

2023

中国新型储能行业发展白皮书

机遇与挑战



EESA 储能领跑者联盟
ELECTRIC ENERGY STORAGE ALLIANCE

pwc 普华永道



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!

储能领跑者联盟理事长

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



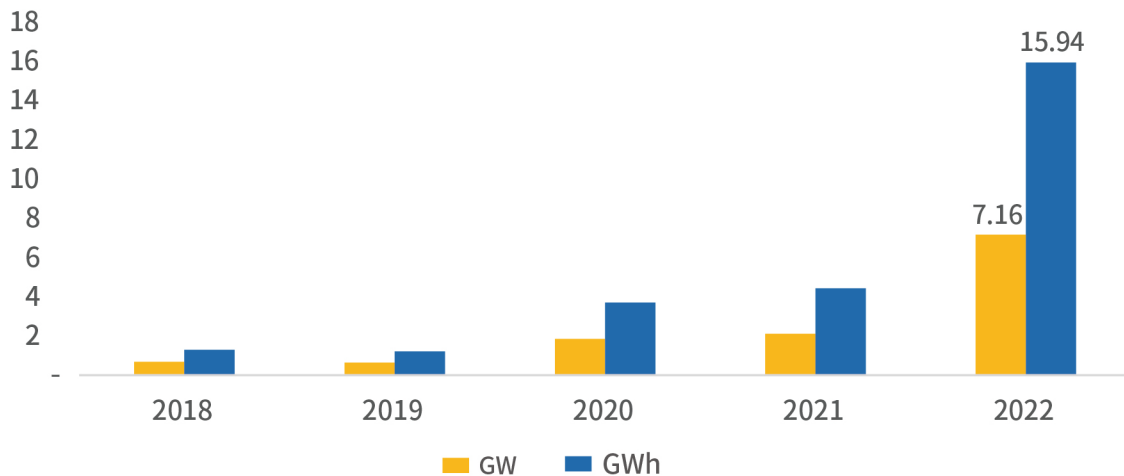
[1]如无特殊说明,本文中的所有对储能的描述均为“新型储能”

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。^[3]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

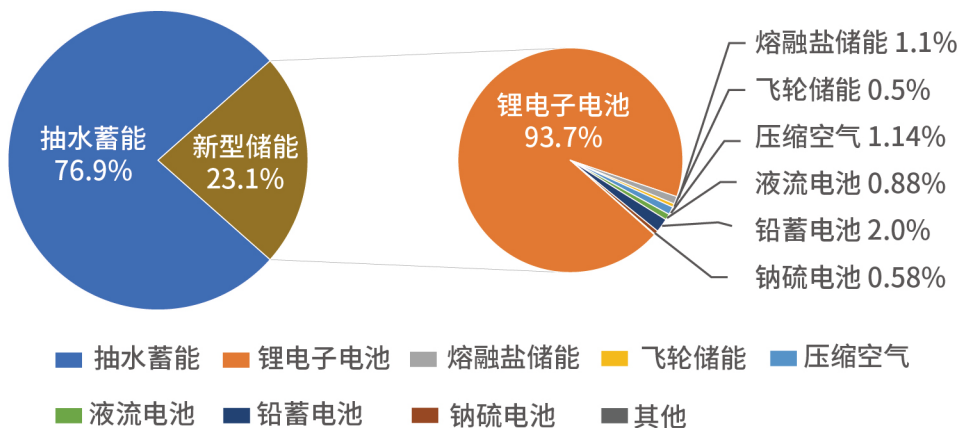
数据来源: 各省政府官网、EESA政策库

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]。

[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

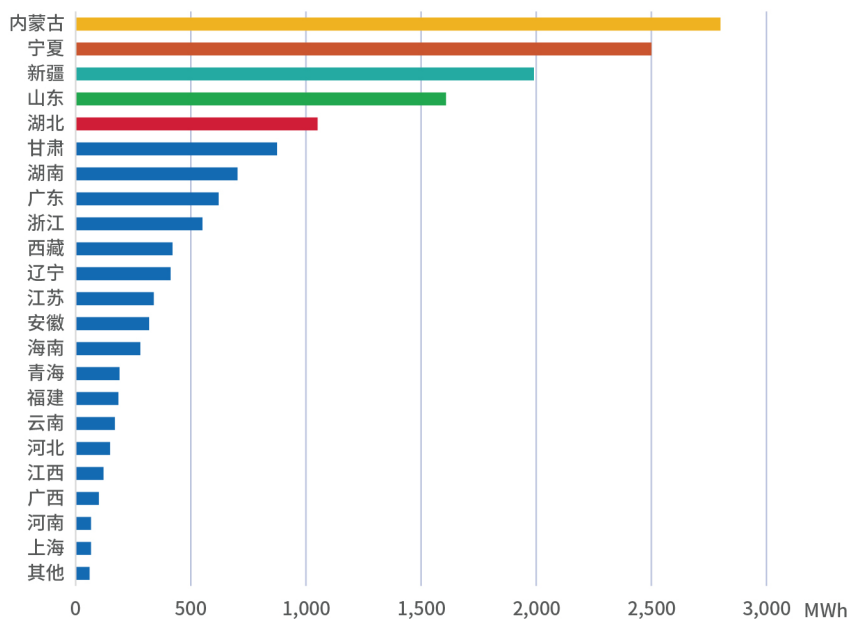


数据来源: 国家能源局、EESA数据库

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



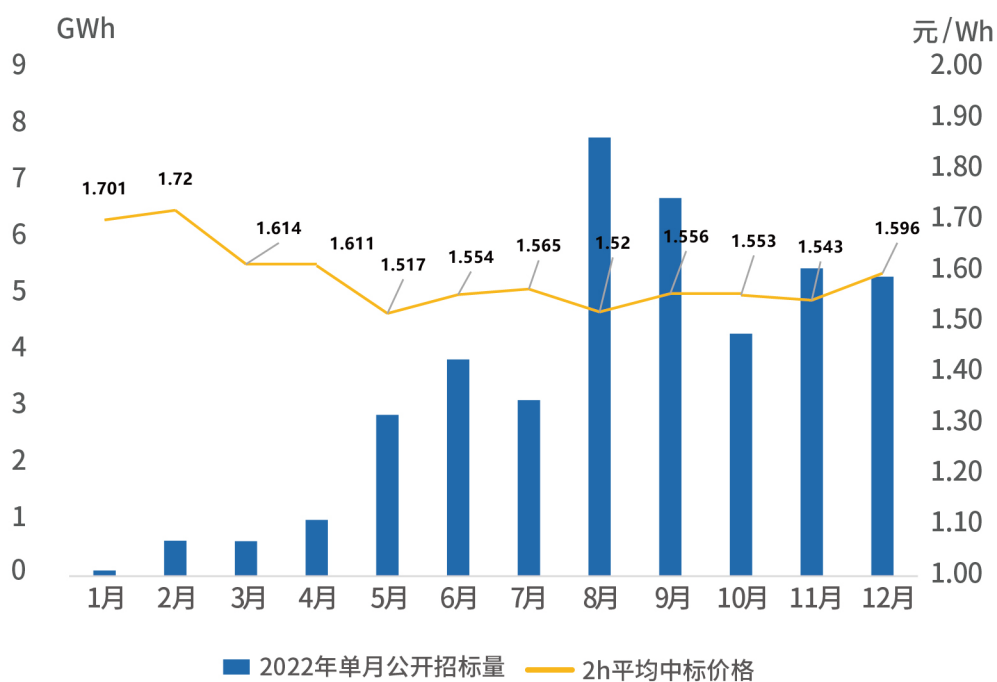
数据来源: EESA数据库
数据统计说明: 2023年1月前两周宣布并网的项目也统计在内

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

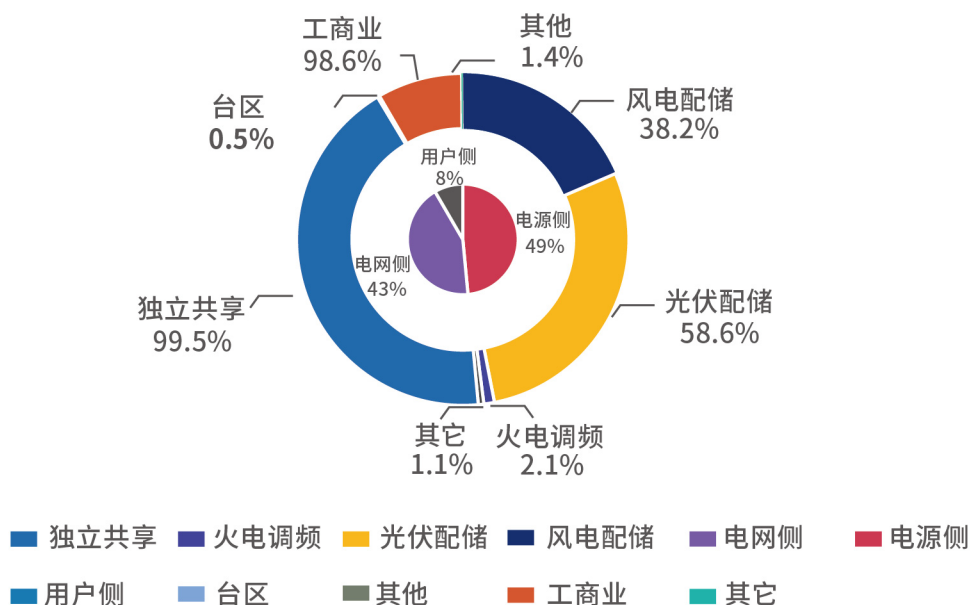


从应用层面来看,中国新型储能主要应用场景集中在电源侧,电网侧以及用户侧。其中,电源侧应用主要集中在提升新能源消纳,同时柔化新能源发电曲线,降低间歇性、波动性、随机性电源对电网的冲击;电网侧主要应用在输电侧和配电侧两个方面,在输电侧配储有助于提高电网系统效率,移峰填谷、降低电源侧旋转备用与调频,同时可以平衡当地电网峰谷,作为局部地区调频资源统一调度。在配电侧配储则可以组建风光储充等微电网系统,提高供电可靠性和电能质量,保持电压、频率在合理范围,隔离电网冲击;用户侧配储则可以削峰填谷,减少电费,平滑负荷曲线,降低容量电费用,并提供应急保电,时域性负荷临时供电等功能。

