

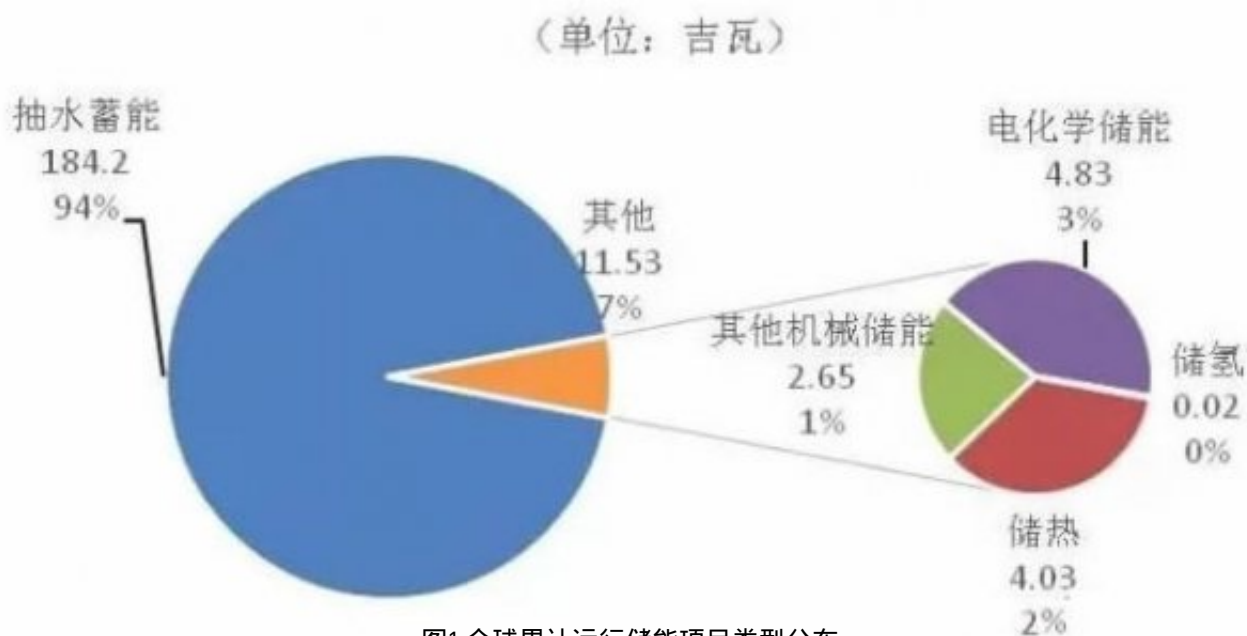
全球储能市场基本情况

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、能源互联网的重要组成部分和关键支撑技术。随着各国政府对储能产业的相关支持政策陆续出台，储能市场投资规模不断加大，产业链布局不断完善，商业模式日趋多元，应用场景加速延伸。在国内，系列政策的出台加速为储能产业大发展蓄势，行业到了爆发的临界点，储能的春天正在到来。本文对全球储能市场基本情况进行梳理和研究。

一、全球储能市场基本情况

（一）储能市场总体情况

来自美国能源部全球储能数据库（DOE Global Energy Storage Database）的数据显示，截至今年6月底，全球累计运行的储能项目装机规模195.74吉瓦（共1747个在运项目）。其中，抽水蓄能184.20吉瓦（353个在运项目）；储热4.03吉瓦（225个在运项目）；其他机械储能2.65吉瓦（78个在运项目）；电化学储能4.83吉瓦（1077个在运项目）；储氢0.02吉瓦（14个在运项目），相应类型规模占比如图1所示。



根据美国能源部全球储能数据库的数据，1997～2017年，全世界储能系统装机增长了70%，到170吉瓦左右（见图2）。如今储能市场在各国政府的政策鼓励下得到了积极的发展，最近几年间新建储能项目及其装机总规模有望增加数倍。

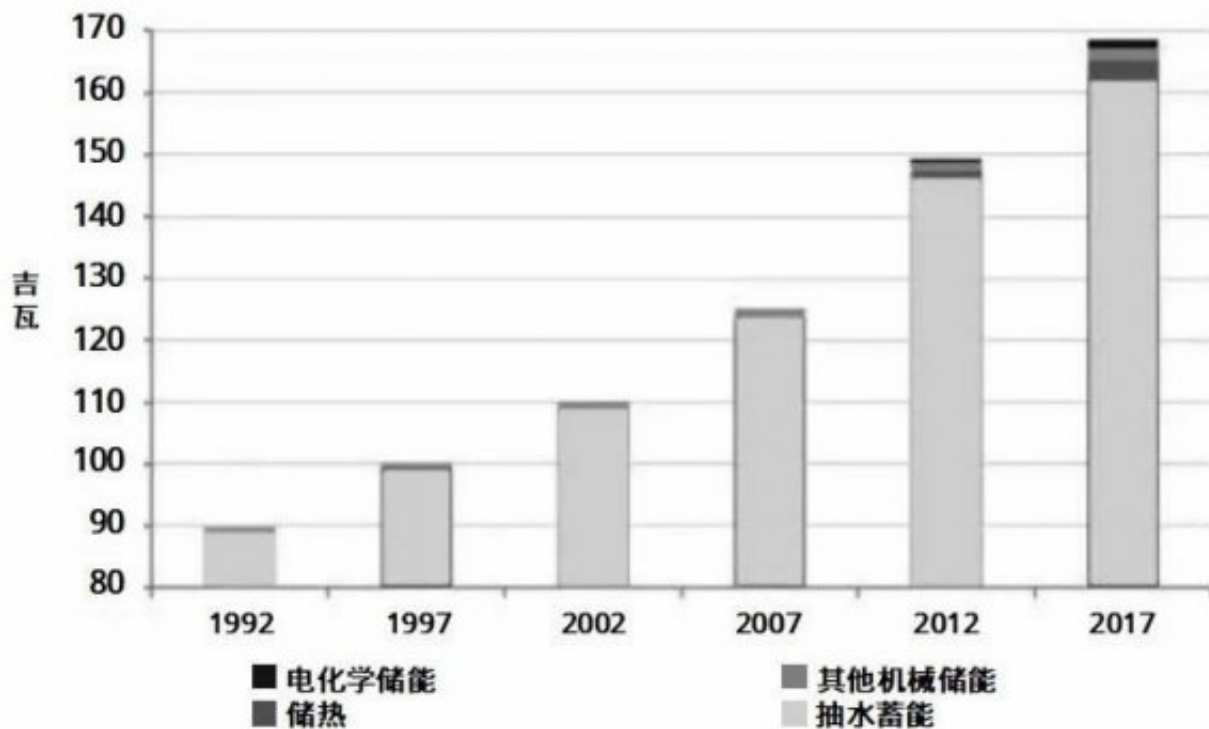


图2 1992 ~ 2017年全球储能装机增长情况

（二）地区分布

从地域来看，全球储能项目装机主要分布在亚洲的中国、日本、印度和韩国，欧洲的西班牙、德国、意大利、法国、奥地利和北美的美国（见图3），这10个国家储能项目累计装机容量占全球的近五分之四。

