

2023

中国新型储能行业 发展白皮书 机遇 与挑战



前言

随着全球能源转型进程的推进，新型储能技术在中国正迎来一个前所未有的发展机遇。作为全球最大的能源生产和消费国家，中国既面临着能源安全和环境可持续性的挑战，也蕴藏着巨大的发展潜力。

在过去的几年中，中国储能行业经历了市场的快速增长和技术的不断创新。面对电力需求的不断增长、可再生能源发电的波动性、电网弹性调节能力的建设滞后，储能技术成为了平衡能源供需、提高电力系统稳定性和灵活性的关键解决方案。伴随着储能行业的迅猛发展，一些逐渐暴露的问题也必须予以重视。一、技术研发和创新仍然需要不断突破，以降低成本、提高储能效率，并适应各种应用场景的需求。二、储能行业的监管政策和标准体系需要进一步完善，以推动行业规范发展和市场竞争。三、储能项目的融资和投资环境也需要进一步改善，以吸引更多的资金和资源投入到储能领域。尽管面临着一系列挑战，我们也坚信中国新型储能行业正处于一个前所未有的机遇之中。政府已经采取了一系列政策措施，包括鼓励研发创新、加强行业合作、优化储能技术应用和政策支持等，为新型储能行业的发展提供了坚实的基础。

储能领跑者联盟，简称EESA(ELECTRIC ENERGY STORAGE ALLIANCE)作为致力于深度赋能行业的平台，在本次白皮书的编制中邀请到了志同道合的专业第三方机构普华永道与TÜV南德，同心戮力合作，我们将全面展示中国新型储能行业的发展现状和趋势，重点关注市场规模、技术应用、行业标准，融资并购所面临的挑战和机遇。我们希望通过深入研究和分析，为政府、企业和投资者提供有用的参考和决策支持，推动新型储能行业的可持续、健康和创新发展。

在未来我们也将竭尽所能，为中国储能产业的发展添砖加瓦、建言献策，同时也欢迎各位同行对我们批评指正，让我们携手迎接新时代的能源挑战和机遇，共同铸就新型储能行业的美好未来！

目录

第一章 中国新型储能市场概况	01
第一节 装机量统计	02
第二节 技术类型分布	03
第三节 区域分布	04
第四节 招标概况	05
第二章 中国新型储能应用概况	06
第一节 应用场景分布情况	07
第二节 电源侧	08
第三节 电网侧	10
第四节 用户侧	12
第三章 储能技术标准 & 安全	17
第一节 大型储能系统	18
第二节 储能系统核心部件标准要求	18
第三节 储能系统各国标准发展	20
第四节 大型储能电站安全失效案例分析	22
第四章 中国新型储能行业并购交易概况	25
第一节 中国新型储能行业并购交易分析	26
第二节 中国新型储能行业产业链并购交易热点	32
第五章 中国新型储能市场展望	38
第一节 技术路线	39
第二节 区域发展	40
第三节 产业链	41
第四节 项目运营	43

第一章

中国新型储能[1]市场概况



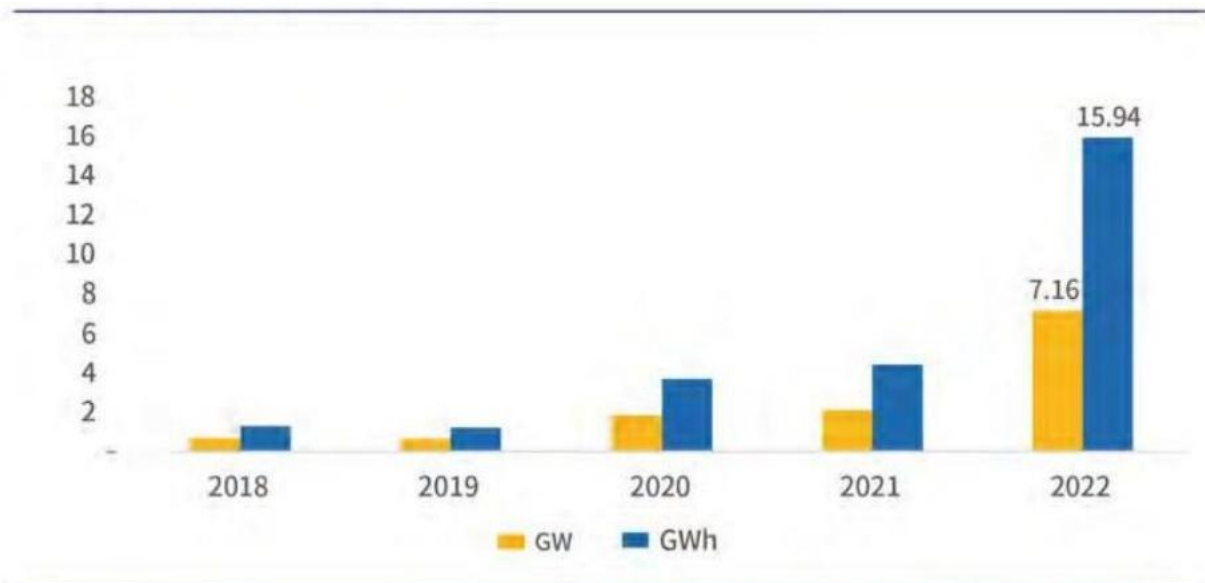
[1]如无特殊说明，本文中的所有对储能的描述均为“新型储能”

新型储能是除抽水蓄能以外的储能形式，其可以改变电力系统即发即用的传统运营方式，提高系统灵活性调节能力。²目前常见的新型储能形式有锂电储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能等。新型储能不仅是助力风能、太阳能等间歇性、波动性、随机性可再生能源开发消纳，实现碳达峰碳中和目标的关键支撑，还是构建新型电力系统、建设新型能源体系、促进能源转型和高质量发展的重要技术和基础装备。

