

最近十年，主流储能技术成本每年降低10~20%，预计2020年将延续这一趋势，但储能技术的成本不会无限下降，达到一定规模后将趋于稳定。



# 储能：方向之考

文 / 陈海生 俞振华 张静

被称为“管理哲学之父”的英国经济学家查尔斯·汉迪（Charles Handy）曾在《第二曲线》中提出一个观点：新兴行业、组织和市场的增长总会遵循“S型曲线”，在导入期进步缓慢，经过破局点后会快速增长，走向曲线顶端，但这时也会出现增长放缓。

储能在“十三五”前几年中的发展路径，正是这样的一个“S型”。

2016年11月，储能首次以专项规划形式被纳入《可再生能源发展“十三五”规划》中，与此同时，储能技术的升级也推进了成本下降。

2018年，随着电网侧储能“强势出击”，国内储能产业迎来真正的

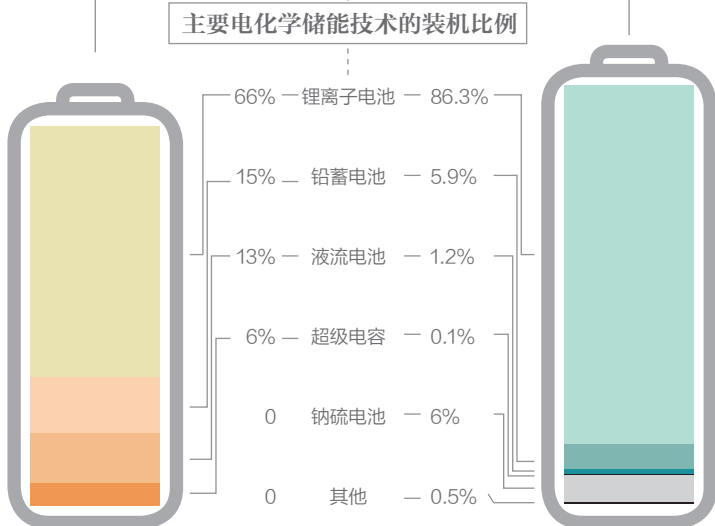
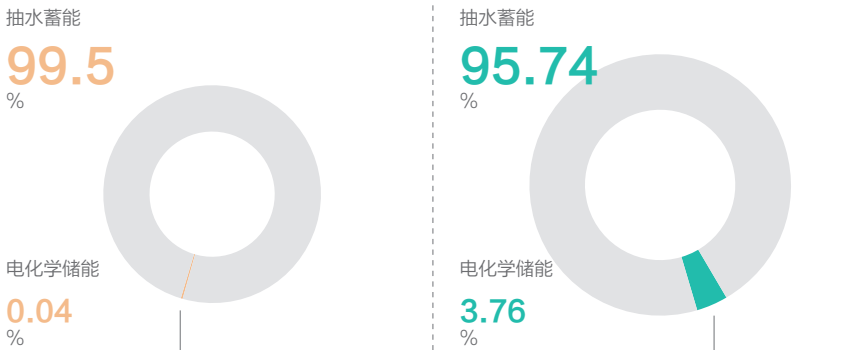
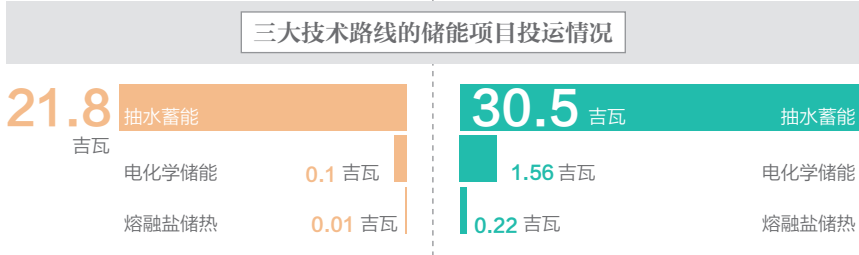
破局点。此外，以压缩空气、蓄冷蓄热、飞轮储能等为代表的物理储能技术实现了技术突破。

2019年，储能行业整体仍然保持了发展态势。根据中国能源研究会储能专委会、中关村储能产业技术联盟数据统计，截至2019年三季度，中国已投运储能项目累计装机规模为31.69吉瓦，电化学储能的累计装机规模达到1.27吉瓦。

