

有色金属

报告日期：2023年05月07日

储能行业：独立储能电站收益率模型

——行业深度报告

投资要点

□ 发展储能不仅是长久之计，更是当务之急

从新能源浪潮谈起，为了贯彻实施新发展理念以及碳达峰、碳中和目标的提出，我国的能源结构不断调整优化，风光等可持续性能源的占比不断提升，但受地理环境的影响，可持续性能源在时空上具有随机性、间歇性和波动性的特点，直接并网运行会导致电力不稳定、不连续等一系列问题的产生，将对电网产生较大冲击。风电和光伏发电在每日不同时段出力不同，与用电负荷高峰不同步，而新型储能技术通过实现新能源能量转移，可降低弃风弃光率，保证电源和负荷在电力系统中的平衡与电力供应的稳定，促进新能源的发展，缓和由于新能源接入对电网产生的冲击。

□ 抽水蓄能和新型储能在电力系统维持中占有重要地位

抽水蓄能是传统的储能方式，装机占比最大，抽水蓄能电站的建设周期较长，通常为6-8年，需要结合地理位置选择地势落差大的地方建设，单站规模较大，适用于大规模的系统性电力应用；新型储能中电化学储能电站建设周期较短，一般为3-6月，对地理环境的适应能力强，单站体量大小可供选择，具有灵活性，新型储能技术存在明显的优势。

□ 电力系统平稳运行，储能技术发挥作用

近年来，我国储能的市场规模保持高速增长。储能技术的应用在电力系统中发电侧、电源侧、电网侧、用户侧发挥着至关重要的作用。储能技术在工业端通过调峰和提高发电效率，平衡电力供需，调节电力系统的稳定性；受需求、价格等影响因素的限制，效率最大化利用可持续性能源的出力，从源头调节频率，保障电能质量，实现可持续性能源在并网运行中的优化。除此之外，用户也从储能技术中受益良多，不仅可以节省用电开支，在电力系统突发故障时，电池可及时为用户提供备用电源。

□ 储能电站成本与收入构成

储能电站的建设成本，也被称为系统成本，是指单位容量的储能系统的成本。主要由设备安装成本（含电池成本）和施工建造成本组成（未计及土地成本）。

独立储能电站参与辅助市场服务是未来发展方向，但受限于各省市电力系统的差异，细则仍需进一步完善。目前独立储能电站的收益渠道包括容量租赁收入、容量电价收入、电力现货交易收入和辅助服务收入等。

□ IRR 测算：16年使用寿命周期 IRR 为 6.6%

我们按照一座100MW/200MWh的独立储能电站，EPC工程建设成本为2元/Wh计算，初始项目投入为4亿元，整体使用寿命为16年，电池组预计使用寿命8年，在第8年时进行更换，成本为1元/Wh，即更换费用为2亿元。储能电站每年运营费用则按照初始投资额的2%计算，即800万元/年。

收入端则以山东省收益模式为例：电力现货市场交易收入2550万元/年+容量租赁收入3000万元/年+容量补偿收入600万元/年，则每年的收入为6150万元。

根据此现金流计算，一座100MW/200MWh的独立储能电站在其16年使用寿命周期中，IRR为6.6%。

□ 风险提示

储能电站原材料价格超预期上涨，影响储能电站盈利能力；储能技术突破，减少对储能电站需求。

行业评级：看好(维持)

分析师：施毅

执业证书号：S1230522100002

shiyi@stocke.com.cn

相关报告

- 1 《智利锂矿国有化影响解析》
2023.04.27
- 2 《远东贵金属资源梳理》
2023.04.26
- 3 《金属数据周报（2023年第16周）》 2023.04.24

正文目录

1 储能行业：新能源革命的关键点	4
1.1 为何要发展储能	4
1.2 储能技术的种类和占比	5
1.3 储能在电力系统中的作用	7
1.3.1 发电侧	8
1.3.2 电源侧	8
1.3.3 电网侧	9
1.3.4 用户侧	10
1.4 电化学储能的优势	11
2 独立储能电站盈利模型	13
2.1 成本构成	13
2.2 收入来源	13
2.3 IRR 测算	15
3 风险提示	16

图表目录

图 1: 储能不同场景的作用.....	4
图 2: 碳中和技术样板示范.....	5
图 3: 华东地区最大抽水蓄能电站——长龙山抽水蓄能电站.....	5
图 4: 甘肃首个风光储一体化项目——安北风光储一体化项目.....	5
图 5: 2022 年全球电力储能项目累计装机分布 (MW%).....	6
图 6: 全球新型储能市场累计装机规模 (2000-2022).....	6
图 7: 中国电力储能市场累计装机规模结构 (MW%, 2000-2022).....	7
图 8: 中国新型储能市场累计装机规模 (2000-2022).....	7
图 9: 储能系统平抑风电功率波动原理示意图.....	8
图 10: 火电储能混合调频示意图.....	9
图 11: 2018-2022 年电源侧储能发展情况.....	9
图 12: 结合 UPS 的高压侧储能系统拓扑图.....	10
图 13: 2018-2022 年电网侧储能发展情况.....	10
图 14: 削峰填谷示意图.....	11
图 15: 2018-2022 年用户侧储能发展情况.....	11
图 16: 2022 年电化学储能成本构成.....	13
图 17: 现货均价年度分时曲线.....	14
图 18: 山东省年内个月分时均价曲线.....	14
图 19: 独立储能电站现金流模型.....	15