第一节 装机量统计

据EESA 统计，2022年中国新增新型储能装机7.16GW/15.94GWh，是2021年新增装机量（2.11GW/4.43GWh）的3.6倍。按照目前的储能装机量增速计算，中国将在2025年超美国，成为全球最大的新型储能市场。

图1：2018–2022中国新型储能新增装机量



数据来源：EESA 数据库

2022年储能装机量的快速增长与国家以及地方政策支持力度息息相关。2022年3月21日，国家发展改革委、国家能源局正式印发《“十四五”新型储能发展实施方案》（下称《方案》）。《方案》指出新型储能发展目标：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；化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上；到2030年，新型储能全面市场化发展。此外，中国多个省份也出台相关政策推动储能市场发展。在强制配储政策方面，包括山东、内蒙古、陕西、河南等多个省份发布了其强制配储比例；其中，山东枣庄配储比例为15~30%、配储时长为2~4h，是目前为止中国强制配储要求最高的地区。与此同时，多个省份也出台了针对储能系统的补贴政策。例如，浙江乐清在现有电价基础上对储能系统进行0.89元/kWh的补贴；广东佛山顺德对购买储能设备进行一次性10~30万元不等的补助等。

[2]引自国家发展改革委、国家能源局

[3]国家发展改革委国家能源局：《“十四五”新型储能发展实施方案》

表1: 2022年中国部分地区强制配储政策汇总

地区	配储份额	主要内容
山东枣庄	15%~30%;2~4h	《枣庄市分布式光伏建设规范(试行)》提出, 按光伏装机15%~30%、2~4h
内蒙古	15%、2h	2025年建成并网新型储能规模达到500万kW, 新建保障性配储不低于15%、2小时; 市场化配储不低于15%、4小时
海南	10%	每个申报项目规模不得超过10万kW, 需配套建设10%的储能装置
辽宁	10%~15%	2022年80万kW光伏示范项目, 配10%储能新增风电配10%, 风电增补方案配15%, 4h
江苏	8%~10%	长江以南8%、长江以北10%

数据来源: 各省政府官网、EESA政策库

表2: 2022年中国部分地区补贴政策汇总

地区	配储份额	主要内容
浙江乐清	0.89元/kWh	现有电价基础上补贴0.89元/kWh
江苏南京	0.2元/kWh	500kWh以上光储充放设施运营补贴0.2元/kWh
广东佛山顺德	10-30万	顺德多地购买储能设备, 一次性补助10-30万不等
安徽合肥	0.3元/kWh	1MW以上新型储能补贴0.3元/kWh;连补2年, 同一公司最高300万
江苏苏州	0.3元/kWh	苏州园区内的储能项目, 补贴0.3元/kWh;补贴3年

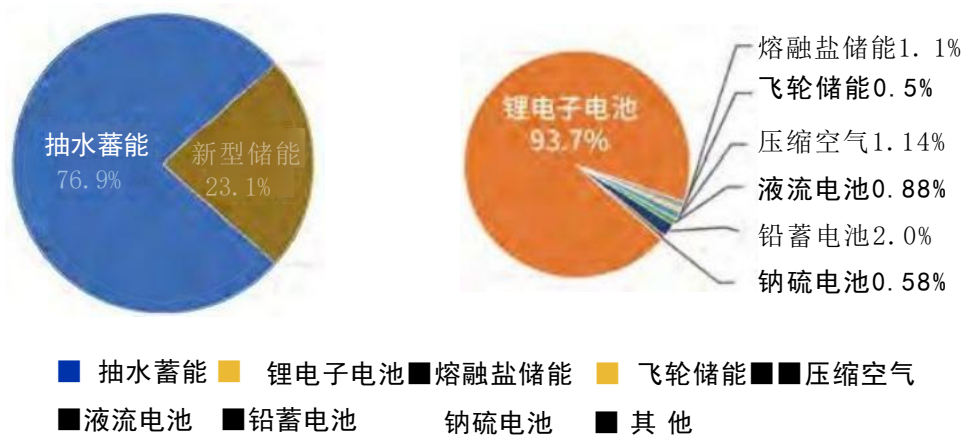
数据来源: 各省政府官网、EESA 政策库

第二节 技术类型分布

截止2022年底, 抽水蓄能仍是中国装机规模最大的储能技术, 占比约为77%。除去抽水蓄能外, 在中国新型储能中技术中, 锂离子电池储能技术仍占据主导地位, 占比高达93.7%;从2022年新增装机技术分类来看, 抽水蓄能新增8.8GW, 新型储能技术中, 锂离子电池新增储能装机项目占比约为94%, 是目前主流的储能技术, 值得注意的是, 压缩空气、液流电池等新型储能技术新增占比也有所增长, 占比分别达到1.14%、0.88%。