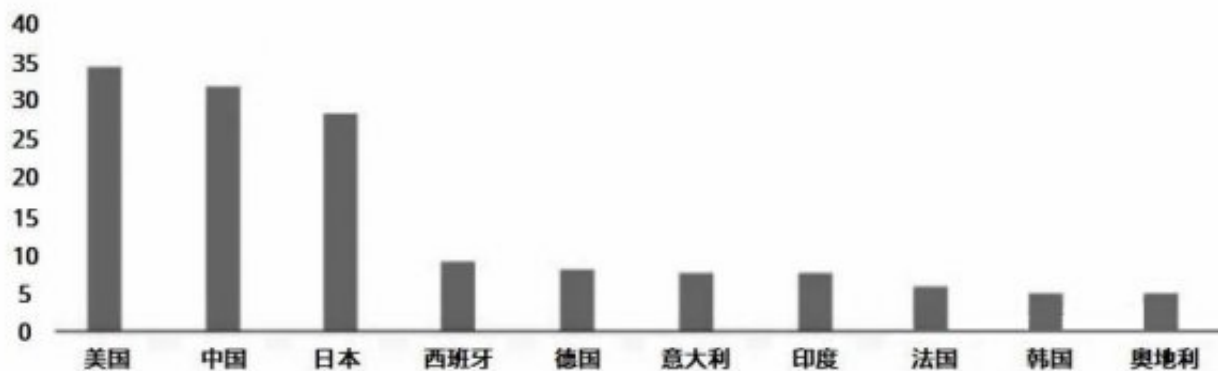


图3 2018年全球累计运行储能装机TOP10国家（单位：吉瓦）

1. 美、中、日领跑全球市场

从累计运行的储能规模来看，2017年，美中日依旧占据储能项目装机的领先地位，其中美国仍是全球最大的储能市场。根据GTM Research发布的全球储能报告，2017年全球新增储能电量2.3吉瓦时，其中，美国新增431兆瓦时，居全球首位。截至2017年末，美国储能累积部署达到1.08吉瓦时，预计2018年的部署将超过1.2吉瓦时。根据矢野经济研究所的预测，日本储能市场也将保持快速增长，2020年市场规模有望达到3.307吉瓦时。

中国的储能产业虽然起步较晚，但近几年发展速度令人瞩目。目前，国内储能侧重示范应用，积极探索不同场景、技术、规模和技术路线下的储能商业应用，同时规范相关标准和检测体系。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库的不完全统计，2016 ~ 2017年间，我国规划和在建的储能规模近1.6吉瓦，占全球规划和在建规模的34%，我国储能投运规模迎来加速增长。截至2017年底，我国已投运储能项目累计装机规模28.9吉瓦，同比增长19%。

与全球储能市场类似，我国抽水蓄能的累计装机规模所占比重最大，接近99%，但与上一年同期相比略有下降。电化学储能的累计装机规模位列第二，为389.8兆瓦，同比增长45%，所占比重为1.3%，较上一年增长0.2个百分点。在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机占比最大，比重为58%。

2. 澳大利亚、印度等新兴市场涌现

2017年，新兴市场表现突出，特别是澳大利亚。根据GTM Research发布的全球储能报告，2017年全球新增储能容量1.4吉瓦，其中，澳大利亚新增246兆瓦，领先于美国和其他国家，居全球首位。这是由于特斯拉公司在澳大利亚部署的创纪录的Hornsedale储能项目发挥了关键作用，一次性提供了100兆瓦的储能容量。

诸多海外电池厂商在印度建厂，为印度本地或整个亚洲提供产品的兴趣增加，并落地了一批动力电池和储能产品生产基地。未来3~5年内，印度有望依托不断提升的电池产品制造能力，陆续启动储能技术在电动汽车、柴油替代、可再生能源并网、无电地区供电等领域的应用。

韩国部署的储能项目朝着规模大型化的方向演进，其中就包括了世界上最大的用户侧储能项目——现代电气蔚山规划的150兆瓦储能项目。预计这些项目将为2018年韩国储能市场提供增量支撑。韩国国内LG Chem、三星SDI和Kokam等实力雄厚且已经深度渗透海外市场的储能技术供应商，将其国内储能市场的规模化开发提供强有力的技术支撑和经验基础。

3. 欧洲市场多元化发展

德国是欧洲储能装机比重最大的国家。2017年，德国家庭光伏储能市场的增长已趋于缓慢，光伏设备中安装储能系统的比例由73%增至77%，增幅不大。尽管如此，德国依然是欧洲范围内最成熟的分布式光伏储能市场，也是用户侧储能商业模式最先进的国家。

2017年，英国储能市场规模迎来爆发式增长，其累计投运储能项目规模达到2016年同期规模的10倍。

除了德国、英国市场之外，荷兰、法国、芬兰、丹麦、西班牙、捷克、比利时、俄罗斯、奥地利等在内的9个国家均部署了储能项目。以Vestas、KK Wind等为首的欧洲风电开发商积极探索风储联合运行的商业模式，带动风储项目在全球快速部署。总体上看，欧洲储能市场呈现出全新的、多元化的发展态势。

（三）技术分类

根据能量存储方式的不同，储能技术主要分为机械储能（如抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等）、电磁储能（如超导储能、超级电容等）、电化学储能（如锂离子电池、钠硫电池、铅酸电池、镍镉电池、锌溴电池、液流电池等）等三大类（见图4），此外还有储热、储冷、储氢等。不同储能技术，在寿命、成本、效率、规模、安全等方面优劣不同。同时，由于具体条件不同，储能目的各有差异，储能方式的选择还取决于对发电装机、储能时长、充电频率、占地面积、环境影响等诸多方面的要求。

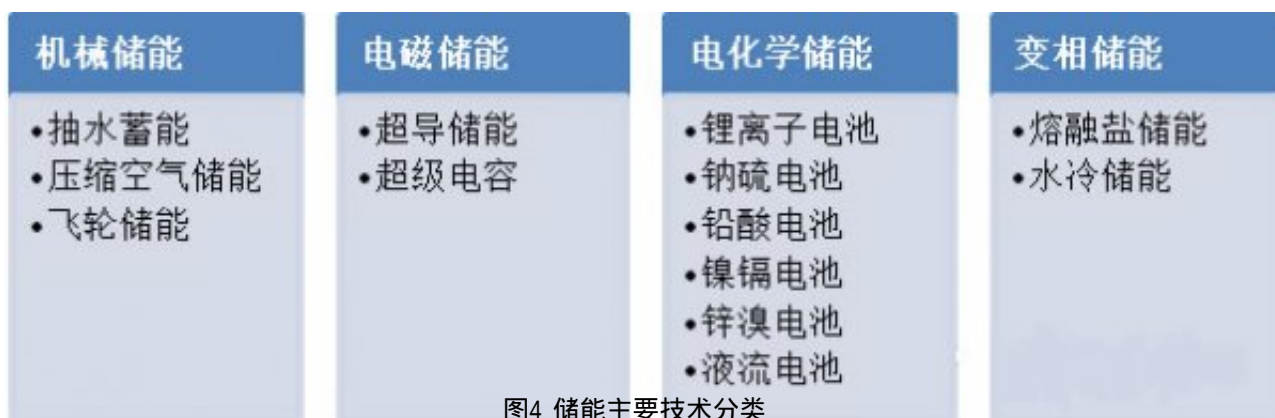


图4 储能主要技术分类

近年来储能技术不断发展，许多技术已进入商业示范阶段，并在一些领域展现出一定的经济性。以锂电、铅酸、液流为代表的电化学储能技术不断发展走向成熟，成本进一步降低；以飞轮、压缩空气为代表的机械储能技术也攻克了材料等方面的难关，产业化速度正在加快；而以锂硫、锂空气、全固态电池、钠离子为代表的新型储能技术也在不断