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



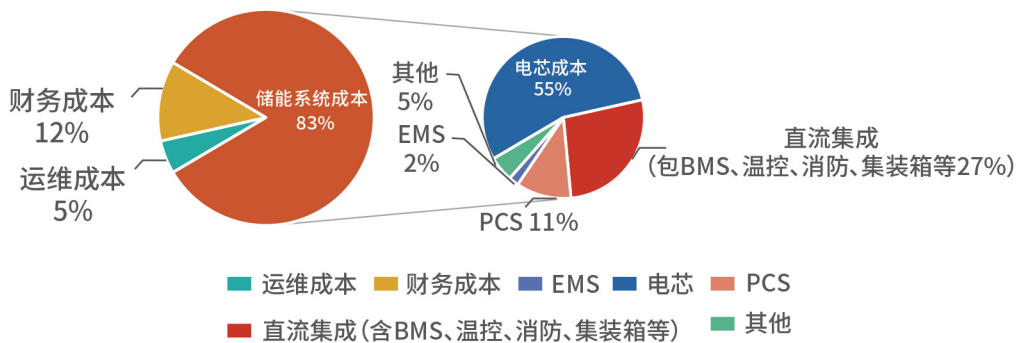
数据来源: EESA数据库

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：

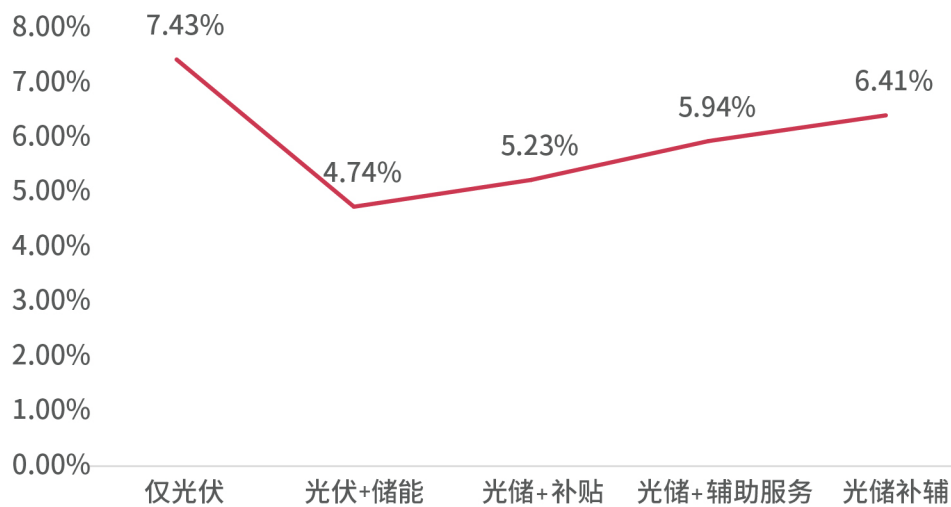


本次测算基于内蒙古某100MW光伏发电项目,配套20MW/40MWh储能电站。其他主要参数设置如下：

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/W^[6]；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年内蒙古的补贴政策为：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,即从发电站点到用电站点。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*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:2亿千瓦时÷1590天=125786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*10*0.62=2263次;

单次调用成本:2250元/2263次=0.994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

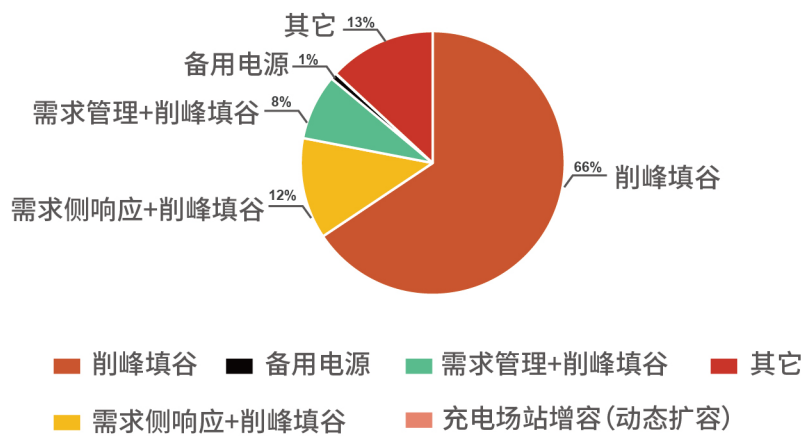
元。参照地方政府对光伏、风电行业的补贴政策,随着鼓励优惠政策的到期,在容量补偿上的预期收益将不断走低;容量租赁在目前政策下相对比较稳定;要提高储能电站的经济性,最直接地还是提升整体系统效率,结合市场预测、充放策略、尖峰时段以及根据性能开展辅助服务,以获得增值收益。

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、动态增容及需求侧响应。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

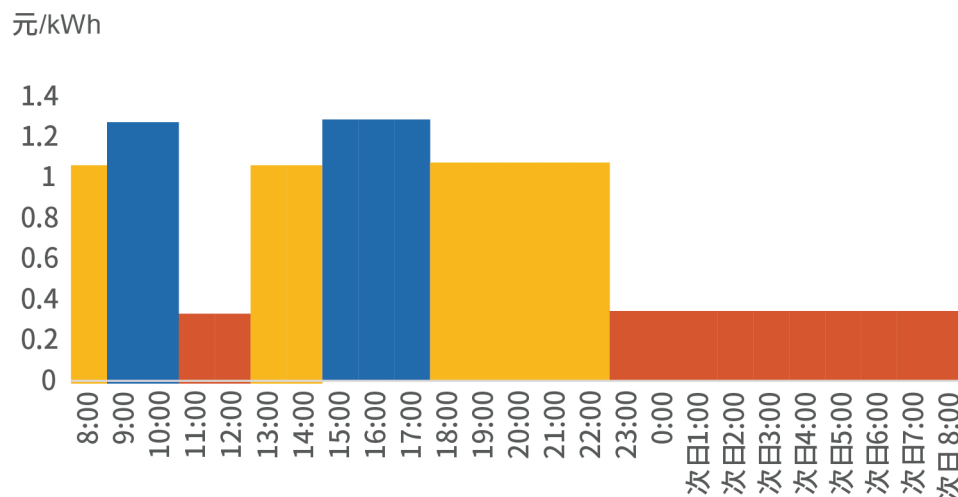
峰谷套利是指利用分时电价规则下的高(尖)峰、低(深)谷的电价差异,以低充高放的形式减少用户电费支出,当工商业储能的峰谷价差超过其LCOS(全生命周期度电成本)时,工商业储能项目将具备经济性。据EESA统计,2022年,中国储能项目两小时储能系统平均中标价格为1.6元/Wh,在此成本下,锂电池工商业储能的度电成本为0.686元,即峰谷价差在0.686元/kWh以上,工商业储能开始具备经济性。目前,包括浙江、上海、海南、广东、四川、山东等20个省份的峰谷价差已超过0.686元/kWh,其中,浙江省是中国目前峰谷价差最大的省份,且可满足两充两放,经济性显著。

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
峰谷价差 (元/kWh)	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%
	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,随着峰谷电价差的增加,投资回报率也呈现增加的趋势,初建成本保持不变,峰谷电价差每升高0.05元/Wh,项目IRR提升超过1.5%。因此,峰谷电价差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,以最大化峰谷电价差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€4,796，配合10kWp的光储逆变器（€1744），光伏组件，以及渠道（€2963）和安装成本（€3000），传导到终端客户的累计成本为€15,832。

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	€ 2,868.00	€ 652.00	€ 65.00	€ 1,678.00	€ 4,614.00
物料合计	€ 9,878.00				
其他成本	运输成本	渠道成本		安装成本	
价格	€ 988.00	€ 2,963.00		€3,000.00	
成本合计	€ 16,829.00				

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€0.39/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)						
	16,229	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%	13.2%	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%
	16.2%						

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UL 1642被引入到储能电池中,并制定了储能电池系统标准UL 1973,UL 1973也根据储能用锂电池的特点,对UL 1642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	• IEC 61427-1 (离网) • IEC 61427-2 (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

撑技术。在今后10年的发展目标里,完善储能产品标准和检测认证体系作为重要任务之一,以配合整体行业的快速健康发展。在2017年,与储能产品相关的国家标准相继被批准颁布,为推动整个行业的高速发展打下重要的基础。在《指导意见》里,还多次强调“互联网+”智慧能源的发展蓝图,并在政策上鼓励储能系统开发采用标准化、通用性及易拆解的结构设计,协商开放储能控制系统接口和通讯协议等利于回收利用的相关信息。这意味着储能产品的发展趋势也向智能化靠拢。除了基本的电气、功能、性能、并网、电磁兼容、运输安全等传统评估方向外,涉及信息传递,如无线通讯等的评估也不能忽略。