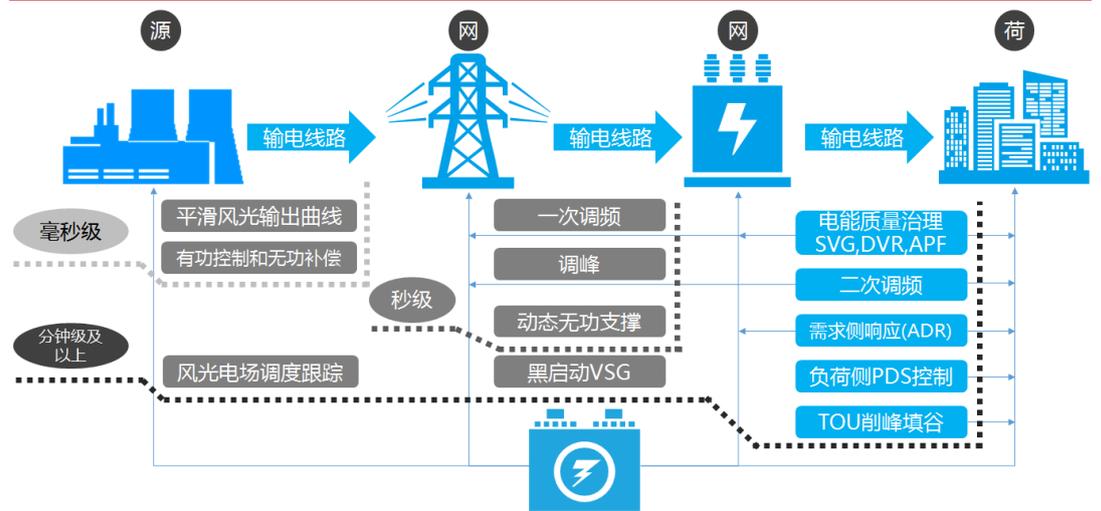
1 储能行业：新能源革命的关键点

储能，简而言之，是指将能量储存起来并在需要时释放的过程。储能行业正在从发展雏形逐步走向成熟，市场规模不断扩大，发展模式不断完善，目前正处于快速发展期。《储能产业研究白皮书 2023》中指出，在全球经济复苏乏力的大背景下，储能产业成为了世界各国经济复苏的重要抓手。可持续性能源的应用正加速国家的能源转型，储能行业的发展将成为实现能源清洁化的关键。

1.1 为何要发展储能

发展储能不仅是长久之计，更是当务之急。从新能源浪潮谈起，为了贯彻实施新发展理念以及碳达峰、碳中和目标的提出，我国的能源结构不断调整优化，风光等可持续性能源的占比不断提升，但受地理环境的影响，可持续性能源在时空上具有随机性、间歇性和波动性的特点，直接并网运行会导致电力不稳定、不连续等一系列问题的产生，将对电网产生较大冲击。风电和光伏发电在每日不同时段出力不同，与用电负荷高峰不同步，而新型储能技术通过实现新能源能量转移，可降低弃风弃光率，保证电源和负荷在电力系统中的平衡与电力供应的稳定，促进新能源的发展，缓和由于新能源接入对电网产生的冲击。

图1：储能不同场景的作用



资料来源：深圳科鑫能源有限公司、浙商证券研究所

在以风能、光伏为代表的新能源快速开发的背景下，新型储能技术是实现能源转型的核心支撑技术。截至 2022 年底，全球新型储能累计装机规模达 45.7GW，年增长率 80%，储能行业的发展处于快速增长阶段。国家发展改革委、国家能源局《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确了到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 3000 万千瓦以上；到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展的主要目标。储能系统作为解决新能源并网难题的有效技术，是我国向新能源社会转型的必要环节，是推动可持续性能源发展的战略支撑，为促进“3060 双碳”既定目标的实现构建阶梯。

图2: 碳中和技术样板示范



资料来源: 中国能源网、浙商证券研究所

1.2 储能技术的种类和占比

储能技术是指利用储能设备装置或物理介质将能量储存起来的技术，主要是对电能的储存。储能可分为物理储能、化学储能、电磁储能三大类，细分下，储能技术类型主要有12种，物理储能技术主要包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等；化学储能技术主要包括铅酸电池、锂离子电池、液流电池等；电磁储能技术主要包括超级电容器储能等。

抽水蓄能和新型储能在电力系统维持中占有重要地位。抽水蓄能是传统的储能方式，装机占比最大，抽水蓄能电站的建设周期较长，通常为6-8年，需要结合地理位置选择地势落差大的地方建设，单站规模较大，适用于大规模的系统性电力应用；新型储能中电化学储能电站建设周期较短，一般为3-6月，对地理环境的适应能力强，单站体量大小可供选择，具有灵活性，新型储能技术存在明显的优势。