[4]数据来源: 国家能源局

图2: 中国电力储能累计装机规模技术类型分布

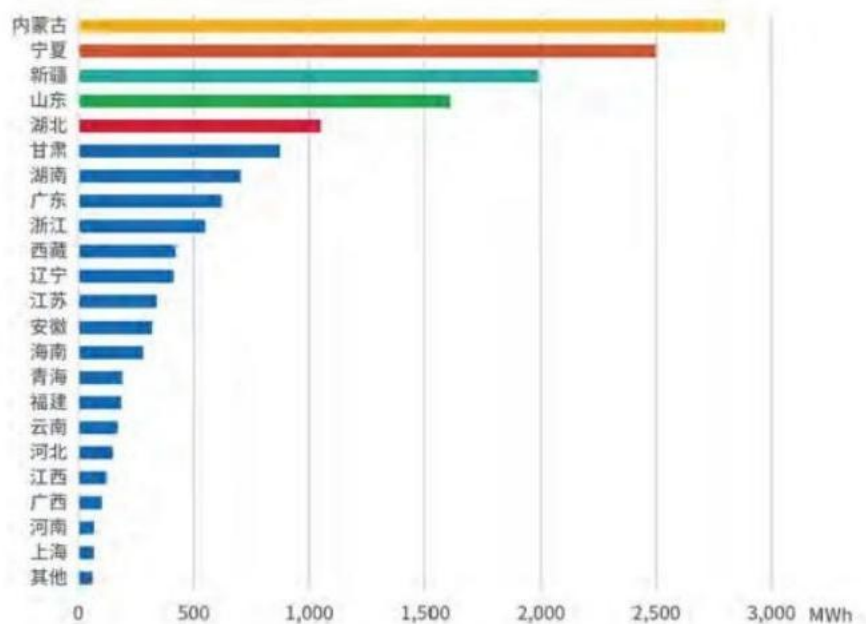


数据来源：国家能源局、EESA 数据库

第三节 区域分布

2022年，中国新型储能项目并网量排名前五的省市分别为内蒙古、宁夏、新疆、山东、湖北。内蒙古、新疆大多数增量源于当地2021年保障性新能源项目及其配套储能项目必须在2022年底并网；宁夏、湖北的市场主力军则来源于多个独立储能项目的并网；山东除独立储能电站，其光伏配储项目也在2022年做出贡献（其并网光伏配储比例高达42%）。

图3: 2022年中国已并网新型储能项目地域分布



数据来源：EESA数据库
数据统计说明：2023年1月前两周宣布并网的项目也统计在内

第四节 招标概况

2022年中国储能项目招标强劲，全年都呈现出景气的高增长局面。从技术路线来看，目前磷酸铁锂电池仍然占据着市场的主体地位，在累计招标中的占比达到95%以上。此外，液流电池的示范应用也正在快速起步，出现了百兆瓦级的示范工程建设并网。

从增长趋势来看，在2022年上半年，新型储能项目招标规模在每个月都有一定的上涨；与此同时，受多个省份发布相关的政策影响，2022年7-12月的招标量为占全年招标总量的78%，尤其是8月份达到了最高，公开招标的项目规模为7.77GWh。

图4: 2022年中国公开招标数量及中标价格统计



数据来源：EESA 数据库

从中标价格来看，2022年中标价格总体呈现出下降趋势。中标价格在2月达到了1.72元/Wh 的高峰，后逐步降至12月份的1.5元/Wh 左右。主要原因有以下两点：首先，锂电技术进步一定程度上带动储能电池降本；其次，现阶段源网侧储能的商业模式尚不明晰，在强制配储政策驱动下出现了大量储能电站闲置的情况，因此建设方可能会通过压缩采购价来降低成本支出。

第二章

中国新型储能应用概况

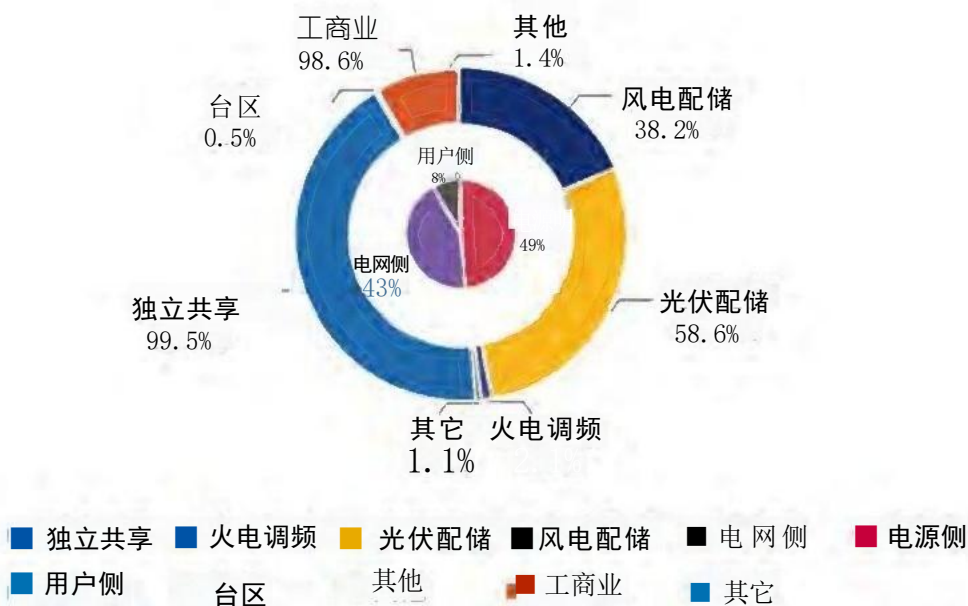


从应用层面来看，中国新型储能主要应用场景集中在电源侧，电网侧以及用户侧。其中，电源侧应用主要集中在提升新能源消纳，同时柔化新能源发电曲线，降低间歇性、波动性、随机性电源对电网的冲击；电网侧主要应用在输电侧和配电侧两个方面，在输电侧配储有助于提高电网系统效率，移峰填谷、降低电源侧旋转备用与调频，同时可以平衡当地电网峰谷，作为局部地区调频资源统一调度。在配电侧配储则可以组建风光储充等微电网系统，提高供电可靠性和电能质量，保持电压、频率在合理范围，隔离电网冲击；用户侧配储则可以削峰填谷，减少电费，平滑负荷曲线，降低容量电费用，并提供应急保电，时域性负荷临时供电等功能。