发展，取得了技术上的进步。总体来看，机械储能是目前最为成熟、成本最低、使用规模最大的储能技术，电化学储能是应用范围最为广泛、发展潜力最大的储能技术。目前，全球储能技术的开发主要集中在电化学储能领域。

1. 抽水蓄能仍占绝对优势

抽水蓄能是全球装机规模最大的储能技术，也是目前发展最为成熟的储能技术。大部分抽水蓄能电站和水电站、核电站一起结合应用，在很多国家都有推广，尤其是发达国家，在核电的开发、水能、风能的利用和蓄能配套方面已有一定成功经验，其中日本、美国和欧洲等国的抽水蓄能电站装机容量占全世界抽水蓄能电站总和的80%以上。

国际可再生能源署（IRENA）2017年发布的报告《电力储存与可再生能源——2030年的成本与市场》指出，到2017年中全球储能装机容量为176吉瓦，抽水蓄能装机169吉瓦，占比96%。尽管抽水蓄能仍占绝对优势，但是未来其成本下降空间有限，而各类电池储能成本可望下降50%~60%。预计2030年抽水蓄能装机将小幅增至235吉瓦，而电池储能将快速攀升至175吉瓦。

我国已先后建成潘家口、广州、十三陵、天荒坪、山东泰山、江苏宜兴、河南宝泉等一批大型抽水蓄能电站，根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发展报告2017》，截至2017年底，中国抽水蓄能在建规模为38.51吉瓦，已建总装机容量为28.69吉瓦，是世界上抽水蓄能装机容量最大的国家。

2. 电化学储能保持快速增长

根据中关村储能产业技术联盟项目库的不完全统计，2000~2017年间全球电化学储能项目累计装机投运规模为2.6吉瓦，容量为4.1吉瓦时，年增长率分别为30%和52%。图5为2013~2017年间全球投运电化学储能项目装机规模。

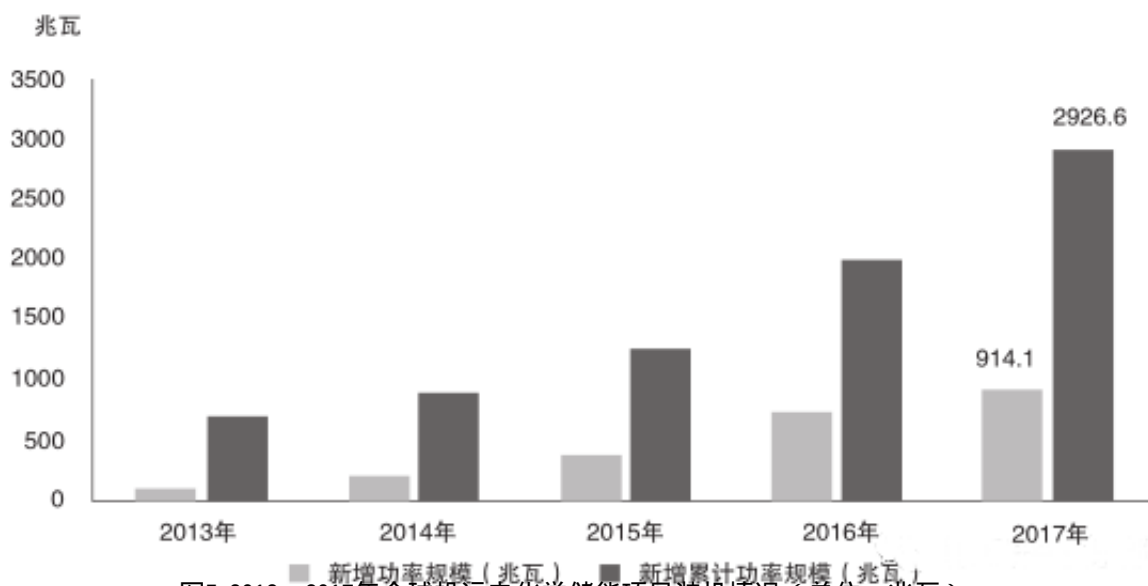


图5 2013~2017年全球投运电化学储能项目装机情况（单位：兆瓦）

截至2017年底，全球电化学储能项目累计装机规模为2926.6兆瓦，占比1.7%，较上一年增长0.5个百分点。在各类电化学储能技术中，锂离子电池累计装机占比最大，超过75%。2017年，全年新增投运电化学储能项目装机规模为914.1兆瓦，同比增长23%。新增规划、在建的电化学储能项目装机规模为3063.7兆瓦，预计短期内全球电化学储能装机规模还将保持高速增长。

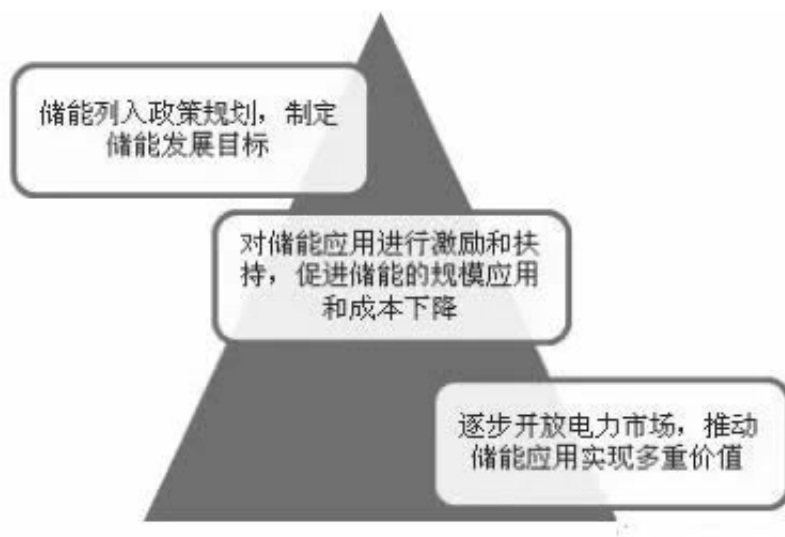
2018年上半年，全球新增投运电化学储能项目装机规模697.1兆瓦，同比增长133%，相比2017年底增长24%。其中，英国的新增投运项目装机规模最大，为307.2兆瓦，占比为44%（见图6），同比增长441%；中国新增投运电化学储能项目装机规模100.4兆瓦，占全球新增规模的近15%，同比增长127%，相比2017年底增长26%。