美国

美国能源部属下的能源部电力传输和能源可靠性办公室(Office of Electricity Delivery and Energy Reliability)在2014年12月签发了《储能系统安全策略计划》(《Energy Storage Safety Strategic Plan》)。在其带领下,由国家实验室桑迪亚国家实验室(Sandia National Laboratories)牵头联合国内行业主体共同研发和制定储能系统的安全指引《行为准则,标准和规范》(CODES,STANDARDSANDREGULATIONS),其目的是,在储能系统整个产业生态链中为确保人、物以及环境不受或尽可能降低损伤或损害提供强有力的技术指引。由于美国采取联邦制,安全指引并不强制执行。但只要各地方州政府采纳并列入法规,则就会在该地区强制生效。

澳洲

在澳洲,可再生能源的高速发展也离不开政府的大力支持和推动。联邦政府和各州政府都制定了相关政策与项目,以此支持企业投资、发展澳洲的可再生能源项目。在政府和业界强有力的推动下,清洁能源理事会(The Clean Energy Council,简称CEC)应运而生,由其负责管理的新能源认证项目。为得到澳大利亚政府财政支持(包括联邦政府的RET政策、ARENA计划和其他州政府本地的津贴),太阳能安装商必须通过CEC认证。除此之外,CEC还负责维护澳大利亚唯一的获批太阳能产品名单,包括太阳能组件与逆变器,储能系统则属于逆变器的一个分支类别。如要获得澳大利亚政府补贴,此类产品必须进行CEC列名。CEC在其官网详细公开了储能系统在安规和并网方面的符合性标准以及首次申请的认可条款。

据澳大利亚通讯及媒体局(Australian Communications and Media Authority,简称ACMA)相关法规的要求,须由澳洲进口商、分销商或者本土制造商持有认可的有效测试报告以自我宣称的形式来宣告产品合规性。随着市场的逐步深化发展,CEC也加强了对合规产品的管理。从2017年开始,CEC追加了列名后的市场抽测要求,从市场购买已获列名产品送至澳洲认可实验室进行检测,凡是不能通过市场抽测的将被强制除名。通过此举措,有效确保了列名产品的持续合规性。

第四节 大型储能电站安全失效案例分析

根据公开资料显示,近5年来(2017-2022)国内外共发生60多起储能安全事故,仅2022年上半年就发生了17起火灾事故。

表8:2022年上半年全球储能安全失控原因

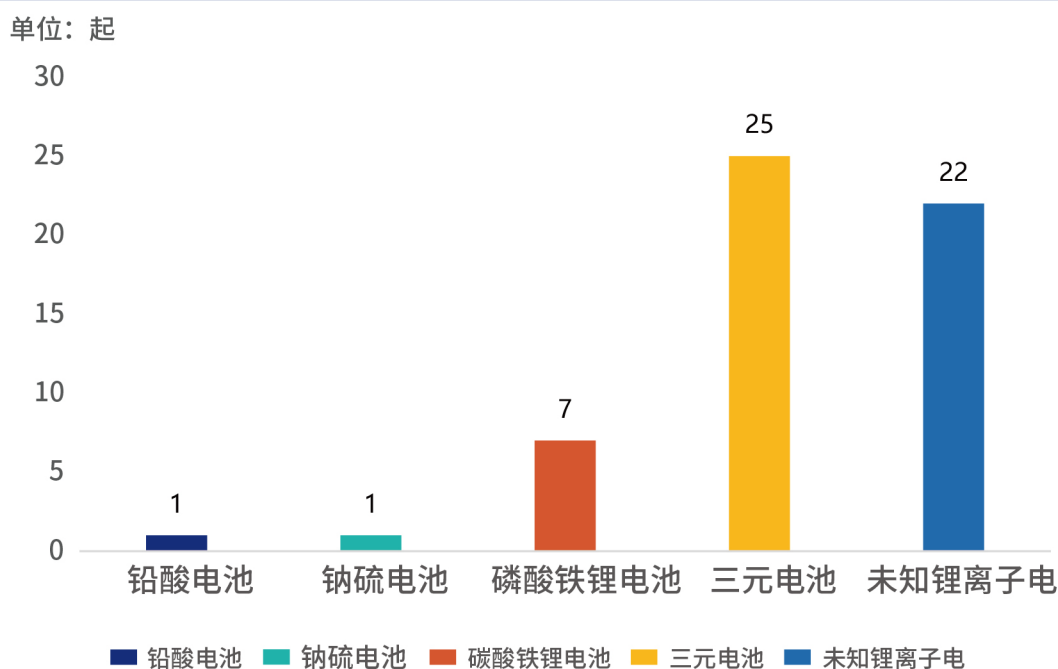
地区	事件	事故原因
韩国	韩国蔚山南区SK能源公司电池储能大楼发生火灾。	电机保护系统不良;运营的操作管理环境管理不善;安装疏忽,储能系统集成控制(EMS、PCS)保护系统管理不善。
中国	京港澳高速上一辆满载储能系统的货车突然起火。	磷酸铁锂电池(模块)起火
韩国	韩国庆尚北道军威郡牛宝郡新谷里太阳能发电站发生火灾,起火的设备为配套储能设施。	锂离子电池在因过充或缺陷导致内部短路
韩国	正极材料制造商EcoProBMCO发生火灾。	三元锂电池正极材料起火
中国	巴斯夫杉杉电池材料有限公司长沙基地某实验室发生火灾。	实验室线路故障引燃塑料容器
美国	美国加州MossLanding储能电站项目发生事故,这是继该项目于2021年9月4日发生过电池过热事故后,在不足半年的时间里发生的第二次事故。	锂电池过热
澳大利亚	澳大利亚阿德莱德北部一个车库的家用电池储能系统发生火灾。	锂离子电池
中国	江西某储能项目发生起火。	电池仓进水,电源短路
尼日利亚	位于尼日利亚首都阿布贾中央商业区的联邦财政部大楼地下室的电池逆变器发生火灾并引起爆炸。	电池逆变器起火
德国	德国南部某家庭电池储能发生爆炸。	储能系统技术缺陷
美国	美国东麦迪逊大道和Depew街拐角处的一户家庭发生火灾,火灾源自故障锂电池。	锂电池故障
中国台湾	台湾台中市龙井区龙港路工研院龙井储能场站发生意外失火。	三元锂电池故障
美国	加州ValleyCenter的Terra-Gen电池储能项目发生了一场小火灾。	电气故障,事故控制在单个电池模块

美国	美国亚利桑那州盐河变电站内储能的设施发生火灾。	锂离子电池故障
美国	SaltRiverProject锂离子电池储能系统发生火灾(10MW)。	原因不明
德国	德国卡尔夫区的Althengstett一个用户侧光伏储能系统发生爆炸。	技术原因, 冒出大量烟雾
法国	科西嘉岛Poggio-di-Nazza镇光伏发电场内锂电储能集装箱起火。	锂电集装箱起火

数据来源:媒体公开信息

从发生的事故来看,引发储能电站安全事故的直接原因可以总体分为:电池本体因素、外部激源因素、运行环境因素、管理系统因素^[11]四类。电池本体因素是指电池制造瑕疵以及本身老化,进而影响储能系统安全;外部激源是指电池的电滥用(过充/放、外部短路)、机械滥用(挤压、针刺)、热滥用(过热)而导致的电池热失控;运行环境指储能的热管理系统以及其他管理系统的运行监测,预防电池起火;管理系统指的是运行维护以及电池管理系统存在的软件缺陷。在发生的60多起储能事故中除去企业管理不当,运输环节疏漏等原因,由储能电池引发的火灾事故共达到55起,由锂离子电池引发的事故占比到80%(占有事故因素),可知的锂电事故中三元电池共25起,磷酸铁锂电池,钠硫电池最少,各1起。

图11:储能电池引发的安全事故



数据来源:EESA数据库

[11]曹文晔, 雷博, 史尤杰,等《韩国锂离子电池储能电站安全事故的分析及思考》

从电池特性来看,目前主要的储能电站电池采用的是锂离子电池和铅酸电池。几者相比,铅酸电池能量密度低,稳定性高,寿命低;相对来讲磷酸铁锂电池能量密度较高,热稳定较好,且使用寿命也是铅酸电池的5倍左右;而三元锂电池能量密度最高,但热稳定性差,也是引发安全事故最多的。2022年6月29日,国家能源局综合司发布《防止电力生产事故的二十五项重点要求(22年版)(征求意见稿)》就明确提出“中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池,不宜选用梯次利用动力电池”。综合来讲,磷酸铁锂电池由于其相对稳定的性能,仍然是储能电池较优解。

解决电池储能系统的安全问题,就要在电池热失控的每个过程中牢牢把关。除去电池老化,瑕疵的内部原因外,电池热失控的过程为:单体电池的机械滥用及电滥用导致电池自产热,产热导致电池过热(热滥用),致使单体电池发生热失控,伴随可燃气体和烟雾的释放,电池开始起火并引起连锁反应,最后储能电站起火,甚至可能爆炸。在起火前期的整个过程中,全方位,多层次的系统级检测必不可少,同时BMS的抗干扰性,检测的准确性、及时性,都是有待解决的问题。

当前,我国储能产业发展迅速,但是相关的技术以及标准体系尚不完善,这也是导致储能电站存在安全问题的根本原因。未来,如何加快完善储能系统相关技术标准,维护储能行业健康良性发展将成为首要问题。