但在2019年下半年，受到《输配电定价成本监审办法》等政策和市场因素影响，电化学储能项目的装机增速相对放缓。

在此情况下，储能行业需要如何调整方向、迎接挑战？

# 2016 vs 2019



>> 数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA）

## 电力仍是方向

储能能在“十三五”前几年的最大突破，无疑是真正从示范走进商业化初级阶段。而围绕电力相关产业实现应用，则是推动其商业化落地的最大动力。2019年，储能行业的应用仍然集中在电力行业产业链。

在发电侧，光伏配置储能（光储）、风电配置储能（风储）、火电联合储能（火储）是三种主要模式，且三种模式都有发展前景。

火储参与调频辅助服务项目发展最快，截至2019年9月，已并网的火储项目规模为69兆瓦，发布的签约项目规模超过810兆瓦，其中广东市场规模最大，总量超过364兆瓦。如果现有单边市场政策不变，预计市场很快会趋于饱和，但随着更多地区辅助服务政策和现货市场机制出台，未来仍有新的发展潜力。围绕火电构建的灵活性电源的新模式能够为可再生能源发展提供必要支撑。

风储最早的应用模式出现在2013年，代表项目是辽宁卧牛石风电场储能项目，当时电网给予了调度优先的试行政策；2019年，最新的应用是江苏的海上风电和安徽的陆上风电，这些地区都给予配备储能的新建项目优先并网权，该方式有望在2020年推动风储应用规模发展。

从2018年开始，多家新能源公司布局光储应用，已有多个光储项目并网。2019年10月，新疆给予配置储能

的光伏项目额外100小时的上网优惠政策，但核算下来，按现有储能成本计算收益有限，激励效果不明显。青海创造了使用区块链技术共享储能模式，把光伏储能通过大电网实现交易与互联，该模式增加了新能源厂商对未来电力市场机制的期望值，被长期看好。

在用户侧，虽然2018年全球和中国的储能市场达到了一个高潮，年增长超过以往15年总和，而且国外的用户侧储能发展很好，但中国的用户侧储能发展不快。2019年第三季度，国内用户侧新增并网项目为60.6兆瓦。电池成本的下降并未明显改善用户侧储能的收益，非技术成本较高，安全事故引发的用户顾虑，以及电价波动额外带来的风险都影响了项目开发速度。

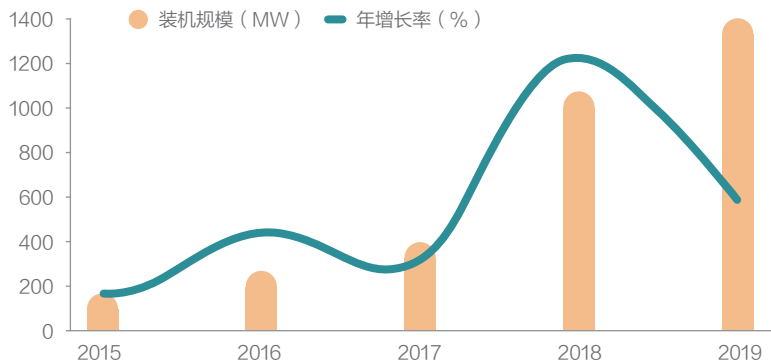
在电网侧，辅助服务项目是新增项目中的亮点。从2019年前三季度的统计数据看，辅助服务新增投运项目的装机占比最大，为53.7%，与2018年同期和环比2019年二季度，均增长了133.3%。