图6 2018年上半年全球投运电化学储能项目分布情况

二、储能产业相关政策

近期各国储能产业相关政策主要集中在以下几个方面：在储能尚未推广或刚刚起步的国家或地区，发展储能逐渐被纳入国家战略规划，政府开始制定储能的发展路线图；在储能已具备一定规模或产业相对发达的国家或地区，政府多采用税收优惠或补贴的方式，以促进储能成本下降和规模应用（尤其是用户侧的应用）；在储能逐步深入参与辅助服务市场的国家或地区，政府通过开放区域电力市场，为储能应用实现多重价值、提供高品质服务创造平台。



（一）国外

1.美国

2016年6月，美国在“建设智能电力市场扩大可再生能源和储能规模会议”上承诺，加快可再生能源和储能电源并网，未来5年储能采购或安装规模增加1.3吉瓦。2017年，在多年储能市场发展经验基础上，美国加州从加速部署公共

事业级项目应对储气库泄漏带来的高峰电力运行压力，到批准一系列市场规则提升储能在电力市场中的参与度，全方位推动并调整储能发展。在加州的带动下，俄勒冈州、马萨诸塞州和纽约州均通过设立储能采购目标或提出采购需求，启动公用事业规模的储能项目部署，并依据各自能源结构及供需特点调整储能的应用重点。

税收方面，投资税收减免（ITC）是政府为了鼓励绿色能源投资而出台的税收减免政策，光伏项目可按照投资额的30%抵扣应纳税。2016年，美国储能协会向美国参议院提交了ITC法案，明确先进储能技术都可以申请投资税收减免，并可以以独立方式或者并入微网和可再生能源发电系统等形式运行。补贴方面，自发电激励计划（SGIP）是美国历时最长且最成功的分布式发电激励政策之一，用于鼓励用户侧分布式发电，随后储能被纳入SGIP的支持范围，储能系统可获得2美元/瓦的补贴支持。从将储能纳入补贴范围至今，SGIP经历了多次调整和修改，对促成分布式储能发展发挥了重要作用。得益于各州持续的税收优惠和补贴鼓励，以及开放的电力市场准入政策，美国的储能项目一直可以在电力市场进行良性互动的参与，为电网及用户提供各种服务。

2.欧洲

2016年以来，英国大幅推进储能相关政策及电力市场规则的修订工作。政府将储能定义为其工业战略的一个重要组成部分，并制定了推动储能发展的一系列行动方案，包括明确储能资产的定义、属性、所有权、减少市场进入障碍等，为储能市场的大规模发展注入强心剂。同时，英国光伏发电补贴政策的取消，客观上刺激了户用储能的发展。

德国政府高度重视能源转型，近10年来一直致力于推动本国能源系统的转型变革。在储能方面，德国政府部署了大量的电化学储能、储热、制氢与燃料电池研发和应用示范项目，使储能技术的发展和成为本国能源转型的支柱之一。推动德国储能市场发展的措施包括逐年下降的上网电价补贴、高额的零售电价、高比例的可再生能源发电以及德国复兴信贷银行提供的户用储能补贴等。另外，继2016年大量调频储能项目上马以及一次调频辅助服务市场逐渐饱和之后，2017年，为了鼓励储能等新市场主体参与二次调频和分钟级备用市场，德国市场监管者简化了新市场参与者参与两个市场的申报程序，为电网级储能的应用由一次调频转向上述两个市场做准备。

为了给可再生能源渗透率日益增高的欧洲电网做支撑，继德国之后，2017年，荷兰、奥地利和瑞士等国开始尝试推动储能系统参与辅助服务市场，为区域电力市场提供高价值的服务。

随着分布式光伏的推广，奥地利、捷克等国家发布光储系统补贴计划，扶持本地用户侧储能市场。在意大利，包含了光伏和储能的户用系统，不仅能够享受补贴，还有减税政策。可以说，补贴和光伏是欧洲储能产业发展的最大推手。

3.亚洲

为鼓励新能源走进住户，同时又要缓解大量涌入的分布式太阳能带来的电网管理挑战，日本政府主要采用激励措施鼓励住宅采用储能系统，对实施零能耗房屋改造的家庭提供一定的补贴，补贴来自中央政府和地方政府两个渠道。除了财政上的大力支持，日本政府在新能源市场的政策导向也十分积极：要求公用事业太阳能独立发电厂装备一定比例的电池以稳定电力输出；要求电网公司在输电线上安装电池以稳定频率，或向供应商购买辅助服务；对配电网或者微电网使用电池进行奖励等。

2016年4月，日本政府发布《能源环境技术创新战略2050》，也对储能作出部署。要研究低成本、安全可靠的快速充放电先进蓄电池技术，使其能量密度达到现有锂离子电池的7倍，成本降至十分之一，应用于小型电动汽车后，电动汽车续航里程达到700千米以上。该技术还将用于可再生能源，实现更大规模的可再生能源并网。

在印度2022年的智能城市规划中，印度可再生能源部门将可再生能源的装机目标增加到175吉瓦，其中太阳能100吉瓦、风能60吉瓦、生物质能10吉瓦、小水电5吉瓦。为了实现可再生能源175吉瓦的发展目标，政府积极发布光储计划、电动汽车发展目标、无电地区的供电方案等，多方面应用储能，但同时，由于光伏上网电价急剧下滑，2017年印度国内两次电网级光储项目招标最终被迫取消。

2017年，在强制性的RPS配额制政策、10座老燃煤电厂计划关停以及能源转型等因素的驱动下，韩国持续推动储能在大规模可再生能源领域的应用，政府主要通过激励措施，例如为商业和工业客户提供电费折扣优惠等方式，来支持储能系统的部署。同时，为化解电力供需主要矛盾，韩国政府势必寻找替代解决方案，支持储能技术应用纳入政策规划，未来储能将在能源可靠供应和绿色供应的驱动下发展和应用。

4.其他地区

2017年，澳大利亚以南澳、首都领地、维多利亚州和新南威尔士等为代表的州或市政府从储能招标采购计划、区域储能安装补贴等方面入手，推动当地大规模储能项目的落地，带动了Tesla、AES等一批海外储能系统开发商在可再生能源场站侧布局与规划电网级储能项目的热潮。另外，澳大利亚电力市场监管者制定的“五分钟结算机制”，不仅能够促进储能在澳大利亚电力市场中实现更有效的应用并获得合理补偿，还将推动基于快速响应技术的更多市场主体以及合同形式的出现，对储能在电力市场中的多元化应用产生重要影响。

最近几年间，在俄罗斯国内一系列规划战略文件中都写入了发展储能的计划。《2035年俄罗斯燃料能源综合体领域科技发展展望》（2016年版）指出，储能是发展可再生能源和分布式电源所需的极其重要的技术。国家技术倡议路线图“EnergyNet”（2016年版）将储能作为智能分布式能源和天然气混合发电技术的优先发展方向，提出2019年前要在偏远村镇应用智能分布式能源技术，启动能源系统自动控制试验项目，其中就包括发展可再生能源和储能技术。《俄罗斯联邦电力储能系统市场发展纲要》（2017年版）确定了俄储能市场发展的长期目标。

