

# 新型储能产业发展简析

赵晓博（徐州矿务集团有限公司，江苏 徐州 221000）

**摘要：**本文总结了新型储能对实现碳达峰碳中和目标的主要意义，梳理了新型储能产业政策，总结了产业发展现状，简要对比了不同技术路线条件下的经济性，并初步展望了产业未来发展趋势。

**关键词：**新型储能；产业政策；技术；经济性

**Abstract:**This paper summarizes the main significance of new energy storage to achieve the goal of carbon peak carbon neutrality, sorts out the policy of new energy storage industry, summarizes the development status of the industry, briefly compares the economy under different technology routes, and preliminarily looks into the future development trend of the industry.

**Key words:**New energy storage; Industrial policy Energy; storage technology; economy

## 0 引言

新型储能对助力实现碳达峰碳中和目标由主要意义，是推动构建以新能源为主的新型电力系统的重要支撑，其本质是为了解决电力供给连续性和用电需求的间断性之间的矛盾，实现电力在发电侧、电网侧以及用户侧的稳定运行<sup>[1]</sup>。

## 1 重要作用

### 1.1 电源侧快速调节

低负荷时向储能系统充电，尖峰负荷时储能系统向负荷放电，解决可再生能源大规模接入带来的波动性、间歇性问题，实现平抑电力波动、提高电能质量。现以新能源与储能相结合的光储充一体化模式运营为主。行业盈利模式主要是减少弃风弃光，提升新能源电站发电上网效率。

### 1.2 电网侧稳定控制

在电网峰谷时段对储能系统逆向放、充电，实现削峰填谷；通过对电网中的储能设备进行充放电并控制速率，达到电网调频目的。目前，主要在微电网中应用，支持微电网离网运行。行业盈利模式主要为根据电网调峰调频次数，收取电网公司容量费用。

### 1.3 用户侧价差创效

因为有峰谷电价差的存在，利用储能产品“低充、高放”实现套利，并为用户有效充当备用电源、降低分时电价费用等。实践中，由电力用户独立运营储能电站。行业盈利模式主要为低谷电价时充电，高峰电价时放电，实现峰谷电价差套利。

## 2 产业政策

经过10年储能战略布局的构建与实施，储能产业逐步进入较为成熟的发展阶段。

## 2.1 国家层面

2021年，国家发展改革委、能源局联合印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出：到2025年，实现新型储能装机规模达到3000万kW以上的目标；到2030年，实现新型储能全面市场化发展。

2022年，国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出：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，重点从技术创新、试点示范、规模发展等重点领域进行部署。

## 2.2 省级层面

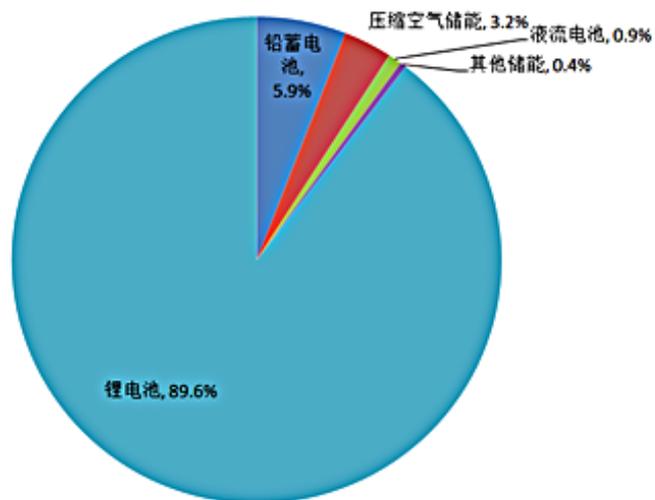
2022年初，山东、吉林、浙江、青海、四川、内蒙古、西藏、广东等8省区在2022年两会政府工作报告中均对储能发展作出规划，要求加快构建以新能源为主体的新型电力系统，推进新型储能规模化发展，最大限度消纳清洁能源。

到2022年末，青海、海南、江西、福建、甘肃、天津、湖北、河南、陕西、宁夏、辽宁、安徽、山西、内蒙古、河北、广西、湖南、山东、浙江和江苏等20省、市、区发布政策，要求发展新能源产业“强配”储能。其中，大部分省、市、区的储能配置比例基本不低于10%、配置时间为2h，河南、陕西等省配置比例要求达到20%。

