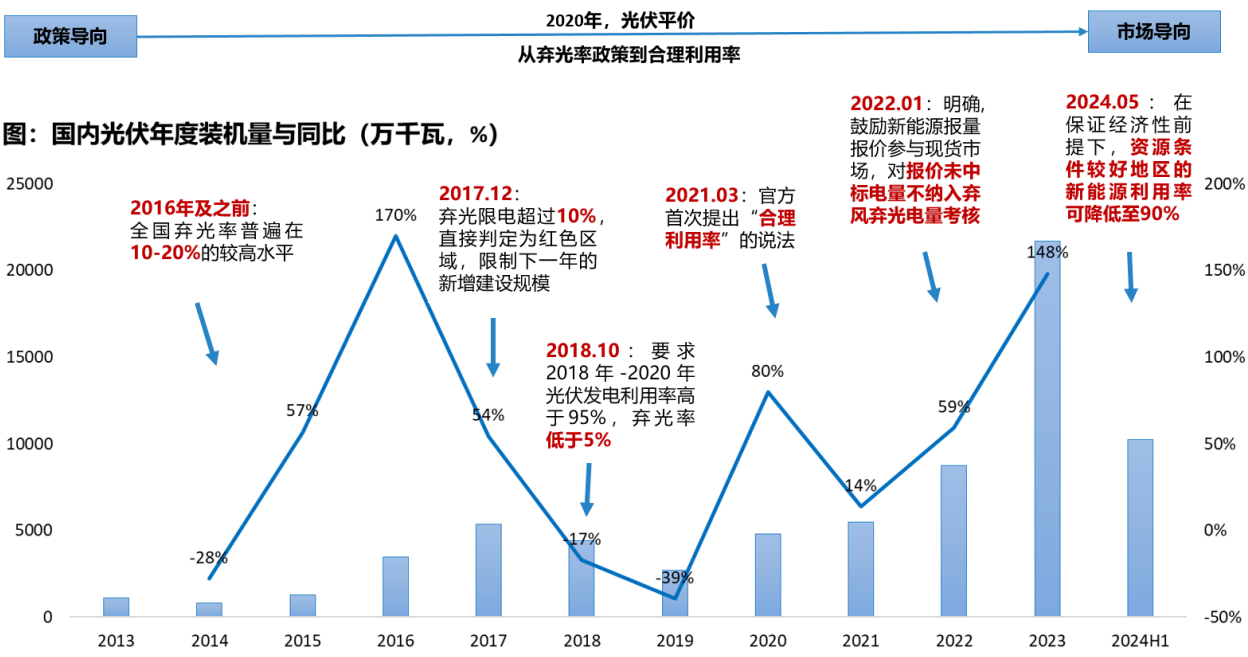
2

国内储能需求分析

当前大储需求驱动主要在于政策强配（促进消纳）

- 2024年，全国光伏平均利用率为96.8%，风电平均利用率95.9%。相比2023年风电97.3%，光伏98.0%，消纳情况有所下降。（电站利用率=电站实际发电量/电站可用发电量）
- 2024年5月23日，国务院关于印发《2024—2025年节能降碳行动方案》的通知（国发〔2024〕12号），文件提出：在保证经济性前提下，资源条件较好地区的**新能源利用率可降低至90%**。而在此之前，2018年10月，国家发布《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》，首次明确要求，自2018年起，要确保弃风、弃光电量连年下降，到2020年时，光伏发电利用率要高于95%。这导致后续风光电项目需要关注地方消纳情况是否达标来计划后续项目投入。红线的取消将会带动终端需求的增大，有望改善当下新能源产业链产能过剩的问题。

弃光率政策历史回顾



各地区新能源发电利用率

地区	风电利用率	光伏发电利用率	地区	风电利用率	光伏发电利用率
全国	95.90%	96.80%	河南	96.40%	98.10%
北京	98.40%	99.80%	湖北	98.30%	97.60%
天津	99.00%	99.00%	湖南	97.20%	99.40%
河北	92.60%	96.10%	重庆	100.00%	100.00%
山西	98.70%	98.20%	四川	99.60%	98.10%
山东	96.40%	98.50%	陕西	94.40%	94.50%
蒙西	93.70%	93.70%	甘肃	94.00%	91.30%
蒙东	94.00%	97.30%	青海	92.80%	90.30%
辽宁	95.30%	97.20%	宁夏	97.60%	95.30%
吉林	93.60%	97.50%	新疆	93.40%	92.20%
黑龙江	95.20%	96.70%	西藏	83.00%	68.60%
上海	100.00%	100.00%	广东	99.50%	99.90%
江苏	99.70%	99.90%	广西	98.20%	98.60%
浙江	100.00%	100.00%	海南	100.00%	99.80%
安徽	100.00%	99.90%	贵州	99.60%	98.00%
福建	100.00%	100.00%	云南	99.10%	96.70%
江西	99.50%	99.00%			

国内大储其他商业模式仍待成熟

➤ 表前储能（大储）收益机制主要为：

- (1) 容量市场：如中国的容量补偿机制、美国加州的容量充足性协议（RA）、欧洲容量市场等，中国的储能容量租赁广义上也可归于此类。主要根据电源有效容量进行补偿，同时引入一定的竞争机制（拍卖、租赁协议等）。这种机制能够保证储能获得一定的收益。
- (2) 峰谷套利：在执行现货市场的地区大储可以利用现货电价曲线实现峰谷套利，收益取决于电价预测水平和峰谷价差情况，为最普遍的收益模式，但不确定性较大。
- (3) 辅助服务：机制多种多样，如一次/二次调频、调峰、黑启动、爬坡、旋转备用等，目前各省（国家）规定不一，收益水平往往因储能资源增多，彼此竞争而下降。

国内外储能可参与的市场化交易机制对比

市场类型	美国加州	美国德州	英国	澳洲	山东	山西	甘肃
日前市场	√	√	√	√	√	√	√
日内/实时市场	√	√	√	√	√	√	√
调频辅助服务	√	√	√	√	√	√	√
备用辅助服务	√	√	√	×	×	√	×
爬坡辅助服务	√	×	×	×	√	×	×
容量机制	√	×	√	×	√	×	×

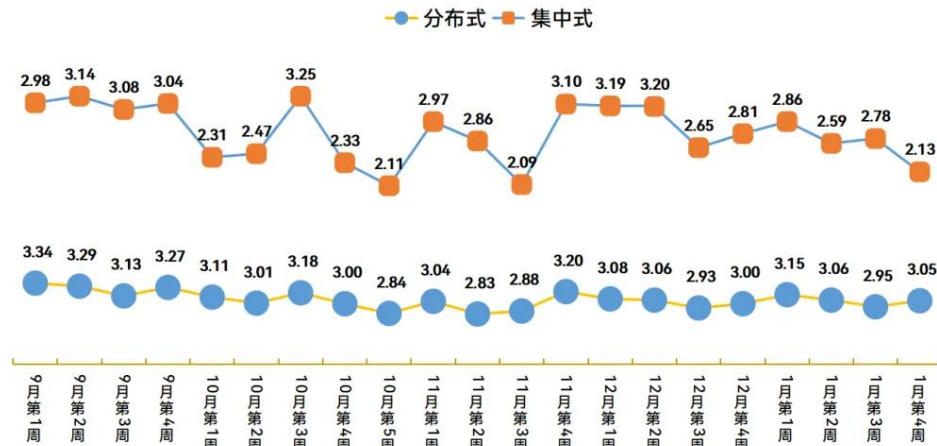
国内外独立储能收益构成对比

国家/地区	山东、陕西、甘肃	湖南、宁夏	美国加州	英国	澳大利亚
收益率	3%-12%	4%-10%	13%以上（考量ITC）	超过10%	20%以上
收益构成	容量租赁、一次二次调频、容量电价补偿	顶峰收益、调峰收益、容量租赁	投资税收抵免+现货价差套利+辅助服务+资源充足性规划	容量市场+能量市场+调频市场	调频辅助服务+政府容量合同+现货套利
长期协议	容量租赁	容量租赁	RA（10年以上合同）	容量市场（15年以上合同）	政府容量合同（10年）
关键补贴政策	无	无	投资税收抵免（30%-70%）	无	无

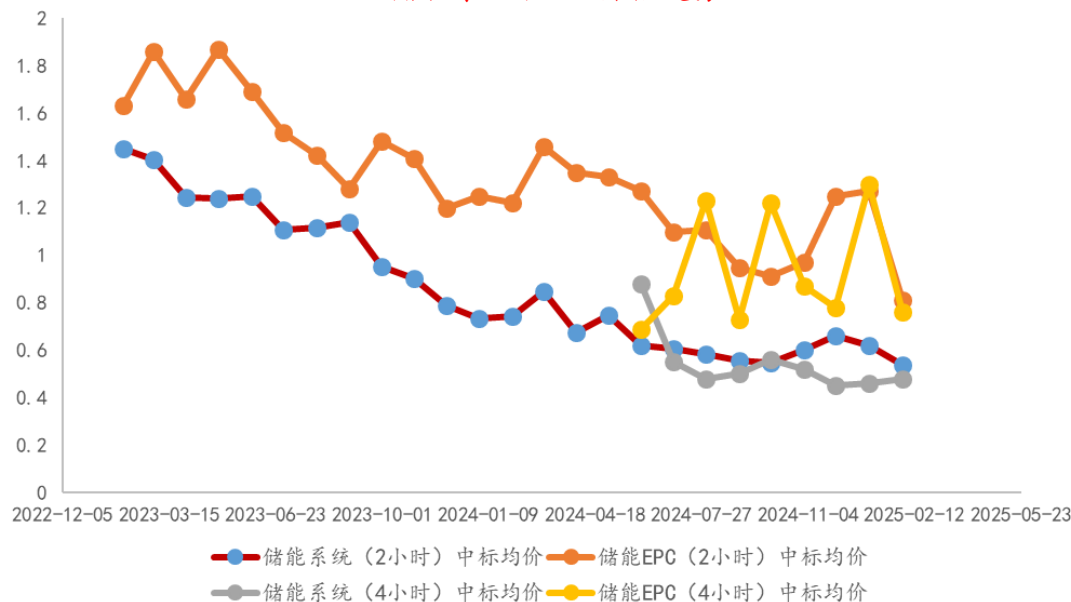
经济性分析：碳酸锂下跌，储能成本持续下降

➤ 随着碳酸锂价格的下跌，2023-2024年国内储能系统和储能EPC中标价格持续下降（碳酸锂吨价格每下跌10万，对应电芯材料成本下降0.07元-0.08元/Wh左右）。截至2025年2月，储能电芯价格已回落至0.3-0.4元/Wh，2小时锂电储能EPC中标项目价格已回落至0.8元/Wh附近。