第四章

中国新型储能行业并购 交易概况

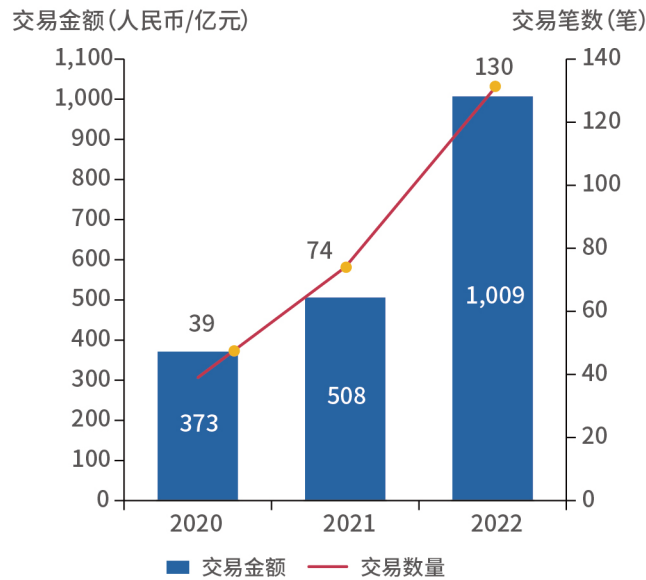


储能行业发展和技术进步离不开资本的有力支撑。2022年,中国新型储能资本市场空前繁荣,相关并购交易数量呈现爆发增长,从并购交易角度可窥见中国新型储能市场的现状及发展趋势。

第一节 中国新型储能行业并网交易分析

2020-2022年储能行业并购交易金额及数量分析

图11:2020-2022年中国新型储能行业并购交易金额及数量分析



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

2022年是储能市场爆发元年,根据EESA数据,2022年中国电力储能(新型)锂电池出货量达到103GWh,同比增速达145%。未来2-3年全球储能市场仍将高速发展,特别是以锂电池为主的储能电池细分赛道将呈现出爆发式的增长。

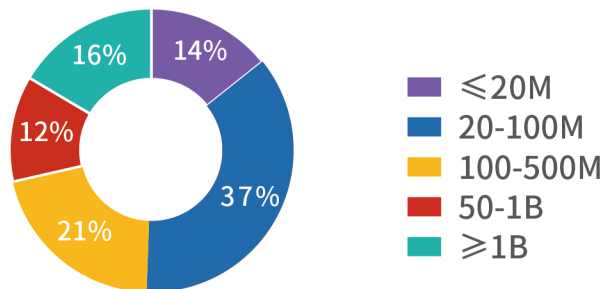
总体来看,2022年储能行业并购交易总金额达千亿元人民币,并购交易数量为130笔。相较2021年,2022年储能产业链并购交易金额同比增长约99%,交易数量同比增长约76%,行业景气度攀升明显。

储能赛道持续火热、并能吸引资本不断加持,主要受益于储能项目投运规模的大幅增长,以及储能项目盈利性提升等利好趋势,从需求角度考虑:国内大储招标量高增;同时海外户储及便携式储能需求爆发,国内企业出口大涨。据EESA统计,2022年中国新增投运新型储能项目装机规模达7.16GW,同期增长超240%。

交易规模分析

图12:2022年新型储能并购交易规模分析^[12]

单位:人民币

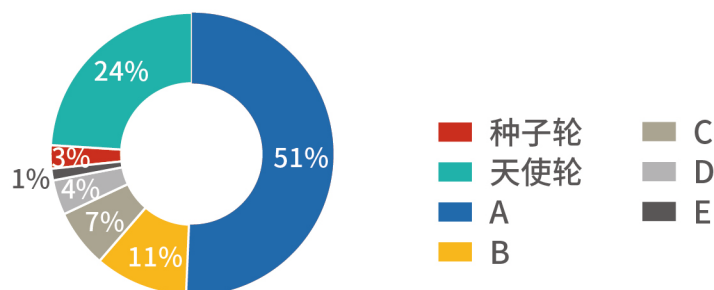


数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从交易量级来看,2022年储能行业仅有少数交易规模超过十亿元,约半数的交易金额集中在1亿元人民币以内;按细分赛道来看,储能电池赛道由于成熟度较高,整体交易规模更大,十亿元及以上的大型交易中近90%为锂电池赛道交易,主要为上市公司定增;储能集成商及3S赛道整体交易规模较储能电池赛道低,相较而言,3S(BMS/PCS/EMS)相关的交易规模最小,多集中在5,000万左右,这也与其并购轮次集中在天使轮及A轮有关。

交易轮次分析

图13:2022年新型储能行业并购交易轮次分析^[13]



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从交易轮次来看,储能行业发展尚处起步阶段,企业融资需求多处于早期。作为储能市场爆发元年,不考虑发展较为成熟的锂电储能赛道的上市公司定增以及控制权/非控制权收购的情况外,2022年储能交易轮次集中在A轮及A轮以前,融资阶段进入B-E轮的企业以储能集成商为主。

[12] 仅包括已披露交易金额的交易

[13] 不包含定增、控制权收购、非控制权收购等非融资轮次的交易。图中百分比为取整后结果,实际总和为100%。

表9:2022年储能行业重大交易回顾

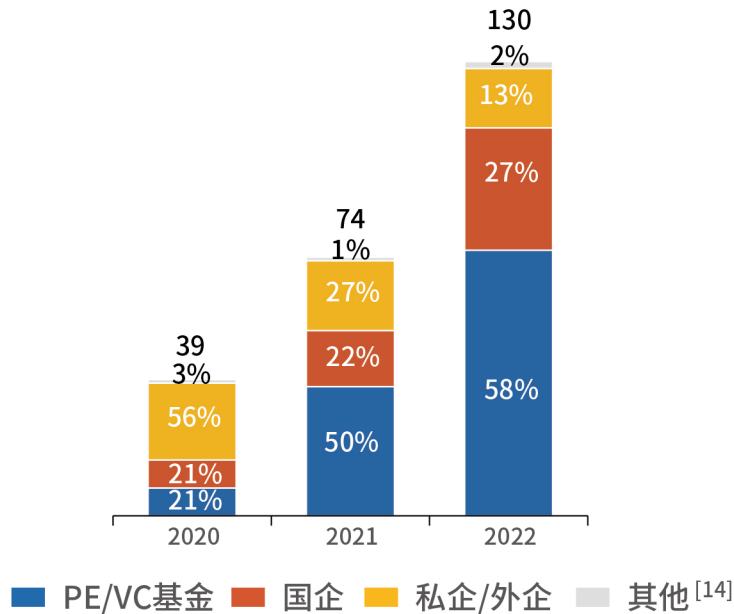
时间	标的公司	投资方	投资行业	投资方向	交易金额 (百万元人民币)	交易背景及特征
2022-06-23	宁德时代	国泰君安、财通基金、HHLR Advisors、江苏香樟创投、南方东英、Macquarie Bank香港汇丰、JPMorgan Chase Bank、摩根士丹利、J.P. Morgan Securities plc、Barclays Bank、广发证券、太保资产、睿远基金、博时基金、金鹰基金、泰康资产、申万宏源、光大永明资产	锂电池厂	国内	45,000	定向增发，募资主要用于锂离子电池及储能项目
2022-10-06	中创新航	天齐锂业香港、宏盛国际资源、大族激光（香港）、中伟（香港）新材料、西藏中科、振石集团、常州精测、兴发香港进出口、小鹏汽车、TMA国际私人有限公司、江苏普正精密科技维沃、江门市海纳新能源投资、北城集团	锂电池厂	国内	9,100	H股基石投资
2022-08-24	欣旺达电池	英飞尼迪（珠海）创投、江峡绿色投资基金、深投控资本、开弦资本、国家绿色发展基金、欣旺达等	锂电池厂	国内	6,900	A轮融资，主要面向锂电池、储能电芯业务研发及扩产
2022-06-09	派能科技	未披露	储能集成商	未披露	5,000	定向增发，募资主要用于储能业务扩产
2022-10-18	海辰储能	农银国际、建信股权、厦门创投、经纬创投、日初资本、金风投控、厦门火炬创投、峰和资本、红树成长、湖北长江招银产业、联道资管、深圳招银电信股权投资、博润资本、盛屯集团	锂电池厂	国内	2,000	B轮，募资主要用于产能扩建、技术研发等业务布局
2022-08-06	昆宇电源	三行资本	锂电池厂	国内	500	昆宇电源专注于通信、电力储能等领域，募资主要用于磷酸铁锂产能扩产

2022-09-14	德兰明海	源驰投资、深圳鲲鹏光远管理、诺辉投资	储能集成商	国内	500	B+轮，产品定位用户侧储能赛道
2022-10-25	钠创新能源	淮海新能源车辆、安丰创投、维科技术、瑞元秋实投资	储能新技术	国内	500	A轮，钠离子电池产业链，
2022-12-28	宁波利维能	小咖资本、杉杉创晖	储能新技术	国内	500	A+轮，拟新建大圆柱电芯及钠离子电芯产线
2022-09-21	纬景储能	高榕资本、松禾资本、真格基金大数长青、熙灏投资、小即是大创投、好涵企管、允海企管、崇聚企管、	储能新技术	国内	400	A轮，募资主要用于锌铁液流电池的技术创新和产能投建
2022-05-26	中储国能	华控基金、中科创星、招银国际资本、联想之星、普华资本、高榕资本、新鼎资本、海富产业基金、三峡能源、翠微集团	储能新技术	国内	320	Pre-A轮，中储国能专注于压缩空气储能技术，目前正在建设百MW级示范项目
2022-12-04	绿钒新能源	昆仑万维科技股份有限公司	储能集成商	国内	300	跨界投资者，在原有投资业务板块基础上，增设新能源领域投资业务板块，标的公司主营业务为液流储能的核心电堆和全部系统设备
2022-09-19	广东莱克动力	农尚环境	储能集成商	国内	280	非控制权收购，拟通过资产置换方式转向电池及储能领域