不难看出，电力系统储能需求的增加带动了储能产业的发展，储能技术在电力系统发输配用各个领域找到了价值点，但仍然存在三方面问题。

第一，由于电力市场开放程度相对有限，利于储能等新技术参与电力市场的环境尚不完备，各领域储能技术商业化应用举步维艰。

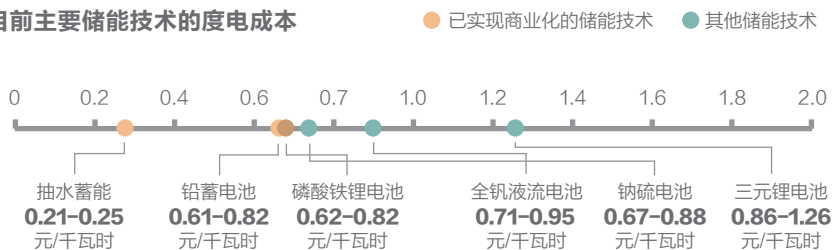
第二，储能独立市场主体地位尚未落实，虽然国家层面文件已明确储

### 电化学储能的装机规模和增幅变化



>> 数据来源：中关村储能产业技术联盟（CNESA）中证鹏元

### 目前主要储能技术的度电成本



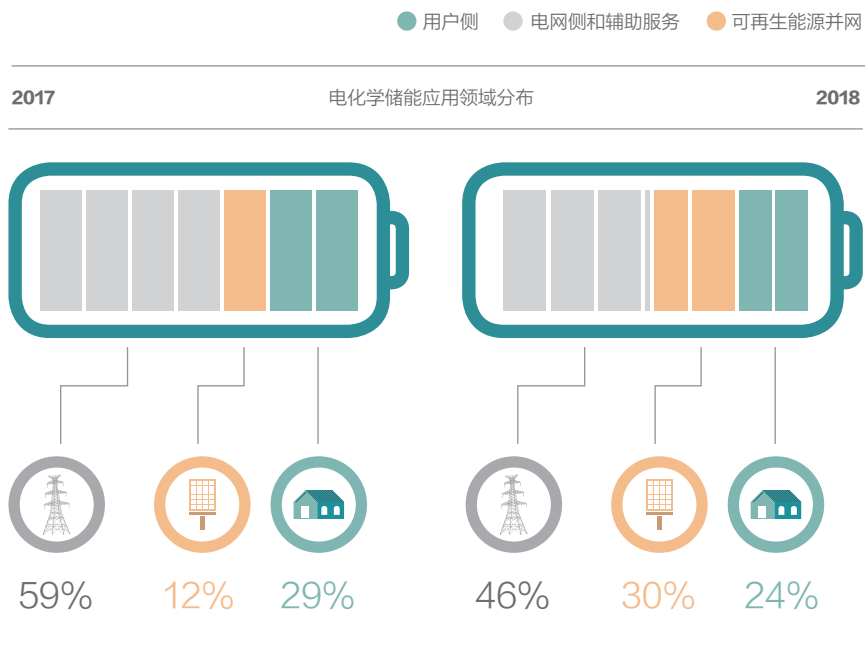
>> 数据来源：中国科学院电工研究所

能电站的独立市场主体地位，但从系统建设角度来看，各地方和部门鲜有操作规程，尚不明确如何对储能项目进行综合认定和落地。从运行角度来看，储能参与市场的交易、调度和结算体系尚未与之匹配。

第三，化学储能安全问题已经备受关注。众所周知，安全可靠是储能规模化发展的基本条件，迫切需要从储能电池本体安全、系统集成安全和电力系统调度安全等多方面入手，进一步提高化学储能技术应用中的安全问题。

为了保障储能产业持续健康发展，不仅需要政府给予政策支持，更需要储能产业不断完善自身。

## 我国电化学储能应用方向变化



### 效率亟待提升

目前，国内储能产业发展进入关键时刻，储能产业高速发展的过程中暴露出一些问题，为了保障储能产业持续健康发展，不仅需要政府给予政策支持，更需要储能产业不断完善自身。

完善自身、挖掘潜力，正是查尔斯·汉迪对“S型曲线”下滑的破解之道——赶在第一条曲线逐渐消失之前，开始一条新的S型曲线。从储能行业看，这条新的S型曲线将来自技术领

域。

2019年，我国化学储能技术取得了重要进展，锂电池突破了锂补锂规模量产技术，单体循环寿命得到提升，液流电池能量密度进一步提高，储能型固态锂离子电池和固态钠离子电池技术研发取得新进展。

2019年，物理储能技术也取得多项突破。国际首套10兆瓦先进压缩空气储能通过科技部验收，国际首套100兆瓦先进压缩空气储能项目在张家口正式开工；蓄热技术多点开花，2兆瓦级飞轮储能并联机组实现轨道交通的工程示范，国产250千瓦高速飞轮应用于UPS示范，单机400千瓦高速电机关键技术取得了突破。

