

储能技术的经济性测算与对比

2022年08月21日

- ▶ **本周关注：智立方、北路智控、伊之密、大金重工、捷佳伟创**
- ▶ **本周核心观点：当前人形机器人、新能源行业新技术、新工艺层出不穷，需关注技术变化带来的设备需求。**

▶ **平准化储能成本是比较各类储能技术度电成本的合适工具。**平准化度电成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE)，是对项目生命周期内的成本和发电量先进行平准化，再计算得到的发电成本，即生命周期内的成本现值/生命周期内发电量现值。储能的全生命周期成本即平准化储能成本 (Levelized Cost of Storage, LCOS)。量化了特定储能技术和应用场景下单位放电量的折现成本，考虑了影响放电寿命成本的所有技术和经济参数，是进行储能技术成本比较的合适工具。平准化储能分子部分为投资成本、运营维护 (O&M)、充电成本三者之和，分母为投资期间的总发电量。其中，由于储能系统交流侧相关部件与其时长、容量相关，而交流，即逆变器之后的环节与功率相关，与时长无关。所以可以将储能系统各部件的成本大致分为与容量相关、与功率相关两部分，即容量成本、功率成本。

▶ **当前抽水蓄能度电成本最低，锂离子、全钒液流电池其次。**根据我们的测算，从现阶段来看，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。抽水蓄能仍然是当前度电成本最低的储能方案，显著低于其他储能技术，锂离子、全钒液流电池储能技术的度电成本相当，是仅次于抽水蓄能的度电成本较低的技术。压缩空气储能、钠离子电池储能度电成本也处于 1 元/kWh 之下，钠硫电池、氢储能尚不具备成本优势。

▶ **若锂离子电池容量、功率成本在 2020-2030 年下降 20%，则到 2030 年其经济性有望超越抽水蓄能。**按照本文的假设，我们测算到 2030 年，各类储能技术的度电成本从低到高排序或依次为：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。**也就是说，若锂离子电池容量成本、功率成本在 2020-2030 年能实现 20% 的下降，则到 2030 年其平准化储能度电成本将有望低于现阶段最经济的抽水蓄能。**总体上看，全钒液流电池、锂离子电池均有望实现较大幅度降本，到 2030 年仍是电化学储能中度电成本最低的两种技术；铅炭电池、钠离子电池、压缩空气储能度电成本其次，氢储能度电成本仍然处于较高水平。

▶ **长期来看，储能度电成本仍有待继续下降。**储能，指在能量富余时利用装置或介质将能量存储起来，并在需要时再释放的过程，其本质是调节能量供求在时间和强度上的不匹配问题。对于风电、光伏等间歇式能源而言，当期发电成本、储能度电成本之和低于火电时，其相比火电则更有优势。例如，在一些资源较好的地区光伏发电成本在 0.1-0.15 元/kwh，以国电电力平均上网电价为例，2022 年 1-6 月为 0.35 元/kwh。因此，若当前储能度电成本可以降低至 0.2 元/kwh 及以下，则光储结合相比火电或具备经济性，而其二者结合提供的电也更加稳定可控。但各地区发电成本、上网电价不同，或存在一定差异性。

▶ **风险提示：**测算误差风险，宏观环境不确定性的风险、装机规模不及预期的风险、技术更新迭代的风险。

推荐

维持评级



分析师 李哲

执业证书：S0100521110006

电话：13681805643

邮箱：lizhe_yj@mszq.com

研究助理 赵璐

执业证书：S0100121110044

电话：13472540636

邮箱：zhaolu@mszq.com

相关研究

- 1.一周解一惑系列：明日之星——复合铜箔-2022/08/14
- 2.一周解一惑系列：新一轮造船周期或已临近-2022/08/07
- 3.机械行业周报 20220730：一体化压铸设备投资机会会有哪些？-2022/07/30
- 4.机械行业深度报告 20220728：人形机器人，开启新征程-2022/07/28
- 5.机械行业周报 20220724：乘风破浪的碳碳热场（一）-2022/07/24