第一节 应用场景分布情况

从2022年已并网的储能项目应用领域来看，可再生能源并网是中国储能市场的主力，其中电源侧光伏配储占比最大，达到58.6%。与此同时，电网侧则多由独立共享储能构成(99.5%)。随着各地强制配储政策的发布以及电网侧相关商业模式的进一步探索，预计中国电网侧储能的收益率将会在2025年前有明显的改善。2022年已并网的储能项目中，用户侧并网占比为8.36%，其中工商业储能规模为占比为98.6%。随着各省市的峰谷价差拉大，部分省市可实现两充两放，工商业储能会更加具有经济性，加上限电政策的影响，工商业储能将在2023-2025年逐渐发展成主要的增长点；户用储能仅占用户侧装机量的1.4%，占比较低，由于其发展潜力受中国居民电价影响较大，短期内并未显示出明显的增长空间。

图5: 2022年已并网储能项目的应用领域分布

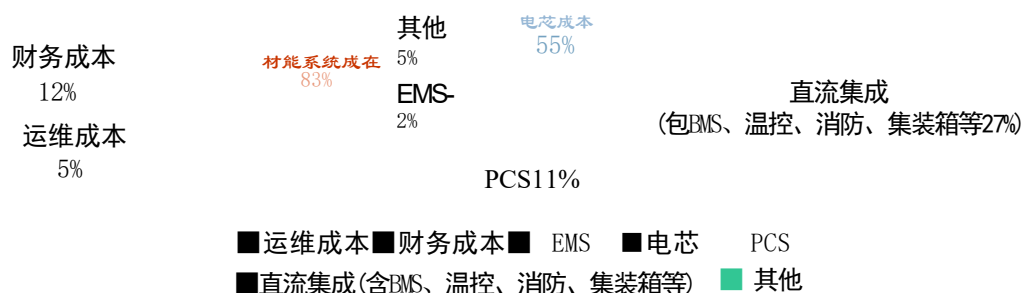


第二节 电源侧

电源侧储能是指在发电厂(火电、风电、光伏等发电上网关口)建设的电力储能设备。其主要目的是提高发电机组效率，确保发电的持续性与稳定性，并储存超额的发电量。当大规模可再生能源接入电网时，电源侧储能可以对可再生能源发电平滑调控，并降低对电网的冲击，同时也可以降低可再生能源弃风和弃光率，提高可再生能源的利用率。

据统计，电源侧锂电储能系统工程的建设成本大概为1.5-2元/Wh左右。整个储能电站的成本主要分为储能系统建设成本，储能系统运维成本以及财务成本，其中储能系统建设成本最高，占比约83%，财务成本以及系统运维成本分别占12%和5%。在储能系统成本中，电芯成本占比最高，约为55%。今年，随着电芯价格回到合理区间，储能系统整体成本也会有所下降。

图6:电源侧储能成本构成



数据来源：EESA 数据库

不同场景下光伏发电的内部收益率测算：

新能源侧发电以光伏发电为例，现阶段主要有以下场景：

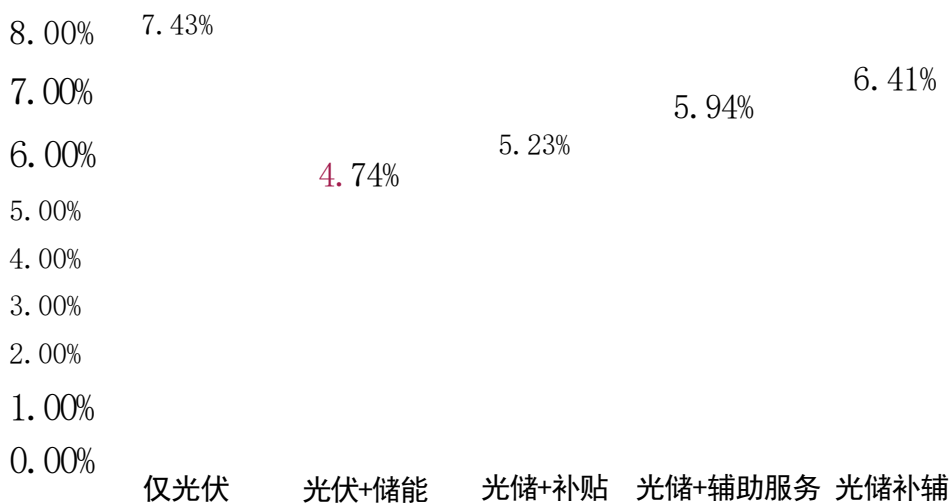


本次测算基于内蒙古某100MW光伏发电项目，配套20MW/40MWh储能电站。其他主要参数设置如下：

光伏发电的平均利用率为98.3%^[5]；平均年工作时长1200h，线性衰减率为0.5%/年，寿命为24年，光伏系统价格为4.13元/W⁶。光伏上网电价为0.44元/kWh；储能系统效率为90%，系统年衰减率2%，综合成本为1.5元/Wh；强制配储的补贴价格为0.2元/kWh⁽⁷⁾。储能电站的辅助服务收入为0.5元/kWh^[8]；整个项目贷款比例为70%，贷款10年，年利率6%。

经测算，不同场景下光伏发电IRR如下所示：

图7:不同场景下IRR测算^[9]



数据来源：EESA 数据库

可以看出，目前光伏+储能的经济效益较低，但是加上政策补贴以及辅助服务收益，IRR有所上升。因此，目前电源侧配储经济性的实现还是需要依靠政府补贴的助推以及多样化盈利模式的挖掘。

[5]数据来源：国家能源局

[6]数据来源：CPIA(中国光伏行业协会)