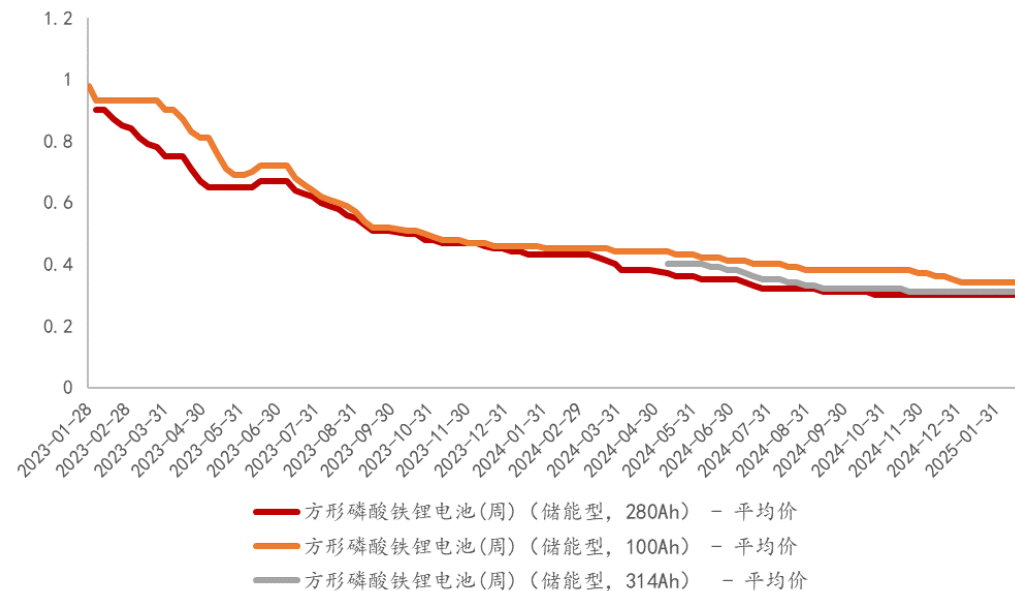
2024年9月-2025年1月光伏项目大EPC均价走势图



储能系统和EPC价格走势



储能电芯价格走势



经济性分析：低配储比例下国内接近实现光储平价

- 目前光伏项目招标主要分为大EPC和小EPC两种工程承包模式。其中大EPC包含组件和逆变器成本，两者成本合计占原材料成本80%以上。在计算光伏发电经济性的时候需要计算度电成本（初始投资成本/光伏生命周期发电量+度电运维成本）时，以目前储能以及光伏EPC成本计算，光储度电成本在0.3元左右，基本与煤电成本持平。

不同EPC价格和配储场景下光储度电成本测算

	配储场景1	配储场景2
光伏EPC（元/w）	3	3
储能EPC（元/wh）	1.2	1.2
配储比例%	0.1	0.2
配储时长（h）	2	2
光伏利用小时（h）	1200	1200
储能充放电次数（次/天）	1	1
光伏使用周期（年）	20	20
实际利用率%	0.9	0.95
生命周期损耗与衰减%	0.7	0.7
初始投资费用	3384000	3768000
生命周期维护成本占初始投资比例	0.4	0.4
生命周期发电量（kwh）	15120000	15960000
光储度电成本（元/kwh）	0.3133	0.3305
煤电度电成本（元/kwh）	0.3	

	配储场景1	配储场景2
光伏EPC（元/w）	4	4
储能EPC（元/wh）	1.7	1.7
配储比例%	0.1	0.2
配储时长（h）	2	2
光伏利用小时（h）	1200	1200
储能充放电次数（次/天）	1	1
光伏使用周期（年）	20	20
实际利用率%	0.9	0.95
生命周期损耗与衰减%	0.7	0.7
初始投资费用	4544000	5088000
生命周期维护成本占初始投资比例	0.4	0.4
生命周期发电量（kwh）	15120000	15960000
光储度电成本（元/kwh）	0.421	0.446
煤电度电成本（元/kwh）	0.3	

*光伏使用周期按20年计算，储能使用寿命按12年计算

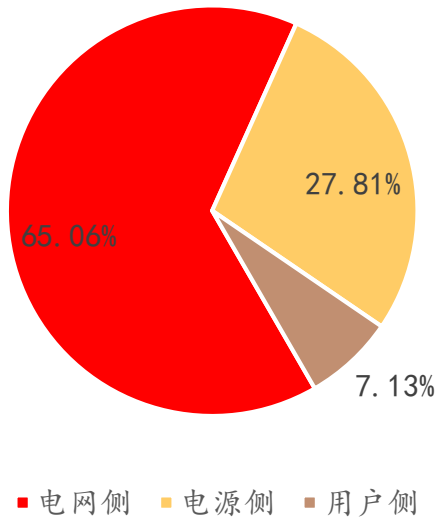
边际变化：新能源上网电价市场化改革短期利空新能源配储

- 此前新能源“强配”储能规定推动，形成大储装机规模刚需，即使独立储能（电源侧）收益来源也以容量租赁为主，驱动因素同样为新能源强配。2021年，发改委、能源局发布《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》，超过保障性并网部分的规模初期按照功率15%的挂钩比例（4h以上）配建调峰能力，按照20%以上比例配建的优先并网，“强配”政策首次上升到全国范围。自此，各地推出新能源配储比例要求，配储功率通常在新能源装机规模的10-25%，持续放电时长2-4小时。
- 2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革，促进新能源高质量发展的通知》**明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。**

《通知》发布前部分地区强制配储比例

地区	配储比例	地区	配储比例
安徽	5%	河南	北网20%
甘肃定西	10%		南网15%
甘肃陇南	10%	湖北	光伏15%
甘肃平凉	10%		风电20%
甘肃天水	10%	江苏连云港	20%
广东	光伏10%	辽宁大连	10%
	风电20%	内蒙古	10%
广西	光伏10%	宁夏	15%
	风电20%	山东青岛	10%
贵州毕节	10%	上海	20%
河北	北网20%	四川	20%
	南网15%	西藏	15%
河北	20%	云南	20%

2024年H1国内储能装机分类型



新能源配储新增装机量2025年或面临负增长

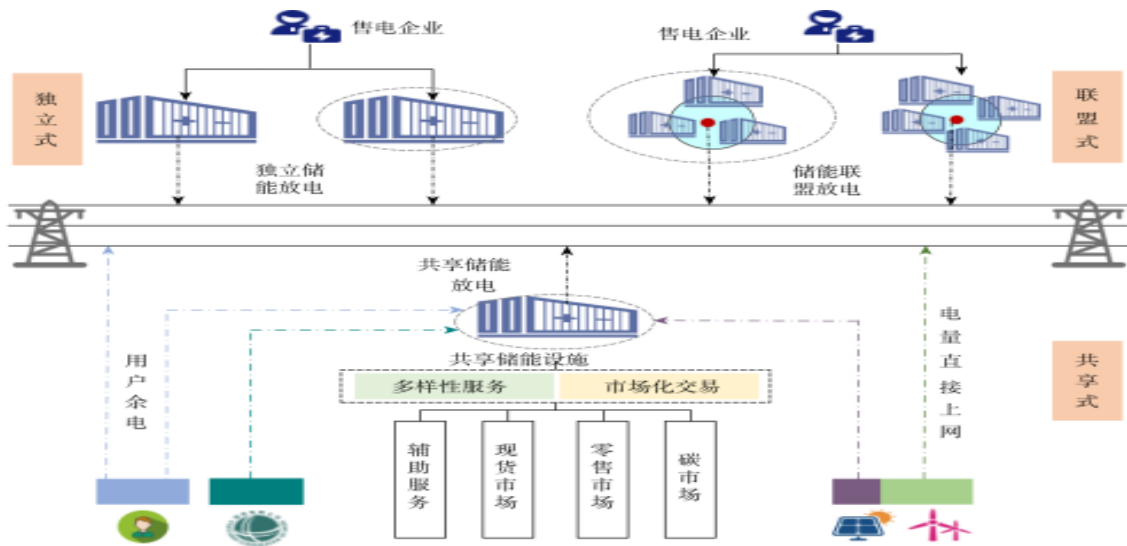
- 在电源侧，目前我国各省已陆续出台新能源电站强制配储政策。例如新建保障性并网新能源项目配建储能规模原则上不低于其装机容量的15%，储能时长2小时以上。
- 未来大储侧的增量需要关注新能源发电的装机量以及对于配套保障性储能装机容量百分比的需求。2025年2月国家发展改革委相关通知明确强制配储不应该为光伏上网前置条件，**短期内预计配储比例会有明显下调。**

	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E
风电累计装机规模（GW）	329	365	441	521	611	711
风电新增装机规模（GW）	48	38	76	80	90	100
光伏累计装机规模（GW）	306	392	609	887	1147	1427
光伏新增装机规模（GW）	55	87	216	277	260	280
集中式光伏占比	40%	42%	53%	50%	50%	50%
储能配备比例	0.05	0.07	0.1	0.14	0.12	0.12
储能时长（小时）	2	2	2	2	2.2	2.2
新能源新增装机（GW）	70	74	190	218	220	240
预计配套储能装机（GWh）	7	10	38	61	58	63

