

储能的结构性需求确立，经济性加速兑现，推动储能行业景气度继续维持高位

第一创业证券研究所

分析师：郭强

证书编号：S1080524120001

电话：0755-23838533

邮箱：guoqiang@fcsc.com

核心观点：

- 新能源发电并网比例的迅速提高使储能从“可选项”变为“必选项”。以欧盟为例，随着新能源发电占比达到 28.5%，出现了一系列问题：电价波动与“负电价”问题；弃风弃光现象频发；系统惯量与频率质量承压；配电网承载能力不足等。这些问题的共性根因有：时间错配；空间错配；同步机组退出现象与系统惯量供给缺口；市场与规制配套不到位等。据 ENTSO-E 测算，在欧盟层面，如果到 2030 年前额外配置约 56GW 储能，可将系统弃风弃光减少约 30TWh/年，年度系统成本降低 80 亿欧元，每年减少约 1900 万吨二氧化碳排放量。
- 电力系统的储能配套建设分为两个阶段。1.新能源发电量占比超过 20%，超过电力系统的最大负荷水平，传统能源让路已无法彻底解决问题，需要配置储能系统；2.当新能源发电逐渐成为主体电源，占比超过 50%，长时储能将成为重要的发展方向。
- 多地储能市场机制及盈利模式趋于成熟，山东最早构建储能现货市场，其他地区的储能并网各有特色。在山东，独立储能、虚拟电厂等新主体拥有市场参与及结算渠道，电价价差信号更及时、可兑现；能量套利服务、容量补偿等多元服务收益可叠加、能落地。广东价差高，但更依赖多元化叠加。江苏市场化提速，但分时价差有所下调。浙江出现负价、规则放开，但价格传导仍处于磨合期。内蒙、新疆、甘肃、河北等地资源端低价与容量补偿探索并存。
- 储能行业的景气度仍将维持上行通道。首先，储能的结构性需求确立。其次，储能的经济性加速兑现。最后，上半年一大波国内储能相关上市公司开展了一批扩产、增资和扩产计划。预计 2-4 小时储能+长时储能的分层配置将成为主流，带动设备—系统—运营全链协同升级。

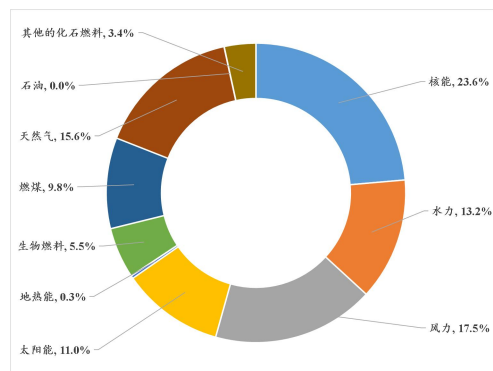
风险提示：政策变动风险，市场机制完善不及预期的风险，并网消纳风险，下游需求不如预期，原材料价格上涨超预期等。

一、新能源发电规模迅速提升，储能重要性日益凸显

随着以风电、光伏为代表的新能源发电并网比例提高，电力系统面临的波动性、不可预测性和低惯量压力迅速上升；并发的送受端阻塞与最小技术出力约束进一步放大了弃风弃光、负电价和备用成本。储能可以在毫秒—季节多时间尺度上提供稳频、爬坡、削峰填谷、容量支撑及拥塞疏解等多重服务，是新能源发电高渗透阶段最具通用性的灵活性资源。

欧盟的新能源发电起步较早，规模较大，2024 年电力消费结构中以太阳能和风力为代表的新能源发电占比已达 28.5%，如图 1 所示。随着新能源发电并网比例的迅速提高，出现了一系列问题：1.电价波动与“负电价”，甚至出现“自我蚕食效应”。日内差价显著拉大，低价与负电价时间快速上升；风光项目捕获电价相对基准电价下行，项目现金流不稳定。2.弃风弃光频发，再调度成本提高。资源地负荷中心的拥塞频繁发生；限发频发，再调度体量与成本提升；项目并网受主网瓶颈制约。3.系统惯量与频率质量承压，稳定性服务需求上升。电网系统惯量下滑，频率波动更容易放大，需要更多快速频率响应、电网稳定市场服务。4.并网许可与排队成为全欧洲范围瓶颈，配电网承载力不足。

