

电力设备及新能源行业储能系列报告专题三

长时储能大有可为

中信证券研究部 电力设备及新能源组

华鹏伟/林劼/华夏/张志强

2022年10月24日

■ 行业发展：新能源并网提速，长时储能建设大势所趋。

- 政策鼓励和技术进步趋势下，可再生能源的渗透率不断提升，而新能源渗透率快速提升，叠加其出力的不稳定性，推升储能市场需求，电力系统的储能应用存在多种时间尺度需求，长时储能（一般指4h以上）成为储能发展的重要方向，在电力系统中具备多种优势；
- 整体来看，长时储能具备提升新能源消纳能力、替代传统发电方式的潜力，可以为电网提供充足的灵活性资源，可有效降低电网运行成本，具备更强的峰谷套利和市场盈利潜力；

■ 路线选择：多技术并举，产业化方兴未艾。

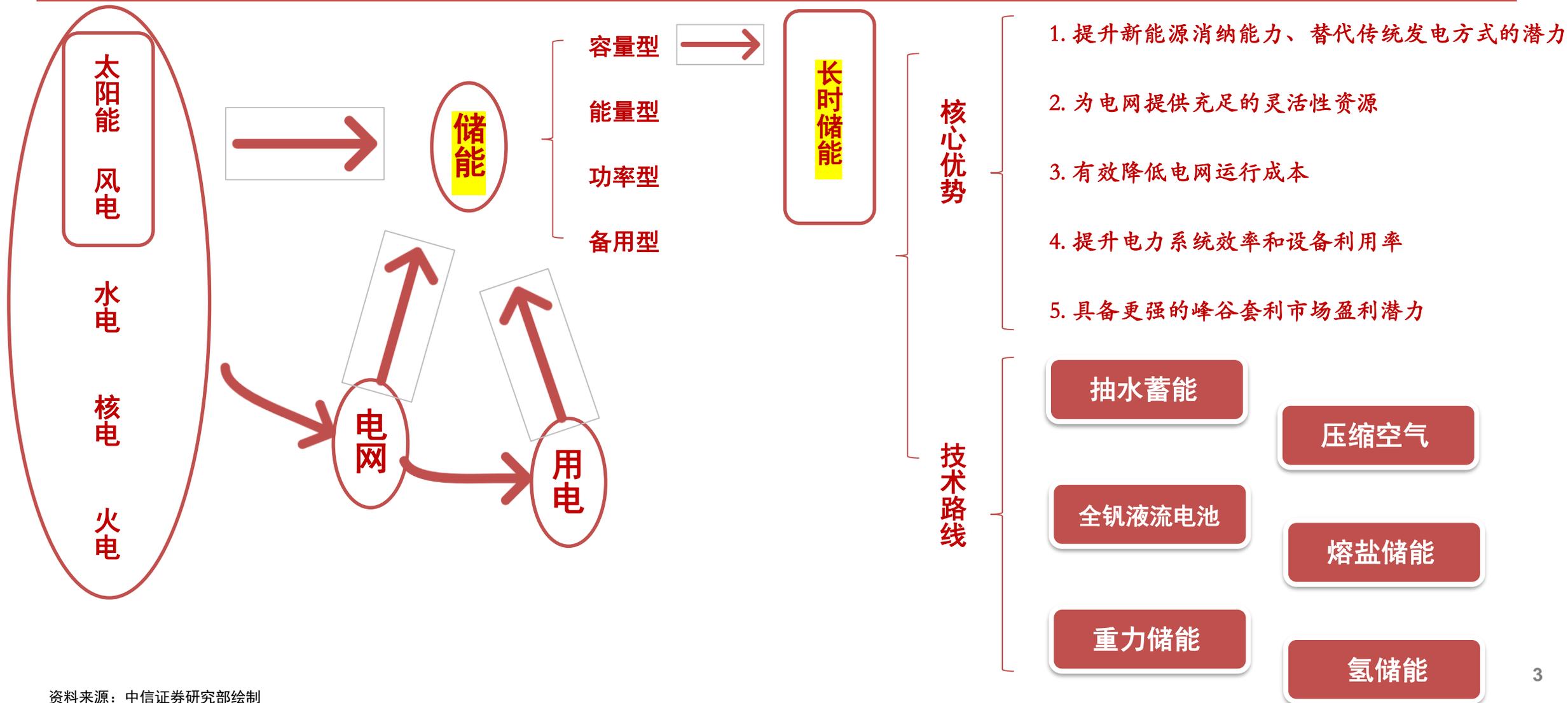
- 抽水蓄能、压缩空气储能、熔盐储能、全钒液流电池、重力储能、氢储能等产业化相继开始提速，鉴于国内资源禀赋、地方区域差异等因素，预计“十四五”期间将呈现多种技术路线并举的发展态势；
- 成熟的大型物理储能技术在发展规划和电价政策驱动下加速落地，同时也可关注地方政策及风光大基地配套带来的需求增长；
- 新兴技术围绕降本空间、环境友好性、产业链自主可控等方向加速追赶，示范项目向商业化转化值得期待。

■ 配置建议：强规划政策周期，寻找细分龙头和多环节受益者。

- 重点关注政府端政策规划清晰（如中长期发展规划、配套风光大基地、不同技术的细分政策等）、大容量应用具备较强规模化趋势的抽水蓄能、熔盐储能、压缩空气储能等技术；
- 现阶段关注涉足多个长时储能技术领域、多元化受益产业化发展的设备厂商或总包商，以及在产业链自主可控环节具备发展潜力的公司——建议关注：东方电气（A+H）、上海电气（A+H）、西子洁能、首航高科、陕鼓动力、钒钛股份、哈尔滨电气（H）、中国电建、中国能建。

■ 风险提示：新能源装机增长不及预期；储能成本下降不及预期；电力辅助服务市场化不及预期；容量电价政策推进不及预期；长时储能技术商业化推广缓慢。

长时储能应用全景图



CONTENTS

目录

1. 长时储能需求迫在眉睫
2. 长时储能应用现状
3. 长时储能技术一览
4. 风险因素
5. 投资策略

1. 长时储能需求迫在眉睫

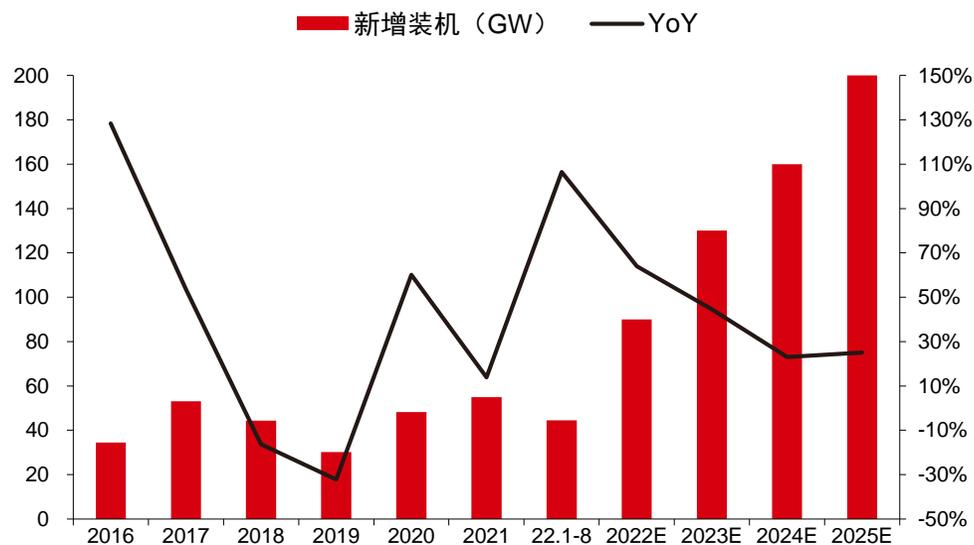
- I. 可再生能源渗透率提升催生多时间尺度储能需求
- II. 长时储能具备多种优势