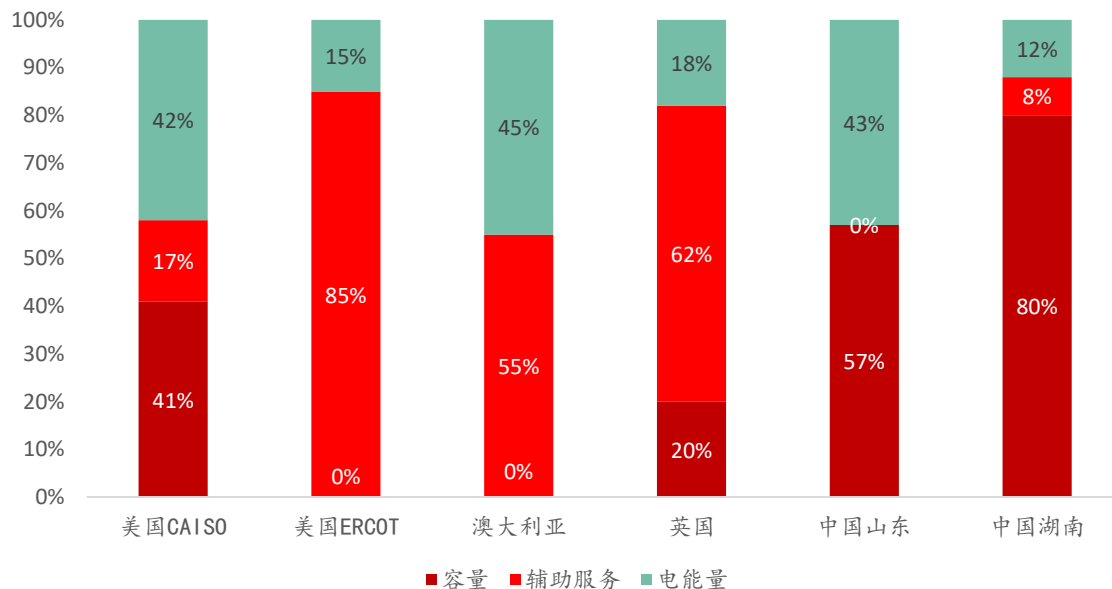
未来独立储能有望成为大储侧主要驱动

- 独立储能是指储能以独立主体并网，接受电网调用，属于电网侧储能。
- 独立储能的盈利模式主要可以分为四种：容量租赁，峰谷套利，辅助服务，容量电价。其中容量租赁是主要的收益方式。随着新能源侧强制配储的政策取消，短期内新能源配储的增长将会变得有限。2024年数据已经体现出电网侧独立储能新增装机高于电源侧储能装机。长期来看随着电力市场化储能整体需求仍有增长空间。
- 目前独立储能容量租赁一般在250-350元/kW/年，在不计算资金成本的情况下5-6年回本。除了容量租赁外，其他盈利方式仍需探索。目前峰谷套利等收益方式面临储能以及高压电配套设施问题，盈利仍存在问题。

独立储能商业模式



国内外新型储能收益构成对比(2023年)



原因是新能源电力上网电价波动将逐步加大

- 《通知》确立了2025年6月1日为新能源项目“新老划断”的时间节点。风光新能源项目上网电量原则上全部入市，但仍然会在市场外建立价差结算机制。所谓价差结算机制指对纳入机制的电量，**市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，‘多退少补’。**《通知》还规定**机制电价以及电量需逐年减少，这意味着后续新能源电力上网价格波动将逐步放大。**
- 对于存量新能源项目（2025年6月1日前投产），机制电价的容量将大概率不小于保障发电小时数，机制电价将不高于煤电基准价，按新能源中长期交易活跃周期加权平均价计算。意味着存量项目仍然能够依靠原有的运营模式上网，现有的保障市场高的地区仍然能够保证收益。对于增量项目（2025年6月1日后投产），机制电价和电量将按照各地新能源消纳任务权重设定，且需要逐年递减。政策会趋势新增项目电力入市的容量增加。新能源发电企业将会更多考虑新建设备盈利性。

部分地区新能源发电保障电量

地区	新能源类型	优先发电保障小时数/电量
宁夏	风电	34亿千瓦时
宁夏	光伏	26.72亿千瓦时
江苏	光伏	400h
江苏	风电	800h
新疆	普通风电	895h
新疆	普通光伏	500h
陕西	常规风电	417h
陕西	常规光伏	293h
蒙西	常规风电	390h
蒙西	常规光伏	320h
蒙东	带补贴风电	790h
蒙东	带补贴光伏	635h
黑龙江	平价风电	700h
黑龙江	平价光伏	450h
四川	风电	400h
四川	光伏	300h

机制电价实施方式案例

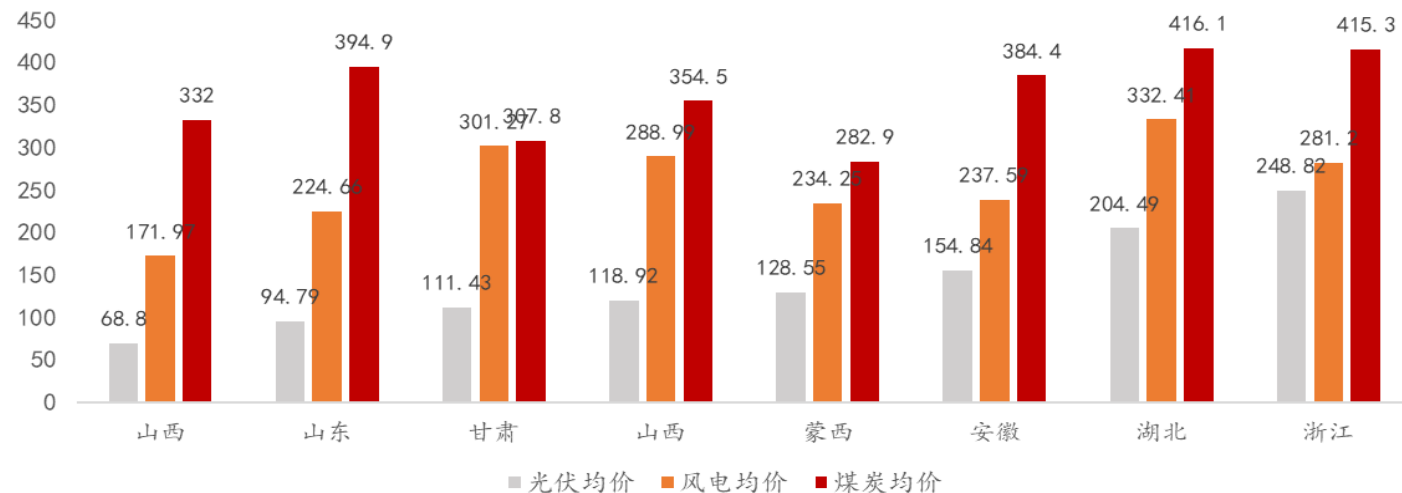
项目	市场化交易价格	市场化交易均价	机制电价	差价	最终实得电价
A	0.15				0.2
B	0.28	0.25	0.3	0.05	0.33
C	0.33				0.28

未来机制电价实施后新能源发电的收入将会是：
机制电价*机制电量+机制电量外发电量*交易电价

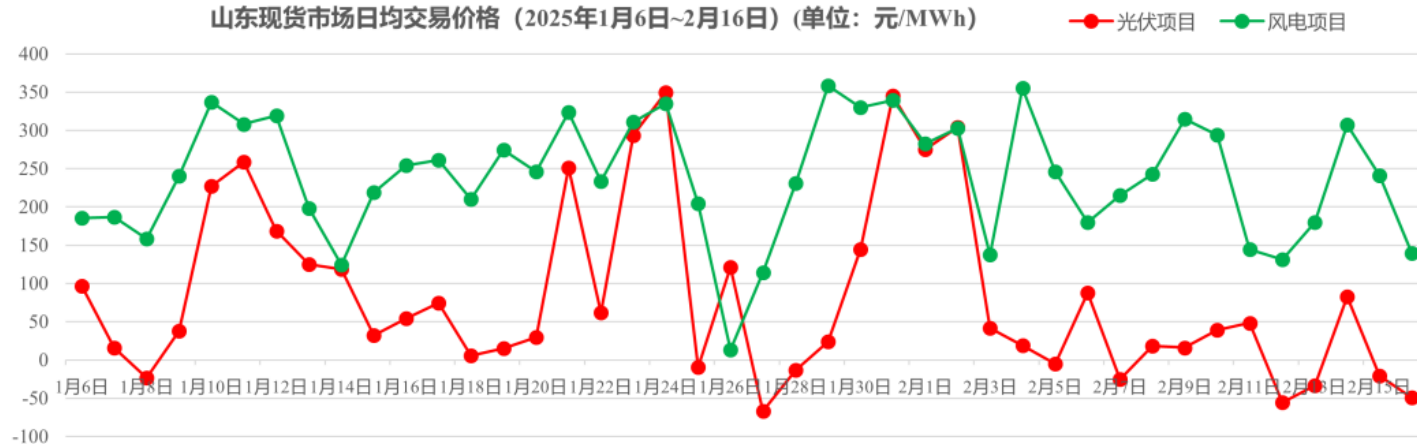
多数省份此前光伏发电市场化交易价格低于煤电

➤ 由于光伏发电的高峰期集中在上午七点到下午三点，在此时间段主要为谷电时间段，电力需求较低。2025年1月19日和20日，浙江电力现货市场出现了-0.2元/度电价，触及市场最低报价。2024-2025年多数省份光伏交易现价显著低于火电价格以及光伏发电理论度电成本，平均现价低于0.2元。电网消纳问题需要得到改善以解决光伏上网电价经济性问题，储能设备长期仍有应用空间。