（二）国内

储能纳入国家级政策规划

首份行业政策性指导文件出台

辅助服务等政策加速储能发展

1. 储能纳入国家级政策规划

2015年以来，国内对储能产业的扶持政策密集出台。储能列入“十三五”规划百大工程项目，首次正式进入国家发展规划。《能源发展“十三五”规划》中提出，“积极开展储能示范工程建设，推动储能系统与新能源、电力系统协调优化运行。”“以智能电网、能源微网、电动汽车和储能等技术为支撑，大力发展分布式能源网络，增强用户参与能源供应和平衡调节的灵活性和适应能力。”

2016年6月，国家发展改革委、国家能源局印发《能源技术革命创新行动计划（2016～2030年）》，并同时发布《能源技术革命重点创新行动路线图》，提出包括先进储能技术创新在内的15项重点创新任务，并指出，要研究太阳能光热高效利用高温储热技术、分布式能源系统大容量储热（冷）技术，研究面向电网调峰提效、区域供能应用的物理储能技术，研究面向可再生能源并网、分布式及微电网、电动汽车应用的储能技术。掌握储能技术各环节的关键核心技术，完成示范验证，整体技术达到国际领先水平，引领国际储能技术与产业发展。

此外，新一轮电力体制改革相关配套文件，促进大规模可再生能源消纳利用、能源互联网和电动汽车推广发展的多项政策文件亦都将发展和利用储能作为重要的工作内容，为提高储能的认知度、确立储能发展的重要性作出了贡献。

2. 首份行业政策性指导文件出台

2017年9月22日，国家发展改革委、国家能源局等五部门联合印发《关于促进储能技术与产业发展指导意见》（以下简称《意见》），这是我国储能行业第一个指导性政策，《意见》提出未来10年中国储能产业的发展目标，以及推进储能技术装备研发示范、推进储能提升可再生能源利用水平应用示范、推进储能提升电力系统灵活性稳定性应用示范、推进储能提升用能智能化水平应用示范、推进储能多元化应用支撑能源互联网应用示范等五大重点任务，从技术创新、应用示范、市场发展、行业管理等方面对我国储能产业发展进行了明确部署，同时对于此前业界争论较多的补贴问题给予了明确答案。

阶段	目标	具体内容
第一阶段	实现储能由研发示范向商业化初期过渡	“十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；研发一批重大关键技术与核心装备，主要储能技术达到国际先进水平；初步建立储能技术标准体系，形成一批重点技术规范 and 标准；探索一批可推广的商业模式；培育一批有竞争力的市场主体。储能产业发展进入商业化初期，储能对于能源体系转型的关键作用初步显现。
第二阶段	实现商业化初期向规模化发展转变	“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。

表1 我国储能产业发展目标

3. 辅助服务等政策加速储能发展

在电力辅助服务方面，市场机制建设工作进入加速期。2016年6月，国家能源局下发《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》，明确在发电侧建设的电储能设施，“可与机组联合参与调峰调频，或作为独立主体参与辅助服务市场交易”；用户侧建设的电储能设施，“可作为独立市场主体或与发电企业联合参与调频、深度调峰和启停调峰等辅助服务”。这意味着，无论是发电侧还是用户侧，储能都获得了独立市场地位。

2017年11月，国家能源局下发《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》，提出鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组，按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务，确立在2019~2020年，配合现货交易试点，开展电力辅助服务市场建设。这意味着未来的辅助服务交易将逐渐实现市场化运作。

在地方层面，截至今年5月底，国家已批复东北、福建、山东、山西、新疆、宁夏、广东、甘肃等8个地区开展辅助服务市场建设试点工作。各地均对储能给予与发电企业、售电企业、电力用户平等的市场主体身份。电储能既可在火电厂或集中式间歇性能源发电基地等发电侧，也可在负荷侧，或以独立市场主体身份为系统提供调峰等辅助服务。

一系列政策从确认储能参与辅助服务的市场主体身份、制定体现储能优势的价格机制，到逐步建立完善公平竞争的市场机制，都为储能服务于电力辅助服务、实现价值和商业化发展奠定了基础。

在电力需求侧管理（需求响应）方面，2017年9月，国家发展改革委、国家能源局等六部委联合发布《电力需求侧管理办法（修订版）》（以下简称《办法》），为储能在需求侧管理（需求响应）的应用增加了新的内涵。《办法》指出，“通过深化推进电力需求侧管理，积极发展储能和电能替代等关键技术。鼓励电力用户采用电蓄热、电蓄冷、储能等成熟的电能替代技术”。储能已经被定义为通过参与需求响应，在电力需求侧管理中实现重要作用的资源。

在电力市场化交易和配售电改革方面，2017年《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》发布，从短期看分布式发电交易对储能的需求有限，但就中长期而言，对于发展储能的灵活性调节价值具有重要的推动作用。

三、储能应用及商业模式

储能在电力领域主要应用于可再生能源并网（专指在集中式风电场和光伏电站的应用）、电力输配、辅助服务、分布式发电及微电网等领域。在国内实践中，新型储能的主要盈利模式较为单一，目前正在探索多种商业化应用模式。

（一）应用

据中关村储能产业技术联盟项目库统计，从全球新增投运电化学储能项目的应用分布上看，2017年，集中式可再生能源并网领域的新增装机规模所占比重最大，为33%，其次是辅助服务领域，所占比重为26%。

从我国新增投运的电化学储能项目的应用分布上看，2017年，用户侧领域的新增装机规模所占比重最大，为59%，其次是集中式可再生能源并网领域，所占比重接近25%，排在第三位的是辅助服务领域，占比16%（见图7）。

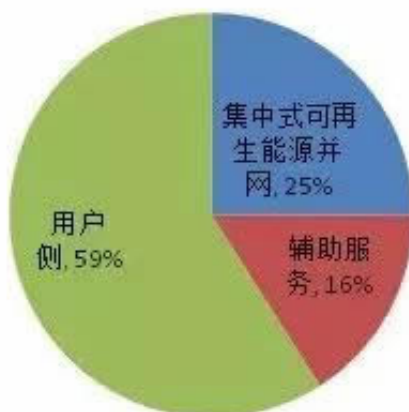


图7 2017年中国新增投运电化学储能项目的应用分布

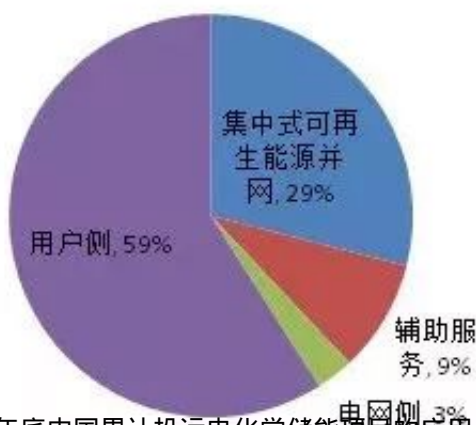


图8 2017年底中国累计投运电化学储能项目的应用分布

目前，储能在我国电力市场主要有4个应用领域：可再生能源并网、辅助服务、电网侧和用户侧。截至2017年底，我国电化学储能在上述4个领域的安装比例分别为29%、9%、3%和59%（见图8）。其中，辅助服务和用户侧是储能应用最具盈利潜力，有望率先实现商业化的领域。2018年，电网侧储能发力。