[7]2022年内蒙的补贴政策为：根据实际响应预申报响应量的比值给予0-1元/kWh 的补偿强度，由于并未规定其具体补贴价格，按照0.2元/kWh 计算

[8]内蒙古地区2022年并未有辅助服务收费的相关政策提出，且其他地区的辅助服务收费均有所不同，现假设其辅助服务计费为0.5元/kWh

[9]测算基于地区售电价格以及补贴情况，仅供参考

第三节 电网侧

传统的电网通常是单向输送电能的，即从发电站到用电站点。与传统电网相比，新型储能，尤其是电化学储能具备快速响应和双向调节的技术特点，并具有环境适应性强、配置分散且短建设周期等技术优势。当大规模可再生能源接入电网时，搭建电网侧储能系统可以为电网提供无功电压支撑，辅助调整系统频率，并通过添加新的节点于电网架构上，增加电力输送的多样性，提高电网的可靠性。此外，储能技术的应用可以通过实时调整充放电功率以及自身系统状态，为电网侧提供储能系统装机容量的约2倍的调峰能力。特别是在形成一定规模配置后，它可以有效地缓解地区电网的调峰压力，提供高效的削峰填谷服务。

从定价机制划分，调峰补偿分为固定补偿和市场化补偿两种。中国早期主要对辅助服务进行固定补偿，2015年至今开启对辅助服务市场化的探索。市场化调峰流程主要为：服务提供方在日前申报调峰价格和电量，调度机构以服务成本最小为原则进行排序，形成出清价格（即最后一名中标者申报的价格），所有中标者均以出清价格结算。调峰当日，服务提供方执行调度指令并最终获得补偿。

调频补偿主要分为里程补偿和容量补偿，各地补偿标准差异较大。从价格机制看，调频市场化程度总体上低于调峰，部分区域未设立调频市场，且未明确储能的市场主体地位。在明确储能可参加调频的区域/市场中，调频主要补偿包括里程补偿和容量补偿两种，部分地区还有现货补偿等其他形式，其中里程补偿主要依据调频里程计算，容量补偿主要依据调用容量计算。各地的补偿标准差异较大，且补偿的计算方式也存在差异。

以独立（共享）储能盈利模式为例，目前中国各省普遍的收益模式为深度调峰补偿模式；在湖南，宁夏，河南，广西等地区存在调峰补偿+容量租赁模式的推广；在山东以及广州，独立储能可以实现现货市场+容量租赁+辅助服务补偿的收益模式。

以电力现货市场发展较好的山东省为例，根据山东能源监管办等联合发布的《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知》，新型储能等新型市场主体积极参与电力现货交易，按月度可用容量给予适当容量补偿费用，容量补偿电价基准价为99.1元/兆瓦时，按照电力系统发用电平衡情况根据谷系数、峰系数进行容量补偿调整。

根据山东电力交易中心公开数据可查，共有八个共计712MW/1504MWh 的储能电站参与了电力市场，参与现货交易电量超2亿千瓦时，其中“古路台阳储能电站”和“伏羲中广储能电站”为2023年1月16日公示，尚未显示受理注册，分别为100MW/200MWh 规模，为计算方便将两个储能电站和“肥城中储储能电站”（压缩空气技术）视作未参与电力市场，其余五家忽略各类差异因素，根据入市时间到统计截止时间（2023年1月29日）计算。

表3:独立储能电站

电站名称	储能技术类型	功率容量 (MW)	能量容量 (MWh)	受理入市时间	市场主体
留格国投储能电站	锂离子电池	101	202	25/02/2022	海阳国电投储能科技有限责任公司
藤源华电储能电站	锂离子电池	101	202	25/02/2022	华电滕州新源热电有限公司
关家三峡储能电站	锂离子电池	100	200	25/02/2022	三峡新能源(庆云)有限公司
全福华能储能电站	锂离子电池	100	200	10/03/2022	华能济南黄台发电有限公司
孟家诺能储能电站	锂离子电池	100	200	13/05/2022	济南诺能新能源有限公司
肥城中储储能电站	压缩空气	10	100	11/07/2022	中储国能(山东)电力能源有限公司
古路台阳储能电站	锂离子电池	100	200		枣庄台阳新能源科技有限公司
伏羲中广储储能电站	锂离子电池	100	200		中广核(枣庄)风力发电有限公司

数据来源: EESA 数据库

前五家电站合计参与市场天数: $340 \times 3 + 315 + 255 = 1590$ 天;

若2亿千瓦时是储能电站在现货市场的发电量, 则每家电站每日平均发电量为: $2\text{亿千瓦时} \div 1590\text{天} = 125786\text{度电/天}$, 相比200MWh(200000 度电)容量, 仅实现约0.62次/每天, 这也反映了储能设施效利用率低的现状。继续简化测算, 选取《山东电力现货市场2023年1月结算试运行工作日报》中的发、用电侧电价(如下表)和0.62次/天的调用数据来估算储能电站(按0.5C的技术标准测算, 充放电均为2小时)的效益情况。时刻13、14充电(-80元/兆瓦时), 18、19放电(447~551.67元/兆瓦时): 价差为0.527~0.631元/度电, 取0.6元/度的估计平均价差计算; 项目运营周期按照10年计算, 项目造价按照均值2250元/kWh 测算;

10年共计调用次数: $365 \times 10 \times 0.62 = 2263$ 次;

单次调用成本: $2250\text{元} / 2263\text{次} = 0.994\text{元/次}$;

因此, 若不考虑政策补贴和(新能源配储)容量租赁的收益, 在当前利用现状下, 距离静态的收益达成相距甚远。然而, 目前山东独立(共享)储能的收益主要来自于三部分: 电力现货市场套利、容量租赁和容量补偿。假设山东储能租赁价格为150元/kWh每年, 租赁比例为80%。100MW/200MWh的储能电站每年租赁收益2400万元; 根据山东省容量补偿计算规则, 100MW/200MWh项目一年可获得的容量补偿约为330万