2020年，化学储能技术需要进一步提高寿命、效率和安全性，有望在高安全锂电池、固态锂电池、高能量密度液流电池技术方面取得新进展；物理储能技术需要进一步提高规模、效率和推广应用，有望在100兆瓦先进压缩空气储能、高密度复合储热、400千瓦高速飞轮储能关键技术方面取得实质性进展；无论物理储能还是化学储能，都需要进一步降低成本，来推动储能商业化。

最近十年，主流储能技术成本每年降低10~20%，预计2020年将延续这一趋势，但储能技术的成本不会无限下降，达到一定规模后储能成本将趋于稳定。更重要的是，掌握自主知识产权的原创技术，我国的储能技术才能有核心竞争力，我国的储能产业

## “十三五”期间储能产业主要扶持政策

鼓励在用户侧建立分布式储能设施，作为需求侧资源参与辅助服务市场交易。

加快优质调峰电源建设、积极发展储能、显著提高电力系统调峰和消化可再生能源能力。

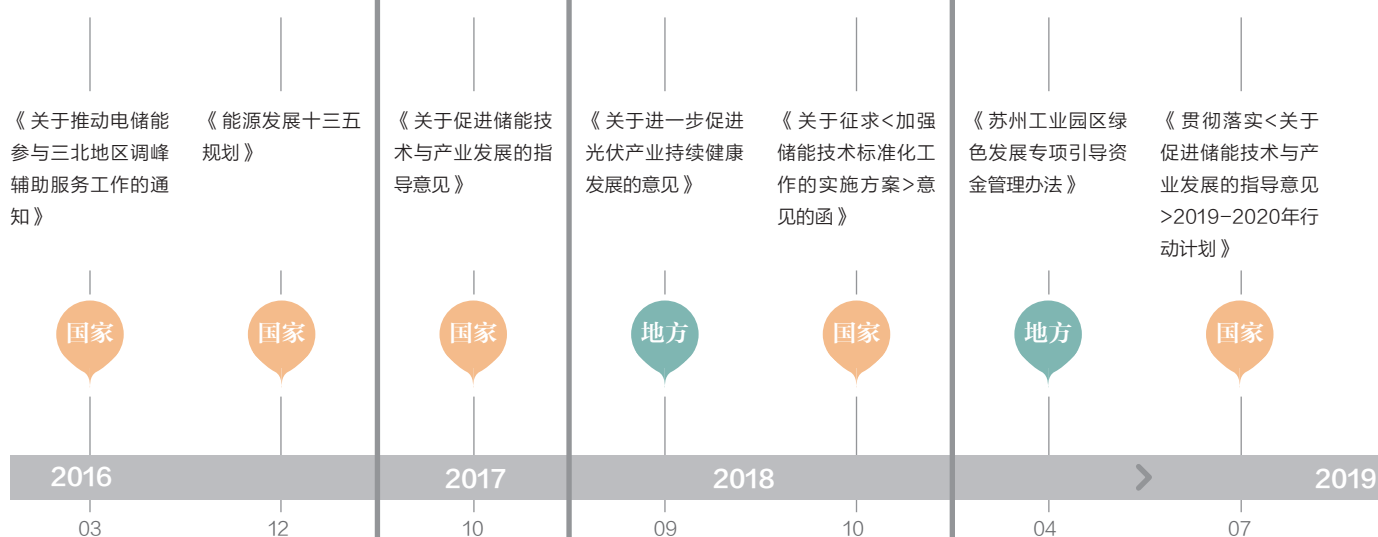
提出未来10年内分两个阶段，第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡，第二阶段实现商业化初期向规模化转变。