数据来源：汤森路透，Mergermarket，投中数据，清科数据及普华永道分析

投资人类型分析

图14:2020-2022年新型储能并购交易投资人类型分析(笔数)



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

PE/VC基金是储能产业并购交易的主体,近三年交易笔数占比持续上升。

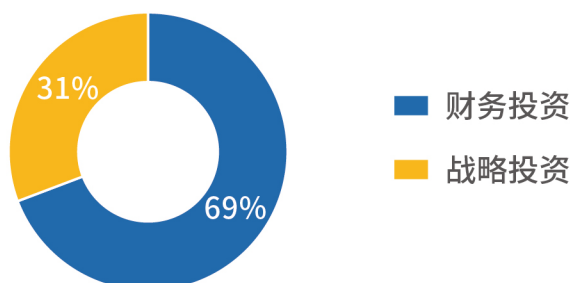
- 由于储能产业的市场主体中有部分是来自锂电池及光伏产业的龙头企业,其多为上市公司,所以针对头部成熟玩家的一级市场投融资机会较少。储能行业的投资关注重点逐渐转向成长期/初创期的集成商以及创新型技术企业,尤其是近两年新型储能技术商业化落地进程加速明显,早期融资占比上升,PE/VC基金投资的活跃度提升明显。
- 储能领域基金管理人的背景也比较多元,有市场化股权投资机构外,也有与清洁相关的产业资本,此外,也有国资背景基金的参与。

国企在储能产业的股权投资以较为成熟的储能电池企业为主;以“五大四小”为代表的电力企业在储能赛道的布局主要通过“新能源+储能”项目的投资建设和招投标,因此尽管国企在储能行业的参与度不低,但表现在并购交易数量上不及PE/VC。

民企与外企的投资人多来自与储能相关的产业,如电池制造、汽车制造、矿产资源、商业地产等,其投资方向为在产业链上游及下游布局,以保证原料供应/项目订单需求,且多以业务合作为主;民企与外企投资人中也有不少是来自机械制造、环保、塑料、电子制造等领域的跨界企业,多从总体战略规划角度出发而选择进入储能/新能源领域。

[14]其他指自然人/未披露投资人

图15: 2022年新型储能行业并购交易领投方类型分析

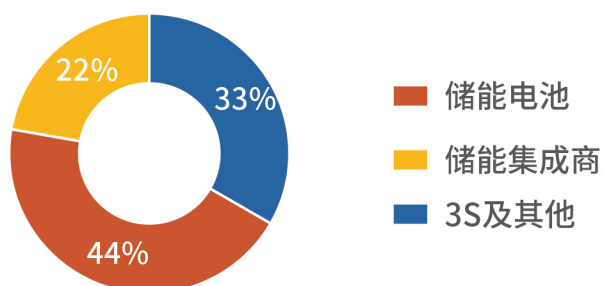


数据来源: 汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从领投方类型来看, 2022年储能行业财务投资人^[15]领投的交易笔数占到近70%, 储能行业受PE/VC关注明显, 战略投资人以锂电池、新能源汽车、材料、环保行业为典型代表。

IPO情况分析

图16: 2022年新型储能行业IPO企业业务类型分析



数据来源: 汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

2022年多家储能行业企业IPO, 其中大部分企业上市进程推进顺利。我们统计了2022年储能行业企业IPO情况, 共计18家企业公布IPO情况, 其中3家挂牌、2家上市, 并有11家企业处IPO准备/受理/问询阶段, 1家企业因财务资料过期需重新提交而中止上市, 另有1家企业中止上市辅导。

从企业业务类型来看, 2022年储能行业IPO企业仍以储能电池为主, 其中2家企业考虑到其海外业务扩张需求选择瑞士交易所上市, 其余企业多集中在上交所科创板、深交所创业板及北交所; 3S企业PCS企业为主, 因海外需求增加、尤其是户储需求增加, 过去两年业务增长迅速; 未上市储能集成商多处于成长期/初创期, 即便是头部企业IPO进程也较缓慢, IPO企业数量少于3S。

[15]财务投资人指PE/VC基金, 战略投资人为非PE/VC基金的行业内/外投资人

- 储能电池赛道整体发展较为成熟, 受益于动力电池赛道的蓬勃发展, 其投融资、IPO进程均走在储能行业前列;
- 受俄乌战争影响, 海外对储能产品需求高涨, 多家PCS企业受益于其海外业务增长, IPO进程加快。

第二节 中国新型储能行业产业链并购交易热点

图17:中国新型储能行业产业链并购交易热点

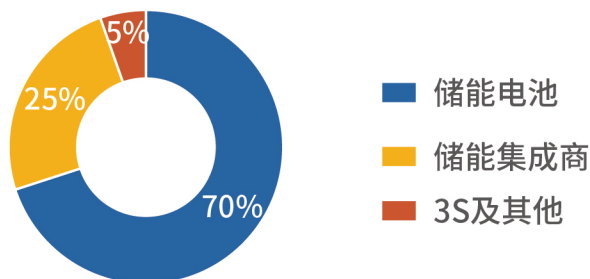


数据来源: 公开信息整理及普华永道分析

从产业链环节看, 储能行业分为上游核心材料与部件、中游系统集成与下游的终端应用, 2022年的并购交易热点集中在储能电池和储能系统集成

- 储能电池: 锂离子电池企业融资扩产需求增加, 钠离子、液流电池等新型储能技术路线商业化进程加速;
- 储能系统集成: 集成商向上游3S系统及下游建设运维延拓趋势有增无减;

图18:2022年新型储能产业链各环节并购交易数量占比

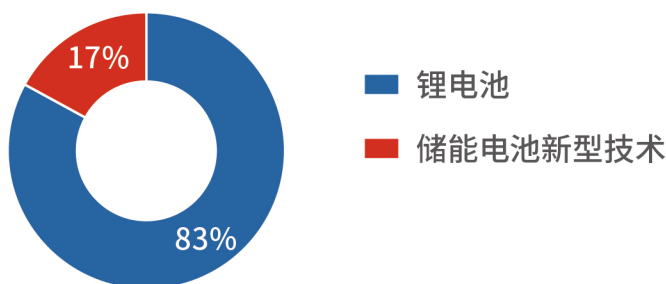


数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从储能行业细分赛道来看,电池作为储能系统中的核心部分成为最热门的细分赛道,储能集成商凭借产业链拓延及运营优势也吸引了众多投资机构入场加码,3S赛道则由于企业多处于成长期,整体市场集中度较为分散,融资数量较少。

储能电池并购交易分析

图19:2022年中国新型储能电池并购交易数量占比^[16]

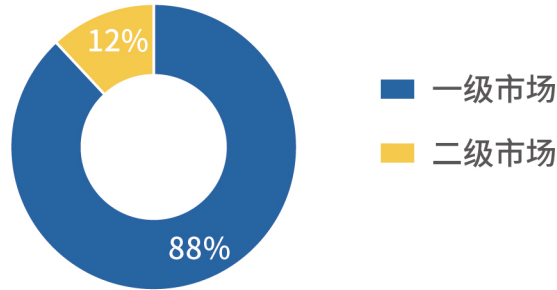


数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

储能电池赛道中,锂电池在性能、价格和安全性等方面对储能需求的适应性较高,仍然是投资人选择投资标的的首选,但包括钠离子电池在内的储能新型电池技术也逐渐受到资本追捧。

[16] 钠离子、液流电池等应用在储能领域的电池新兴技术

图20:2022年中国新型储能锂电池赛道并购交易市场类型分析(按交易笔数)



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

表10:2022年电池企业出货量排名

2022年动力电池企业出货量排名		2022年储能电池企业出货量排名	
宁德时代	上市	宁德时代	上市
比亚迪	上市	比亚迪	上市
中创新航	上市	亿纬锂能	上市
国轩高科	上市	瑞浦兰钧	未上市
亿纬锂能	上市	鹏辉能源	上市
LGES	上市	赣锋锂业 ^[17]	上市
蜂巢能源	未上市	海辰储能	未上市
欣旺达	上市	派能科技	上市
孚能科技	上市	国轩高科	上市
瑞浦兰钧	未上市	中创新航	上市

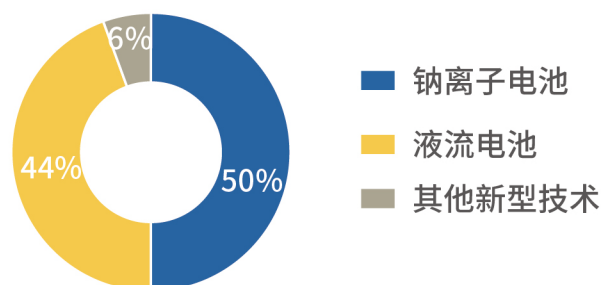
数据来源:EESA、GGII

尽管从上市情况来看,前十大储能电池(按2022年出货量排序)与前十大动力电池情况相仿,前十大中各有80%的企业完成上市,但统计各自前十大企业出货量,2022年动力电池出货量CR10约95%,而储能电池出货量CR10约81%,储能电池仍存在一定一级市场的投资机会。