元。参照地方政府对光伏、风电行业的补贴政策，随着鼓励优惠政策的到期，在容量补偿上的预期收益将不断走低；容量租赁在目前政策下相对比较稳定；要提高储能电站的经济性，最直接地还是提升整体系统效率，结合市场预测、充放策略、尖峰时段以及根据性能开展辅助服务，以获得增值收益。

第四节 用户侧

工商业储能

工商业储能是用户侧储能最主要的应用场景之一，工商业储能项目需求差异大、应用环境复杂且收益路径多元化，当前主要应用场景包括峰谷套利、需(容)量管理、应急备电、动态扩容及需求侧响应。现阶段，我国工商业储能主要通过峰谷价差套利、削减容量电费、用户侧需求响应等途径实现盈利，其中峰谷套利是工商业储能最直接、最成熟也是应用最广泛的盈利模式。

图8:工商业储能项目应用分布占比



数据来源：EESA数据库

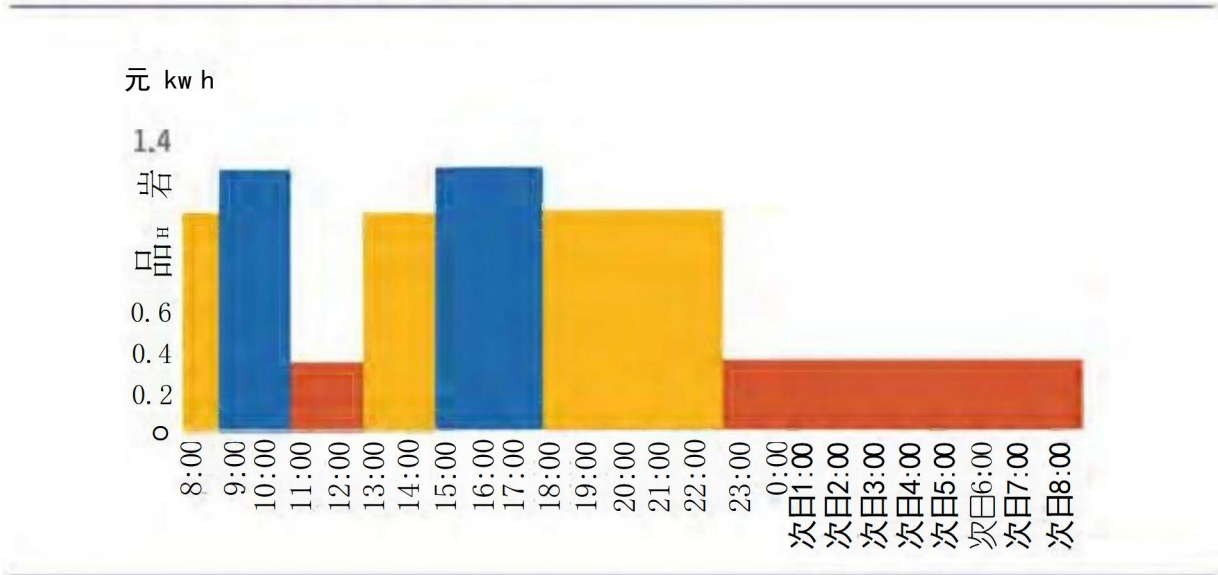
峰谷套利是指利用分时电价规则下的高(尖)峰、低(深)谷的电价差异，以低充高放的形式减少用户电费支出，当工商业储能的峰谷价差超过其LCOS(全生命周期度电成本)时，工商业储能项目将具备经济性。据EESA统计，2022年，中国储能项目两小时储能系统平均中标价格为1.6元/Wh，在此成本下，锂电池工商业储能的度电成本为0.686元，即峰谷价差在0.686元/kWh以上，工商业储能开始具备经济性。目前，包括浙江、上海、海南、广东、四川、山东等20个省份的峰谷价差已超过0.686元/kWh，其中，浙江省是中国目前峰谷价差最大的省份，且可满足两充两放，经济性显著。

以2023年4月，浙江省大工业用电(10)1-10千伏分时电价为例，其峰谷价差达到0.9423元/kWh。2h储能系统可在11:00-13:00时段充电，15-17:00时段放电；在23:00至次日8:00时段充电，9:00尖峰时段进行放电

[10]工业分峰、谷、平电价；有基本容量费(按主变容量)计算

按照此充放策略，在每日实现两充两放的应用情况下，套利收益更为显著。

图9: 2023年4月浙江省大工业用电分时电价



数据来源：浙江省代理购电公告

根据尖峰时段放电，谷时充电，日内两充两放的策略，对浙江省1MW/2MWh储能电站进行10年期峰谷套利收益模拟，重要模拟数据如下：

假设储能项目初建成本为1.6元/Wh，充放电深度(DoD)90%，其他储能装置综合效率94%(其他储能装置综合效率包括电力线路效率，辅助设备功耗，变压器等一系列的能量损耗，以及季节的波动影响考虑在内，是一个综合的效率，后期技术进步导致的效率提升以及系统运营一段时间后效率下降不考虑在内)；残值率5%；总运维成本为总初建成本的5%；折现率为十年期国债的收益率3.5%。

以2023年4月浙江省大工业用电1-10千伏分时电价为电价例，浙江省1MW/2MWh储能项目的10年期NPV为925,071元，静态回收期5年左右，项目内部收益率(IRR)为11.5%。