2025年部分省份风电、光伏现货均价与本省煤电基准价(元/MWh)



山东现货市场日均交易价格 (2025年1月6日~2月16日) (单位: 元/MWh)

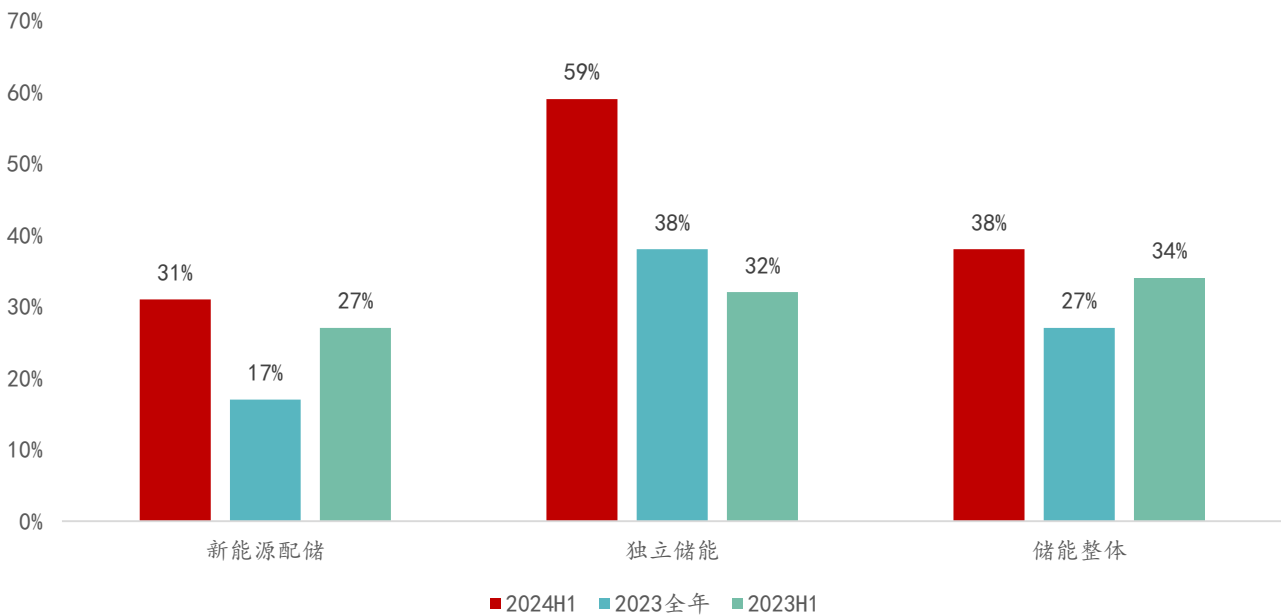


大储侧新能源配储和独立储能概念可能将逐渐融合

- 此前，新能源配储从属于新能源场站，调用率通常低于独立储能，且收益来源不足，通常被视为电站成本项，新能源业主配储意愿不高，甚至出现“审而不建”等问题。
- 综合前文所述，新能源发电侧储能未来将逐渐转移到电网侧，调用更灵活、商业模式更丰富的独立储能将成为国内大储的主流装机形式。

国内独立储能利用率高于新能源配储

- 从2023年开始，新能源配储日均运行小时由2.05h提升至3.74h，日均利用小时由1.42h提升至2.04h，日均等效充放电次数由0.31次提升至0.50次，平均利用率指数由27%提升至31%。
- 独立储能：日均运行小时由2.28h提升至4.09h，日均利用小时由1.45h提升至2.95h，日均等效充放电次数由0.36次提升至0.73次，平均利用率指数由32%提升至59%。



- 工商业储能是指写字楼，工厂等用电侧配备的储能设备。主要实现的目标是包括自发自用，或是利用峰谷电价差套利。其容易受到峰谷价差和储能系统价格影响。峰谷价差大的地区主要集中在用电量较大的地区。这些地区也是潜在的工商业储能主要增长地区。
- 虽然截止2024上半年户储和工商业储能占整体储能下游应用仅7%，但是工商业储能增速较快。2023年全年工商业储能装机量4.9GWh。预计2024年全国工商储新增装机量11.05GWh，全国工商业储能装机量累积17.33GWh，新增量同比增速122%，**工商储新增装机量占储能总装机量将超10%。预计2025年工商业储能能够维持高增速，新增装机量预计在17GWh左右。**

2024年12月代表性地区峰谷电价差

省市	尖峰电价 (Wh)	高峰电价 (Wh)	平段电价 (Wh)	低谷电价 (Wh)	最大峰谷差 (Wh)	峰平价差 (Wh)
广东省（珠三角五市）	1.6159	1.3399	0.7996	0.3211	1.2948	0.5403
江苏省	1.5127	1.2606	0.754	0.3407	1.172	0.5066
湖南省	1.5258	1.2792	0.8168	0.3545	1.1643	0.4624
重庆市	1.4534	1.2327	0.819	0.3915	1.0619	0.4137
吉林省	1.4656	1.1928	0.8055	0.4183	1.0463	0.3873
云南省	1.4341	1.349	0.83	0.3851	1.049	0.519
山东省	1.2454	1.0949	0.7437	0.2922	0.9532	0.3512
浙江省	1.2064	1.0967	0.7311	0.2778	0.9324	0.3656
河南省	1.255	1.0573	0.6435	0.3274	0.9178	0.4138

工商业储能运营和盈利模式逐渐成熟



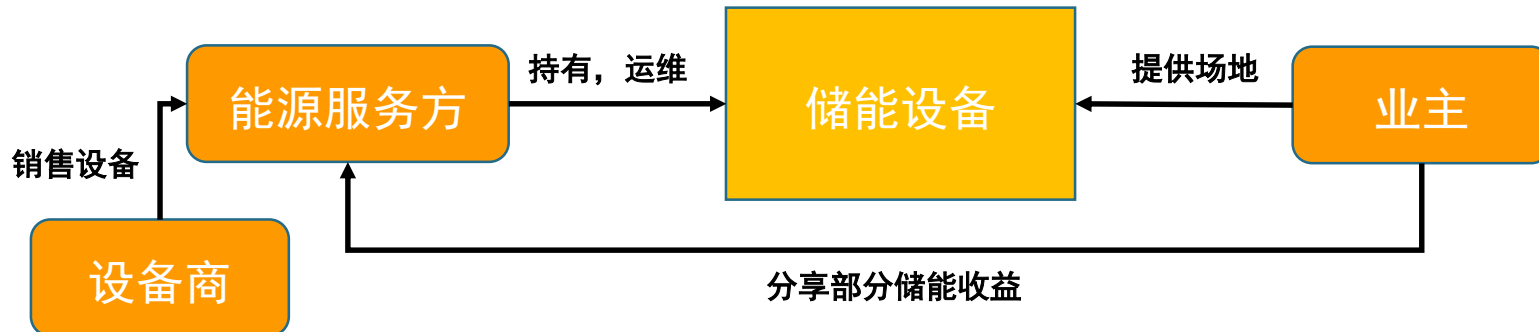
➤ 业主自投模式

业主自投模式是指用电企业自行购买且运维储能的模式。此种模式下，业主方需要承担较大现金流风险和缺少专业运维经验所带来风险及设备安全风险，但却可获得较高收益。



➤ 租赁模式

业主方向储能资产方支付固定租金，且储能设备所产生收益均为业主方所得。因纯租赁模式中业主风险较低，故更适合业主方想短期参与或存在轻资产运营要求较高的工商业用户。



➤ 合同能源管理模式

合同能源管理模式是指由能源服务方购买并持有储能设备并以能源服务的方式将储能设备提供给业主方，业主方只需提供土地和变压器等资源，而储能设备带来的收益由能源服务方和业主方按照比例分成（一般为9:1或8.5:1.5）。对业主方而言，这种营运模式投资风险最低。

《新型储能制造业高质量发展行动方案》引领行业迈向新格局

- 工信部等八部门近日印发了《新型储能制造业高质量发展行动方案》（以下简称“方案”）。该方案以推动新型储能制造业“高端化、智能化、绿色化”为核心目标，以“产业体系加速完善、产品性能显著增强、应用领域持续拓展”为总体要求，提出2024-2027年高质量发展路径，旨在提升我国储能产业国际竞争力，支撑新型能源体系建设。



中华人民共和国中央人民政府

www.gov.cn



首页 | 简 | 繁 | EN | 登录 | 邮箱

首页 > 政策 > 国务院政策文件库 > 国务院部门文件

字号：默认 大 超大



标 题：工业和信息化部等八部门关于印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》的通知
发文机关：工业和信息化部 国家发展改革委 教育部 商务部 市场监管总局
国家知识产权局 国家能源局 国家消防救援局

发文字号：工信部联电子〔2025〕7号

来 源：工业和信息化部网站

主题分类：国土资源、能源\其他

公文种类：通知

成文日期：2025年02月10日

工业和信息化部等八部门关于印发《新型储能制造业高质量发展行动方案》的通知

工信部联电子〔2025〕7号

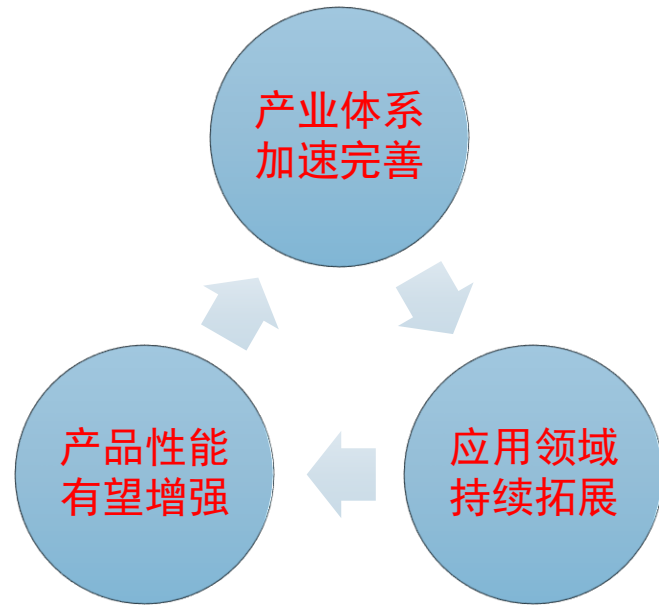
各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团工业和信息化部门、发展改革委、商务主管部门、教育厅（教委、局）、市场监管局（厅、委）、知识产权局、能源局、消防救援总队：