1.1 可再生能源渗透率提升催生多时间尺度储能需求

政策鼓励和技术进步的趋势下，可再生能源的渗透率不断提升：

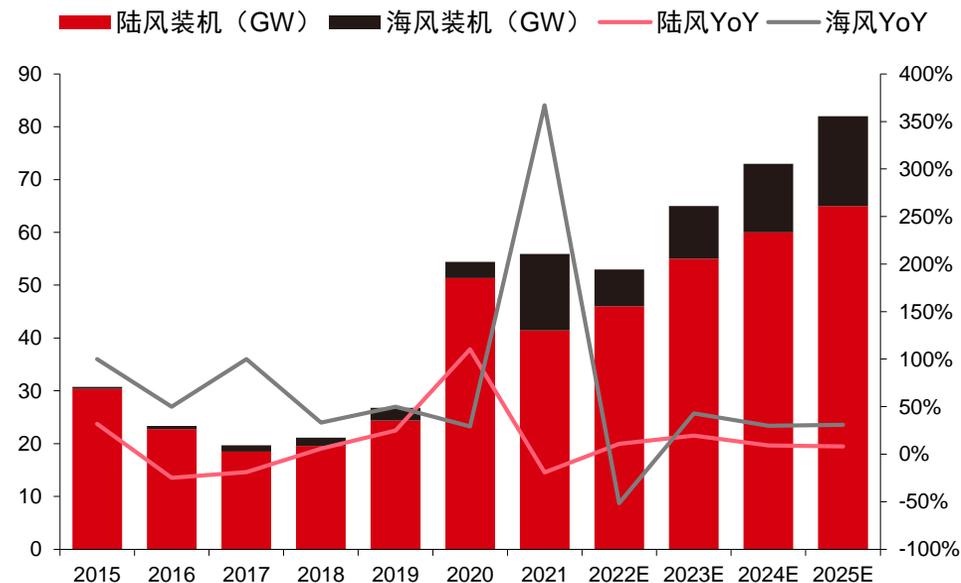
- 在双碳目标的指引下，在技术不断推动成本下降的趋势下，可再生能源的渗透率不断提升。国家能源局的数据显示，2021年，国内新增光伏装机54.88GW，累计光伏装机超305GW；2021年，国内新增风电装机47.5GW，累计风电装机约330GW。其中，风电和光伏新增装机规模首次超过1亿千瓦，新能源发电装机预计将保持较快增长。
- 国家发改委、国家能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》要求，到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右，电气化水平持续提升。新能源发电将会在其中发挥重要作用。
- 新能源发电装机占比的快速提升，新能源发电在低碳转型中将发挥重要作用，这些都将对电网提出更高的要求，而储能将在其中发挥重要的作用。

2016-2025年国内新增光伏装机及预测



资料来源：国家能源局，中信证券研究部预测

2015-2025年国内新增风电吊装规模及预测



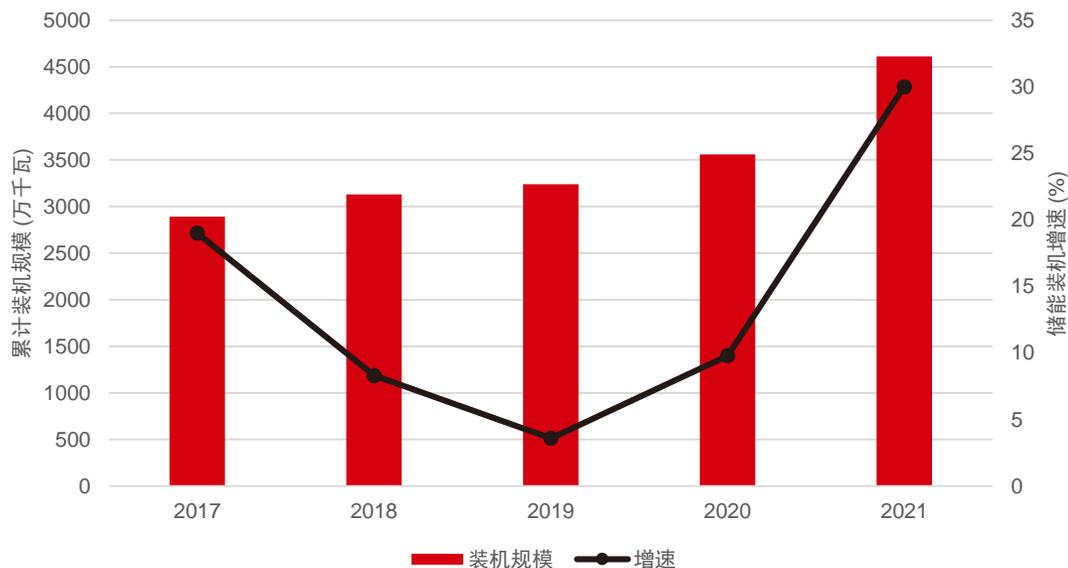
资料来源：国家能源局，中信证券研究部预测

1.1 可再生能源渗透率提升催生多时间尺度储能需求

■ 新能源渗透率快速提升，叠加其出力的不稳定性，推升储能市场需求：

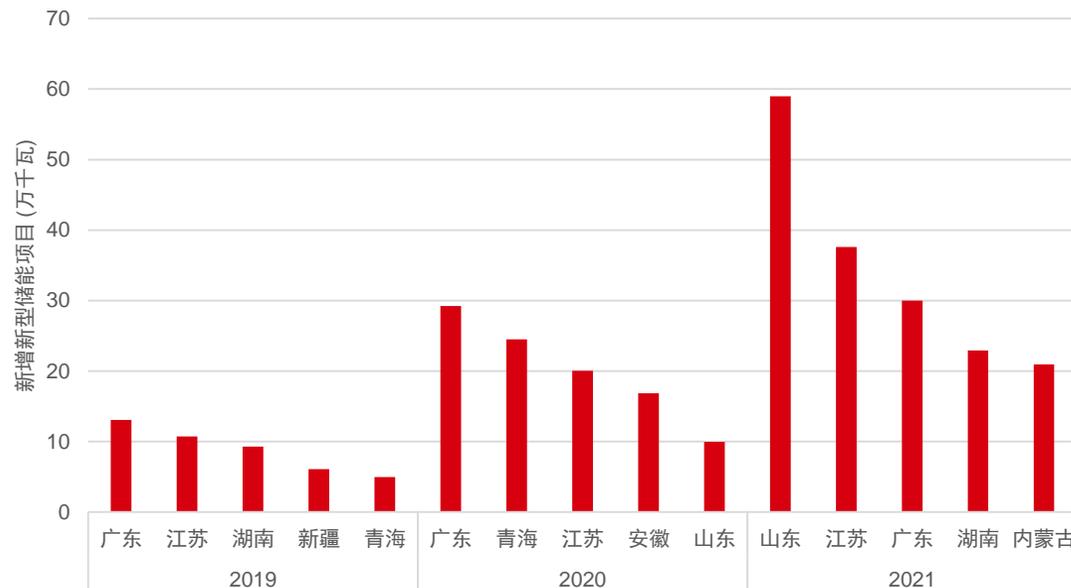
- 随着电力系统脱碳进程加速，风电、光伏等高不确定性可再生能源装机及占比将不断提升，但其出力的不稳定性使得电力系统在调峰调频等方面面临重大挑战。2021年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，从国家层面确认储能在新能源领域的主体地位。
- 在政策激励和相关产业链日趋成熟的背景下，储能装机容量稳步增长，2021年我国已投运电力储能项目累计装机4610万千瓦，同比增长30%，占世界总装机规模30%，其中新型储能累计装机572.97万千瓦，同比增长75%。
- 从分布区域来看，山东依托共享储能模式引领2021年全国储能市场发展，江苏、广东延续用户侧储能优势保持领先。目前，新型电力系统正在经历从“源-网-荷”到“源-网-荷-储”的快速转变，储能行业将迎来快速发展的历史性机遇。

2017-2021年国内储能累计装机容量变化



资料来源：CNESA，中信证券研究部

2019-2021年国内新型储能市场前五省区装机情况



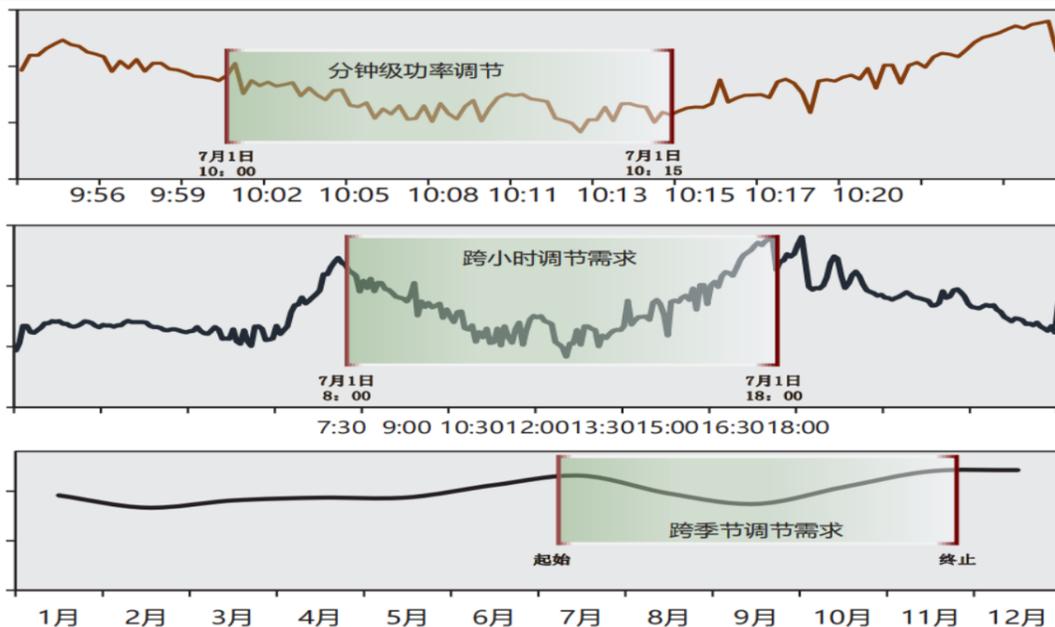
资料来源：CNESA，中信证券研究部

1.1 可再生能源渗透率提升催生多时间尺度储能需求

■ 为消纳高比例可再生能源、满足用户负荷需求，电力系统的储能应用存在多种时间尺度需求：

- 用户负荷、风力发电、光伏发电等不确定性使得电力系统为维持功率平衡存在较大困难，需要在分钟级、小时级、日级、季度级乃至年度级等多时间尺度上预先规划以保证电力系统灵活性。
- 储能作为当前最重要的灵活性调节资源之一，在提高电力系统风光消纳能力、供电可靠性、微网运行能力及参与服务辅助方面均得到了广泛的应用。
- 针对不同的功能，所需的储能系统持续时长存在显著差异——短持续时间储能一般侧重于保证电力系统在瞬时扰动下保持平衡等电网安全性问题，而长持续时间储能一般侧重于实现峰谷时期供需匹配等经济性问题。