## 3 产业现状

新型储能包括锂离子电池、液流电池、飞轮储能、压缩空气储能、氢储能、热储能等<sup>[2]</sup>。初步统计，截止2022年底，全国新型储能产业装机容量1247.8万kW左右，其中，锂离子电池累计装机规模占比89.6%，铅蓄电池累计装机规模占比5.9%，压缩空气储能占比

3.2%，液流电池占比 0.9%，超级电容、飞轮储能等其他储能合计占比 0.4%，见图 1。总体来看，重点受经济性影响，锂离子电池储能是当前储能产业主流。



#### 4 技术分析

新型储能及抽水蓄能按能源形式主要可分为电储能、机械储能、热储能、氢储能等技术路径<sup>[3]</sup>。

##### 4.1 电储能

主要用于削峰填谷、离网储能、调频或平滑新能源出力波动，主流技术包括：锂离子电池、铅蓄电池、钠硫电池、（钒）液流电池，各路线特性如表 1：

表 1 电化学储能技术特点

技术路线	优势	劣势
锂离子电池	循环次数较高，响应速度快	投资成本较高
铅蓄电池	成本较低，维护方便	能量密度低、寿命短
钠硫电池	能量密度较高	高温下易爆燃
液流电池	循环次数最高，寿命较长	响应时间略长

##### 4.2 机械储能

主要包括压缩空气储能、飞轮储能以及抽水蓄能。各技术路径中，抽水蓄能和压缩空气储能对地理环境要求严格、飞轮储能对材料要求较高单位储能成本成为限制该项技术发展的瓶颈，见表 2。其中，抽水蓄能技术是当前大规模解决电力系统峰谷平衡问题的主要途径。

表 2 机械储能技术特点

技术路线	优势	劣势
抽水蓄能	技术成熟、容量大	地理限制、建设成本高
压缩空气	建造、运行成本比较低	环境条件严格、效率较低
飞轮储能	技术成熟、维护成本低	能量密度较低

##### 4.3 热储能

主要包括水储热、熔融盐储热和固体储热。各类

热储能技术特点优势主要表现容量大、配置灵活、无特殊环境要求，可实现多种能源品位冷、热、电、汽联供，但需要各种高温化学工质，应用场合比较受限，见表 3。

表 3 热储能技术特点

技术路线	优势	劣势
水储热	技术成熟、材料来源丰富	能量密度较低，工作温度窄
熔盐储热		
固体储热	能量密度高，工作温度宽泛	存在热衰减，介质更换成本高
氟化物、硫酸盐等	能量密度最高	材料成本较高，耐久性差

##### 4.4 氢储能

氢储能是指氢电耦合，利用电解制氢，将间歇波动、富余电能转化为氢能储存起来；在电力输出不足时，利用氢气通过燃料电池或其他发电装置发电回馈至电网系统。在电力制氢环节，主要有三条技术路径，见表 4：

表 4 氢储能技术特点

技术路线	优势	劣势
碱性水电解技术	技术成熟成本低	运行效率较低
质子交换膜电解	工艺简单能效高	设备成本较高
固体氧化物电解	电解效率最高	高温热源需求高

区别于其他储能技术，氢能一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，除在储能领域应用外，还可以应用于交通、发电、工业领域，其中，在交通、储能、发电领域，通过氢燃料电池实现能源供应，在工业领域，主要以可再生能源“绿氢”，替代化工“灰氢、蓝氢”。

氢能产业链重点涵盖制、储、输、用四个环节。在“用”领域主要有交通、储能、发电、工业等，其中，交通、储能和发电领域主要以燃料电池为核心，工业领域以可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代为主，见表 5。

在制氢环节，主要有以石油、煤炭为原料的“灰氢”，以天然气与 CCUS 相结合的“蓝氢”，和以可再生能源电力为能源的“绿氢”。

表 5 不同工艺路线制氢成本对比

制氢路线	单价 (元/m <sup>3</sup> )	单价 (元/kg)	备注
煤气化制氢	1.08	12.10	煤炭价格 500 元/t
天然气制氢	1.81	20.27	天然气价格 2.5 元/m <sup>3</sup>
甲醇制氢	1.88	21.06	甲醇价格 2500 元/t
焦炉气制氢	2.46	27.55	焦煤价格 1800 元/t
碱性电解水	2.77	31.02	电价 0.4 元/kWh
质子膜电解	3.88	43.46	

从技术层面来看,氢燃料电池已进入商业化导入期。行业普遍认为,氢能产业在未来3年到5年将会迎来爆发期。到2035年,氢能在交通领域竞争力将于燃油持平;到2050年,我国氢能在能源体系中占比将达10%左右。