1. 电源侧

在传统发电领域，储能主要应用于辅助动态运行、取代或延缓新建机组。

辅助动态运行。为了保持负荷和发电之间的实时平衡，火电机组的输出需要根据调度的要求进行动态调整。动态运行会使机组部分组件产生蠕变，造成这些设备受损，提高了发生故障的可能，即降低了机组的可靠性，同时还增加了更换设备的可能和检修的费用，最终降低了整个机组的使用寿命。储能技术具备快速响应速度，将储能装置与火电机组联合作业，用于辅助动态运行，可以提高火电机组的效率，避免对机组的损害，减少设备维护和更换设备的费用。

取代或延缓新建机组。随着电力负荷的增长和老旧发电机组的淘汰，为了满足电力客户的需要和应对尖峰负荷，需要建设新的发电机组。应用储能系统可以取代或延建新机组，即在负荷低的时候，通过原有的高效机组给储能系统充电，在尖峰负荷时储能系统向负荷放电。我国起调峰作用的往往是煤电机组，而这些调峰煤电机组要为负荷尖峰留出余量，经常不能满发，这就影响了经济性。利用储能技术则可以取代或者延缓发电侧对新建发电机组的需求。

2. 集中式可再生能源并网

在集中式可再生能源并网领域，储能主要应用于解决弃风、弃光，跟踪计划出力，平滑输出。

解决弃风、弃光。风力发电和光伏发电的发电功率波动性较大，特别在一些比较偏远的地区，电网常常会出现无法把风电和光电完全消纳的情况。应用储能技术可以减小或避免弃风、弃光。在可再生能源发电场站侧安装储能系统，在电网调峰能力不足或输电通道阻塞的时段，可再生能源发电场站的出力受限，储能系统存储电能，缓解输电阻塞和电网调峰能力限制，在可再生能源出力水平低或不受限的时段，释放电能提高可再生能源场站的上网电量。

跟踪计划出力，平滑输出。大规模可再生能源并入电网时，出力情况具有随机性、波动性，使得电网的功率平衡受到影响，因此需要发电功率进行预测，以便电网公司合理安排发电计划、缓解电网调峰压力、降低系统备用容量、提高电网对可再生能源的接纳能力。通过在集中式可再生能源发电场站配置较大容量的储能，基于场站出力预测和储能充放电调度，实现场站与储能联合出力对出力计划的跟踪，平滑出力，满足并网要求，提高可再生能源发电的并网友好性。

就全球储能市场而言，集中式可再生能源并网是最主要的应用领域。在国外，日本是典型的将储能主要应用于集中式可再生能源并网的国家之一。集中式可再生能源并网是日本推动储能参与能源清洁利用的主要方式，北海道等解决弃光需求较强烈的地区，以及福岛等需要灾后重建的地区成为储能应用的重点区域。在国内，集中式可再生能源并网应用储能，以青海和吉林较具代表性，前者积极探索光储商业化，后者则是将电储能与储热综合应用试点。

3. 电网侧

储能系统在输电网中的应用主要包括以下两方面：作为输电网投资升级的替代方案（延缓输电网的升级与增容），提高关键输电通道、断面的输送容量或提高电网运行的稳定水平。在输电网中，负荷的增长和电源的接入（特别是大容量可再生能源发电的接入）都需要新增输电设备、提高电网的输电能力。然而，受用地、环境等问题的制约，输

电走廊日趋紧张，输变电设备的投资大、建设周期长，难以满足可再生能源发电快速发展和负荷增长的需求。大规模储能系统可以作为新的手段，安装在输电网中以提升电网的输送能力，降低对输变电设备的投资。

储能系统在配电网中的作用更加多样化。与在输电网的应用类似，储能接入配电网可以减少或延缓配电网升级投资。分布在配网中的储能也可以在相关政策和市场规则允许的条件下为大电网提供调频、备用等辅助服务。除此之外，储能的配置还可提高配电网运行的安全性、经济性、可靠性和接纳分布式电源的能力等。

2018年以来电网公司规划安装应用储能的力度不断加大。在以江苏、河南等为代表的省网区域，许继集团、山东电工、江苏省综合能源服务公司、平高集团等国家电网下属公司作为投资建设主体，在输变电站批量化建设百兆瓦级储能电站，缓解高峰负荷对电网的冲击，同时探索平滑新能源和调频辅助服务等应用模式。据中关村储能产业技术联盟项目库统计，2018年以来公布的电网侧储能项目（含规划、在建、投运）总规模已经超过230兆瓦。

4. 辅助服务

在电力辅助服务领域，储能主要应用于调频、调峰和备用容量等方面。

调频。电力系统频率是电能质量的主要指标之一。实际运行中，当电力系统中原动机的功率和负荷功率发生变化时，必然会引起电力系统频率的变化。频率的偏差不利于用电和发电设备的安全、高效运行，有时甚至会损害设备。因此，在系统频率偏差超出允许范围后，必须进行频率调节。调频辅助服务主要分为一次调频和二次调频（AGC辅助服务）。储能设备非常适合提供调频服务。与传统发电机组相比，储能设备提供调频服务的最大优点是响应速度快，调节速率大，动作正确率高。

调峰。电力系统在实际运行过程中，总的用电负荷有高峰低谷之分。由于高峰负荷仅在一天的某个时段出现，因此，需要配备一定的发电机组在高峰负荷时发电，满足电力需求，实现电力系统中电力生产和电力消费间的平衡。当电力负荷供需紧张时，储能可向电网输送电能，协助解决局部缺电问题。抽水蓄能是目前完全实现商业化的储能技术，调峰是抽水蓄能电站一个主要的应用领域。

备用容量。备用容量指的是电力系统除满足预计负荷需求外，在发生事故时，为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。备用容量可以随时被调用，并且输出负荷可调。储能设备可以为电网提供备用辅助服务，通过对储能设备进行充放电操作，可实现调节电网有功功率平衡的目的。和发电机组提供备用辅助服务一样，储能设备提供备用辅助服务，也必须随时可被调用，但储能设备不需要一直保持运行，即放电或充电状态，只需在需要使用时能够被立即调用提供服务即可，因此经济性较好。此外，在提供备用容量辅助服务时，储能还可以提供其他的服务，如削峰填谷、调频、延迟输电线路升级等。

从全球来看，调频是储能的主要应用之一。根据彭博新能源财经统计，2016年、2017年，兆瓦级储能项目累计装机中，调频应用占比分别为41%、50%。在国外，依托自由化的电力市场，储能在美国辅助服务市场的应用一直引领着全球储能辅助服务市场的发展。在美国的区域电力市场中，储能系统参与二次调频的容量已占相当的份额。但2017年美国辅助服务领域新增储能项目装机数量和规模都不及往年，一定程度上也体现了美国部分区域调频储能市场趋于平稳甚至接近饱和。在中国，得益于政策推动，储能在我国辅助服务市场的应用比例已经从2015年的2%提升到2017年的9%。2017年四季度，全国辅助服务补偿费用共35.18亿元，占上网电费总额的0.81%；备用、调峰和AGC补偿费用合计占比超过90%。联合火电机组参与调频业务，在京津唐、山西地区应用较广泛。