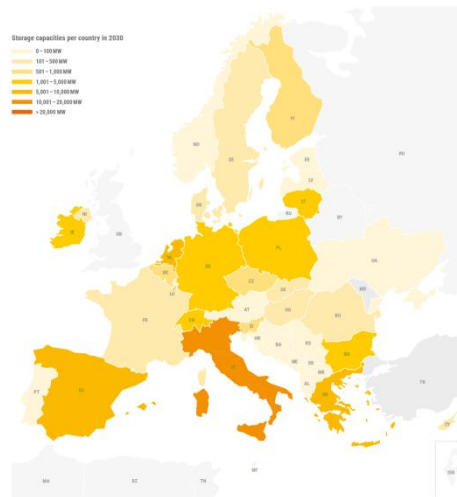
图 1 欧盟电力消费结构（2024 年）



资料来源：EuroStats、Ember

上述问题的共性根因包含：时间错配，灵活性供给不足；空间错配，电网扩容滞后；同步机组退出现象与系统惯量供给缺口；市场与规制配套不到位。储能与跨境互联、电网升级结合，可有效缓解“负价、弃电、拥塞、稳定性”等问题。据 ENTSO-E 测算，在欧盟层面，如果到 2030 年前额外配置约 56GW 储能，可将系统弃风弃光减少约 30TWh/年，年度系统成本降低 80 亿欧元，每年减少约 1900 万吨二氧化碳排放量。到 2040 年，进一步扩充储能规模，弃电可减少到 143TWh/年。

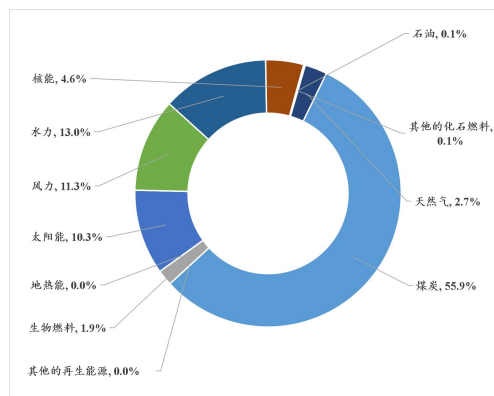
图2 2030年欧洲各国储能需求预测



资料来源：《Opportunities for a more efficient European power system by 2050》

国内2024年8月至2025年7月以太阳能和风力为代表的新能源发电占比已到达21.6%，如图3所示。2025年世界储能大会上，电力规划设计总院党委书记胡明指出：电力系统的调节能力建设应分为三个阶段。第一个阶段，新能源发电量占比一般不超过20%，新能源消纳主要依靠传统能源让路。第二个阶段，也是目前中国电力系统所处的阶段，新能源装机超过电力系统的最大负荷水平，需要额外配置电能的储存装置，即储能。当新能源发电逐渐成为主体电源，占比超过50%，便进入了第三个阶段。在该阶段，电力系统不仅需要日内调节，还需要跨月、跨季度长周期的电力调节，长时储能（超过4h）将成为重要的发展方向。

图3 中国电力消费结构（2024年8月至2025年7月）



资料来源：IEA、Ember

二、中国储能商业化破局：多地市场机制与盈利模式分析

今年国家能源局发布 136 号文，打破强制配储的传统模式，强化市场化定价机制。标志着中国新能源发电模式从以往的依赖固定电价、补贴和保障性收购的路径向市场化竞争转型。