目录

1 上周组合表现	3
2 储能的多项解决方案	4
3 各类储能技术度电成本分析	6
3.1 储能度电成本的计算.....	6
3.2 关于各类储能经济性对比中需要注意的几点问题.....	10
4 风险提示	12
插图目录	13
表格目录	13

1 上周组合表现

上周关注组合：智立方、北路智控、禾川科技、四方达。截至 2022 年 8 月 19 日，周区间涨跌幅-3.44%，同期机械设备申万指数涨跌幅-0.63%，同比跑输设备指数。从 2021 年 11 月 21 日组合开始至今，累计收益率-14.01%，跑赢沪深 300 指数 0.99pct，跑输申万机械指数 4.66pct。

2 储能的多种解决方案

储能的技术路径主要可以分为**机械储能**、**电化学储能**、**电磁储能**、**热储能**、**化学储能**等方式。其中，机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能等；电化学储能是指各种二次电池储能，主要包括铅酸电池、铅炭电池、锂离子电池、钠硫电池、钠离子电池等。电磁储能主要包括超导储能、超级电容器储能等方式。热储能主要包括储热、储冷等方式。化学储能包括电解水制氢、合成天然气等方式。

表1：储能的多种解决方案

	机械储能			电化学储能	电磁储能	热储能	化学储能	
	抽水蓄能	压缩空气储能	飞轮储能		超导储能	超级电容器储能		
原理	在电力系统高峰负荷时，将上池水回流到下水池推动水轮发电机发电；在低谷负荷时，将下池的水抽回上池蓄积起来进行储能。	在电网负荷低谷期将电能用于压缩空气，在电网负荷高峰期释放压缩空气推动气轮机发电的储能方式。	电能将一个放在真空外壳内的转子即一个大质量的由固体材料制成的圆柱体加速，从而将电能以动能形式储存起来。	电化学储能是指各种二次电池储能，主要包括锂离子电池、铅蓄电池和钠硫电池等	能量以超导线圈中循环流动的直流电流方式储存在磁场中。	将一个放在真空外壳内的转子加速，从而将电能以动能形式储存起来。既具有电容器快速充放电的特性，同时又具有电池的储能特性。	在一个热能系统中，热能被储存在隔热容器的媒质中，以后需要时可以被转化回电能，也可直接利用而不再转化回电能。	利用氢或合成天然气作为二次能源的载体，利用负荷低谷期多余电制氢，通过电解水，将水分解为氢气和氧气，从而获得氢。以后可直接用氢作为能量载体，再将氢与二氧化碳反应成为合成天然气(甲烷)，以合成天然气作为另一种二次能量载体。
优点	技术成熟、功率和容量较大、寿命长、运行成本低	容量大、工作期间长、充放电循环次数多、寿命长	功率密度高、寿命长、环境友好	技术成熟，寿命长	充放电非常快、功率密度很高、响应快、比功率高	寿命长、循环次数多、充放电时间短、响应速度快、运行温度范围广	储存的热量可以很大	储存的能量很大，时间可达几个月
缺点	厂址的选择依赖于地理条件，能量密度低，总投资较高	响应慢、建站条件非常苛刻	成本高、噪音大、能量密度低、充放电时间段、放电率高	成本高，部分存在发热问题	能量密度低、具有一定的自放电损耗。	能量密度低、投资成本高、具有自放电损耗	应用场合比较受限	效率较低
秒级放电					√	√		
分钟至小时级放电				√				
数时级以上放电	√	√	√					√