不同时间尺度灵活性调节需求示意图



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海、张健等）

各应用模式及功能下的储能系统持续时长

应用模式	示范功能与目的	储能系统持续时长/min
提高大容量风电场或光伏电站接入能力	平滑风电场或光伏出力，抑制爬坡	15~40
	提升风电场或光伏电站跟踪日前调度计划能力	30~120
	调峰	30~240
提高输配电及用电侧供电可靠性	有功控制与无功补偿，减少系统旋转备用	0.5~15
	测试储能系统的运行性能特征	60~420
	输电线路容量阻塞，推迟线路走廊建设	30~240
	减小变电站内变压器峰值负荷与功率流的可变性	30~60
提升分布式发电或微网的运行能力	用电侧峰谷调节，尝试峰谷套利	120~240
	负荷用电管理	30~120
	用电侧电能质量与动态稳定性	0.5~30
辅助服务	提升高渗透分布式发电的运行稳定性	15~40
	提升微网中功率控制和能量管理能力	15~40
	提升分布式发电设备的有序并网	15~40
辅助服务	调频	15
	调峰	80~6300
	快速旋转备用和电能质量	1~420
	黑启动电源	120

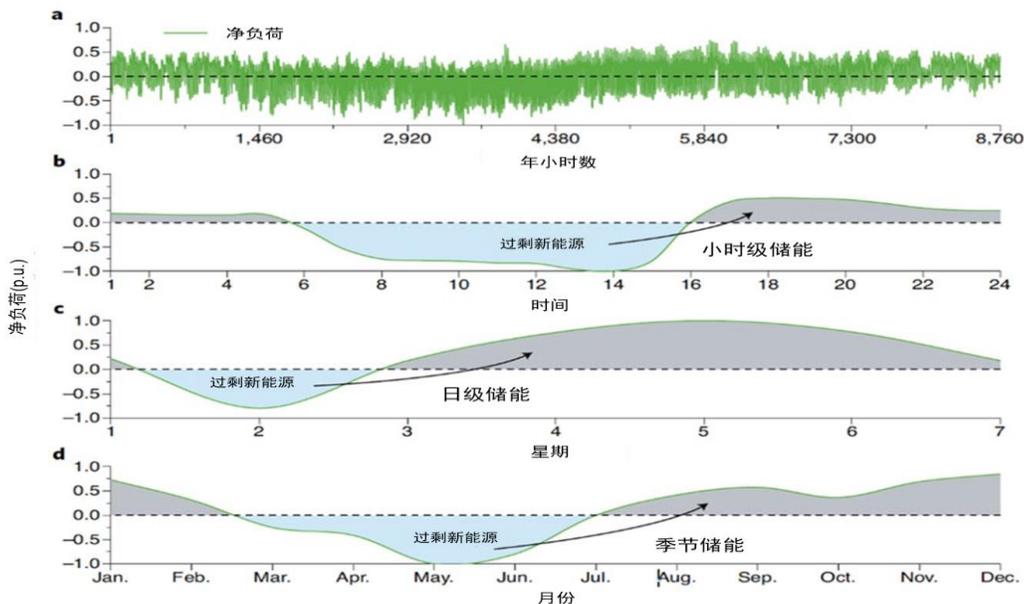
资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海、张健等），中信证券研究部

1.1 可再生能源渗透率提升催生多时间尺度储能需求

■ 随着可再生能源在电力电量中占比走高，长时储能成为储能发展的重要方向：

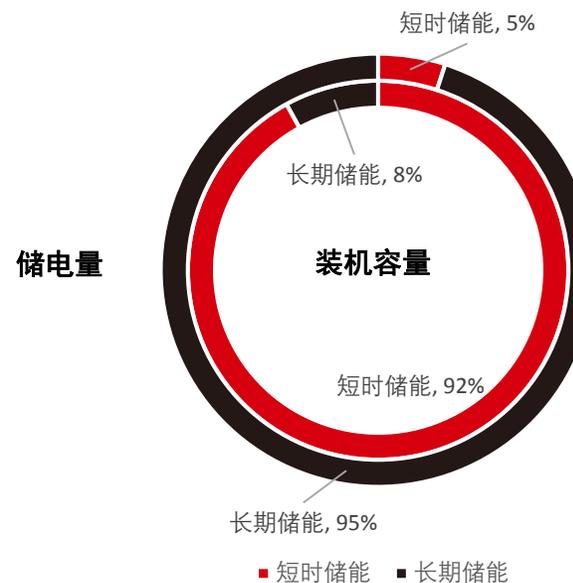
- 根据水电水利规划设计总院统计：2021年我国全口径发电总装机量23.77亿千瓦，其中可再生能源发电装机容量10.64亿千瓦，占比达到44.8%；全口径发电量83768亿千瓦时，其中可再生能源发电24864亿千瓦时，占比29.7%。装机量与发电量占比的不匹配主要受风电、光伏等可再生能源自身的波动性影响，电网侧线路传输容量限制和用户需求时段的不匹配等原因使得可再生能源消纳存在瓶颈。
- 长时储能作为预期可以实现长期存储能源并经济地维持数小时、数天乃至数周电力供应的技术方案，逐渐成为调控高比例可再生能源电力系统困境的解决方案并走向落地应用，被《麻省理工科技评论》评选为2022年“全球十大突破性技术”，并且《麻省理工科技评论》指出其可以帮助分摊可再生能源的供应压力并扩大清洁能源的使用范围。根据全球能源互联网发展合作组织预测，到2050年长时储能储电量将占到全部储能储电量的95%，成为提供能量调节能力重要手段。