现将《新型储能制造业高质量发展行动方案》印发给你们，请结合实际认真抓好落实。

工业和信息化部
国家发展改革委
教育部
商务部
市场监管总局
国家知识产权局
国家能源局
国家消防救援局
2025年2月10日

方案主要精神

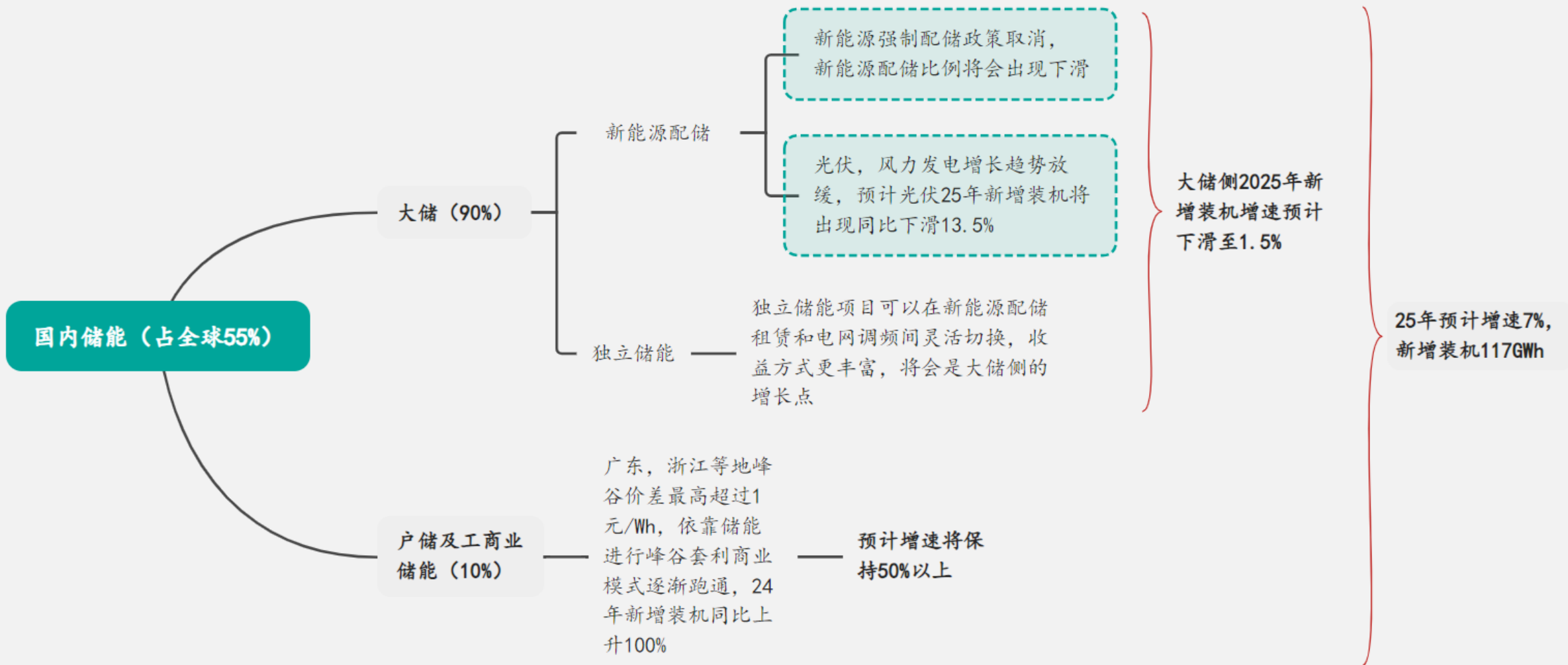
目标到2027年培育3-5家生态主导型企业，形成“主体集中、区域集聚”的产业格局



要重点突破锂电池、钠电池、液流电池等多元化技术

新兴行业有望进一步提升储能需求

国内储能需求分析逻辑图



3

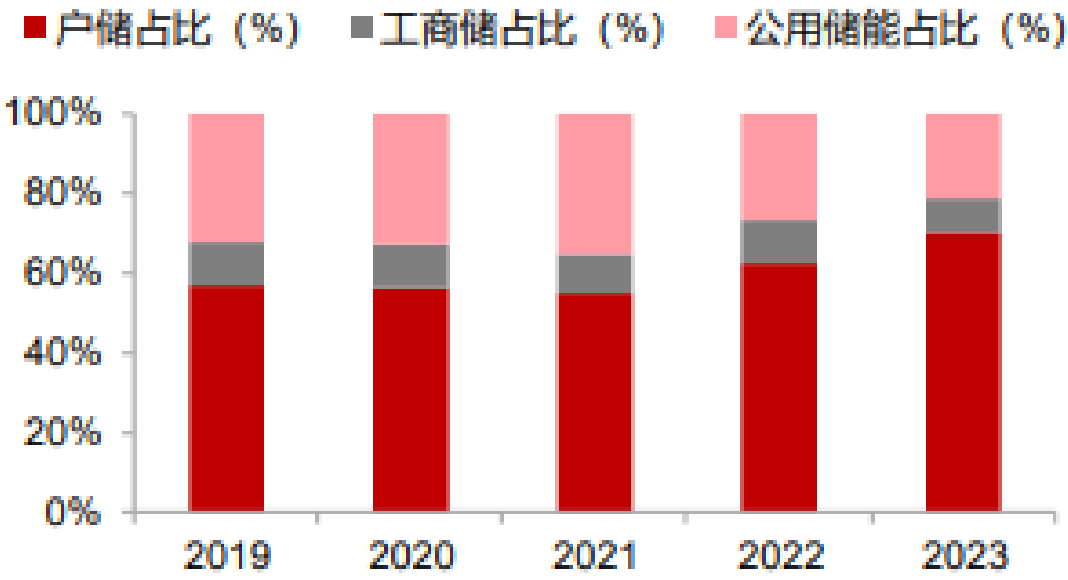
海外储能需求分析



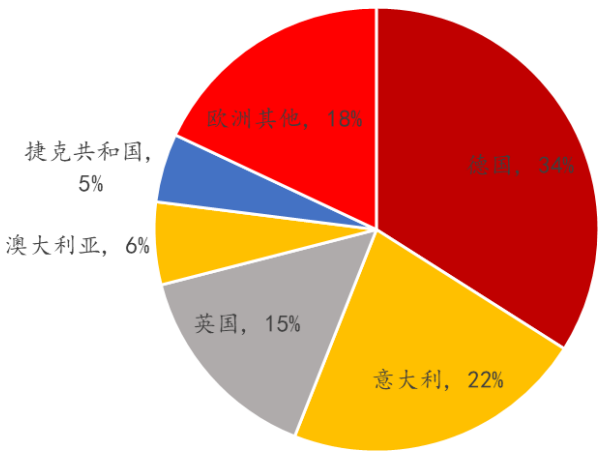
欧洲储能需求主要依靠户储拉动

- 不同于美国和中国，欧洲的储能系统新增装机主要源于户储。欧洲户储新增装机渗透率从2019年的57%增长至2023年的70%。户储增长主要驱动于俄乌冲突导致电力供应不稳定。据Solar power Europe数据，2019-2023年欧洲户储新增装机量从0.8GWh增长至12.0GWh，累计装机量从1.4GWh增长至22.6GWh。
- 2023年欧洲新增储能装机前三分别是德国、意大利和英国，占比分别为34%、22%和15%。