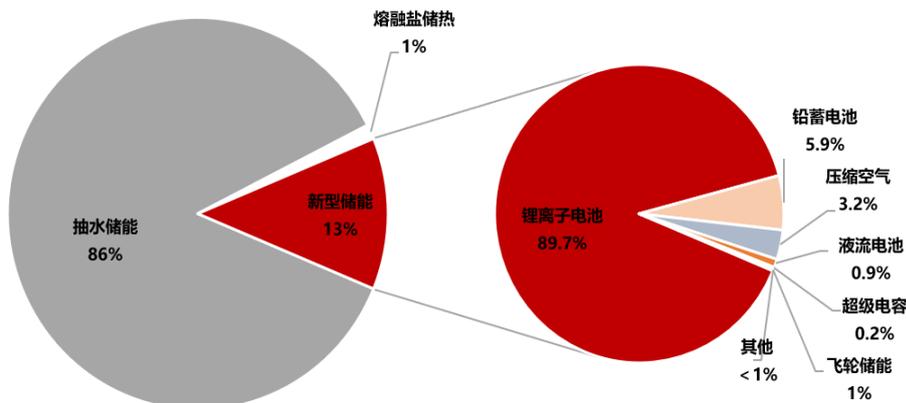
资料来源：中国能源报，国际能源网，民生证券研究院；

按照储能作用时间的长短，可以将储能系统分为数时级以上、分钟至小时级、秒级等。其中，超导储能、超级电容器储能可以实现额定功率下放电时间在秒级水平，电化学储能放电时间在分钟至小时级，机械储能、氢储能等方式可实现数时级以上放电。

从电储能市场结构来看，**抽水储能在我国仍占据主要地位，但新型储能发展迅速**。抽水蓄能时当前最为成熟的电力储能技术，早在 20 世纪 90 年代就实现了商业化应用，主要用于电力系统削峰填谷、调频调相和紧急事故备用，但受限于选址和建设施工的局限性，未来发展空间有限。电化学时当前应用范围最广、发展潜力最大的储能技术。相比抽水蓄能，电化学储能受地理条件影响小，建设周期短，可灵活运用于电力系统各环节及其他场景中。另外，随着成本持续下降，商业化应用日渐成熟，其技术优势愈发明显，发展前景广阔。

根据 CNESA 的不完全统计，截至 2021 年底，全球抽水蓄能的累计装机规模占比首次低于 90%，相比 2020 年下降 4.1pct；新型储能累计装机规模为 25.4GW，同比增长 67.7%。在国内市场中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 39.8GW，同比增长 25%，所占比重与去年同期相比再次下降，下降了 3 个百分点；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达到 5729.7MW，同比增长 75%。

图1：中国电力储能市场累计装机构成



资料来源：《储能产业研究白皮书 2022》，民生证券研究院

电化学储能是通过电池所完成的能量储存、释放与管理过程，是当前应用范围最广、发展潜力最大的电力储能技术。相比抽水蓄能，**电化学储能受地理条件影响较小，建设周期短，可灵活运用于电力系统各环节及其他各类场景中**。同时，随着成本持续下降、商业化应用日益成熟，电化学储能技术优势愈发明显，或逐渐成为储能新增装机的主流。未来**随着锂电池产业规模效应进一步显现，成本仍有较大下降空间**，发展前景广阔。

电化学储能主要分为铅酸电池、铅炭电池、锂离子电池、钠离子电池、钠硫电池、液流电池等六类。截至 2021 年，在国内电化学储能市场中，锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额达到 89.7%。