图3: 华东地区最大抽水蓄能电站——长龙山抽水蓄能电站



资料来源: 中国电力网、浙商证券研究所

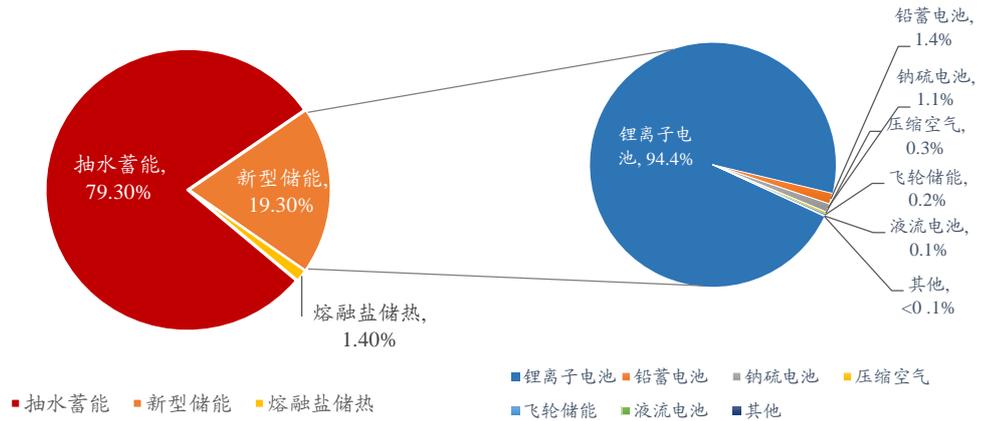
图4: 甘肃首个风光储一体化项目——安北风光储一体化项目



资料来源: 中国电力网、浙商证券研究所

截至2022年底，全球累计已投运电力储能237.2GW，年增长率15%；其中，抽水蓄能总装机占比最高，达79.30%；新型储能中以锂离子电池为主，占比94.4%。新增投运电力储能30.7GW，同比+98%；其中，抽水蓄能新增10.3GW，新型储能20.4GW。

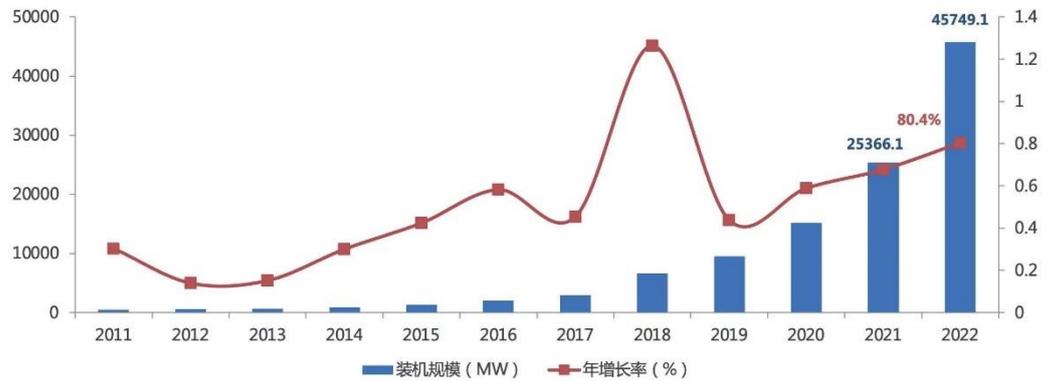
图5: 2022 年全球电力储能项目累计装机分布 (MW%)



资料来源: CNESA、浙商证券研究所

在全球发展清洁能源的共识下，新型储能的市场规模不断扩大，2018 年实现爆发式增长，自 2019 年起保持平稳性增长，截至 2022 年底，全球新型储能累计装机规模达 45.7GW，新增 20.4GW，年增长率 80.4%。

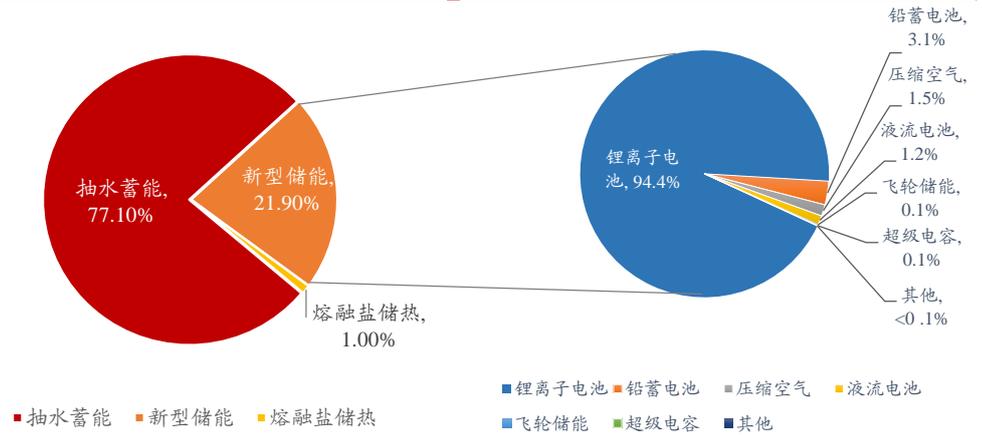
图6: 全球新型储能市场累计装机规模 (2000-2022)



资料来源: CNESA、浙商证券研究所

截至 2022 年底，我国累计已投运电力储能 59.8GW，年增长率 38%；其中，抽水蓄能总装机占比最高，达 77.10%；新型储能中以锂离子电池为主，占比 94.0%。新增投运电力储能 16.5GW，同比+114%；其中，抽水蓄能新增 9.1GW。