山东是最早转入正式运行的省级现货市场之一，独立储能、虚拟电厂等新主体拥有市场参与及结算渠道，电价价差信号更及时、可兑现；能量套利、辅助服务、容量补偿等多元服务收益可叠加，能落地。近期，山东 110MW/220MWh 储能设备采购中标公布，折合 0.527 - 0.539 元/Wh。220MWh 的 DC 侧设备价约 1.16-1.19 亿元。算上 PCS、主变/开关站/接入、EPC 安装调试的投资单价约为 0.86-1.14 元/Wh。设往返效率 88%，寿命 10 年，WACC 为 8%；固定运维 40 元/kW·年，可变运维 5 元/MWh（放电侧）。据此可得不含购电成本的平准化储能成本：1.0 次/日为 0.53 元/kWh，1.5 次/日为 0.36 元/kWh。计入充电电价，设 0.32-0.40 元/kWh，则对应的盈亏平衡价格为：1.0 次/日为 0.89-0.99 元/kWh，1.5 次/日为 0.72-0.81 元/kWh。设含税价差为 0.6 元/kWh，若能实现 1 次/日周转并叠加 0.15 - 0.25 元/kWh 的辅助服务收入，动态回收期通常可压至 5 - 6 年。

与山东相比，其他地区的储能并网呈现出其特色。1.广东差价高，但更依赖多元化叠加。广东现货、零售改革领先，工商业峰谷价差在 2025 年度居全国前列，珠三角五市可达 1.297 元/kWh；但仅凭现货价差，独立储能的可持续盈利不足，2024 年度独立储能现货平均价差约为 0.167 元/kWh，辅助服务与中长期交易是重要补充。2.江苏市场化提速，但分时价差有所下调。江苏已允许独立储能、虚拟电厂入市且试运行现货市场，但 2024-2025 年分时电价结构优化导致峰谷价差明显收窄，峰谷套利收益下降。3.浙江出现负价、规则放开，但价格传导仍在磨合期。浙江现货规则允许独立储能按小时在电能量与调频市场间切换参与，市场框架友好，但初期实行双边费传导，用户侧价格感知与响应仍有待增强。4.内蒙、新疆、甘肃、河北等地资源端低价与容量补偿探索并存。资源富集、外送通道与消纳结构决定白天电价低位常见，多地探索容量补偿、经济补偿等机制，但现货覆盖与零售传导在部分地区尚在完善中，价差兑现与并网调度规则的稳定性是关键不确定项。

三、上半年国内储能相关上市公司宣布扩产、增资和投建

上半年国内储能相关上市公司开展了一批扩产、增资和投建计划，如表 1 所示。制造端方面，宁德时代签约福州罗源基地，规划年产 40GWh 储能/动力通用产线。亿纬锂能一方面在荆门高新区启动超级工厂二期桩基工程，导入新一代

MB56 储能电池；另一方面于 6 月获批在马来西亚新建高安全、长寿命储能电池项目，总投资 86.54 亿元。中创新航成都项目二期开工，总投资 120 亿元，达成后形成约 30GWh 储能与动力电池系统能力。瑞浦兰钧印尼工厂一期建成后预计年产 8GWh 储能与动力电池及系统。沃太能源西南基地开工，规划年产 5GWh 储能系统。智光电气广州产业园落地投产，年产能突破 10GWh，预计年产值约 50 亿元。工程与多技术路线方面，中国能建分别与应城、潜江签署压缩空气储能电站合作（应城二期 2×300MW、潜江 350MW 级），显示非锂路线同步推进。资本侧方面，赣锋锂业拟向独立共享式储能电站项目提供不超过 8 亿元财务资助；科力远将储能产业基金规模扩大 5 亿元以加快站端投资。总体呈现出“制造扩产+工程落地+资本加码+海外布局”的并行格局，单体项目规划产能主要集中在 5-40GWh 区间，并出现印尼、马来西亚等海外产能与压缩空气等多元技术协同推进的格局。