表2：电化学储能分类

类别	原理	优点	缺点
铅酸电池	铅酸电池内的阳极(PbO ₂)及阴极(Pb)浸到电解液(稀硫酸)中，两极间会产生 2V 的电势。	发展时间长，技术比较成熟，可以大规模生产，原材料丰富，成本较低，使用安全。	电池中使用的铅是重金属，对环境有污染；电池寿命短，能量密度低。
铅炭电池	是将铅酸电池和超级电容器两者技术的融合，是一种既具有电容特性又具有电池特性的双功能储能电池。	比功率高；没有易燃成分；安全性好成本较低；原材料资源丰富；可再生回收利用率高。	循环寿命仍短；容量利用率较低；易析氢失水。
锂离子电池	以稳定进行锂离子嵌入/脱嵌反应的材料作为电池的正负极，通过其在正负极间的可逆转实现能量的储存/释放。	比能量高，无记忆、容量大、无污染。	寿命较长、存在安全问题。
钠离子电池	遵循脱嵌式的工作原理，在充电过程中，钠离子从正极脱出并嵌入负极，嵌入负极的钠离子越多，充电容量越高；放电过程相反，回到正极的钠离子越多，放电容量越高。	储量丰富，成本低，安全性高。	电池能量密度低，使用场景受限。
钠硫电池	正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在 300°C 以上，以使电极处于熔融状态。	能量密度较大；原材料钠、硫易得。	成本高；存在安全隐患。
液流电池	通过正、负极电解质溶液活性物质发生可逆氧化还原反应	电池寿命长；功率和容量独立设计；安全性好。	存在电解液、离子交换膜等重要材料的限制

资料来源：星火资讯，北极星储能网，民生证券研究院

铅酸电池有较长的发展历史，自 20 世纪 70 年代开始就一直被用于住宅太阳能发电设施的备用电源，由于铅酸电池成本低，可大规模生产，使用较为安全，因此早期的电化学储能基本使用铅酸电池。但由于铅酸电池使用的铅对环境有较大危害，且铅酸电池充放电次数较低，普通的电池充放电次数在 300-500 次，较高的达到 1000 次，相比之下，锂电池的充放电次数在 1000-4000 次之间。此外，锂离子电池还具有充放电速度快、容量大、无污染等优点，近年来，随着锂离子电池成本逐渐降低，锂离子电池储能技术也得到了快速发展。

3 各类储能技术度电成本分析

3.1 储能度电成本的计算

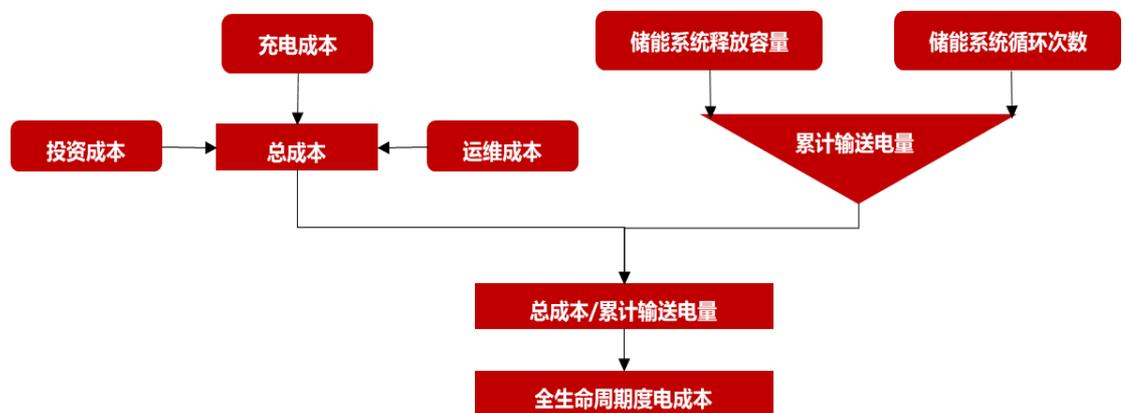
3.1.1 平准化度电成本的计算方法

平准化度电成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE), 是对项目生命周期内的成本和发电量先进行平准化, 再计算得到的发电成本, 即生命周期内的成本现值/生命周期内发电量现值。

相类似地, 储能的全生命周期成本即**平准化储能成本 (Levelized Cost of Storage, LCOS)**。LCOS 可以概括为一项储能技术的全生命周期成本除以其累计传输的电能量或电功率, 反映了净现值为零时的内部平均电价, 即该项投资的盈利点。平准化储能成本 (LCOS) 量化了特定储能技术和应用场景下单位放电量的折现成本, 考虑了影响放电寿命成本的所有技术和经济参数, 可以与平准化度电成本 (LCOE) 类比, 是进行储能技术成本比较的合适工具。