长时储能需求示意图



资料来源：NERL

2050年全球储能需求



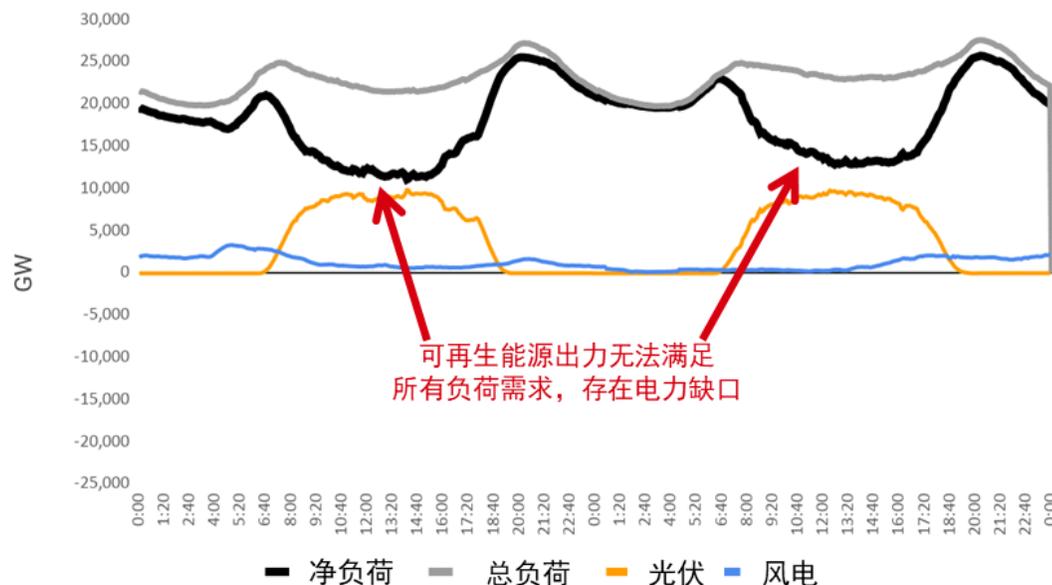
资料来源：全球能源互联网发展合作组织预测，中信证券研究部

1.2 长时储能具备多种优势

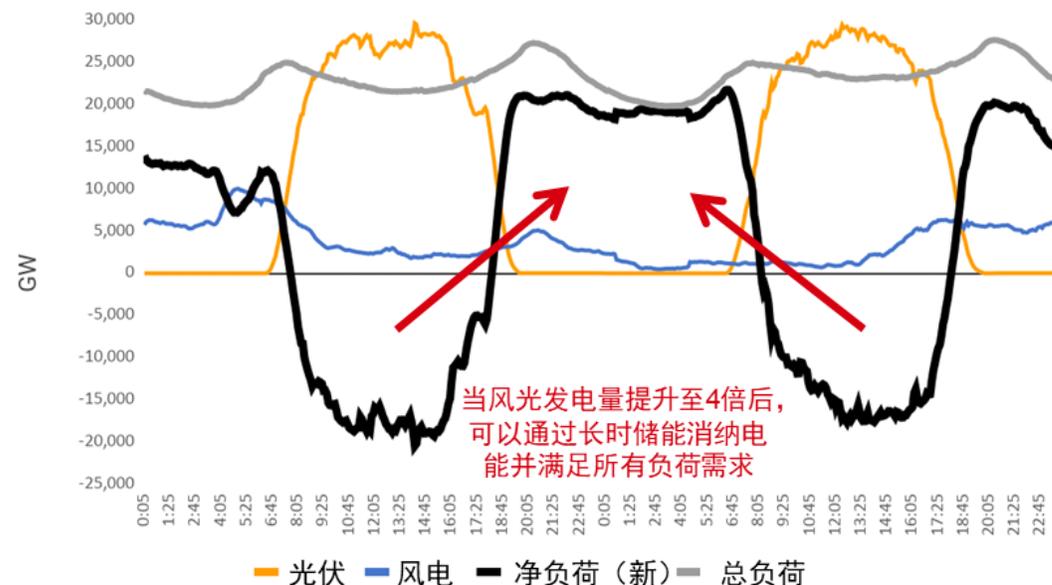
■ 长时储能具备提升新能源消纳能力、替代传统发电方式的潜力：

- 目前我国新增投运的电化学储能项目中，在新能源发电侧的装机规模最大，2020年已超过580MW，其中主要以4小时以内的短时储能为主。由于风电、光伏发电的高出力时刻与用户需求高峰时段并不严格对应，而短时储能不具备数小时乃至数天的发电消纳能力，影响电力系统的稳定。
- 目前，“可再生能源+长时储能”成为消纳可再生能源、替代传统火电厂的重要解决方案之一，例如：伯克希尔哈撒韦能源集团投资的公用事业公司NV Energy从Primergy收购了两个光伏加储能项目，分别为250MW光伏电站+200MW的4小时储能电站以及一个350MW光伏电站+280MW的4小时储能电站，用于取代一座即将退役的522MW燃煤电厂为居民继续供电。
- 据Smart Energy测算，2018年加州电网风光发电量尚无法满足居民用电需求，但假设将风光发电功率扩展至原来4倍后并可以加入8-10小时的长时储能系统，即可实现风光发电与用户负荷之间的电力平衡。

2018年4月加州48小时负荷+风光发电情况（实际）



2018年4月加州48小时负荷+风光发电×4情况（假设）



1.2 长时储能具备多种优势

■ 长时储能可以为电网提供充足的灵活性资源：

- 高比例风光并网后，电力系统瞬时功率变化更为剧烈，而传统火电机组因爬坡约束和机组启停限制难以快速并长期跟踪负荷需求，电网面临频率稳定及功率实时平衡问题，长时储能兼顾储能系统快速响应特点及长期输出能力有望成为调频主力。
- 风光等可再生能源相对于传统可控出力电源缺少容量替代效应，使得负荷高峰及突发事件下电网灵活性出现短缺。以极端天气事件为例，西北地区在2020年冬季的一次冷空气间歇期中，风电低出力达到120小时，光伏在冬季同样面临低出力时间长问题，如缺乏充足灵活性资源则将无法满足电力平衡并引发严重后果，因而长时储能可以为电力系统提供更长时间的电力储备以应对此类供电危机。

不同资源爬坡率及启停时间

类型	运行范围	爬坡率(Pn/min)	启停时间 (h)
常规煤电（改造后）	30%-100%	3-6%	4-5
燃煤热电联产（改造后）	50%-100%	3-6%	4-5
气电	20%-100%	0.08	2
常规可调节水电	0%-100%	0.2	<1
核电	30%-100%	2.5%-5%	-
抽水蓄能	-100%-100%	10-50%	<0.1
电化学储能	-100%-100%	1	<0.1

1.2 长时储能具备多种优势

■ 长时储能可有效降低电网运行成本：

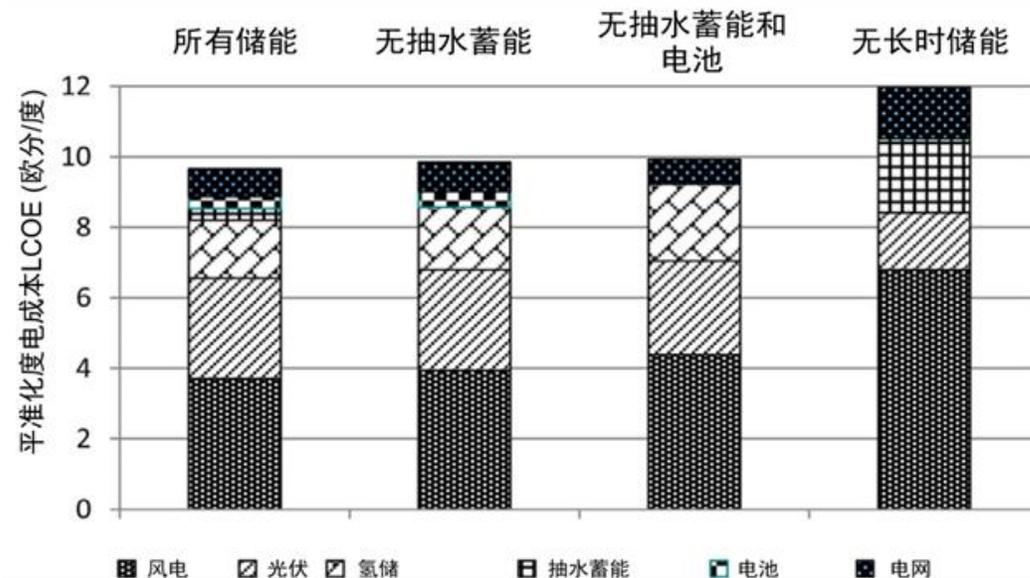
- 2020年，国网公司经营区域内最大负荷95%以上的尖峰负荷持续时间不超过80小时，分布天数仅在10天左右，然而为了消纳此类尖峰负荷带来的电量平衡问题需建设更多的发电资源，相关发电设备投资将显著高于储能投资。
- 以江苏镇江电网侧储能为例，其接入总规模达101MW/202MWh的“大规模源网荷储友好互动系统”后可提高供电能力10万千瓦，为电网提供调频、调峰服务，相当于每年减少调频燃煤5300吨，节省调峰相关投资16亿元，为降低电网运行成本起到了突出作用。
- 如采用更长持续时间的长时储能系统，对于长连续小时数的大负荷场景将具备更强的调节能力。据《Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study》的数据，2050年无长时储能的电力系统与引入长时储能相比度电成本将高24%左右，长时储能将成为降低输电投资成本和网络升级扩容投入的性价比选择。

2020年国网公司经营区域内最大负荷情况

	≥97%的 最大负荷	≥95% 的最大负荷	≥90%的 最大负荷
持续时间 (h)	20	79	365
天数 (d)	9	18	49
最长连续 小时数 (h)	5	7	14
最长连续 天数 (d)	4	6	14

资料来源：国网能源研究院，中信证券研究部

不同储能安装条件下的平准化度电成本



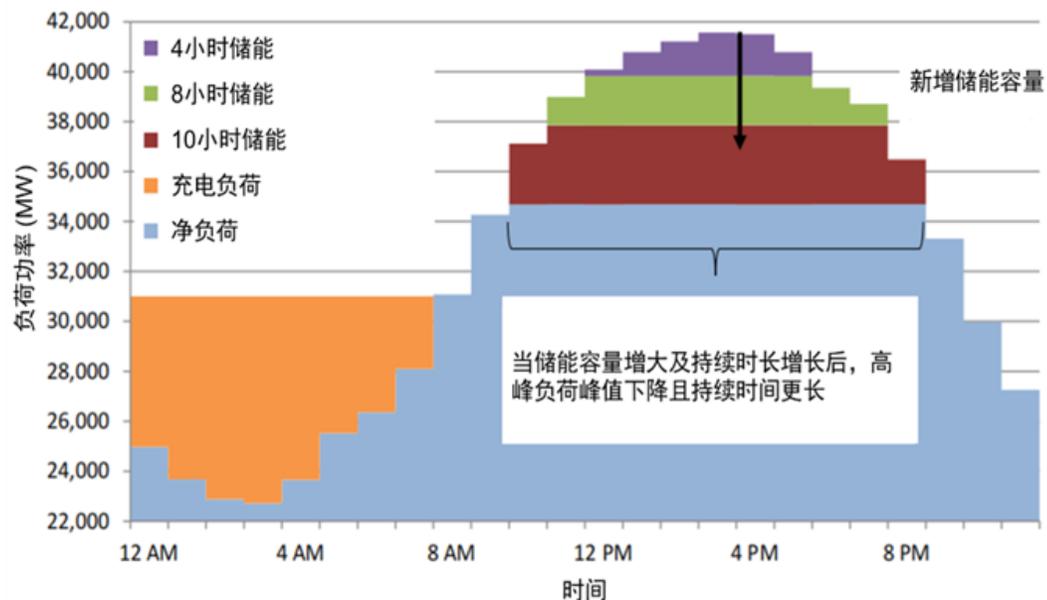
资料来源：《Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study》(Christian Bussar, Philipp Stöcker, Zhuang Cai等)，中信证券研究部