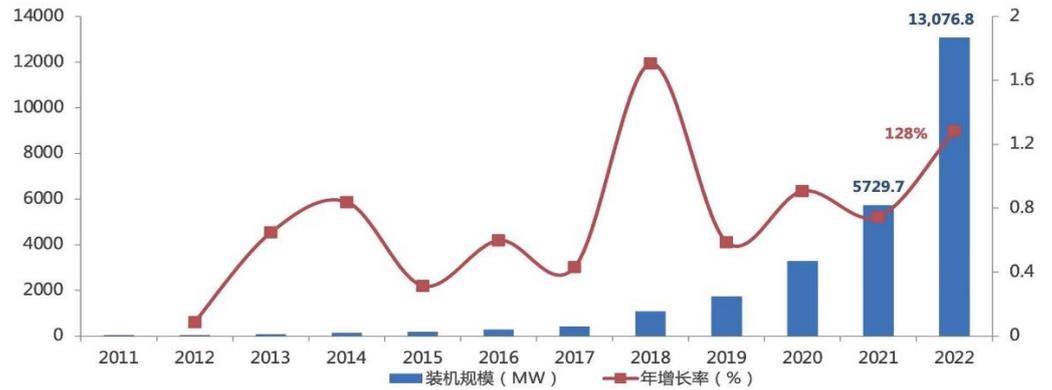
图7：中国电力储能市场累计装机规模结构（MW%，2000-2022）



资料来源：CNESA、浙商证券研究所

中国的新型储能行业保持高速发展，截至2022年底，中国新型储能累计装机规模达13.1GW，新增7.4GW，年增长率128%，新增规模创历史新高，市场规模不断壮大。

图8：中国新型储能市场累计装机规模（2000-2022）



资料来源：CNESA、浙商证券研究所

我国的储能市场规模进入到发展的新阶段，截至2022年底，24个省市明确了“十四五”新型储能规模总计64.85GW的建设目标；国家能源局在《2023年能源工作指导意见》中指出，2023年继续推动能源的清洁化建设，扩大风电光伏项目的优势，深入能源结构性改革，明确今年实现风电光伏的发电量占全社会总用电量15.3%的目标，预计风电、光伏装机增加1.6亿千瓦左右。

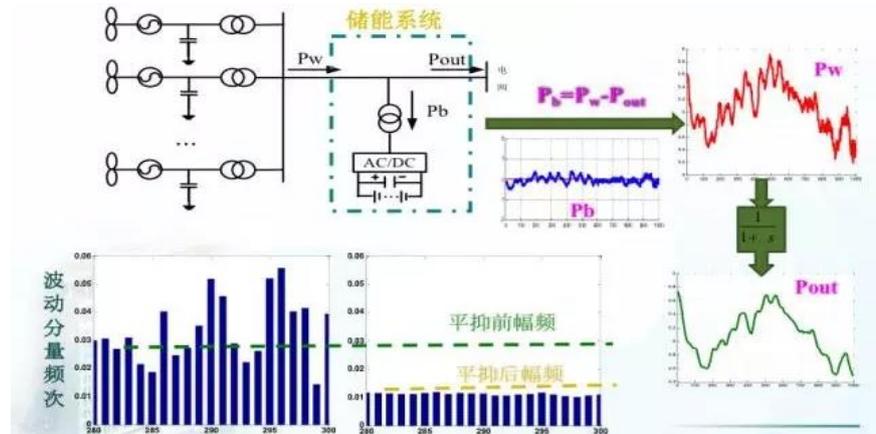
1.3 储能在电力系统中的作用

电力系统平稳运行，储能技术发挥作用。近年来，我国储能的市场规模保持高速增长。储能技术的应用在电力系统中发电侧、电源侧、电网侧、用户侧发挥着至关重要的作用。储能技术在工业端通过调峰和提高发电效率，平衡电力供需，调节电力系统的稳定性；受需求、价格等影响因素的限制，效率最大化利用可持续性能源的出力，从源头调节频率，保障电能质量，实现可持续性能源在并网运行中的优化。除此之外，用户也从储能技术中受益良多，不仅可以节省用电开支，在电力系统突发故障时，电池可及时为用户提供备用电源。

1.3.1 发电侧

储能技术在稳定发电状态，增加发电量方面起着重要的作用。以风电和光伏发电为主的新能源发电，当缺少储能系统的参与时，原始输出功率存在着间歇性、波动性和不可控性，在电力系统的运行过程中容易出现异常。而储能在发电侧起到平抑新能源发电功率波动的作用，当新能源发电无法实时满足发电计划时，储能系统可弥补实时与计划的发电功率差额，促进发电机稳定运行能力的提升，解决可持续性能源的间歇性问题。在发电机受到干扰时储能系统可稳定输出状态，波动幅频在平抑后大幅降低，保障电力发电的平稳性和连续性，进而通过新能源发电的配合，可实现发电量的增加，提高发电效率。