欧洲户储新增装机渗透率逐年提升



2023年欧洲各国及澳大利亚新增储能装机占比

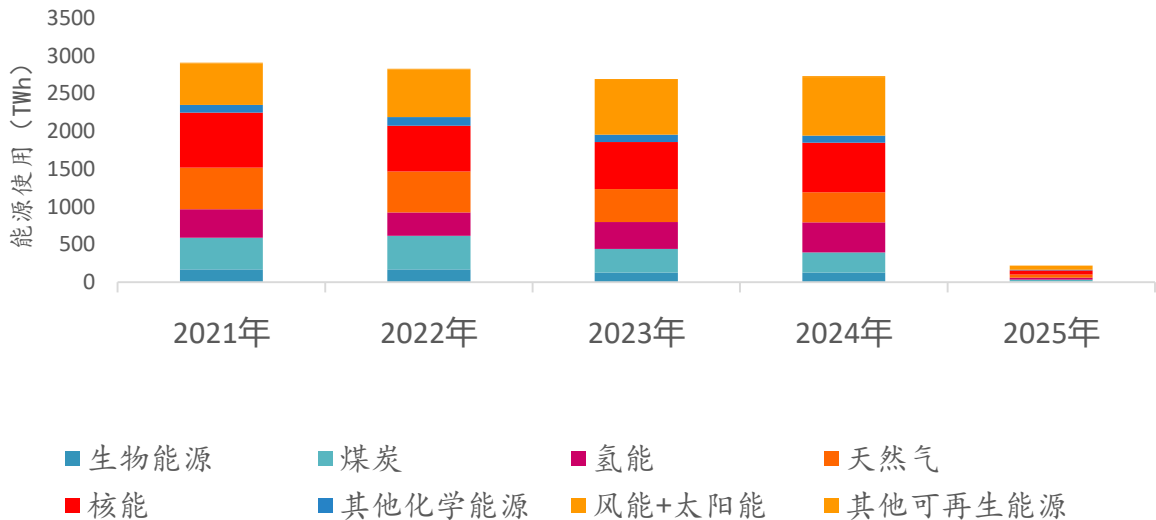




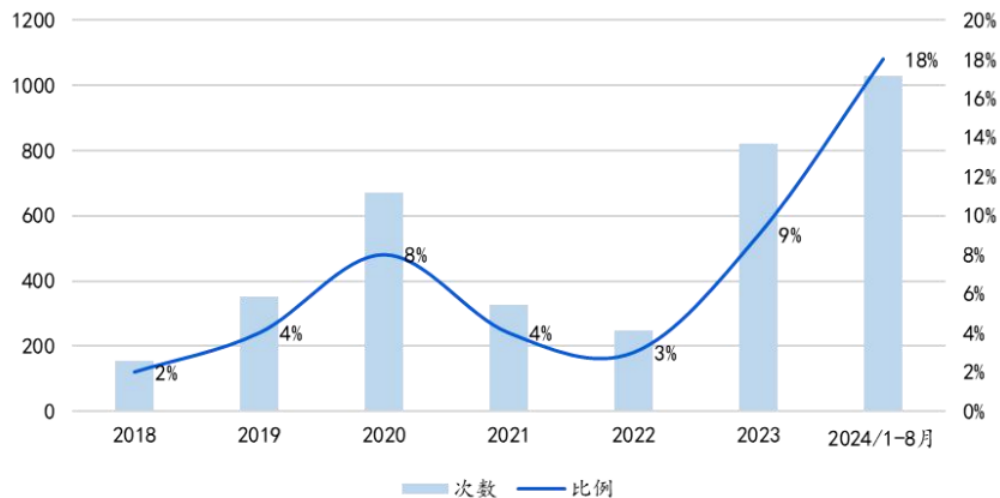
欧洲大储侧增长潜力强

- 根据欧洲电力工业联盟(Eurelectric)，2023年欧盟近三分之二的电力来自清洁和可再生能源，具体来看，核能占23%，可再生能源占45%，其中风电/水电/光伏/其他可再生能源占比分别为18%/13%/9%/5%。据欧洲电力交易所(Epex Spot)数据显示，欧洲最大的电力市场德国2024年负电价时长达468小时，同比增加60%。欧洲负电价问题的根源之一在于消纳和调控能力的贫弱。
- 出现负电价的时间主要集中在风光发电的高峰时间段，反应出电厂应变和消纳能力有限，带来储能相关的建设需求。欧洲大储有望超越户储成为主要增量。
- Solarpower Europe（欧洲光伏产业协会）预测，2024年欧洲新增储能装机容量预计达到22.4GWh，较2023年增长30.23%。其中，大储新增装机容量有望达到11GWh，装机规模占比预计将从21%提升至49%。

欧洲主要国家各类型能源使用 (TWh)



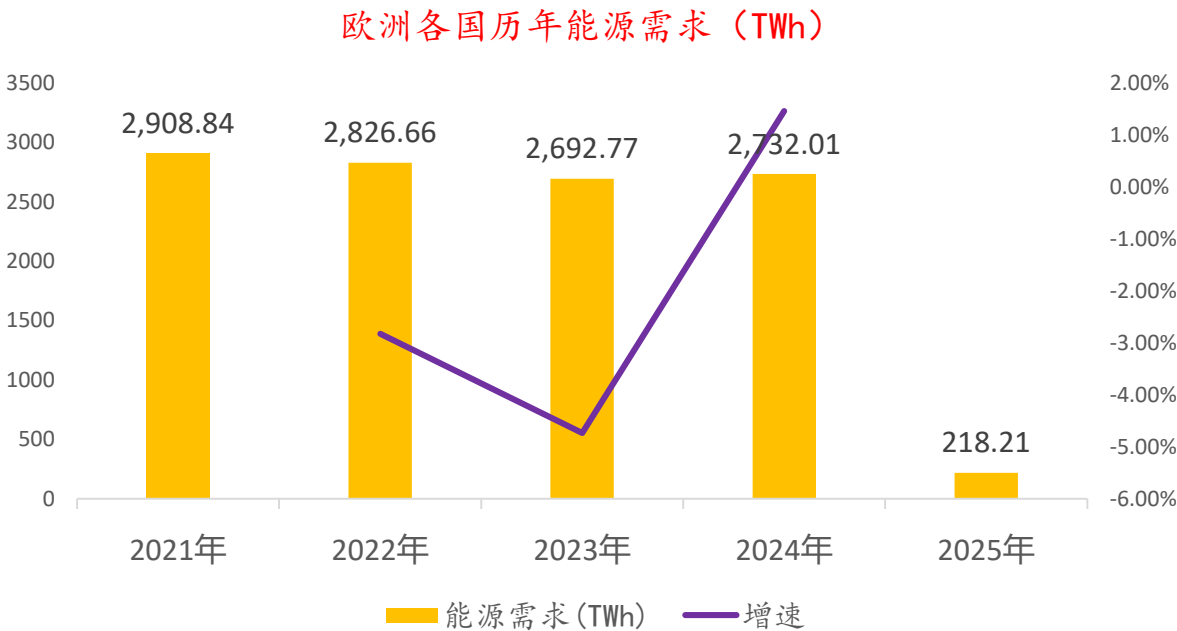
2018-2024年1-8月欧盟27国中至少一国出现负电价小时数及全年占比



欧洲长期新型能源需求存在下降风险

- 需要注意的是自2021年以来由于能源危机期间工业关闭以及迁往其他国家，欧洲的电力需求出现了下降的趋势，2022年-2023年出现了接近5%的下滑，PMI持续下降。2024年有所好转，但是这是基于出现大量负电价的情况下并且还没有恢复到能源危机之前的水平，PMI在过去一年低于50%。并且随着俄乌冲突存在逐渐平息的可能，俄罗斯对于欧洲各国的能源供给也将逐渐恢复，可能会增大欧洲各国化学能源的消费。
- 整体基于大储侧政策推动，2025年全年预计欧洲整体储能市场新增装机将会同比增长30%，达到25GWh以上。主要装机会集中在大储侧和户储侧，但是长期整体能源需求推动因素较少。

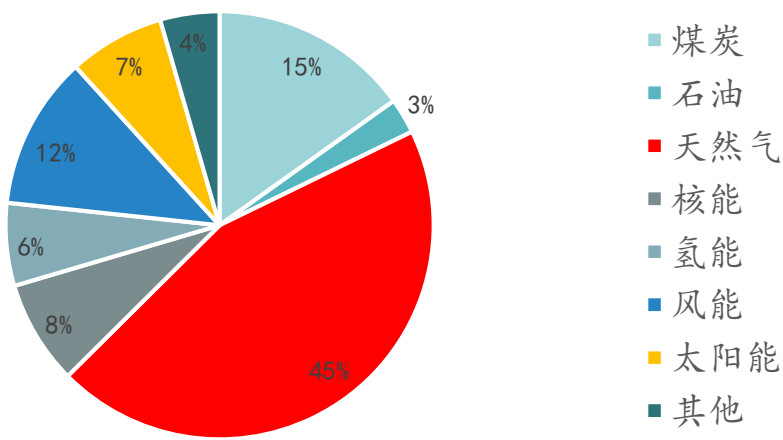
2023年-2024年欧元区PMI



美国光伏发电增速明显，将带动整体储能装机

- 根据美国能源署数据，2024年上半年美国电网新增发电容量20.2GW。太阳能在2024年上半年占美国新增发电容量的最大份额。太阳能新增容量总计12GW， 占有新增容量的59%。
- 截止2023， 风能发电和太阳能发电占美国总发电能力的12%和17%， 整体风光发电占比与欧洲相当。同时美国也面临电网老化和扩容的压力， 大储侧需求较大。
- 根据Wood Mackenzie数据， 美国2023年储能装机为8.74GW/25.98GWh， 其中表前储能装机7.91GW/24GWh， 占总装机比例超过90%。24年美国储能全年装机预期至15.27GW/38GWh， 约同比增长68%。目前在现有补贴下， 加州， 德州的储能项目IRR能够超过20%。