支持光伏储能系统应用，明确补贴标准。

强调要推进重点储能技术标准研制。

针对园区备案实施、且已并网运行的分布式储能项目进行电量补贴。

加强储能技术研发和智能制造升级、完善落实促进储能技术与产业发展政策，推进新能源汽车动力电池储能化应用，加快推进储能标准化。

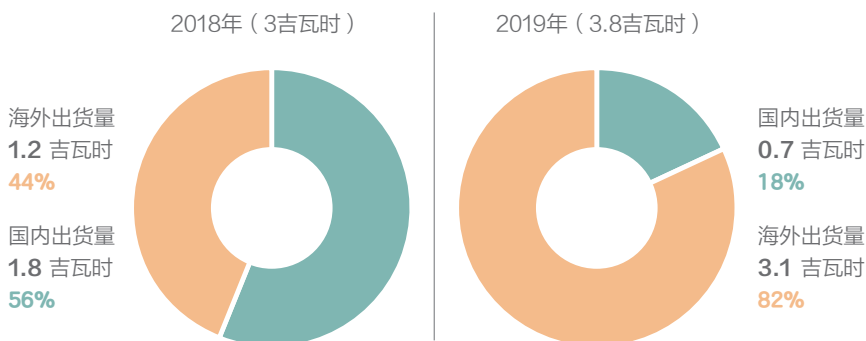


发展才能有根基。

在提升核心竞争力方面，行业需从以下四方面入手：

针对化学储能技术，尤其是发展比较快的锂离子电池，在单体电池性能不断提升前提下，着重提升系统产品的安全性、使用寿命、环境适用性和可靠性，满足客户的需求；按照储能应用领域的不同开发不同储能专用电池产品，另外随着储能市场的不断发展，需要尽早建立储能电池产品回收产业链。

## 2018-2019年中国锂电池出货量



>> 数据来源：高工产研锂电研究所（GGII），2020年1月

新疆全区开展的储能项目试点将优先向自治区储能装备制造企业倾斜。

新能源汽车生产企业和梯次利用企业应在本企业新能源汽车销售、梯次利用电池使用的行政区域（至少地级）内建立收集型回收服务网点。

支持先进储能材料产业集聚重大平台、重点企业、示范项目、行业交流活动。

鼓励从事梯次利用的综合利用企业在基站备电、储能、充换电等领域应用。

加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用。

《关于鼓励储能装备制造制造企业来疆投资建设发展储能产业的通知》

《新能源汽车动力电池回收服务网点建设和运营指南》

《长沙市加快先进储能材料产业发展三年行动方案》

《新能源汽车废旧动力电池综合利用行业规范条件》

《关于加强储能标准化工作的实施方案》

地方

国家

地方

国家

国家

07

10

12

12

2020

01

针对物理储能技术，包括新型压缩空气储能技术、蓄冷蓄热、飞轮储能技术等，应重点支持开展系统示范和应用推广工作。

此外，储能技术标准仍需要不断完善，“十三五”期间我国初步建立了储能技术标准体系，后续仍然需要进一步完善储能技术标准体系尤其是建立储能技术本体及系统安全标准。

在储能技术人才培养方面，储能作为一个多学科交叉的产业，涉及学科众多，有物理、化学等不同学科。

但目前，产业内多学科复合型人才不足，需要加强复合型人才的培养。

### “新兵”尚需支持

2020年后，可再生能源行业将全面进入平价时代。可再生能源并网比例的提高，或将使储能应用从“锦上添花”变成“不可或缺”的关键支撑技术。因此，储能将有望得到更大需求。

商机很多，但我们也要认识到，无论是光伏、风电还是储能仍然是电力

领域的“新兵”，发展潜力巨大，但发展过程不是一蹴而就，在2020年乃至“十四五”期间，行业还需要市场机制的持续完善和政策的持续支持。

第一，要加强组织领导和政府的顶层规划，将储能纳入国家能源发展规划，设置储能专项全面规划产业技术和应用发展，建立完善扶持政策，切实推动各项措施落实到位，形成政、产、学、研、用结合的发展局面。

第二，保证峰谷电价差、调频价格基本稳定，明确不得收取储能电站的容量费等。同时，加快推动储能参与电力市场交易获得合理补偿的政策，建立与电力市场化运营服务相配套的储能服务补偿机制。推动储能参与电力辅助服务补偿机制试点工作，建立相配套的储能容量电费机制。同时，建立健全补偿监管机制，严惩违规行为等。

第三，加快储能市场化应用，在主要应用领域尽快理顺“谁受益，谁付费”、加快建立储能等灵活性资源市场化交易机制和价格形成机制，鼓励储能直接参与市场交易，通过市场机制实现盈利，激发市场活力等。

第四，建立废旧电池处置机制和研究电池储能系统回收机制，杜绝储能电池产业链可能带来的环境污染，确保储能产业的绿色和可持续发展等。■

（作者分别系中关村储能产业技术联盟理事长、常务副理事长、监事长）