图9： 储能系统平抑风电功率波动原理示意图

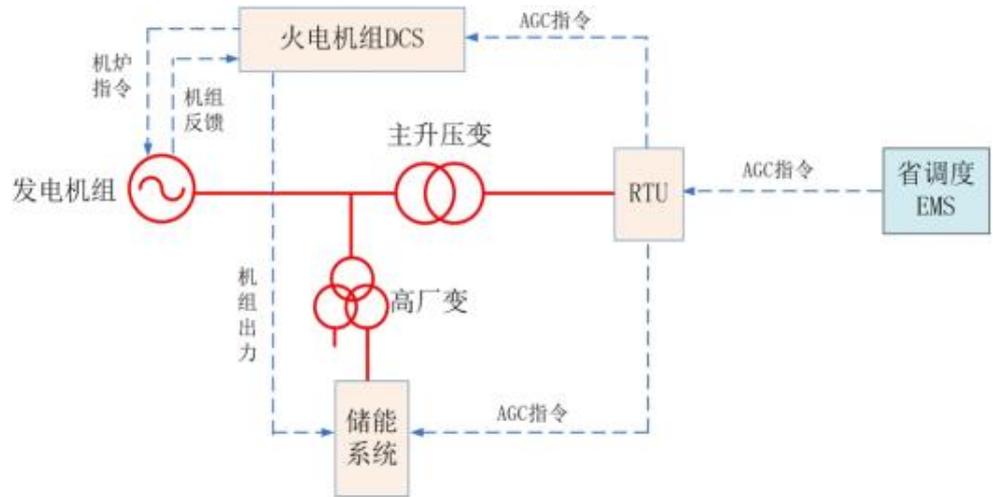


资料来源：中国电力科学研究院、浙商证券研究所

1.3.2 电源侧

储能技术可提高电能质量，促进调频能力的提高。中国电网有固定频率，当功率输出与负荷不一致时，就会产生频率偏差，我国偏差允许范围为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，因此需要调频保证在偏差范围内。目前我国电力市场的主要调频方式为火电和水电，其中火电调频更为普及，在调频过程中，频率的上升和下降均会对火电机组造成损害，且火电调频相比于储能调频的响应更慢。将火电和储能调频混合，可在AGC的指令下协调完成一次调频，提高整体的调频效率。储能技术在电源侧保障电压和频率的稳定，提高电力供应质量，根据电能需求特点，调节电厂的出力，减少“弃风弃光”现象的发生，从而达到良好的稳定供电效果。

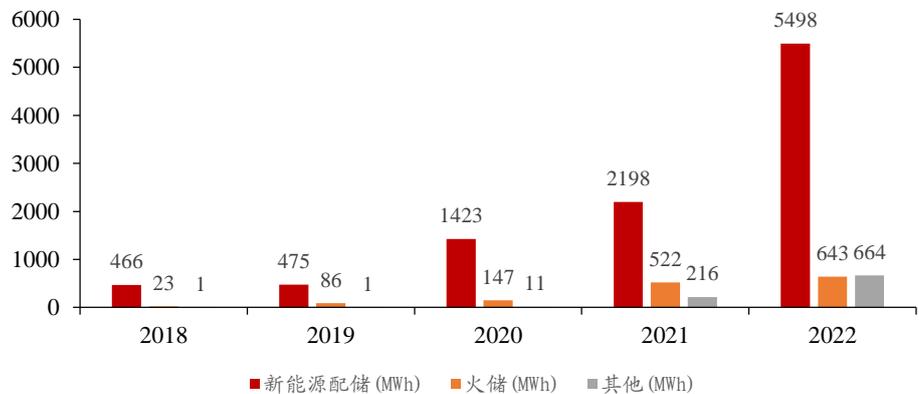
图10: 火电储能混合调频示意图



资料来源: 北极星储能网、浙商证券研究所

电化学储能电站累计装机主要分布在电源侧,截至2022年底,电源侧储能总能量达6.80GWh,占比48.40%,同比增长131.81%,2022年新增3.87GWh,占比49.24%。电源侧储能以新能源配储为主,累计投运5.50GWh,占比80.80%,2022年新增3.30GWh,占比85.29%。

图11: 2018-2022年电源侧储能发展情况

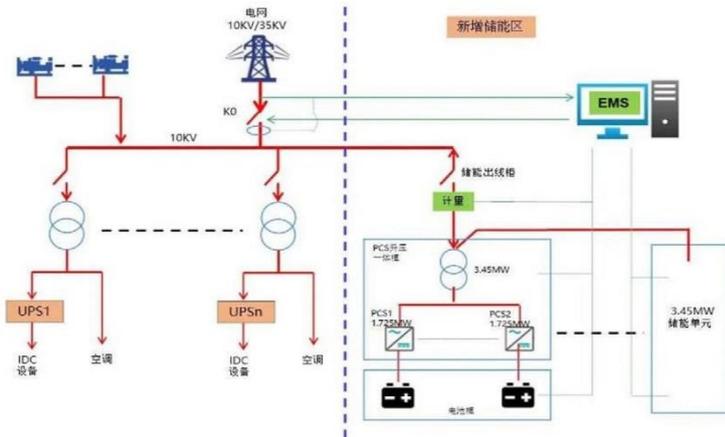


资料来源: 中国电力企业联合会、浙商证券研究所

1.3.3 电网侧

储能技术可灵活配置能源供应,作为故障发生时的应急措施。新能源的直接并网运行,所带来的电能不确定性和随机性会对电网造成极大的冲击,电能的供给与需求会存在不同步的情况,而接入储能系统后可为电网提供辅助功能,在电网侧维持供需平衡的调度,稳定系统频率。保证电能供给的可靠性,自动调节和优化无功电压,防止出现例如风电场因瞬间跌落的电压,造成大面积区域电网停电现象的发生。在电力系统出现故障时提供充足的保障,扩大系统在发生停运故障后的恢复范围,在关键时刻调用电能,优化协调电网装置,减缓电网建设的压力。