具体而言, 平准化储能成本为投资成本、运营维护 (O&M)、充电成本, 三者之和除以投资期间的总发电量, 鉴于数据的可得性, 暂不考虑放电深度和容量衰退、回收成本。

图2: 平准化储能成本计算流程示意图



资料来源:《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》, 储能科学与技术, 民生证券研究院

具体计算公式以及涉及的指标如下,

图3: 平准化储能成本计算公式

$$LCOS = \frac{\left[\left(C_E + \frac{C_P}{d} \right) + \left(C_E + \frac{C_P}{d} \right) \sum_{t=1}^T \frac{O\&M(t)}{(1+r)^t} + \frac{P_C}{\eta} \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t} \right]}{\eta \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t}}$$

资料来源:《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》, 储能科学与技术, 民生证券研究院

投资成本：容量成本是指储能系统中与储能容量相关的设备和施工成本，如电池储能中的电池、电池集装箱等设备费用和施工费用，抽水蓄能电站中水库的成本，压缩空气储能中储气室和储热系统的成本等。**功率成本**是指储能系统中与功率相关的设备和施工成本，如电池储能系统中的变流器、变压器等设备，抽水蓄能电站中的水轮机，如电池储能系统中的变流器、变压器等设备，抽水蓄能电站中的水轮机，压缩空气储能中的压缩机和膨胀机等。如公式中所示， C_E 为随容量变化的装机成本， C_P 为随功率变化的装机成本，功率成本+容量成本=单位功率成本*储能功率+单位容量成本*储能容量=单位功率成本*储能容量/放电时长+单位容量成本*储能容量。

充电成本：充电成本是计算度电成本的重要要素，但由于充电成本需要考虑电价本身，各地区差异化较大，很难比较。另外，不同类型电力能源上网电价也不相同，风电、气电、火电价格较贵，风光实现平价上网。因此，如果仅从比较各类储能技术的度电成本角度出发，可以统一不考虑其充电成本 P_C ，只考虑其储存和释放过程的成本。

运维成本：储能的运维成本主要包括这就人工、燃料动力、部件更换等。

累计输送电量：要计算储能的度电成本，就要储能系统全生命周期可以释放多少度电或循环的次数。这其中涉及到储能系统的系统寿命 T (年为单位)、年循环次数 $n(t)$ 、以及循环效率。

表3：平准化储能成本 (LCOS) 计算公式涉及指标

输入项目	单位	定义	说明
d	小时	额定功率下放电时长	举例：一个 5MW(充放电时的功率)储能站，该储能电站容量为 10MWh，按照额定容量充电或放电需要两个小时。
P_C	元/kWh	充电时的买电价格	不同区域电价难以对比，这里暂不考虑充电成本
η	%	储能站循环效率	指的是蓄电池转化效率，在电流保持恒定，相等的充电和放电时间内，蓄电池放出电量与充入电量的比值。循环效率 85%指充入 100 度电，由于转化效率等因素，只放出 85 度电。
T	年	系统寿命	$\min(\text{循环寿命}/\text{年循环次数}, \text{日历寿命})$
$n(t)$	次/年	年循环次数	
r	%	折现率	
$O\&M(t)$	%	第 t 年的运维费用 (装机比)	
C_E	元/kWh	随容量变化的装机成本	
C_P	元/kW	随功率变化的装机成本	

资料来源：《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》，储能科学与技术，中和储能，民生证券研究院