## 5 经济对比

根据在运储能项目运营情况,剔除充电成本(同等条件下,充放电成本相同),综合投资成本、运维成本、功率成本以及充放电效率等指标进行平准化度电成本测算,当前各类储能技术度电成本的排序从低到高分别是:抽水蓄能<锂离子电池<全钒液流电池<铅炭电池<压缩空气<钠离子电池<钠硫电池<氢储能<sup>[4-5]</sup>,见表6。

表6 不同路线储能成本对比

技术路径	放电时长(h)	循环效率(%)	容量成本(元/kWh)	功率成本(元/kWh)	综合成本(元/kWh)
抽水蓄能	8	75%	100	5000	0.31
锂离子电池	4	88%	800	300	0.44
钒液流电池	8	82%	863	1746	0.84
铅酸电池	4	85%	700	300	0.56
压缩空气	8	55%	100	8000	0.63
钠硫电池	4	85%	2000	2000	1.11
氢储能	8	40%	50	15000	1.82

当前,国内云南上网电价最高,达到0.56元/kWh,安徽最低为0.37元/kWh,全国平均上网电价0.45元/kWh。目前,仅有抽水蓄能、锂离子电池具备一定经济性。

在此条件下,各省为加速储能项目落地,2022年分别出台储能项目补贴,例如:江苏南京对500kWh以上光储项目运营补贴0.2元/kWh;宁夏全区对2022年、2023年储能项目补贴0.8元/kWh;青海省新建新能源储能项目补贴0.1元/kWh等。

## 6 发展趋势

储能是未来发展的必然趋势,由于新能源规模化的接入电网、电力削峰填谷、参与调压调频、发展微电网等方面的需要,储能将在未来电力系统中将是不可或缺的角色<sup>[6]</sup>。从产业政策、技术及经济性方面来看,研判储能产业未来发展趋势包括以下几个方面:

### 6.1 政策性引导持续发力

根据《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》等重点政策文件,到2025年,对照30GW的发展目标将引导产业进入高速发展,同时全国各区域对储能项目补贴将逐

步退出;到2035年,将进入完全市场化阶段。

### 6.2 储能新技术持续迭代

储能技术进步最快的是电化学储能,钠硫电池、钒液流电池、锂离子电池等技术的安全性、能量转换效率将取得较大突破,产业化的条件日渐成熟,处于由技术积累向产业化迈进的关键时期。其中,钒液流电池因突出的安全性、大容量优势,将成为大容量储能领域的首选技术之一。

### 6.3 储能经济性持续提升

基于技术进步,以及直流侧、交流侧拓扑结构优化,预计到2030年,各类储能技术的度电成本排序为:锂离子电池<抽水蓄能<全钒液流电池<铅炭电池<钠离子电池<压缩空气<钠硫电池<氢储能。其中,锂离子电池综合成本将从当前0.44元/kWh降至0.3元/kWh,优于抽水蓄能成本;而氢储能综合成本将从1.82元/kWh降至1.54元/kWh,仍为各类储能技术中成本最高的技术路线。

### 6.4 氢储能在大容量储能中大幅推广

尽管当前氢储能较其他储能技术在经济性方面不具备优势,但随着政策性推广应用,电解槽、氢燃料电池成本预期将显著下降。与此同时,随着新能源高速发展,氢储能将致胜未来大容量储能市场。一方面,氢储能在零碳零污染,可实现循环化利用,较锂、钠、钒等电化学储能更加环境友好;另一方面,氢储能可实现GWh容量级别的储能技术路线,能够实现大规模、长周期、跨季节储能。

### 参考文献:

- [1] 闫帅帅,陆洋,侯文会,刘凯.面向锂电储能系统的本质安全电池智能隔膜材料[J].发电技术,2022,43(5):792-800.
- [2] 陈海生.“双碳”目标下的储能发展[J].中国电力企业管理,2021(22):2.
- [3] 缪平,姚祯,LEMMON,等.电池储能技术研究进展及展望[J].储能科学与技术,2020,9(3):9.
- [4] 文军,刘楠,裴杰,等.储能技术全生命周期度电成本分析[J].热力发电,2021(11).
- [5] 刘坚.适应可再生能源消纳的储能技术经济性分析[J].储能科学与技术,2022,11(1):8.
- [6] 谢小荣,马宁嘉,刘威,等.新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J].中国电机工程学报,2022,43(1):11.