2022年储能锂电池赛道二级市场投融资交易以派能科技、孚能科技为代表的上市企业定向增发为主;二级市场以海辰储能、昆宇电源为代表,融资企业数量众多。

[17] 子公司赣锋锂电为其储能电池主要出货企业

图21:2022年中国新型储能行业新型电池技术赛道并购交易笔数

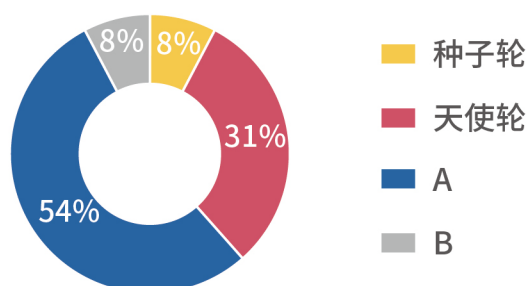


数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从储能电池技术类型来看,锂离子储能仍是储能行业投融资的主体,但未来可能会出现多种新型储能技术并存为辅的态势。电化学储能正围绕安全性、经济性、大容量、更长循环寿命等方向持续进化,因此价廉安全的钠离子电池和长时安全的液流电池的商业化进程加速明显。2022年储能行业发生的18笔储能新技术交易中,钠离子电池(9笔)和液流电池(8笔)占据绝对比例。

- 钠离子电池是最接近锂离子电池的化学储能技术,其成本低廉、资源丰富的特性使其在2022年锂价高企的背景下愈发受到资本的关注。该赛道主要有两类企业,一类以高校/科研院所背景的初创型企业;另一类是为锂电池企业,因钠离子电池产线与锂离子电池相近,原本为成熟锂离子电池企业,现也布局钠离子电池研发。
- 液流电池寿命长、安全性好、可靠性高,尽管能量效率及密度偏低,但对于储能系统占地要求不高的应用场景其适配度很高,用于配合新能源电站实现跟踪计划发电、平滑输出,在大规模储能领域具有很好的应用前景。

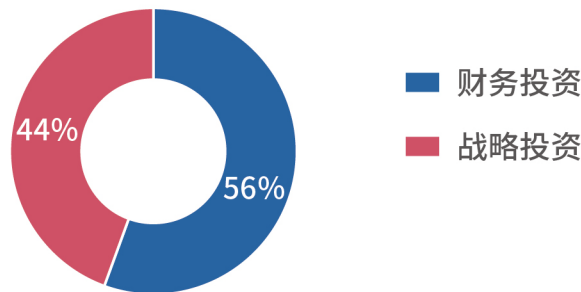
图22:2022年中国新型储能新型电池技术赛道并购交易轮次分析^[18]



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

[18] 不包括定增、控制权收购、非控制权收购等非融资轮次交易。图中百分比为取整后结果,实际总和为100%。

图23:2022年中国新型储能新型技术赛道领投方类型分析

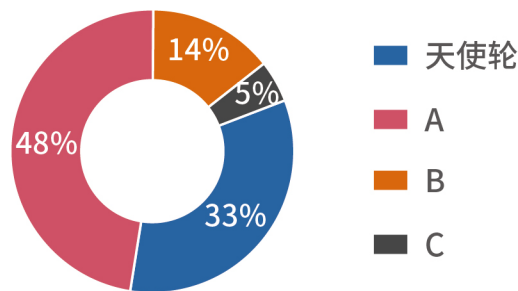


数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

从交易轮次来看,企业多处发展早期,超90%的储能新型电池技术并购交易集中在A轮及A轮以前。从领投方类型来看,储能新型技术赛道战略投资人占比与整个储能行业相比较为高;种子轮及天使轮一般多为财务投资人,而到A、B轮融资阶段,企业往往需要产业投资人的进入,部分企业新技术的商业化会先应用在其股东方,实现技术改进及降本。

储能系统集成并购交易分析

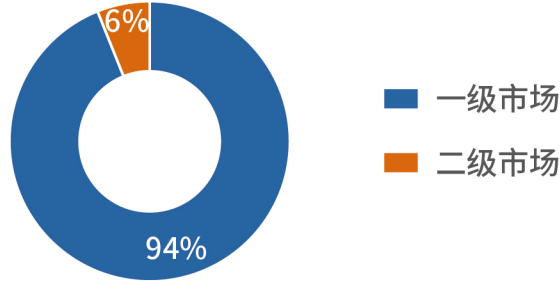
图24:2022年中国新型储能集成商赛道并购交易轮次分析^[19]



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

[19] 不包括定增、控制权收购、非控制权收购等非融资轮次交易

图25:2022年中国新型储能集成商赛道并购交易市场类型分析(按交易笔数)



数据来源:汤森路透, Mergermarket, 投中数据, 清科数据及普华永道分析

储能集成商凭借产业链拓延及运营优势成为除储能电池外, 储能行业最热门的细分赛道。

储能集成商玩家众多, 产业链延伸趋势显现:国内储能系统集成商既有以比亚迪为代表的全产业链布局的企业, 亦有借助自身在产业下游的应用与运营优势、向上下游延伸的企业。向上进入到3S系统研发、PACK等领域; 向下兼容电站开发、系统销售、建设运维等环节。储能集成商的延拓优势不仅吸引了不少大型财务投资机构布局, 也吸引了中上游电池制造厂商涉足系统集成环节, 为自身产品打开更大市场空间。同时, 储能集成商盈利模式也有所转变, 除直接销售储能设备外, 亦有与业主共同持有储能电站资产的模式出现。

按照产业链延伸趋势, 可将储能集成商分为三类:

- 一是电池厂向下游延伸做储能集成商;
- 二是PCS企业向下游延伸做储能集成, 有面向大储市场的大储集成, 同时也有面向海外户储市场的户储集成企业;
- 三是储能集成环节为切入点的企业, 向上游延伸做3S及电芯, 此类企业在一级市场交易较多。

按照产品主要应用场景, 也可分为三类:

- 一是同时做源网侧储能及工商业储能的企业;
- 二是主做工商业储能的企业, 该类企业数量较多, 在2022年集成商并购交易数量中占比也较高;
- 三是主做户储的企业, 主打海外市场, 此类企业在2022年业绩增长迅速, 同时也较多在上市辅导中。

第五章

中国新型储能市场展望



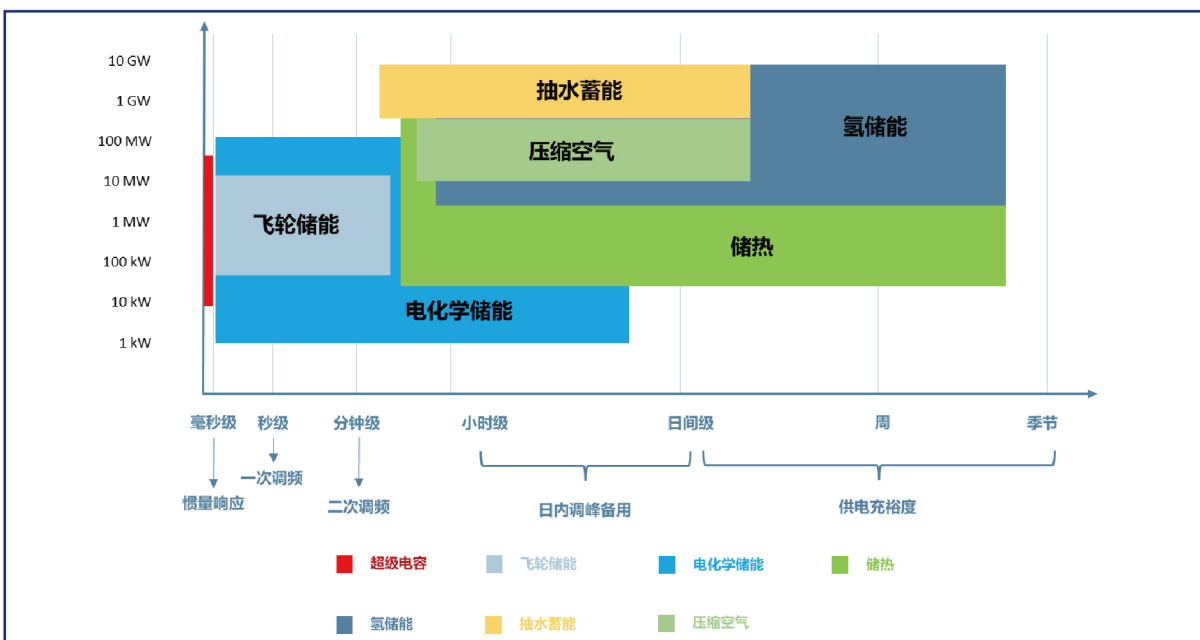
第一节 技术路线

在未来能源结构转型和电力生产消费方式的变革中,储能技术提供了战略性的支持作用。国家能源局指出,目前中国电网需要根据自身的特点来规划建设智能电网,通过改造现有电力系统,构成高效、经济、兼容且安全的新一代电网,从“源网荷”走向“源网荷储”的过程中,电网也要呈现多种新型技术形态并存的状态。

在电力系统“三步走”战略中:在加速转型期(2030年前),储能要多应用场景多技术路线规模化发展,满足系统日内平衡调节需求,其中抽水蓄能是重要举措之一,2030年抽水蓄能装机规模达到1.2亿千瓦以上。在总体形成期(2030年-2045年),规模化长时储能技术取得重大突破,以机械储能、热储能、氢能等为代表的10小时以上长时储能技术攻关取得突破,实现日以上时间尺度的平衡调节。在巩固完善期(2045年至2060年),多类型储能协同运行,能源系统运行灵活性大幅提升,共同解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题,支撑电力系统实现跨季节的动态平衡。