2023年美国各能源发电能力占比



数据来源：IEA

美国2022年-2024年一季度储能新增装机

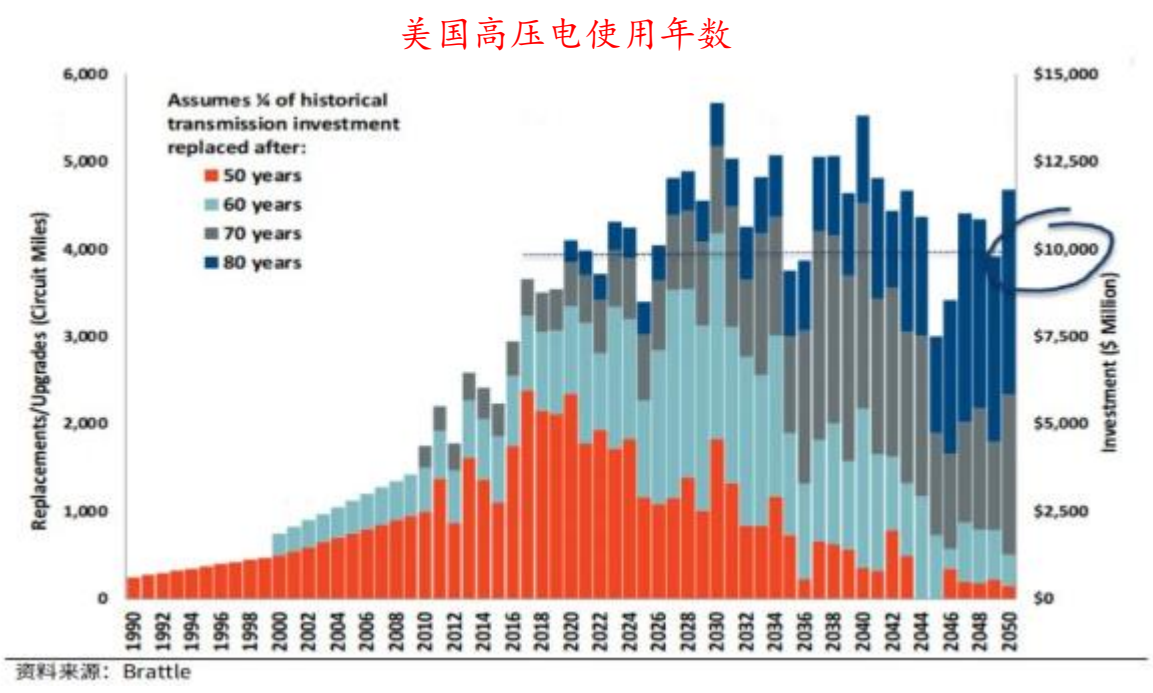
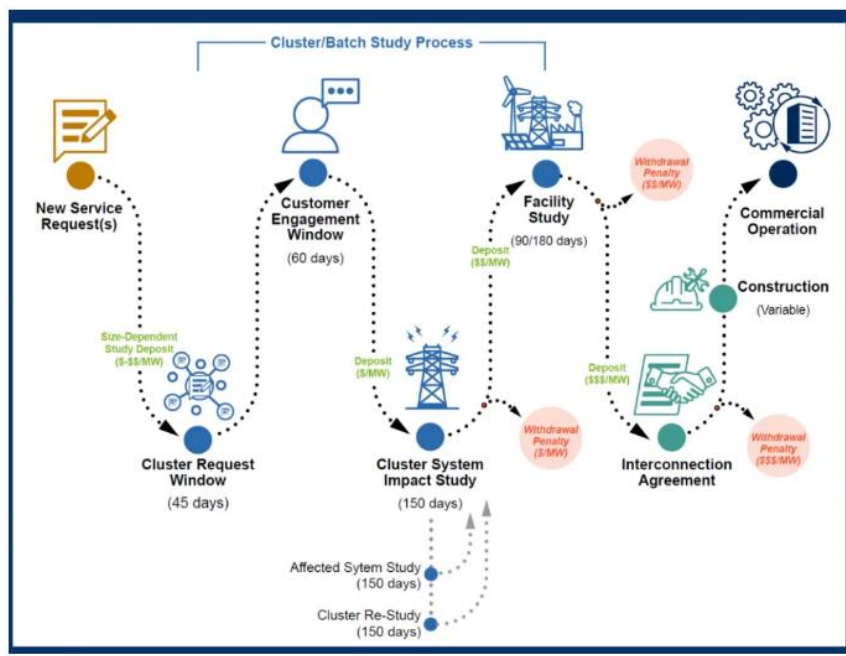


图片来源：WoodMac

- **数据中心驱动储能业务：**2030年美国数据中心用电需求将增至606TWh/年，超过2023年（147TWh）的3倍；数据中心用电需求占美国总电力需求的比例也将从2023年的3.7%增长至2030年的11.7%。
- **关税影响：**2026年美国对储能电池的关税将从7.5%提升到25%。2025年2月特朗普以芬太尼问题为由对所有中国输美商品加征10%关税。根据高工产研预测，即使中国电芯被增加25%的关税价格，但因中国储能epc价格相比美国本土价格低40%，关税加征不改美国储能项目高IRR和中国的供应链统治地位。即便未来对电芯的综合关税提升到100%，IRR仍接近15%。
- **减税法案：**美国在24年12月发布了最后一版的ITC法案，允许投资者获得其投资的可再生能源项目成本约30%的税收抵免，并且退坡起将定在2032年。本法案也保证了业主新建储能及光伏经济性。修改或废除IRA法案需要国会两院一致通过，新政府对法案修改和废除难度较大。

政策/项目			不同关税下储能EPC价格（人民币/Wh）				
投资税收抵免（ITC）	为安装能源储存系统的住宅和商业项目提供最高30%的税收抵免，尤其是与可再生能源（如太阳能）一起安装时。	美国国税局（IRS），能源部（DOE）	电池关税	7.50%	25%	50%	100%
			储能整体价格	2.32	2.51	2.78	3.32
			电芯价格（50%）	1.16	1.35	1.62	2.16
能源储存大挑战（ESGC）	美国能源部（DOE）发起的计划，旨在加速能源储存技术的开发和部署，目标是到2030年实现500GW的储能部署。	美国能源部（DOE）	电芯外成本	1.16	1.16	1.16	1.66
			施工	0.59	0.59	0.59	0.59
			总价	2.91	3.10	3.37	3.91
FERC841号令与2222号令	允许能源储存系统参与批发电力市场，消除储能系统参与电力市场的障碍，储能系统与传统能源的竞争更加公平。	联邦能源监管委员会（FERC）	IRR	21.53%	20.01%	18.08%	14.84%

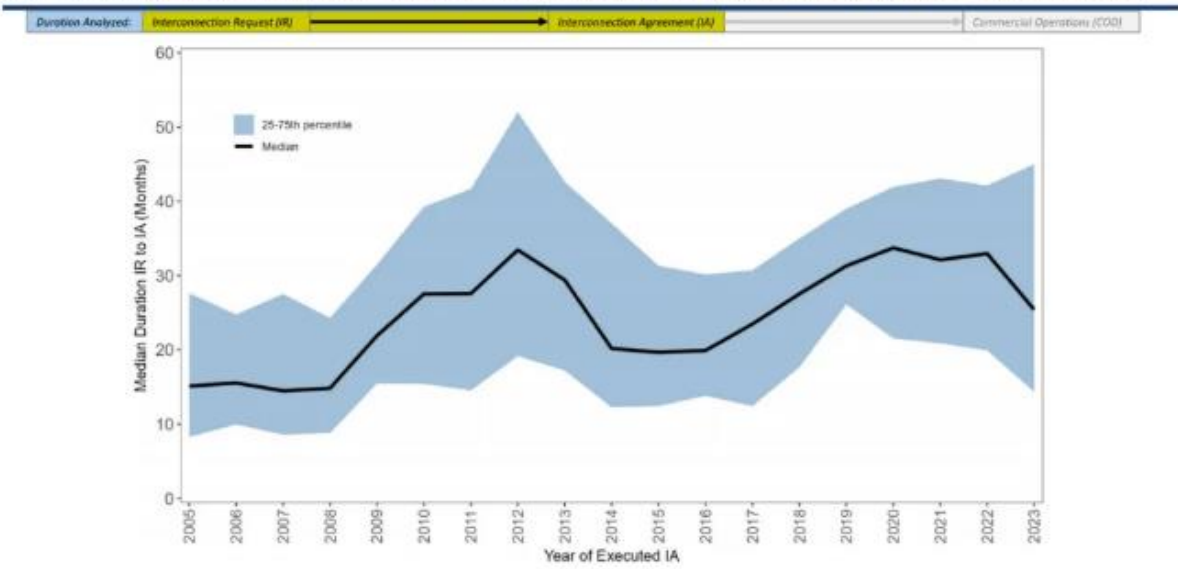
- **并网排队问题：**过去十年平均每年高压输电从2010年早期的平均每年1700英里下降到2015年后的平均每年650英里。大型输电项目需要20年才能完成，特高压直流输电的订单已经排到了2030年。此外，美国电网老旧严重，目前在运行的设备大多数都是服役70-80年，严重超出了设备使用寿命，这和美国电网的私有化也有关，设备多用一年对于运营商来说就多赚了一年。
- **并网审核机制不合理：**美国在2003年之前实施垂直一体化供电体系，电网和发电公司一般都是同一家，导致第三方并网只能用垂直一体化公司剩余的余量。2003年后，美国更改了并网标准，发电商并网需要支付电网升级费用以并网，但是这会给附近其他电厂搭便车的机会，最终导致实际并网项目很少，并网需要等待老旧发电项目退出。目前除去处理积压期的审核时间到达了2年。



➤ **变压器紧缺：**近年来美国电网并网及改造缓慢的核心原因在于变压器紧缺，自疫情以来电网并网的审批流程其实有下降的趋势，但是右图可以看到从审批到完成建造的时间在边长，整个建造周期拖长的主要原因是变压器短缺。变压器主要分为**电力变压器**和**配电变压器**。当前配电变压器的交货期已经出现缩短，主要原因在于美国本土的厂商开始大量扩产，配电变压器的扩产相较于电力变压器更容易。而电力变压器的交货期仍保持在两年左右，主要由于其扩产存在较高门槛，**新增产能预计将在26年后逐步释放**，但短中期内供给依然紧张。

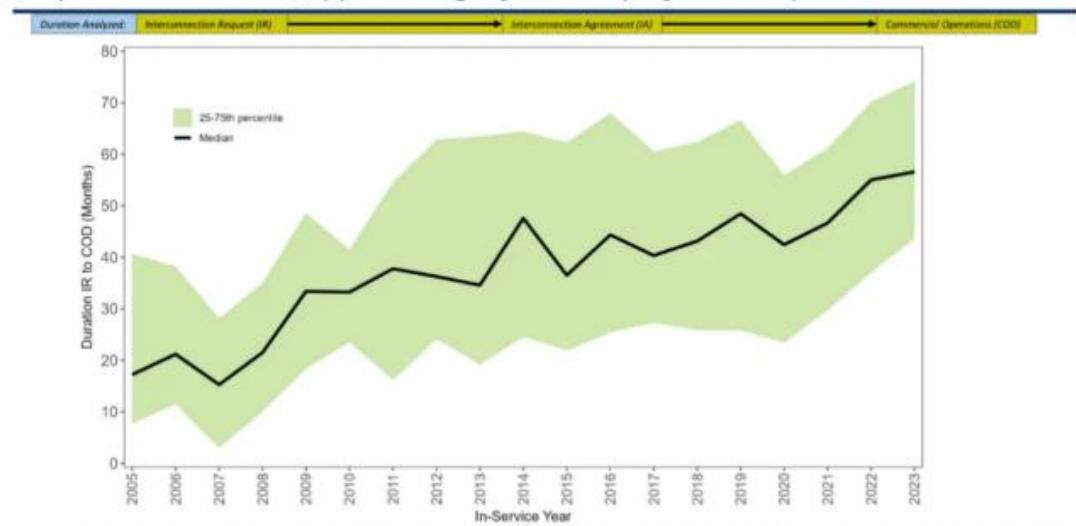
并网改造从审批到建筑的平均时长（月）

Duration from interconnection request to interconnection agreement had increased recently, but moderated slightly in 2023 (note: 2023 data sample is dominated by ERCOT and West¹)