5. 用户侧

在用户侧，储能主要应用于分时电价管理、容量费用管理、提高供电质量和可靠性、提高分布式能源就地消纳等方面。

分时电价管理。电力系统中随着时间的变化用电量会出现高峰、平段、低谷等现象，电力部门对各时段制定不同电价，即分时电价。在实施分时电价的电力市场中，储能是帮助电力用户实现分时电价管理的理想手段。低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，通过低存高放降低用户的整体用电成本。

容量费用管理。在电力市场中，存在电量电价和容量电价。电量电价指的是按照实际发生的交易电量计费的电价，具体到用户侧，则指的是按用户所用电量度数计费的电价。容量电价则主要取决于用户用电功率的最高值，与在该功率下使用的时间长短以及用户用电总量都无关。使用储能设备为用户最高负荷供电，还可以降低输变电设备容量，减少容量费用，节约总用电费用，主要面向工业用户。

提升用户的电能质量和可靠性。传统的供电体系网络复杂，设备负荷性质多变，用户获得的电能质量（电压、电流和频率等）具有一定的波动性。用户侧安装的储能系统服务对象明确，其相对简单和可靠的组成结构保证输出更高质量的电能。当电网异常发生电压暂降或中断时，可改善电能质量，解决闪断现象；当供电线路发生故障时，可确保重要用电负荷不间断供电，从而提高供电的可靠性和电能质量。

提高分布式能源就地消纳。对于工商业用户，在其安装有可再生能源发电装置的厂房、办公楼屋顶或园区内投资储能系统，能够平抑可再生能源发电出力的波动性、提高电能质量，并利用峰谷电价差套利。对于安装光伏发电的居民用户，考虑到光伏在白天发电，而居民用户一般在夜间负荷较高，配置家庭储能可更好地利用光伏发电，甚至实现电能自给自足。此外，在配电网故障时，家庭储能还可继续供电，降低电网停电影响，提高供电可靠性。

在国外，德国是用户侧储能商业模式发展最为先进的国家之一。在区块链技术、云技术以及多元化商业模式的带动下，预计短期内德国用户侧储能市场仍将引领欧洲储能市场的发展。在国内，用户侧是储能应用的最大市场，也是持续保持高增长的一个领域。安装于工商业用户端的储能系统是我国用户侧储能的主要形式，可以与光伏系统联合使用，又可以独立存在，主要应用于电价管理，帮助用户降低电量电价和容量电价。2018年5月，全国最大规模用户侧分布式储能项目正式落户江苏镇江，项目合计容量超过500兆瓦时。

（二）商业模式

从国内来看，比较成熟的商业模式包括峰谷电价差套利、辅助调频服务收费、配合可再生能源建设大型储能电站、分布式储能应用等。

1. 峰谷电价差套利

所谓峰谷套利，就是利用大工业与一般工商业的峰谷电价差，在电价较低的谷期利用储能装置存储电能，在用电高峰期使用存储好的电能，避免直接大规模使用高价的电网电能，从而降低用户的电力使用成本，从降低的用电单价中获得收益。

峰谷电价差套利是用户侧储能的主要盈利来源和基本商业模式。目前我国大部分省市工业大户均使用峰谷电价机制，利用峰谷价差实现套利吸引了许多投资者的目光。江苏和广东由于峰谷电价差价大，成为了国内储能项目规划建设集中地。以0.75~0.8元/千瓦时的峰谷价差计算，假定利用峰谷电价套利是唯一的盈利点，安装铅炭电池系统，每天两次充放，储能电站项目静态投资回收期在7~9年左右。这些项目普遍采用合同能源管理形式，储能业主单位和用户单位签订合同，按年节省的电费进行分成。靠峰谷电价差套利是目前项目唯一的盈利来源，由于峰谷电价差额的不确定性和盈利模式的单一性，项目投资方面临不小的压力和风险。随着电力市场进一步放开，峰谷价差有望继续拉大，届时投资回收期将会进一步缩短，峰谷套利投资的效益也会进一步提升。此外，未来投资方还可以通过参与需求响应、提供电力辅助服务等方式，发挥储能更多的价值，提升项目的经济性。

2. 管理容量费用

对于大的工业企业，因现行的两部制电价，供电部门会以其变压器容量或最大需用量为依据，每月固定收取一定的容量电价。这些企业可以根据自身的用电负荷曲线和用电最大负荷需求，本着“充得满，放得完”的经济原则确定储能系统的最大储能容量和最大输出功率，同时通过引入分布式储能系统，减少用户配变容量的建设，在用电低谷时储能，在高峰时释放，实现在不影响正常生产的情况下，降低最高用电功率，减少两部制电价中的按容量收取的容量电价。

3. 需求侧响应补贴

参与电力需求响应可以给电力用户带来效益。储能用户可以根据不同的地方政策，相应削减负荷从而获取补贴。储能系统直接接入电网，峰谷双向调控，增加电网安全性和稳定性。这种模式中的储能电站并网条件较严。

2018年1月，江苏无锡新加坡工业园区20兆瓦储能电站经国家电网公司批准，全容量并网运行。今年春节期间，该储能电站参与电网需求侧响应，在用电低谷期“填入”约9万千瓦负荷，累计消纳电量57.6万千瓦时。此为全国大规模储能电站首次参与电网需求侧响应并收费。

4. 调频辅助服务收费

在国内，该商业模式正随着电力辅助市场建设而完善。目前发电侧尚不具备独立的辅助服务提供商身份。储能现有的主要商业运营方式是与发电机组联合，从系统来看是作为发电企业的一部分，利用快速充放电特性优化发电机组的AGC性能，获得系统辅助服务补偿，或者是存储、释放新能源弃风弃光电量，增加新能源上网电量获益，相比国外发电侧储能设施主要以独立身份参与市场的情况，这些模式都不是作为独立市场主体运营的。

目前，南方电网区域已制定辅助服务补偿表，对并网发电机组提供的AGC服务实施补偿；储能电站根据电力调度机构指令进入充电状态的，按其提供充电调峰服务统计，对充电电量进行补偿，具体补偿标准为0.05万元/兆瓦时。

但是，当储能参与辅助服务市场接受AGC调度令后，需要响应进行充放电，这样一来就无法利用原来的峰谷差价套利方式来获得储能电站的收益，增加了辅助服务的收益是否比峰谷差价套利的收益多还有待比较。

5. 配套可再生能源建设大型储能电站

与大规模可再生能源结合的大型储能电站，主要是发挥储能在增加可再生能源上网电量上的放大效应，使可再生能源的输出更加平稳，电能质量得到提升，增加上网电量，从而获得收益。