为了对比各类储能技术度电成本的变化趋势，首先对各类技术到 2030 年的储能容量、能量单元成本、使用寿命、充放电效率等进行假设：

容量成本方面,《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》中假设锂离子电池、钠离子电池、全钒液流电池等电化学储能能在 2020-2060 年期间成本降幅约 50%左右。这里我们假设 2030 年前储能技术发展速度较快,后期随着技术、设备成熟度提高,降本速度逐渐放缓。即假设 2020-2030 年期间以上几种储能方式容量成本下降 20%。铅炭电池,由于材料成本(铅)占比较大,因此其容量成本下降空间较为有限,假设 2020-2030 年容量成本不变。机械储能方面,根据《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》,抽水蓄能、压缩空气储能技术的容量成本已经处于较低水平,未来成本下降空间有限,其中,抽水蓄能适宜开发的优质资源已经较少,未来成本或有上升趋势。这里我们假设 2020-2030 年抽水蓄能容量成本上升 10%。压缩空气储能方面,考虑到压缩空气储能所用设备均已高度成熟化,因此其成本下降幅度有限,假设到 2030 年成本下降 10%。氢储能方面,《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》中假设 2020-2060 年其容量成本不变,这里我们也假设 2020-2030 年容量成本也保持不变。

功率成本方面,根据前文提及,铅炭电池材料成本占比较高,成本下降空间有限,假设 2020-2030 年,铅炭电池功率成本下降 10%,其余电化学储能功率成本下降 20%。机械储能方面,考虑到压缩空气储能所用压缩机、膨胀机、储气、热交换等设备均已高度成熟化,因此其功率成本下降幅度也有限,假设到 2030 年下降至 7500 元/kW。氢储能方面,《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》预计 2020-2060 年氢储能功率成本下降超过 50%,且可以通过固态氧化物燃料电池技术,使综合能量转换效率达到 80%以上。短期内,这里我们假设 2020-2030 年氢储能功率成本下降 10%。

充放电效率方面,《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》预计到 2060 年锂离子、钠离子电池保持较高充放电效率,最高达 95%,液流电池、铅炭电池其次,最高达 90%左右。这里,我们假设短期内到 2030 年锂离子、钠离子电池充放电效率达到 90%,液流电池、铅炭电池充放电效率达到 85%。抽水蓄能、压缩空气储能充放电效率也有小幅提升,但相对其他技术充放电效率较低。

折现率是指将未来有限期预期收益折算成现值的比率。折现率越高,就意味着对于当下的偏好越高。这一概念也可以用于储能的成本计算。根据中和储能在《如何科学地计算储能系统的度电成本》一文中数据,其假设储能成本的折现率为 7%,**每年的运维费用**一般为初始投资成本的 3%左右,这里我们也使用同样的假设。

表4：平准化储能成本计算关键假设

指标	储能技术	装机容量	放电时间	功率成本	容量成本 C_E	循环寿命	年循环次数	系统寿命	充放效率 η
单位		MW	h	CNY/kW	[CNY/(kW·h)]	次	次/年	年	%
2020	锂离子电池	1	4	300	800	6000	350	12	88
	钠离子电池	1	4	300	1500	6000	350	12	88
	全钒液流电 池	1	8	1746	863	15000	350	30	82
	钠硫电池	1	4	2000	2000	6000	350	30	85
	铅炭电池	1	4	300	700	2000	350	8	85
	抽水蓄能	1	8	5000	100	-	350	30	75
	压缩空气	1	8	8000	100	-	350	30	55
	储氢	1	8	15000	50	6000	350	30	40
	锂离子电池	1	4	240	640	9393	350	16	90
	钠离子电池	1	4	240	1200	9393	350	16	90
2030	全钒液流电 池	1	8	1397	690	19530	350	40	85
	钠硫电池	1	4	1600	1600	7221	350	20	90
	铅炭电池	1	4	270	700	3250	350	9	85
	抽水蓄能	1	8	5500	110	-	350	33	78
	压缩空气	1	8	7500	90	-	350	33	58
	储氢	1	8	13500	50	7221	350	20	-

资料来源：《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》，储能科学与技术，中和储能，民生证券研究院

根据前文的假设，我们可以大致测算出各类储能技术的度电成本。从现阶段（2020年）来看，**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。**抽水蓄能仍然是当前度电成本最低的方案，显著低于其他储能技术，锂离子、全钒液流电池储能成本相当，是仅次于抽水蓄能的度电成本较低的技术。压缩空气储能、钠离子电池储能度电成本也处于 1 元/kWh 之下，钠硫电池、氢储能尚不具备成本优势。