1.2 长时储能具备多种优势

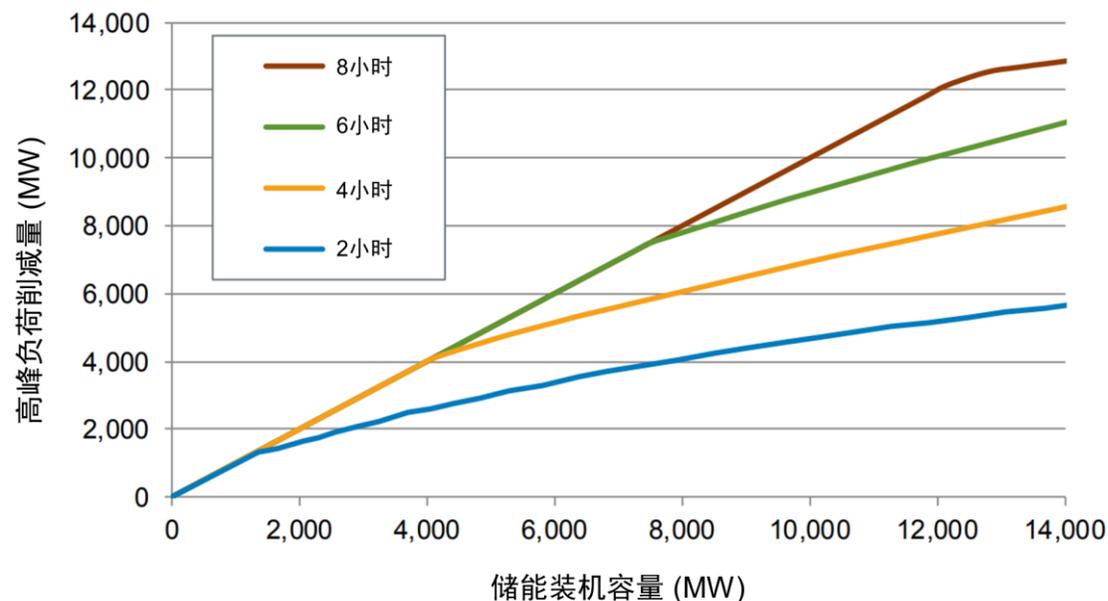
■ 长时储能可有效降低电网运行成本：

- 电网处于高峰负荷状态运行时由于负荷需求高、线路传输电流大，往往因传输线阻塞等原因使得系统运行效率下降、线路传输损耗加剧；当电网处于低负荷状态时，输电资源相对限制，设备利用率较低。储能设备通过在可再生能源过剩时储存能量、在负荷高峰时段释放能量实现削峰填谷，从而充分利用当前电网已建设资源，提高电力系统调度运行效率。
- 更长时间尺度的储能意味着对电力削峰填谷程度越强，根据美国国家可再生能源实验室（NERL）测算，为实现4000MW的高峰负荷削减，采用持续时长2小时的储能系统其所需装机功率将接近8000MW，而采用持续时长4小时以上的长时储能将仅需要4000MW装机，在同等装机规模下选择更长持续时间的储能形式可以更好缩减电网峰谷差，保障系统高效运行。

不同持续时长储能对高峰负荷削减示意图



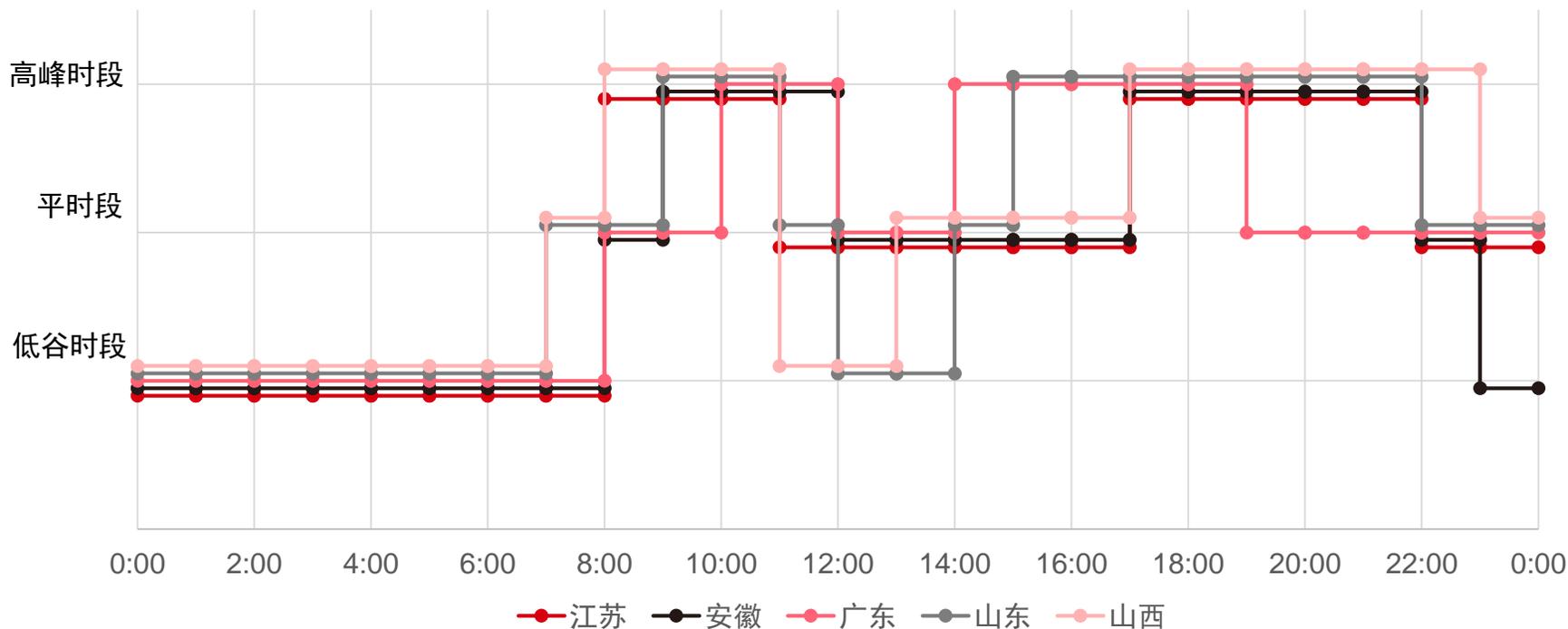
储能装机容量、持续时长与高峰负荷削减量关系



1.2 长时储能具备多种优势

- **长时储能具备更强的峰谷套利市场盈利潜力：**
 - 对于一般工商业用户而言，利用储能设备在电价较低时充电、在电价高时放电的峰谷电价套利是主要驱动力之一，而在现行峰谷电价机制下，多地高峰时段持续时长超过4小时，短时储能难以满足长时供电需求。
 - 以广东省为例，每日14:00-19:00点为高峰时段，且7/8/9月15-17时为尖峰电价时段，广州市一般工商业高峰低谷电价价差可达0.95元/度，尖峰低谷价差将达到1.26元/度，通过长时储能在夜间低谷时段充电以保证高峰时段用电存在高盈利潜力。