如陕西定边10兆瓦锂电池储能项目即是通过联合当地150万千瓦光伏电站运行，吸纳未并网电力，按照光伏上网电价上网，削峰填谷，促进就地消纳。

6. 分布式储能应用

随着售电侧放开和市场化交易放宽，储能有条件与分布式发电结合，形成售电主体。该商业模式下储能配合分布式能源建设，作为售电主体主要以卖电获益。

四、储能市场发展趋势

从市场规模来看，全球储能市场发展潜力巨大。面对巨大市场空间，我国储能产业将迎来风口。

从技术来看，电池系统的性能和成本决定了储能的规模化推广和应用，是影响行业快速发展的瓶颈问题。面向未来10年，储能电池的技术发展路线将逐渐清晰。

从政策来看，通过各项配套政策建立开放、规范、完善的电力市场，才能为储能真正发挥优势提供平台。

从商业模式来看，储能厂商、用户单位和投融资机构联手拓展储能应用市场，探索储能多种应用模式，大力推动储能的商业化应用。

从企业发展来看，一方面，传统电力企业新业务布局储能，另一方面，储能企业结合市场需求以更加经济有效的形式开展经营业务。

（一）储能市场空间广阔

全球各大机构对未来全球及中国的储能市场规模预测显示，储能市场发展潜力巨大。综合各方预测，到2030年，全世界储能装机有望增至现在的3倍。储能增长的动力主要来自于可再生能源的推广和对电力系统要求的提升。预计可再生能源发电、分布式电源、智能电网和电动汽车市场的发展将带动全球储能市场进一步增长。同时预测认为，虽然现在还有很多大型抽水蓄能电站项目还在规划中，但长期来看，在储能装机结构中，抽水蓄能占比将呈现减小的趋势。

国际可再生能源署（IRENA）在其展望报告《电力储存与可再生能源：2030年的成本与市场（Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030）》的基本预测情景中提出，到2030年，全球储能装机将在2017年基础上增长42%~68%，如果可再生能源增长强劲，那么储能装机增长幅度将达到155%~227%。届时，可再生能源（不含大型水电站）在全球终端能源消费中的占比将提高一倍，达到21%。根据所有不同的预测情景，抽水蓄能装机增长幅度约为40%~50%，至于其在全球储能装机结构中的占比，还取决于其他类型储能技术的发展情况，预计将处于45%~83%的范围区间。

美国市场分析机构Navigant Research的预测显示，到2025年，全世界储能系统总装机将增至22吉瓦（不含抽水蓄能电站）

，年均增速38.7%。如果将电力交通工具的储能系统也计算在内的话，届时全球储能市场将达到750亿美元。

市场调研机构IHS认为，到2025年，印度和中国有望成为储能装机增长最快的国家；日本和澳大利亚有望成为储能装机占比最大的国家。

根据《可再生能源“十三五”规划》的目标，“十三五”期间我国新开工抽水蓄能电站约60吉瓦，2020年抽水蓄能电站装机达到40吉瓦。到2020年，我国光伏发电装机将达到105吉瓦（目前已远远超过这一目标），风电达到210吉瓦。根据预测，按照平均10%左右的储能配套来估计，在“十三五”期间我国仅风光电站配套储能的市场空间就有30吉瓦以上；加上更大规模的用户侧及调频市场，储能市场规模有望超过60吉瓦。面对巨大市场空间，我国储能产业将迎来风口。

（二）储能技术期待突破

储能的迅速发展有赖于储能技术的革新带动成本大幅度下降。随着储能规模化的推广和应用，电池系统的性能和成本逐渐成为影响行业快速发展的瓶颈问题。围绕高能量密度、低成本、高安全性、长寿命的目标，各国都在制定研发计划提升本国的电池研发和制造能力。IRENA预计，到2030年，储能电池成本将降低50%~70%，同时无严重损耗下的使用期限和充电次数将明显提升。虽然无论是IRENA还是IEA都认为电池储能不会在短时间内大规模地取代电力系统现有的调峰力量，尤其是天然气发电站，但是电池在电力系统调频方面具有优势，并且各种规模的电池都可以实现相对较为快速的生产和建设。面向未来10年，储能电池的技术发展路线将逐渐清晰。

此外，电池技术的发展还直接决定了电动汽车的前景。随着电动汽车的应用普及和动力电池的大规模退役，会加速退役电池储能市场的兴起。目前新电池成本比较高，是限制储能大规模推广应用的重要原因，而梯次利用能降低储能的工程造价、降低项目的投资成本、减少回本周期，同时比较环保，有良好的经济社会价值。虽然梯次利用技术现阶段尚不成熟，但可以预见，梯次利用将为储能系统带来新的发展方向，也将成为储能技术新的研发方向。

预计“十三五”期间储能将成为我国相关科技计划重点支持的方向之一，科技经费将持续支持储能的前沿技术、示范应用及对商业模式的探索。

（三）配套政策打开市场

长远来看，开放、规范、完善的电力市场是储能真正发挥优势的舞台。目前，我国辅助服务市场依然在探索期，有利于储能发挥技术优势的电力市场机制尚未形成，各个地方政策关于电力辅助服务定价、交易机制尚未完善，电力市场需要突破原有辅助服务补偿和分摊的局限性，构建公平交易平台，这样势必会有更多元、更先进的辅助服务技术进入市场，进而在提升市场运行效率的同时，有效保障电网的安全运行。

未来电储能行业的发展，还要看各项配套政策的出台，以及落地情况。国家层面的配套政策应加快推进电力现货市场、辅助服务市场等市场建设进度，通过市场机制体现电能量和各类辅助服务的合理价值，给储能技术提供发挥优势的 platform。

（四）催生新型商业模式

如今，微电网、增量配网、能源互联网与多能互补相继试点。在政策支持逐步明朗的背景下，基于对产业前景的稳定预期，光伏企业、分布式能源企业、电力设备企业、动力电池企业、电动汽车企业等纷纷进入，加大力度布局，开拓储能市场，进一步探索具有盈利性的商业模式。目前，储能产业几乎遍布全国所有省份，分布式可再生能源迅猛发展，储能项目规划量大增，应用领域多元创新。在“十三五”规划政策的支持下，储能应用领域更加明晰，商业模式更加丰富，储能厂商、用户单位和投融资机构联手积极拓展储能的应用市场，探索储能的多种应用模式，大力推动储能的商业化应用。

（五）加速能源企业转型

在全球能源转型的背景之下，一方面，电力企业针对日渐式微的传统供电方式，积极调整现有运营业务，将来自终端用户侧的不同储能需求作为新的增长点，向整合分布式能源、推动分布式能源服务市场的方向发展，并提供电力交易、市场运营、配网优化等综合能源服务。储能已在电力企业新业务中居于很高的地位。另一方面，储能企业结合市场需求调整自身业务，以更加经济有效的形式开展经营业务，最大化发挥自身优势。例如S&C不再生产PCS，将专注于微网和电网级储能系统集成业务领域；梅赛德斯-奔驰，停止家用储能电池生产，将专注电网级储能应用；Younico

s推出“储能即服务”模式，满足用户的即时储能需求等。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/131452.html>