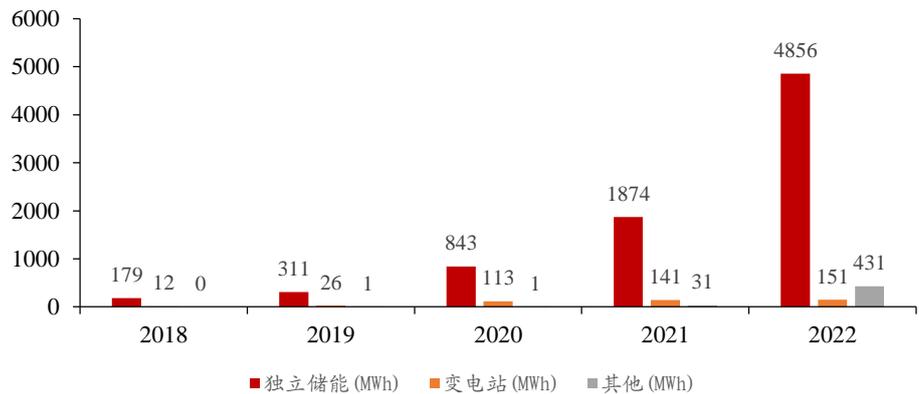
图12: 结合 UPS 的高压侧储能系统拓扑图



资料来源: CESA、浙商证券研究所

截至 2022 年底, 电网侧储能总能量约 5.44GWh, 同比增长 165.87%, 占累计总装机规模的 38.72%, 2022 年新增 3.39GWh, 占新增装机规模的 43.13%。电网侧储能以独立储能为主, 累计投运 4.86GWh, 占比 89.31%, 2022 年新增 2.98GWh, 占比 87.91%。

图13: 2018-2022 年电网侧储能发展情况

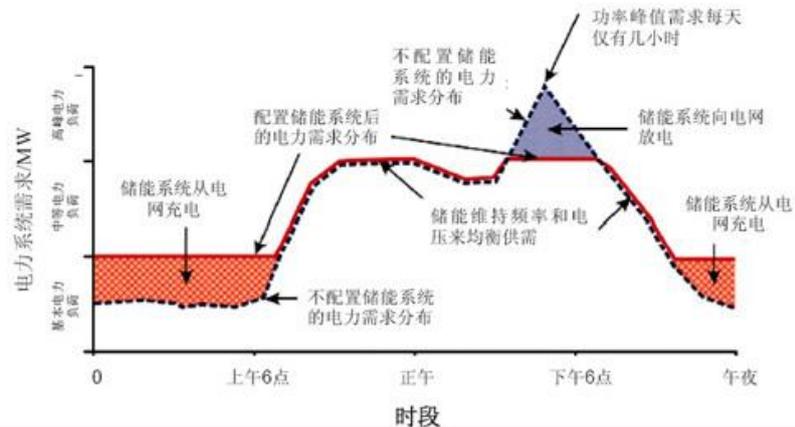


资料来源: 中国电力企业联合会、浙商证券研究所

1.3.4 用户侧

储能技术在用户侧多方面的应用使其从中受益。储能装置在用电低谷时充电, 在用电高峰时放电, 利用高峰和低谷的电价差, 节省用电费用, 从中可获取经济效益。在用户侧降低电网系统压力, 削减用户的基本用电量需求。国家发改委、国家能源局在《关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见》中明确提出, 到 2050 年, 农村地区分布式可再生能源装机规模显著提升, 消纳率保持在合理水平。在储能与分布式能源的结合下, 可增加分布式能源的就地消纳率, 因地制宜提升农村及偏远地区电能供应的普及性和可靠性, 缩小城乡的供电差距。此外, 在电网电力供应出现故障时, 储能装置还可作为备用电源为用户提供电能。

图14: 削峰填谷示意图



资料来源: 北京普能公司、浙商证券研究所

截至2022年底，用户侧储能总能量约1.81GWh，同比增长49.00%，占累计总装机规模的12.88%，2022年新增0.60GWh，占新增装机规模的7.63%。用户侧储能以工商业配置储能为主，累计投运0.76GWh，占比41.84%，2022年新增0.39GWh，占比65.55%。

图15: 2018-2022年用户侧储能发展情况



资料来源: 中国电力企业联合会、浙商证券研究所

1.4 电化学储能的优势

电化学储能是利用化学反应转化成电能的装置，技术以锂离子电池、铅蓄电池为主。随着我国对碳达峰、碳中和目标的推进，以新能源为主体的新型电力系统构建是重要任务之一，电化学储能在新电力系统发挥着至关重要的作用。

电化学储能能量密度高、效能转化高，具有可再生性、环保性等优势。电化学储能技术在相对较小体积和重量内存下储存大量能量；可以实现电能转化为化学能的过程，在需要时将化学能转化为电能释放出来；利用可再生能源储能，加快实现能源的可持续发展；电化学储能技术对环境造成的影响小，几乎不会产生污染物。

电化学储能具有双向、快速响应的特性。在调频、紧急功率支撑、可靠供电等领域具备一定的优势，通过采用电化学储能技术，可以改善电网潮流阻塞的问题，从而可避免对电网进行改造或调峰电源的投资需要。中国水利发电工程学会主任裴哲义称：“电化学储能对电力系统的调节主要体现在低谷时段，可以利用低谷电进行充电，在高峰时起到调峰的

作用，还可应用于新能源电厂，在新能源高峰时把电能储存起来，晚高峰时把电能释放出来。”随着不断深入促进能源转型，电化学储能将成为我国电力系统稳定运行的重要组成部分。