国内部分地区峰谷电价时段示意图



CONTENTS

目录

1. 长时储能需求迫在眉睫
2. 长时储能应用现状
3. 长时储能技术一览
4. 风险因素
5. 投资策略

2. 长时储能应用现状

- I. 长时储能的定义标准选择
- II. 海外：长时储能市场火热，未来前景可期
- III. 国内：政策支持下确立长期发展趋势

2.1 长时储能的定义标准选择

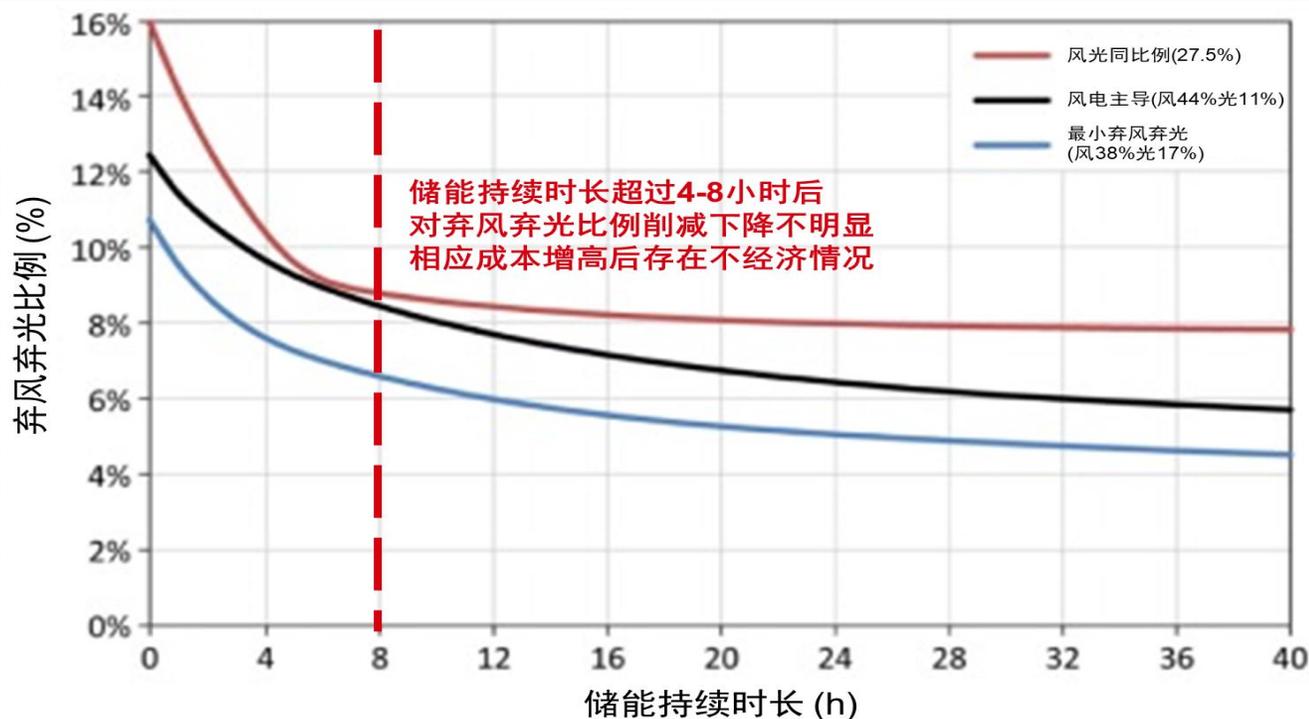
- 长时储能目前正处于发展初期，针对储能持续时长定义尚未统一：
 - 2021年，美国桑迪亚国家实验室发布的《长时储能简报》认为长时储能是持续放电时间不低于4小时的储能技术，而美国能源部在支持长时储能的相关报告中将其定义为额定功率下至少连续运行（放电）10小时的储能系统。
 - 此外，也有学者和业界机构将其定义为可实现跨天、跨月，乃至跨季节充放电循环的储能系统。

不同机构对于长时储能持续时间定义提及次数						
定义时长	>2	≥4	≥6	≥8	≥10	超过一天
美国能源部	1		1		2	
美国国家实验室报告		2				1
期刊(储能)		3			2	1
期刊(电网)		2			7	5
媒体		3			1	
公用事业/贸易/咨询		2		1		
其他		1		1	3	
总提及次数	1	13	1	2	15	7

2.1 长时储能的定义标准选择

- 结合我国实际需求，建议采用持续时长4小时以上作为长时储能评价标准：
 - 我国目前广泛部署的锂离子电池储能市场一般在2小时左右，而4小时以上储能系统目前仍处于建设期。国家发改委、国家能源局在《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》中首次提出配建时长4小时以上的调峰能力的概念，新疆、内蒙古等地区实施方案中也明确要建设4小时以上储能。
 - 根据美国国家可再生能源实验室计算，当风光发电高比例接入电网时，储能系统持续时长4-8小时即可将弃风弃光率控制在可接受范围内，后续储能持续时长增加对弃风弃光率削减并不显著，因此，选择4小时以上作为长时储能系统持续时长定义既可以与大规模建设的2小时储能系统区分，又具备较强的实用指导价值。

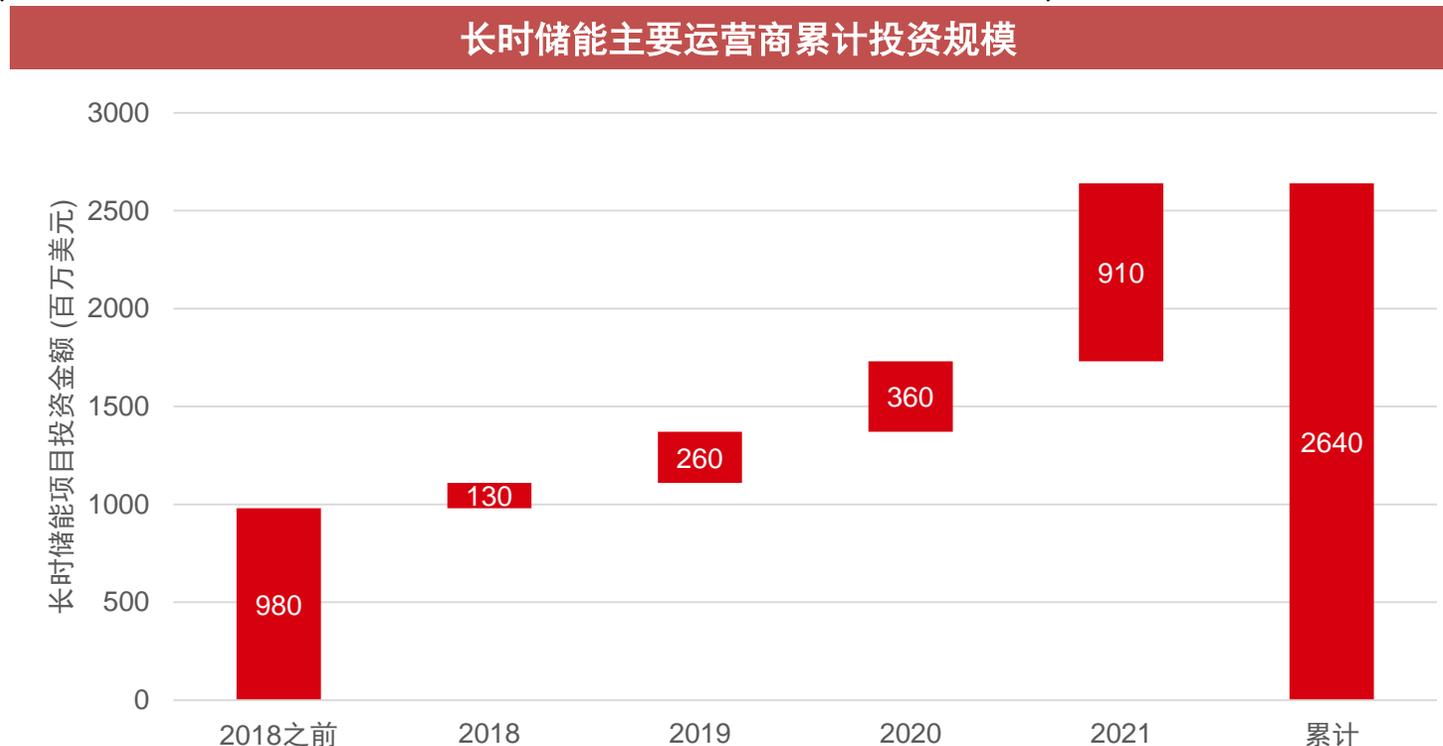
储能持续时长对弃风弃光比例削减效果



2.2 海外：长时储能市场火热，未来前景可期

■ 以美国为代表的多国政府已经开始加码对长时储能的政策支持，全球长时储能市场火热：

- 美国能源部从2018年起就不断地投入资金，支持长时储能的技术研发，其目标是在2030年把储能成本降低到5美分/度电以内；加州作为长时储能最活跃地区之一，在2020年就发出了标书采购50MW/4GWh的8小时长时储能系统，在2022年到2023年预算中计划提供3.8亿美元进一步支持长时储能部署。
- 英国政府也为24个不同技术类型的长时储能技术提供了6800万英镑的竞争性融资资金支持，并于2021年初启动了总投资1亿美元的长时储能示范竞赛；欧洲投资银行管理的欧盟创新基金项目发展援助(PDA)从15个被定义为大规模清洁能源项目中选择了重力储能和热储两个长时储能项目进行支持，每个项目投资超过750万欧元。
- 据麦肯锡数据，2021年全球对主要的长时储能开发商累计投资已达26.4亿美元，相对于2018年及之前的投资增长了近2倍。