当前,中国数种储能技术已经成熟应用,分别根据不同的时长进行分类,包括毫秒至分钟级的超导磁储能、超级电容器储能和飞轮储能,数十分钟至数小时的电化学储能、抽水蓄能和压缩空气储能,以及数天至更长时间储能的燃料储能等。但不同的储能技术不仅有时长上的区别,其在电网调度中的应用也各有不同,可以通过不同储能技术来实现。比如毫秒级电网调频可以通过超级电容和电化学储能来实现,小时级别的电化学储能和抽水蓄能都可以应用于电网调峰,而燃料储能则更适合利用低谷电力调峰,但生产的燃料很少再转化为电能。因此,各种储能技术都有其应用场景和优缺点,需要在具体的电力市场需求下进行选择和优化。

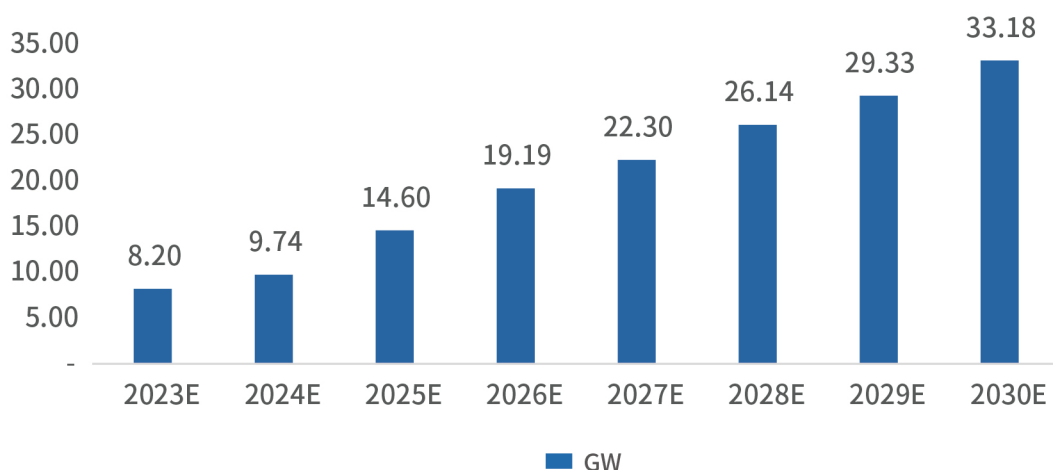
图26:新型电力市场下不同储能技术应用



数据来源: EESA、《新型电力系统发展蓝皮书》

同时,理想情况下,在未来储能技术需要尽可能满足规模化、高安全、低成本、长寿命、无地域限制等多种要求。目前,电化学储能满足上述五个要求之前四个,因此,新型储能中电化学储能增长最快,特别是电池储能系统具有瞬间功率调节能力,可以平滑风光发电。根据IEA的数据,中国想要实现碳中和以及电力部门的转型则需要在2030年部署共约177GW的新型储能系统,这意味着在理想情况下,中国新型储能市场的CAGR需保持约36.8%的高增速才能满足碳中和目标的需要,这需要中国新型储能技术朝着多元化的路线不断发展,以满足新型电力系统在不同应用场景下的需要。

图27:2023-2030 碳中和背景下中国新型储能新增装机功率



数据来源:IEA、EESA数据库

第二节 区域发展

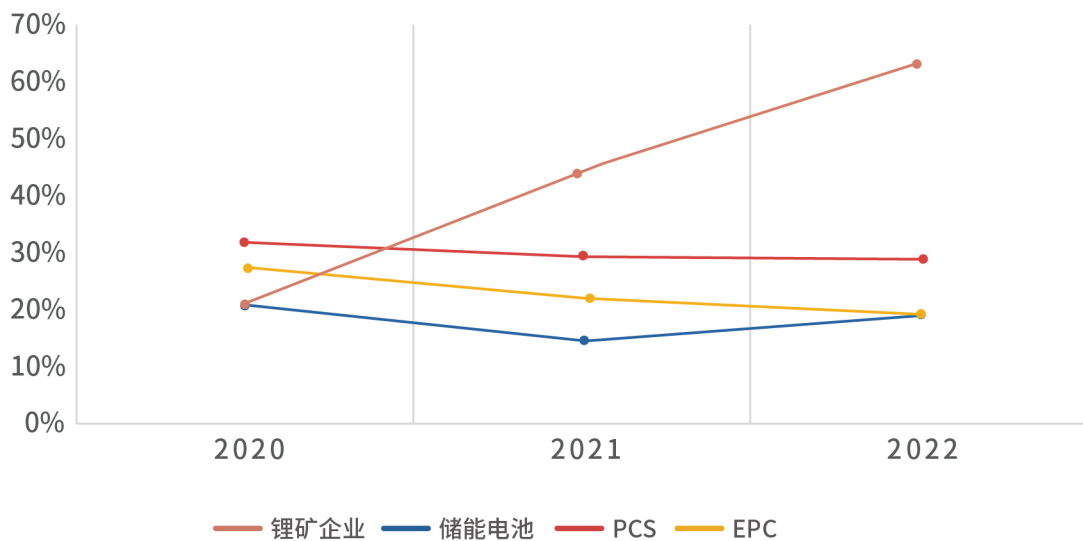
中国储能市场的发展与中国风光资源的南北差异密切相关。从区域分布来看,目前中国“三北”地区(陆地光伏+风电)、新疆(光伏+风电)以及东南沿海地区已经形成了新能源发电+储能的电源侧储能产业集群。北方在太阳能资源方面具有优势,而风能资源则主要分布在东北、华北和西北地区。根据国家发改委能源研究所的数据,我国风能总储量约为32.26亿kW,可利用的陆地和近海风能储量达到2.5亿kW和7.5亿kW。在风电招标量上,北方区域仍然占据优势,但海上风电则是南方区域的强项。储能与可再生能源装机规模呈正相关关系,目前,用于新能源并网的储能装机规模快速增长,占据了电源侧储能装机规模的约90%以上。截至2022年底,全国新型储能累计装机规模已达到14.9GW,其中山东、宁夏、内蒙古等北方省份已经超越浙江、广东、江苏等南方省份,成为累计装机规模排名前3的省份。因此,储能发展并不只与南方或北方的风光地理条件有关,而更有关地方产业和用电结构。对于传统制造业,如钢铁、化工等高能耗产业,光伏发电和储能设施不足以支撑生产过程所需的电力,尤其是山东作为重工业大省,其能源转型的需

求非常强烈。截至2022年底，山东参与现货电能量市场交易的独立储能电站总装机达到503MW，并且出台了多项政策例如火储联合调频，共享储能，调峰市场优先出清等多项政策，进一步推动储能的市场化建设。因此，“市场换产业”的政策模式将会在未来成为一种趋势，推动新能源资源优势的地区进一步发展。

第三节 产业链

近年来，随着电池级碳酸锂和磷酸铁锂价格的不断上涨，整个储能产业链的利润分配逐渐失衡。上游原材料端获得了更多的利润，原材料端的平均毛利率从2020年的21%上涨到2022年的62%；然而，掌握产业链核心技术的电池、PCS以及BMS企业的毛利却在逐年下降，利润空间不断被压缩，这是产业发展以及利润分配不均衡的表现。

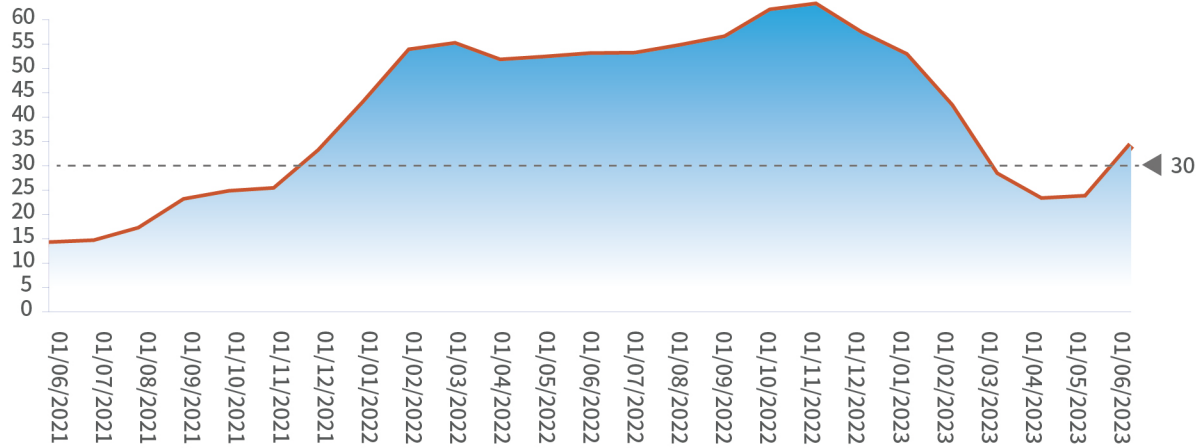
图28:产业链各环节平均毛利率



数据来源: EESA数据库

进入2023年后，碳酸锂价格持续下跌，尤其是2023年5月，电池级碳酸锂的价格已经跌至18万元/吨。尽管其价格在六月有所回升(30万元/吨)，但锂矿价格的下跌有助于降低锂电储能项目成本，有效提升锂电储能产业的经济性。同时，锂价的下跌也将削弱相关替代品(如钠电)的成本竞争优势，从而进一步推动锂电为主的储能技术创新。