表 1 国内储能企业今年上半年的扩产、增资和投建计划

公布日期	公司简称	扩产、增资与投建内容
1 月 3 日	宁德时代	福州罗源新能源基地签署投资合同，规划建设年产能 40GWh 电池基地，该基地涵盖了储能和动力通用产线
1 月 5 日	亿纬锂能	荆门高新区超级工厂二期桩基工程正式启动，该项目用于量产全新一代 MB56 储能电池
1 月 9 日	中国能建	与应城市政府、潜江市政府分别签署应城二期（规划再建 2 套 300MW）、潜江 350MW 级压缩空气储能电站项目合作
1 月 9 日	瑞浦兰钧	印尼电池工厂一期投建后预计年产 8GWh 储能与动力电池及系统
3 月 12 日	赣锋锂业	董事会同意向深圳易储能源科技有限公司提供不超过 8 亿元的财务资助，用于独立共享式储能电站项目的建设运营
3 月 25 日	中创新航	成都项目二期开工，二期总投资 120 亿元，达产后可达到 30GWh 储能及动力电池系统能力
5 月 13 日	沃太能源	西南生产基地项目在云南昆明正式开工，规划年产 5GWh 储能系统
5 月 14 日	智光电气	位于广州的智光新型储能产业园竣工投产，年产能突破 10GWh，预计年产值约 50 亿元
5 月 24 日	科力远	发布公告拟扩大储能产业基金规模 5 亿元，并推进对两家储能电站公司的投资，以上主体建设独立储能电站项目
6 月 27 日	亿纬锂能	董事会审议通过由全资孙公司在马来西亚打州投资建设高安全、高可靠、长寿命新型储能电池项目，总投资额不超过 86.54 亿元

资料来源：上市公司半年报、第一创业证券研究所整理

四、受益于新能源发电的发展趋势及储能商业化落地，储能行业景气度看好

储能行业的扩产潮已经到来。首先，储能的结构性需求确立。风光发电装机持续扩容，弃电治理与灵活性资源缺口扩大，使储能电力系统源网荷储各环节由可选项转变为必选项。其次，储能的经济性加速兑现。设备价格与系统成本下行叠加峰谷价差扩大、容量补偿及辅助服务等多重收入叠加，项目 IRR 与现金流确定性明显提升。在技术上，2-4 小时储能+长时储能的分层配置将成为主流，带动设备—系统—运营全链协同升级。综合判断，储能行业景气度仍将维持上行通道。

重要声明:

第一创业证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司研究所的客户使用。本公司研究所不会因接收人收到本报告而视其为客户。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。

本报告可能在今后的时间内因公司基本面变化和假设不成立导致的目标价格不能达成的风险。

我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本公司不会承担因使用本报告而产生的法律责任。

本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。

本报告版权归本公司所有，未经本公司授权，不得复印、转发或向特定读者群以外的人士传阅，任何媒体和个人不得自行公开刊登、传播或使用，否则本公司保留追究法律责任的权利；任何媒体公开刊登本研究报告必须同时刊登本公司授权书，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改，并自行承担向其读者、受众解释、解读的责任，因其读者、受众使用本报告所产生的一切法律后果由该媒体承担。任何自然人不得未经授权而获得和使用本报告，未经授权的任何使用行为都是不当的，都构成对本公司权利的损害，由其本人全权承担责任和后果。

市场有风险，投资需谨慎。

投资评级:

评级类别	具体评级	评级定义
股票投资评级	强烈推荐	预计6个月内，股价涨幅超同期市场基准指数20%以上
	审慎推荐	预计6个月内，股价涨幅超同期市场基准指数5-20%之间
	中性	预计6个月内，股价变动幅度相对基准指数介于±5%之间
	回避	预计6个月内，股价表现弱于市场基准指数5%以上
行业投资评级	推荐	行业基本面向好，行业指数将跑赢基准指数
	中性	行业基本面稳定，行业指数跟随基准指数
	回避	行业基本面向淡，行业指数将跑输基准指数

联系方式:

公司总部	北京办事处
深圳市福田区福华一路115号投行大厦20楼 TEL:0755-23838888 FAX:0755-25831718 P.R.China:518048 www.firstcapital.com.cn	北京市西城区广宁伯街2号金泽大厦东区16层 TEL: 010-63197788 FAX: 010-63197777 P.R.China:100140