而按照此前的假设，我们也可以大致测算出到**2030年，各类储能技术的度电成本从低到高排序或依次为：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。**

也就是说，若锂离子电池容量成本、功率成本在 2020-2030 年能实现 20% 的下降，则到 2030 年其平准化储能度电成本将有望低于现阶段最经济的抽水蓄能。总体上看，全钒液流电池、锂离子电池均有望实现较大幅度降本，到 2030 年仍是电化学储能中度电成本最低的两种技术；铅炭电池、钠离子电池、压缩空气储能度电成本其次，氢储能度电成本仍然处于较高水平。

表5：2020、2030 年平准化储能成本 (LCOS)

2020 年各类储能技术度电成本测算									
单位	说明	锂离子	钠离子	全钒液流	铅炭	抽水蓄能	压缩空气	钠硫电池	储氢
小时	额定功率下放电时长	4	4	8	4	8	8	4	8
元/度	充电时的买电价格	0	0	0	0	0	0	0	0
%	储能站 AC-AC 循环效率	88	88	82	85	75	55	85	40
年	系统寿命	12	11	30	7	30	30	17	17
次	第 t 年的循环次数	350	350	350	350	350	350	350	350
%	折现率	7	7	7	7	7	7	7	7
%	第 t 年的运维费用	3	3	5	3	3	3	3	3
元/kWh	随容量变化的装机成本	800	1500	863	700	100	100	2000	50
元/kW	随功率变化的装机成本	300	300	1746	300	5000	8000	2000	15000
元/kWh	平准化全寿命度电成本	0.44	0.84	0.49	0.56	0.31	0.63	1.11	1.82
2030 年各类储能技术度电成本测算									
单位	说明	锂离子	钠离子	全钒液流	铅炭	抽水蓄能	压缩空气	钠硫电池	储氢
小时	额定功率下放电时长	4	4	8	4	8	8	4	8
元/度	充电时的买电价格	0	0	0	0	0	0	0	0
%	储能站 AC-AC 循环效率	90	90	85	85	78	58	90	40
年	系统寿命	16	16	40	9	33	33	20	20
次	第 t 年的循环次数	350	350	350	350	350	350	350	350
%	折现率	7	7	7	7	7	7	7	7
%	第 t 年的运维费用	3	3	5	3	3	3	3	3
元/kWh	随容量变化的装机成本	640	1200	690	700	110	90	1600	50
元/kW	随功率变化的装机成本	240	240	1397	270	5500	7500	1600	13500
元/kWh	平准化全寿命度电成本	0.30	0.54	0.36	0.47	0.32	0.55	0.79	1.54
降幅		-32%	-35%	-26%	-16%	4%	-13%	-29%	-15%

资料来源：《适应可再生能源消纳地储能技术经济性分析》，储能科学与技术，中和储能，民生证券研究院

3.2 关于各类储能经济性对比中需要注意的几点问题

3.2.1 关于各类储能技术度电成本的可比性

由于抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能等机械储能物理储能寿命更长，均在 30 年左右，因此从现阶段看，其度电成本自然会更低，相比之下，电化学储能的系统寿命较短，在度电成本上较机械储能没有明显优势。因此，平准化储能度电成本更适合将各类电化学储能、各类机械储能分别进行对比。

3.2.2 为什么将初始投资成本分为容量成本、功率成本？

以大型锂离子电池储能电站为例，100MW/200MWh 是比较常见的配置，其中 100MW 是指对外充放电的功率，200MWh 是指容量。一般可以理解为与直

流侧相关的部件与时长、容量相关，而交流，即逆变器之后的环节与功率相关，与时长无关。所以可以将储能系统各部件的成本大致分为与容量相关、与功率相关两部分，即容量成本、功率成本。也有部分与容量、功率都无关的成本，比如电池管理系统（EMS），但由于占比较小，在我们的测算过程中暂不考虑。