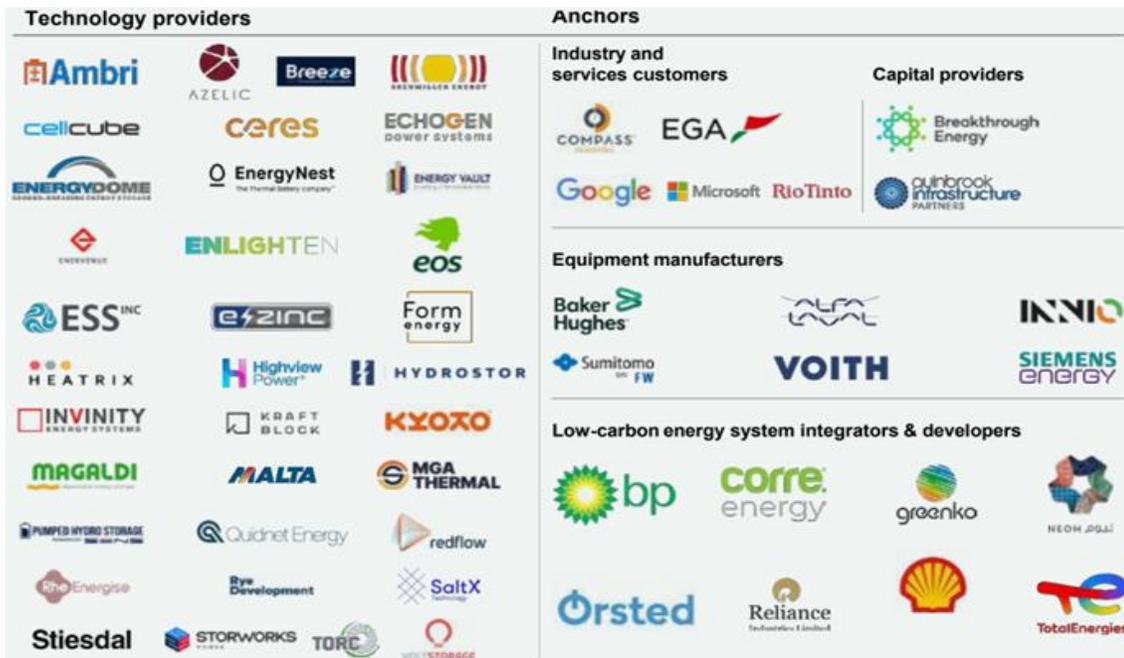


2.2 海外：长时储能市场火热，未来前景可期

■ 长时储能技术创新稳步推进，未来前景可期：

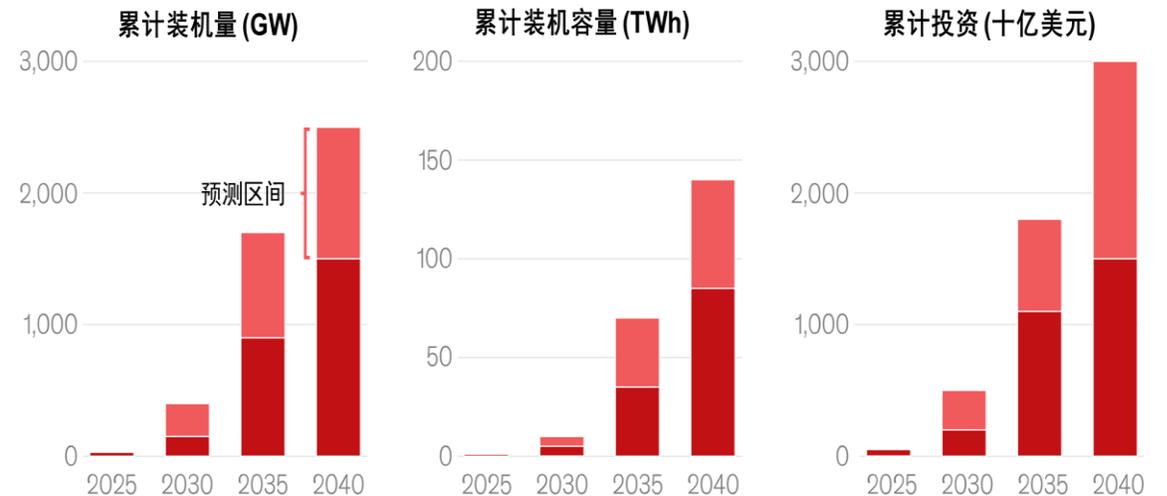
- 由壳牌、BP能源、谷歌、微软等公司组成的长时储能（LDES）委员会于2011年11月成立，致力于通过推动长时储能的创新和部署，并以最低的社会成本加速能源系统脱碳。美国太平洋西北国家实验室(PNNL)日前成立了一个名为Grid Storage Launchpad的研究设施，开始探索新型储能进展预期加速低成本的电网大规模长时储能系统的开发与部署。
- 据麦肯锡测算，到2040年全球部署的长时储能累计装机容量有望达到1.5-2.5TW，是目前全球部署的储能总装机量的8-15倍，同时可具备85-140TWh的储能容量，存储总用电量10%的电能，实现累计投资1.5-3.5万亿美元。

长时储能（LDES）委员会主要成员



资料来源：长时储能委员会

全球长时储能市场容量测算



资料来源：麦肯锡预测

2.3 国内：政策支持下确立长期发展趋势

■ “十四五”期间，我国在长时储能领域加大政策支持力度：

- 在国家发改委发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》中明确指出，针对新能源消纳和系统调峰问题，我国将推动大容量、中长时间尺度储能技术示范，同时部署了全钒液流电池、铁铬液流电池、压缩空气储能、熔盐储热、氢储能等多种类别长时储能技术的研发攻关。国家科技部发布的《“十四五”国家的重点研发计划》提出为代表各种长时间储能多种储能技术提供了研发的资金支持，重点包括超长时间尺度储能技术3项：100MW级先进压缩空气储能技术、新一代液流电池储能技术、宽液体温域高温熔盐储热技术；中长时间尺度储能技术4项：低成本长寿命锰基储能锂离子电池、有机储能电池、水系金属离子储能电池、百兆瓦时级钠离子电池储能技术。
- 辽宁、内蒙古等地相继出台政策响应国家要求，明确要求建设时长4小时以上的新型储能设施，反映出碳达峰碳中和目标对长时储能的迫切需求。

国家及部分省份4小时以上配储政策

发布时间	发布机构	政策名称	政策说明
2021年7月	国家发展改革委、国家能源局	关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知	鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。
2021年12月	辽宁省发展改革委	《全省风电建设规模增补方案》征求意见稿	鼓励配套建设不少于风电装机规模15%（时长4小时以上）的新型储能设施。
2021年12月	内蒙古自治区人民政府办公厅	关于加快推动新型储能发展的实施意见	新建市场化并网新能源项目，配建储能规模原则上不低于新能源项目装机容量的15%，储能时长4小时以上；独立共享式新型储能电站应集中建设，电站功率原则上不低于5万千瓦，时长不低于4小时。
2021年12月	河北省发展改革委	关于下达河北省2021年风电、光伏发电市场化并网项目计划的通知	冀北电网区域围场、丰宁两县坝上地区所有风电、光伏发电项目按照20%、4小时，其他区域按照15%、4小时配置储能装置；河北南网区域所有光伏发电项目按照10%、4小时配置储能装置（或20%、2小时）配置储能装置。
2022年3月	新疆维吾尔自治区发展改革委	服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）	建设4小时以上时长储能项目的企业，允许配建储能规模4倍的风电光伏发电项目。鼓励光伏与储热型光热发电以9:1规模配建。
2022年3月	福建省发展改革委	关于组织开展2022年集中式光伏电站试点申报工作的通知	试点项目必须同步配套建成投产不小于项目规模10%（时长不低于2小时）的电化学储能设施。储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的，配建要求提高至不小于项目规模15%（时长不低于4小时）。

2.3 国内：政策支持下确立长期发展趋势

■ 政策支持下，长时储能正成为建设趋势：

- 据我们的不完全统计，新疆、甘肃、西藏等地区均发布了长时储能建设相关招标公告，项目以光伏、风电配储为主，同时包括共享储能项目，招标内容涉及EPC、勘察设计、可行性研究报告编制等多个方面，储能形式包括抽水蓄能、全钒液流电池储能、压缩空气储能等多种形式。由此可见，在部分可再生能源消纳需求高的地区，长时储能正成为消纳可再生能源的关键支撑。

2022年以来国内部分长时储能项目招标情况

项目名称	招标人	招标内容	储能规模
华能乌什700兆瓦光储一体化项目	华能新疆能源开发有限公司	可研及勘察设计	175MW/700MWh
华电新疆蜂巢能源储能配光伏项目	新疆华电煤业物资有限公司	可行性研究报告编制	100MW/400MWh
洛浦100MW/400MWh储能项目配套400MW光伏发电项目	国家电投集团新疆能源化工有限责任公司	勘察设计及工程监理	100MW/400MWh
洛浦100MW/400MWh储能配套400MW光伏发电项目	华润电力投资有限公司北方分公司	储能系统EPC、光伏EPC、 监理技术服务	100MW/400MWh
巴里坤县250兆瓦1000兆瓦时储能配套1000兆瓦风电项目	华润电力控股有限公司	接入系统设计方案技术服务	250MW/1000MWh
奇台县7.5万千瓦/30万千瓦时储能+30万千瓦(风光同场)新能源项目	新疆立新能源股份有限公司	勘察设计服务	75MW/300MWh
木垒县12.5万千瓦/50万千瓦时储能+50万千瓦风光同场项目	昌吉国投鑫能源开发有限公司	可行性研究报告编制	125MW/500MWh
甘肃省张掖市山丹县花草滩电化学储能项目	华能国际工程技术有限公司	系统采购	40MW/160MWh
宁县200MW/800MWh共享储能项目	大唐中宁能源开发有限公司	勘察设计	100MW/400MWh(全钒液流电池) 100MW/400MWh(压缩空气储能)
昌都江达县青泥洞乡3万千瓦牧光互补(配储能)保供光伏发电项目	华能西藏雅鲁藏布江水电开发投资有限公司	EPC	7.5MW/30MWh
桑日等5座光伏电站电化学储能技改项目	国家电力投资集团有限公司西藏分公司	EPC	18MW/90MWh