2 独立储能电站盈利模型

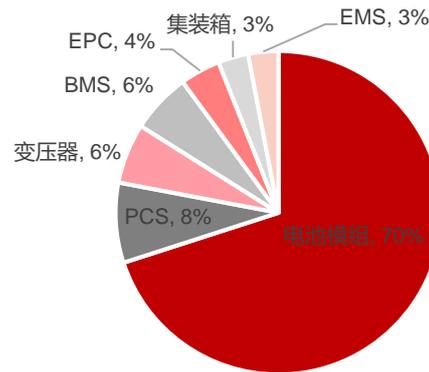
独立储能电站一般是指以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议的项目。近年来国家与地方层面不断出台政策以鼓励独立储能项目参与到电力市场的交易中，极大程度推动了独立储能电站的投资热情与建设规模。据 CNEESA 数据，2022 年上半年中国独立储能电站的规划/在建规模为 45.3GW，在所有规划/在建新型储能项目中占比超过 80%。

政策频繁出台，独立储能电站商业模式逐步清晰。为了解决发电侧储能项目收入单一问题，发改委、能源局多次提出探索推广独立储能模式，发挥储能电站“一站多用”的共享作用。2021 年 12 月，国家能源局发布了《电力辅助服务管理办法》和《电力并网运行管理规定》，确认新型储能参与辅助服务的发展方向。2022 年 5 月，发改委和能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，指出“符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的新型储能项目，可转为独立储能，作为独立主体参与电力市场”，明确了独立储能电站的市场主体地位，打开了盈利模式的可能性。并且为了建立健全长期可持续的储能电站盈利模式，政策也始终强调深化电力体制改革，推动储能参与电力市场交易。

2.1 成本构成

储能电站的建设成本，也被称为系统成本，是指单位容量的储能系统的成本。主要由设备安装成本（含电池成本）和施工建造成本组成（未计及土地成本）。1）储能设备包括储能电池、电池管理系统、储能逆变器和配电系统等，这些设备的购置费用构成设备安装成本。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）、储能逆变器（PCS）以及其他电气设备构成。2）施工建造成本主要包括建筑工程费、安装工程费和设备设施设计、调试等费用。按照共享储能电站 EPC 工程建设成本 2 元/Wh 计算，一座 100MW/200MWh 的项目成本达到 4 亿元。

图 16： 2022 年电化学储能成本构成



资料来源：观研天下、浙商证券研究所

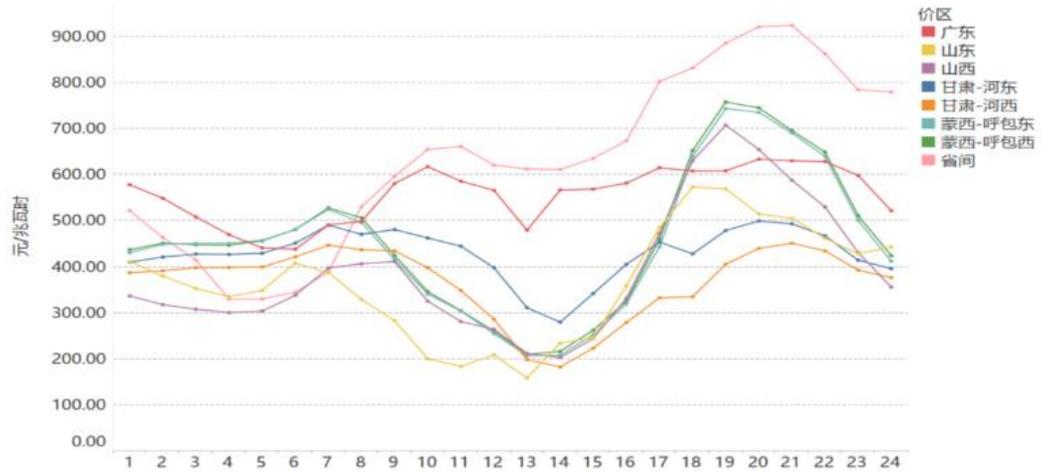
2.2 收入来源

独立储能电站参与辅助市场服务是未来发展方向，但受限于各省市电力系统的差异，细则仍需进一步完善。目前独立储能电站的收益渠道包括容量租赁收入、容量电价收入、电力现货交易收入和辅助服务收入等。

电力现货交易收入

现在储能项目运行的主要盈利模式是利用电网制定的峰谷时间段上网电价的不同进行套利。现有电网市场化运作的情况是要求各发电企业每 15 分钟进行一次报价，在用电需求高峰期，电网为充分调动电力企业的发电积极性，报价会逐渐升高。因此独立储能电站可通过在低电价的谷时进行充电，在高电价的峰时进行放电，从而赚取电价差。