3.2.3 储能度电成本要降低到多少才有意义？

储能，即能量的存储，指在能量富余时利用装置或介质将能量存储起来，并在需要时再释放的过程，其本质是调节能量供求在时间和强度上的不匹配问题。对于风电、光伏等间歇式能源而言，当期发电成本、储能度电成本之和低于火电时，其相比火电则更有优势。

例如，在一些资源较好的地区光伏发电成本在 0.1-0.15 元/kwh，那么只要上网电价高于这一价格就可以实现盈利。而如果配套一个储能系统，随着其循环次数快速提升，假设储能系统本身的度电成本可以降低至 0.2 元，则通过储能系统输电成本则为 0.3-0.35 元/kwh。以国电电力为例，2022 年 1-6 月平均上网电价为 0.35 元/kwh。因此，若当前储能度电成本可以降低至 0.2 元/kwh 及以下，则光储结合相比火电或具备经济性，而其二者结合提供的电也更加稳定可控。但各地区发电成本、上网电价不同，或存在一定差异性。

3.2.4 锂离子电池放电时长假设为 4 小时，还有提升空间吗？

对于锂电池储能系统而言，充放电时常常与功率、容量相关。以目前的 200MWh 系统为例，若以 100MW 功率放电，可以释放 2 小时，如果以 50MW 功率放电，放电时长可以达到 4 小时。如果配置 800MWh 大容量的电芯也并非不可以，但由于电芯价格较贵，在锂电池储能 EPC 度电成本占比中近一半，因此增加电池容量必然会导致成本大幅提升。在当前储能收益较小的阶段，做更大容量电芯并不划算。

4 风险提示

1) 测算误差风险。本文引用了部分论文以及产业链调研数据，若后续储能技术降本速度不及预期，或技术推广不及预期，本文得出度电成本等相关结论可能存在一定的误差。

2) 宏观环境不确定性的风险。目前疫情反复，虽管控有所放松，但仍有可能对下游需求，以及储能装机项目的开展有不利影响，疫情反复风险仍然存在，中高风险地区防疫政策对相关企业的生产经营活动影响较大。

3) 装机规模不及预期的风险。目前储能装机规模扩张主要受政府政策驱动，商业化、市场化程度仍较低，若未来产业政策发生变化，实际装机规模增长可能不及预期。

4) 技术更新迭代的风险。目前国内新增的新型储能装机规模中，锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额超 90%，技术相对成熟，但钠离子电池、钒液流电池、铅酸电池等储能技术都有其独特优势，若出现相关技术的突破，锂离子电池未来存在被替代的风险。

插图目录

图 1: 中国电力储能市场累计装机构成.....	5
图 2: 平准化储能成本计算流程示意图.....	6
图 3: 平准化储能成本计算公式.....	6

表格目录

表 1: 储能的多种解决方案.....	4
表 2: 电化学储能分类.....	5
表 3: 平准化储能成本 (LCOS) 计算公式涉及指标.....	7
表 4: 平准化储能成本计算关键假设.....	9
表 5: 2020、2030 年平准化储能成本 (LCOS)	10

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、不因、也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

评级说明

投资建议评级标准	评级	说明
以报告发布日后的 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。	推荐	相对基准指数涨幅 15%以上
	谨慎推荐	相对基准指数涨幅 5% ~ 15%之间
	中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
	回避	相对基准指数跌幅 5%以上
行业评级	推荐	相对基准指数涨幅 5%以上
	中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
	回避	相对基准指数跌幅 5%以上

免责声明

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。

民生证券研究院：

上海：上海市浦东新区浦明路 8 号财富金融广场 1 幢 5F； 200120

北京：北京市东城区建国门内大街 28 号民生金融中心 A 座 18 层； 100005

深圳：广东省深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 32 层 05 单元； 518026