表4: 项目IRR敏感性分析

IRR	初建成本(元/Wh)						
	11.5%	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4
	0.79	1.3%	2.7%	4.3%	6.0%	7.8%	9.9%
	0.84	3.1%	4.5%	6.1%	7.9%	9.8%	11.9%
峰谷价差 (元/kWh)	0.89	4.7%	6.3%	7.9%	9.7%	11.7%	13.9%
	0.94	6.4%	7.9%	9.6%	11.5%	13.5%	15.8%
	0.99	8.0%	9.6%	11.3%	13.2%	15.3%	17.7%
	1.04	9.5%	11.2%	13.0%	14.9%	17.1%	19.5%
	1.09	11.0%	12.7%	14.6%	16.6%	18.8%	21.3%

数据来源: EESA数据库

根据测算: 较低的初建成本通常与较高的IRR 相关, 峰谷价差保持不变, 储能项目初建成本每降低0.1元/Wh, 项目IRR提升超过1%; 与此同时, 随着峰谷电价的增加, 投资回报率也呈现增加的趋势, 初建成本保持不变, 峰谷电价每升高0.05元/Wh, 项目IRR 提升超过1.5%。因此, 峰谷电价以及储能项目初建成本是影响工商业储能经济性的重要因素, 充分了解市场监管政策和电力市场的动态变化, 开发更贴合市场的商业模式以及储能策略, 以最大化峰谷电价的利用和项目的盈利能力是工商业储能破局的关键。

户用储能

户用储能(家庭储能)也是用户侧储能最主要的应用场景之一, 其运行不受城市供电压力影响, 在用电低谷时间, 户用储能可自行充电, 以备用电高峰或断电时使用; 近两年, 地缘政治危机加剧了欧洲能源危机, 导致短期欧洲能源价格居高不下, 中国光伏、户用储能等产品格外受欢迎, 越来越多的中国企业正在加紧布局海外户储市场。

在发展早期, 户用光伏往往能在上网电价与优先消纳上获得较好的保障, 因此通常采取全额上网为主的模式。而光伏具有天然的间歇性与波动性, 随着发电占比的提升, 其对电网的冲击也日益加大, 全额上网并非长期的解决方案。对于居民用户, 搭配储能的户用光伏才能彻底取代传统的电网供电, 从而实现电力的自给自足。因此随着上网电价的逐步退坡与终端电价的持续上涨, 自发自用已成为更经济的方案。目前, 由于

稳定的居民用电价格等原因，中国户用储能市场尚处于起步阶段。然而，户用储能在高居民电价的海外地区体现出明显的经济性，典型地区如欧洲、美国、澳洲等地区。截至2022年德国是全球最大的户储市场，2022年其户用储能新增装机量约为1.6GWh，累计装机量已超过6GWh，户用光伏配储在德国已颇具经济性。

1. 经济性分析

根据EESA 调查，2022年德国典型家庭的户用储能系统由15kWh 电池系统以及10kWp 光储逆变器构成，欧洲容量为15 kWh电池系统的平均价格为E4,796, 配合10kWp的光储逆变器 (E1744)，光伏组件，以及渠道(€2963)和安装成本 (E3000)，传导到终端客户的累计成本为E15,832。

表5:德国户储终端用户初始投入

德国户储终端用户初始投入项目					
	光伏组件	支架&线缆	电表	逆变器	电池系统
价格	E 2,868.00	E652.00	E65.00	E1,678.00	E4,614.00
物料合计	e9,878.00				
其他成本	运输成本	渠道成本		安装成本	
价格	E988.00	e2,963.00		e3,000.00	
成本合计	E16,829.00				

数据来源：EESA数据库

假设仅考虑自用，年用电量12000kWh，电费价格为E0.39/kWh(2023年5月柏林居民电价)，在无补贴的情况下，德国户储系统的10年期IRR为16%，在第6年可以收回成本。此外，德国对于15kWh户用储能系统还有额外的补贴政策，在一些地区户用储能系统可以获得1000-3000欧元的补贴，使户储经济性进一步凸显，投资回报周期减少2年。

2. 敏感性分析

表6: 户用储能敏感性分析

IRR	系统成本 (€/套)						
	16.2%	17,129	17,029	16,929	16,829	16,729	16,629
电价 (€/kWh)	0.33	11.5%	11.6%	11.8%	11.9%	12.1%	12.2%
	0.35	12.9%	13.1%	13.29	13.4%	13.5%	13.7%
	0.37	14.4%	14.5%	14.7%	14.8%	15.0%	15.1%
	0.39	15.7%	15.9%	16.1%	16.2%	16.4%	16.5%
	0.41	17.1%	17.3%	17.4%	17.6%	17.8%	17.9%
	0.43	18.4%	18.6%	18.8%	18.9%	19.1%	19.3%
	0.45	19.7%	19.9%	20.1%	20.3%	20.4%	20.6%

数据来源: EESA数据库

根据测算, 户用储能系统IRR对电价的敏感度较高, 在系统成本不变的情况下, 电价每上升0.02/kWh, 最高可使IRR 升高1.5%。若后续储能系统价格持续降低, 户用光伏配储经济性将进一步提高。考虑后续天然气价格企稳或电费改革使居民电价持续回落, 在系统成本不变的情况下, 若电费降低到0.25/kWh 时, 测算投资回收期为8年 (IRR 为6%), 德国终端用户仍将具有配储动力。

第三章

储能技术标准&安全



第一节大型储能系统

大型储能系统主要应用于大型风光等发电侧、或者电源侧用于参与电网电能质量调节、保障电网安全的应用，其中，大型储能系统具有参与电网调度、功率大、容量大、建设集中的特点。大型储能系统也常用于较大规模的工商业应用场景。

大型储能系统构成与大型工商业系统组成结构并无明显差别。但工商业现在流行All in One的标准化于模块化，大型储能系统却有集中式、分布式、智能组串式、高压级联、集散式五种电气结构设计模式。