图29: 2021/06-2023/06碳酸锂价格(万元/吨)



数据来源: investing.com EESA数据库

据EESA测算,从短期供需来看,2023年碳酸锂需求约为96.92万吨LCE;而据此前海内外各企业的产能规划,2023年LCE产能可达140万吨以上,因此2023年碳酸锂短期供需将会存在潜在的过剩风险,短期来看未来其价格将会在波动中缓慢下跌,EESA预计短期碳酸锂价格将在30万元/吨以下企稳。

表11:碳酸锂短期供需测算(1GWh = 0.07万吨 LCE (Lithium Carbonate Equivalent))

2023E	GWh (中性)	LCE当量(万吨)		
		中性	悲观	乐观
新能源车	1200	84	75.60	92.40
储能电池	64.77	4.53	4.08	4.99
消费电子	119.79	8.3853	7.55	9.22
需求端合计	1384.56	96.92	87.23	106.61
供给端合计	1685.71	118	96.1	140

数据来源:EESA数据库

从长期看,碳酸锂价格呈现明显的周期性波动。第一轮周期(2005-2009)、第二轮周期(2015-2019)以及中间的平稳过渡期(2010-2014);受锂电产业链需求爆发的影响,碳酸锂价格中枢上行。然而,公开数据显示,截至2022年底全球已探明的锂储量折合碳酸锂当量(LCE)约7100万吨,且在不断探明新的资源储量和锂电池回收产业发展的背景下,其可潜在用数量会更高,因此EESA预计,其价格依然会在周期波动中呈现下降趋势。同时,上游碳酸锂价格回归理性也将带动锂电储能企业成本下降,有效提升储能项目经济性,给储能产业的规模化发展提供更多的空间。

第四节 项目运营

随着新能源发电容量的不断增加,光伏电站按容量配备储能系统已成为电站开发建设的前置条件。然而,储能商业模式尚不完善,强制配置储能给投资者带来一定的负担。根据测算,按照100MW项目配置10%/2h储能系统的要求,每增加10%的储能比例,电站成本将增加约0.3元/W。根据中电联统计,截至2022年底,新能源配储有效利用系数仅为6.1%,尽管因为其PH取值方法(在评价周期为1年的情况下取值8760h),使得等效利用系数无法精准反映储能电站的实际利用情况,但是这一数据确实显示出了目前新能源配储利用率低这一问题的突出性。此外,储能项目造价较高,大多数在1.5-3元/Wh,且根据项目条件的不同造价差异很大,这也导致了部分储能项目的盈利水平较低。另外,据全国新能源消纳监测预警中心发布数据,目前中国新能源利用率很高,2022全年中国的风电利用率为96.8%,光伏利用率为98.3%,电源侧配储的经济性一部分要通过解决弃风弃光问题来实现,如果没有足够的“弃风弃光”,潜在的配套储能就可能“建而不用”,导致电源侧配储的经济性进一步降低。储能作为支撑以新能源为主体的新型电力系统的重要基础设施,中国尚未建立完善成本疏导渠道,尽管新能源强制配储是权宜之计,在近两年仍将是储能装机量的主要驱动因素之一,但必不可久;通过技术创新、成本优化、健全规则等市场化的方式去驱动产业发展,摒弃靠补贴、政策这种行政化的手段,是能源局、发改委等部门较为明确的改革路径,独立(共享)储能电站和电力现货市场是当前值得关注的方向。

此外,不仅中国,全球储能行业都缺乏长期的大规模储能项目的运营和管理经验。目前,电化学储能项目是大规模储能项目的主流,但本身存在一定的安全隐患,随着单个储能系统的容量和规模不断提升,储能系统的电压也提高,安全隐患进一步加剧。因此安全已成为电化学储能的重中之重,未来对储能项目系统性的安全管理将会有更高的要求。企业需要从集装箱系统级、pack级、电芯级等多个维度进行精细化的设计和管理,为新型电力系统的改造升级提供稳定的支撑项目。



储能领跑者联盟 (EESA) 于2017年12月成立,秉持着“一心向储,坚定不移”的理念致力于打造中国储能行业顶尖的综合赋能平台,推动储能全产业链快速稳健的发展。

联盟以会议展览为基础,逐步开拓新兴媒体领域能力,为企业品牌建设提供一站式服务;在内容数据领域深度钻研,以专业化信息整合能力助力全行业成长突破;同时向投资领域探索,规划通过资本运作的方式为优质项目与中上游企业提供资金与点对点投后管理服务。

EESA目前业务生态集中赋能电化学储能领域,合作伙伴逾3000家,会员单位超1000家,覆盖上游先进材料,先进器件和先进工艺设备等、中游电芯&Pack&BMS&EMS&系统集成、下游EPC&项目投资单位。

参与编辑人员:

段明星

储能领跑者联盟秘书长

电话:+86 (21) 39965066

邮箱:rene@eesaenergy.com

李炎明

储能领跑者联盟数据互联部主管

电话:+86 15800635873

邮箱:aidanli@eesaenergy.com

张焕婷

储能领跑者联盟行业分析师

电话:+86 (21) 39965066

邮箱:zhanghuanting@eesaenergy.com

陆正燃

储能领跑者联盟行业分析师

电话:+86 (21) 39965066

邮箱:luzhengran@eesaenergy.com

如需进一步信息,请与EESA联系



EESA公众号



白皮书相关请联系

李炎明

储能领跑者联盟数据互联部主管

电话:+86 15800635873

邮箱:aidanli@eesaenergy.com



普华永道秉承「解决重要问题，营造社会诚信」的企业使命，致力协助机构和客户创造价值。普华永道交易咨询作为并购行业中领先的顾问，每年为1,000+交易提供专业服务，包括众多私募股权投资基金及国内外知名企业。

- 专业领域行业全覆盖：服务能力跨越整个投资周期，包括财务 税务、商业、运营、人力资源、IT和运营等全面尽职调查，以及财务顾问、价值评估、以及剥离 交易后整合等服务。
- 交易类型全覆盖：涉及私募基金股权投资、杠杆收购、Pre-IPO和企业扩张期资本投资交易的各个阶段。
- 全球网络：借助普华永道巨大的全球网络、全球行业经验和世界各地专家为客户服务。

参与编辑人员：

翟黎明
普华永道中国能源、基础设施及矿业并购交易主管合伙人
电话：+86 (21) 2323 2957
邮箱：franklin.zhai@cn.pwc.com

安超
普华永道中国新能源技术咨询业务总监
电话：+86 (21) 2323 7717
邮箱：chao.c.an@cn.pwc.com

杨帆
普华永道中国并购咨询服务业务总监
电话：+86 (21) 2323 7478
邮箱：fan.f.yang@cn.pwc.com

钱诚
普华永道中国并购咨询服务经理
电话：+86 13918764252
邮箱：alex.q.cheng@cn.pwc.com

如需进一步信息，请与普华永道中国团队联系



PwC公众号

钱诚
普华永道中国并购咨询服务经理
电话：+86 13918764252
邮箱：alex.q.cheng@cn.pwc.com



关于TÜV南德意志集团

TÜV南德意志集团成立于1866年,前身为蒸汽锅炉检验协会。发展至今,已成为了全球化的机构。TÜV南德意志集团在50个国家设立了1,000多个分支机构,拥有26,000多名员工,致力于不断地提高自身的技术、体系及专业知识。集团的技术专家在工业4.0、自动驾驶及可再生能源的安全与可靠性方面均作出了显著的技术创新。

关于TÜV南德智慧能源

TÜV南德深耕中国光储及智慧能源十五年多,具有丰富的检测认证经验,能够提供从原材料到系统终端全产业链以及碳中和的一站式、多市场技术解决方案。TÜV南德始终坚持积极参与光储及智慧能源领域及碳中和的标准研究和制定,为广大企业提供检测认证等技术服务,并在上海、苏州、南京、扬州、常州、无锡、深圳,北京,天津,海南等地拥有多家(含合作)测试中心以及近百位技术专家,是全球领先的光储及智慧能源产品与碳中和技术服务解决方案供应商之一。

参与编辑人员:

许海亮

TÜV南德意志集团 智慧能源副总裁

电话:+86 186 2189 1231

邮箱:hailiang.xu@tuvsud.com

许峰

TÜV南德意志集团 电池储能系统销售经理

电话:+86 186 6220 8972

邮箱:feng.xu2@tuvsud.com

如需进一步信息,请与TÜV南德意志集团



TÜV南德认证检测



TÜV南德服务号



TÜV南德光伏检测认证

许峰

TÜV南德意志集团 电池储能系统销售经理

电话:+86 186 6220 8972

邮箱:feng.xu2@tuvsud.com



扫码领取白皮书电子版

版权与免责声明

储能领跑者联盟、普华永道及TÜV南德各方各自负责撰写本报告的相关部分;各自单独拥有报告其负责部分及其后续修改的著作权和其他相关知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用既不可视为详尽的说明也不构成由普华永道提供的法律、税务或其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的,不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用,所产生的误解和诉讼均由使用者自己承担。如用作商业或其他用途,未经同意不得以任何异于本报告原始的电子,装订或包装形式将本报告出借,转售,出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内的所有图片,表格及文字内容的版权归储能领跑者联盟、普华永道及TÜV南德共同所有。其中,部分图表及数据的在有明确数据来源的标注下,版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人,法人或其他组织,必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律,法规追究其经济和法律责任。(图片来源:freepik)