并网改造从审批到完成建造的平均时长（月）

The median duration from interconnection request (IR) to commercial operations date (COD) continues to rise, approaching 5 years for projects completed in 2022-2023



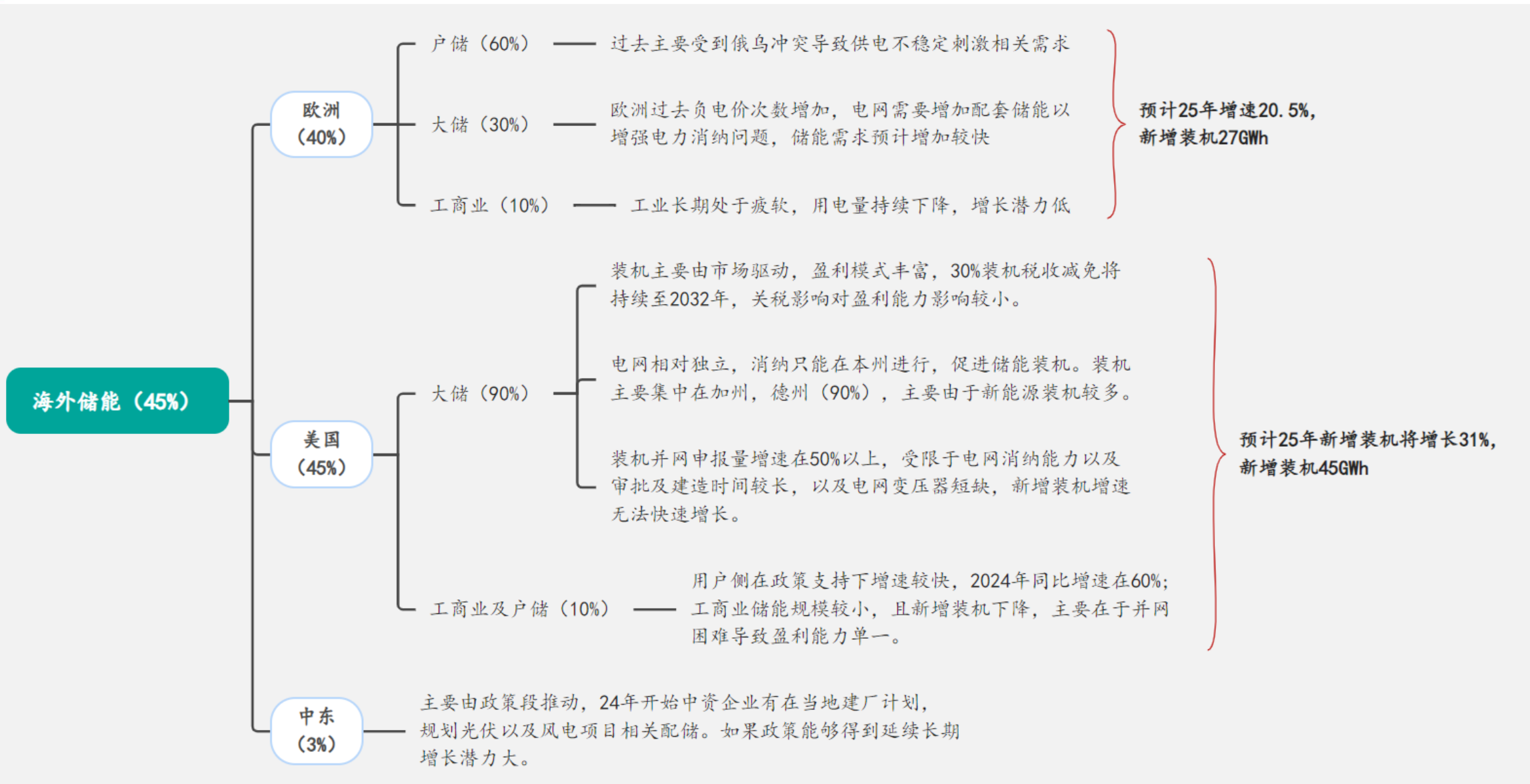
Notes: (1) In-service date was only available for 6 ISOs (CAISO, ERCOT, ISO-NE, NYISO, PJM, SPP) and 8 non-ISO BAs (Duke, FPL, LADWP, PSCo, SOCO, SEC, SRP, TSGT) representing 61% of all operational projects. (2) Duration is calculated as the number of months from the queue entry date to the commercial operations date.

中东：光伏及储能建厂计划较多

➤ 由于化石能源供应充足且价格便宜，能源结构中以化石能源为主，清洁能源发展仍处于起步阶段。根据Ember统计，2023年中东地区平均度电碳排放为658g/kWh，远超全球480g/kWh的水平。包括沙特、阿联酋、阿曼、埃及承诺在2050年前实现碳中和。目前中东地区规划在建的储能规模达35.6GW。大部分国家对于当地建设光伏及储能工厂的外资企业允许其独资运营且能够基于一定税收和政府贷款补贴。2024年，中资企业规划在中东地区建设年产共计70GW光伏电池项目和10GW储能项目。相关光伏招标的配储比例也比较高，普遍在30%/3h。

地区	公司	项目规划	进展	备注	地区	公司	项目规划	进展	备注
沙特阿拉伯	晶科能源	年产能10GW高效光伏电池及组件项目	2024年7月签订协议	与沙特合资，总投资近10亿美元，是目前中国境外规模最大的单一N型电池组件产能	阿联酋	天合光能	年产能约5万吨硅料、30GW硅片、5GW电池组件一体化生产基地	2023年签署合作谅解备忘录	计划投资50亿美元分三期建设，2024年7月回复投资者称项目正稳步推进中
	TCL中环	年产能20GW光伏晶体晶片项目	2024年7月签订协议	与沙特合资，预计总投资20.8亿美元，是目前中国境外规模最大硅片厂		晶澳科技	年产能6GW高效光伏电池和3GW高功率光伏组件项目	2024年12月宣布	投资总额预计为人民币39.57亿元，资金来源包括但不限于自有资金、外部股权融资、金融机构融资等
	中信博	年产能5GW光伏电站可跟踪支架项目	2024年9月一期项目开工	该公司全球首个海外合资生产基地，计划2025年实现		钨达股份	年产能5GW光伏电池项目	2024年1月签署土地租赁协议	项目分两期实施，每期5GW，建成后将成为海外最大TOPCon电池生产基地
	安泰新能源	年产能8GW光伏跟踪支架项目	2024年6月签订协议	年产能8GW的目标，2027年达到24GW的产能规模	阿曼	联合太阳能	年产能10万吨多晶硅工厂	2024年3月开工	投资超过13.5亿美元，预计2025年投产
	海辰储能	年产能5GWh电池储能系统制造工厂	2024年10月宣布	合资建设，中国储能企业在沙特的首厂		亿纬锂能	生产电池模组、户外柜、集装箱	2024年1月签署合作谅解备忘录	计划与土耳其组建合资公司，除生产、销售外，也将在当地作为工程总包执行储能系统项目
	协鑫科技	FBR颗粒硅项目 年产能或达12万吨	2024年4月宣布	首个中国境外FBR颗粒硅项目，也是境外最大多晶硅研发与制造基地	土耳其	赣锋锂业	年产能5GWh锂电池产线和电池组产线	2024年8月宣布	与土耳其企业合资，计划投资5亿美元，有报道称主要瞄准土耳其储能市场
					埃及	博览新能	年产能2GW光伏电池和2GW光伏组件项目	2024年11月签署合作谅解备忘录	计划总投资2.13亿美元
						晶澳科技	年产能2GW光伏电池和2GW光伏组件项目	2024年12月开工	计划总投资1.5亿美元，预计2025年9月全面投产

海外储能需求分析逻辑图



预计全球2025年储能电池出货量增速回落至22%左右

新增装机量/出货量 (GWh)	2023	2024	2025E	2026E
中国	46.6	109.8	117.2	134
增速	205%	136%	7%	14%
-大储	43.28	98.75	100.2	100
-用户侧	3.32	11.05	17	34
美国	25.98	34.4	45	60
增速	113%	32.4%	30.8%	33.3%
-大储	24	31.4	40	53
-用户侧	1.98	3	5	7
欧洲	20.2	22.4	27	33
增速	70%	10.9%	20.5%	22.2%
-大储	4.25	11	15	19
-用户侧	15.95	11.4	12	14
其他地区	10.7	11.9	20	30
增速		11%	68%	50%
新增装机量总计	103.50	178.5	209.2	257
增速	151.0%	72.5%	17.2%	22.8%
出货量总计 (考虑放大系数)	206.00	335	410	498
增速	58.5%	62.6%	22.4%	21.5%



浙商期货
ZHESHANG FUTURES

免责声明

本报告版权归“浙商期货”所有，未经事先书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式发布、复制。如引用、刊发，需注明出处为“浙商期货”，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。本报告基于我公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但我公司及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的信息或所表达意见不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，我公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。我公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布前已使用或了解其中信息。

THANK YOU

www.cnzsqh.com