图10:大型集装箱式储能系统结构图



数据来源：机电之家

第二节储能系统核心部件标准要求

电气安全

电化学储能系统的电气结构部分，应符合IEC61140 和IEC60364 系列中涉及低压电气设备的技术要求。针对储能系统的电气危害的预防措施的需要考虑以下几点：

防触电检测和保护，接地故障检测和保护，过/欠压检测和保护，过/欠电流检测和保护，温度过高/过低检测和保护，防雷保护，电气拉弧风险评估及保护。

电芯和电池系统安全

传统电化学储能系统大多使用铅酸电池。由于铅酸电池的电化学安全性相对较高，因此其考核标准主要针对性能和可靠性。和铅酸电池相比，锂离子电池在能量密度和循环寿命方面具有显著的优势。但是，锂离子电池的电化学特性不够稳定，存在更高的安全风险，因此需要通过控制单体电池(电芯)和电池系统的设计、生产制造和品质控制来保证锂离子电池在储能系统中的安全。

单体电池(电芯)的安全性是整个储能系统安全的基础。传统锂离子单体电池(电芯)通过在本体上安装泄压阀，PTC(正温度系数热敏电阻)和CID(电流切断装置)来实现对单体电池(电芯)的滥用保护。一些电池制造商对方形大电芯开发了OSD(过充安全装置)，通过单体电池(电芯)过充过程中的膨胀来触发过充保护。实验室可以，通过单体电池(电芯)内部植入镍针的内部短路试验验证单体电池(电芯)的耐滥用能力，根据测试经验，现在电池制造商不断提高电芯的耐滥用能力。尽管如果，单体电池(电芯)不足以完全抵御所有滥用条件，所以电池包的设计需要考虑如何通过可靠的电池管理系统(BMS)避免单体电池(电芯)承受这些滥用条件。

IEC 62619是固定式和移动式储能电池的安全标准，包括对单体电池(电芯)和电池系统的安全性的考核。在日本，JIS C8715-2是储能用电池的安全标准。在北美，传统锂电池安全标准UL1642被引入到储能电池中，并制定了储能电池系统标准UL1973, UL1973也根据储能用锂电池的特点，对UL1642中的一些测试方法进行了相应的修改。在德国，对小型锂离子储能系统的安全标准VDE-AR-E2510-50对对电池滥用考核和功能安全提出了更高要求。锂离子电池的安全取决于对其电化学安全窗口的保证，而通过电子控制装置BMS(电池管理系统)是实现锂离子电池过充，过流和过温等滥用条件最便捷的保护方式。与此同时，对包含BMS的电池系统功能安全评估成为保障锂离子电池不可或缺的重要一环。目前对家庭储能，IEC 60730-1是比较成熟的电子保护装置功能安全要求。对工业储能，通用功能安全标准IEC 61508是对其功能安全评估最完善的标准。

表7: 储能电池相关国际标准

储能电池相关国际标准	
铅酸电池	• IEC 60896-21/22 (锂离子电池); • IEC 62619(安全要求) • IEC 62620(性能要求)
电池安装要求	• IEC 62485-2(铅酸和镍系列电池) • IEC 62485-5(锂离子电池)
新能源应用要求	• IEC61427-1 (离网) • IEC61427-2 (并网)

第三节 储能系统各国标准发展

IEC/EN(CE 标志)

国际电工委员会IEC是制定电气工程相关的标准组织，由每个国家作为成员组成，目前全球有影响力的国家均加入该非营利性技术组织。其制定的标准一般是该组织内通用的标准，形成了全球事实上的通用标准。其中，IEC/TC 120 Electrical Energy Storage(EES)Systems是负责制定储能系统标准的技术委员会，在储能系统的术语、性能参数测试、设计和性能评估、环境问题和安全要求这五方面。TC 21/SC 21A-Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes是负责制定二次电芯和电池相关技术标准的技术委员会。其制定的标准包括二次电芯和电池的产品尺寸、性能要求、安全规定、测试规定。欧洲电工委员会等同转换了国际电工委员会的相关标准。在EN标准之上，欧盟的法规和指令对储能的相应零部件和系统提出了要求。将电池储能系统投放市场时，制造商有义务遵守包含CE标志的“产品安全法”，包括EMC指令，电磁兼容性，LVD指令，低电压产品(及其协调标准)，RED指令，无线通信设备(如适用)，RoHS指令，限制某些有害物质，WEEE指令，废弃电器设备处置，Eco-Design生态设计指令。

德国

近几年德国储能市场正处于前所未有的高速发展阶段，这归功于德国政府能源转型战略的推进和实施。能源转型战略的目标之一是在2050年前可再生能源占总电量消耗比例达到80%。而能源存储技术的快速发展则成为该战略的有效支撑。由联邦经济事务和能源部(The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 简称BMWi)主持下，德国政府早在2012年就设立了《储能促进基金》，从家用储能到工业电网储能等多维度地、多层次地推动整体储能产业的发展。在此机制下，2016年3月开始，基金项目更重点投向储能系统与光伏发电的高度结合，以此促能源结构向可再生能源的深度加速发展，使可再生能源成为德国新能源体系的重要依托。在德国政府的宏图目标推动下，业界各机构投入大量资源，相关储能技术标准的研发也紧贴市场步伐，德国标准牵引着全球储能技术整体方向和节奏。德国政府和标准化工作相关的组织在储能标准的制定上领先世界其他国家和地区。

中国

为促进储能技术与产业发展，国家发改委联合财政部，科学技术部，工业和信息化部和国家能源局于2017年9月22日共同颁布了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》(发改能源〔2017〕1701号)。该《指导意见》明确了储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源的重要组成部分和关键支

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/405321232220011113>