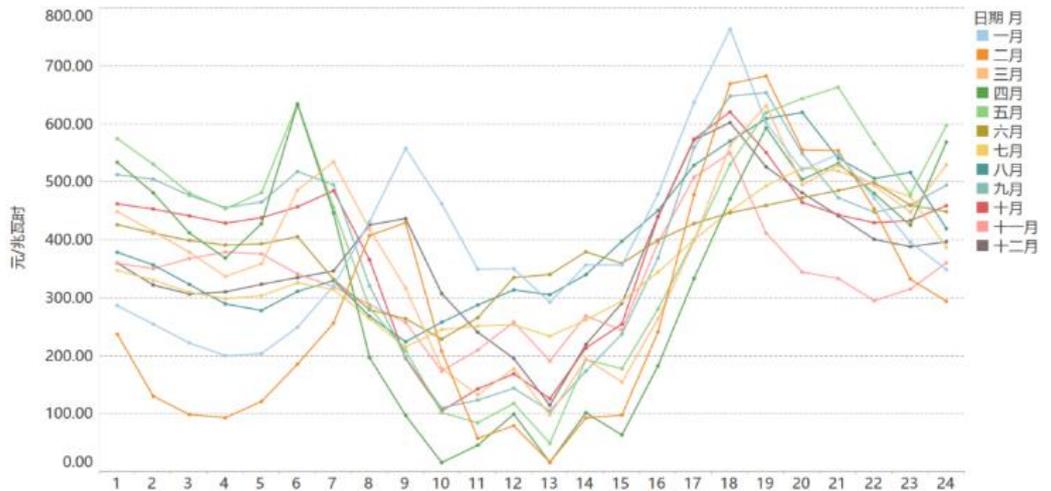
图17: 现货均价年度分时曲线



资料来源：兰木达电力现货公众号、浙商证券研究所

以电力市场化程度较高的山东省为例，年均峰谷电价差可达到 0.5 元/kW·h。一座 100MW/200MWh 的独立储能电站，若按照全年运行 300 天，每天一充一放 2 小时，并考虑到 85% 的充放电效率，年度峰谷电价差套利可达到 2550 万元。

图18: 山东省年内个月分时均价曲线



资料来源：兰木达电力现货公众号、浙商证券研究所

调频调峰服务收益

调频调峰收益是指电网涉及的发电侧以及用电侧的所有用户，在提供基础的负荷调整之外，为保证电网的稳定额外提供的调频调峰服务，该服务在基础电价之上会根据调整的

幅度、时间、涉及到的电量进行测算和补偿，也是各电力市场参与主体获得额外收益的主要手段之一。这种模式适用于未开展电力现货市场的区域，调峰的补偿定价落于 0.15-0.8 元/kWh，而响应 AGC 调频的收益则会按照调频里程给予 0-15 元/MW 的补偿费用，各省市标准不同。

容量补偿

容量补偿是指在政府相关主管部门指导下，通过对单位容量补偿标准和各发电机组可补偿容量的核算，实现对发电容量成本的合理补偿。目前山东已率先展开尝试，在山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，电价标准暂定为每千瓦时 0.0991 元（含税）。一座 100MW/200MWh 的独立储能电站，一年容量补偿收入为 600-800 万。

容量租赁

容量租赁是指为风电、光伏等新能源电站提供一定容量的租赁服务，独立储能电站获得租金，新能源发电端可通过租赁获得配置储能容量，避免自建储能增加资产投入，并满足政策对于 10-20% 的配储比例要求。目前除河南省外，其他省的容量租赁费用尚无统一标准，会根据项目可以获得的市场化收益（如调峰辅助服务），在满足项目投资收益需求的情况下，进行倒算的结果。目前山东省内可按 300 元/kWh/年来计算，即一座 100MW/200MWh 的独立储能电站，每年的容量租赁费用可达到 3000 万元。

2.3 IRR 测算

我们按照一座 100MW/200MWh 的独立储能电站，EPC 工程建设成本为 2 元/Wh 计算，初始项目投入为 4 亿元，整体使用寿命为 16 年，电池组预计使用寿命 8 年，在第 8 年时进行更换，成本为 1 元/Wh，即更换费用为 2 亿元。储能电站每年运营费用则按照初始投资额的 2% 计算，即 800 万元/年。

收入端则以山东省收益模式为例：电力现货市场交易收入 2550 万元/年+容量租赁收入 3000 万元/年+容量补偿收入 600 万元/年，则每年的收入为 6150 万元。

根据此现金流计算，一座 100MW/200MWh 的独立储能电站在其 16 年使用寿命周期中，IRR 为 6.6%。

图19：独立储能电站现金流模型

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
成本	40,000	800	800	800	800	800	800	800	20,800	800	800	800	800	800	800	800	800
收入		6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150	6,150
净现金流	-40,000	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	-14,650	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350	5,350

资料来源：储界网、储能与电力市场、浙商证券研究所

3 风险提示

储能电站原材料价格超预期上涨，影响储能电站盈利能力：电池模组成本占比达70%，其中最重要原材料碳酸锂价格已由高点回落，降低了储能电池组的成本。若后续以碳酸锂为首的储能电站原材料价格超预期上涨，将会影响储能电站的盈利能力，导致储能电站行业发展受阻。

储能技术突破，减少对锂离子储能电站需求。目前新型储能技术以锂离子电池为主要技术路线，后续若其他新型储能技术有所突破，从而导致减少对锂离子储能电站建设的需求。

股票投资评级说明

以报告日后的6个月内，证券相对于沪深300指数的涨跌幅为标准，定义如下：

1. 买入：相对于沪深300指数表现 + 20% 以上；
2. 增持：相对于沪深300指数表现 + 10% ~ + 20%；
3. 中性：相对于沪深300指数表现 - 10% ~ + 10% 之间波动；
4. 减持：相对于沪深300指数表现 - 10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的6个月内，行业指数相对于沪深300指数的涨跌幅为标准，定义如下：

1. 看好：行业指数相对于沪深300指数表现 + 10% 以上；
2. 中性：行业指数相对于沪深300指数表现 - 10% ~ + 10% 以上；
3. 看淡：行业指数相对于沪深300指数表现 - 10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路729号陆家嘴世纪金融广场1号楼25层

北京地址：北京市东城区朝阳门北大街8号富华大厦E座4层

深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心33层

上海总部邮政编码：200127

上海总部电话：(8621) 80108518

上海总部传真：(8621) 80106010

浙商证券研究所：<https://www.stocke.com.cn>