CONTENTS

目录

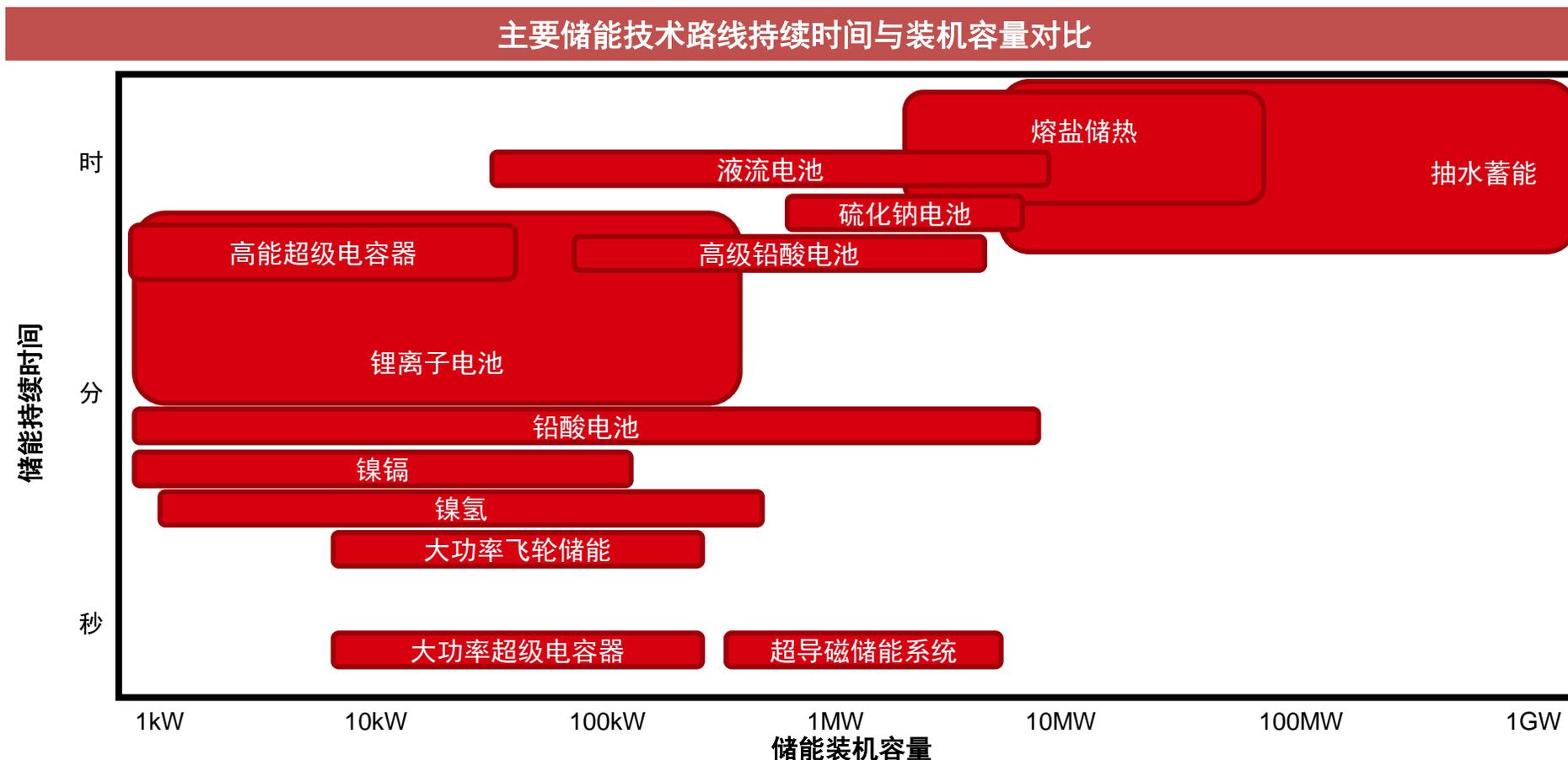
1. 长时储能需求迫在眉睫
2. 长时储能应用现状
3. 长时储能技术一览
4. 风险因素
5. 投资策略

3. 长时储能技术一览

- I. 抽水蓄能：技术成熟，政策加码
- II. 压缩空气储能：规模化提速，脉冲式发展
- III. 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾
- IV. 全钒液流电池：安全可靠，自主可控
- V. 重力储能：积极探索，值得关注
- VI. 氢储能：远景方案，未来可期

3 长时储能技术一览

- 大规模长时储能的技术目前主要有抽水蓄能、熔盐储能、全钒液流电池、压缩空气储能、重力储能、氢储能等六类：
 - 受到储能介质本身影响，不同技术类型对应的储能功率及放电持续时长存在一定的差异，我国均有示范工程正在规划或已投入使用。此外，铁-空气电池储能、热岩储能、二氧化碳电池储能等新兴长时储能技术目前正处于中早期研发示范阶段，长时储能技术研究仍处于动态发展过程中。



3 长时储能技术一览

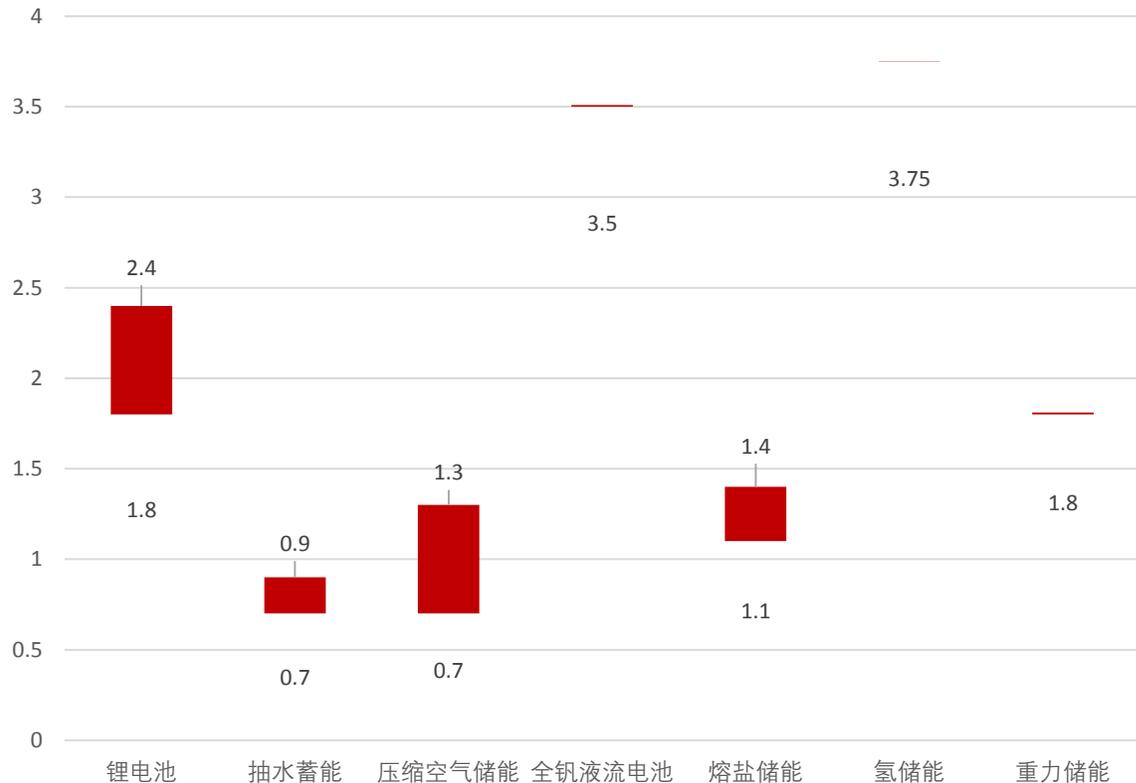
- **初始投资端：长时储能技术中部分技术路线在单位功率成本上稍显不足，但随着备电时长的拉长，单位能量成本优势渐渐清晰——**

➢ 以抽水蓄能为例（假设考虑备电时长平均10h），对比平均2~4h备电的锂电池储能项目，在初始投资中单位功率成本较高的情况下，单位能量成本会呈现更高的经济性。

部分储能技术功率成本与能量成本对比（2019）

类型	功率成本 (万元/MW)	能量成本 (万元/MWh)
抽水蓄能	550-700	120-170
铅蓄电池	1500-1950	90-120
全钒液流电池	800-1500	350-420
钠硫电池	480-1000	200-230
磷酸铁锂电池	180-300	150-230
三元锂电池	150-300	200-240
钛酸锂电池	250-300	400-600
飞轮	1000-1500	100000-150000
超级电容器	1000-1500	60000-80000

2021-2022年国内部分招标长时储能项目单位能量成本（元/MWh）



资料来源：中科院电工所，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会，中信证券研究部

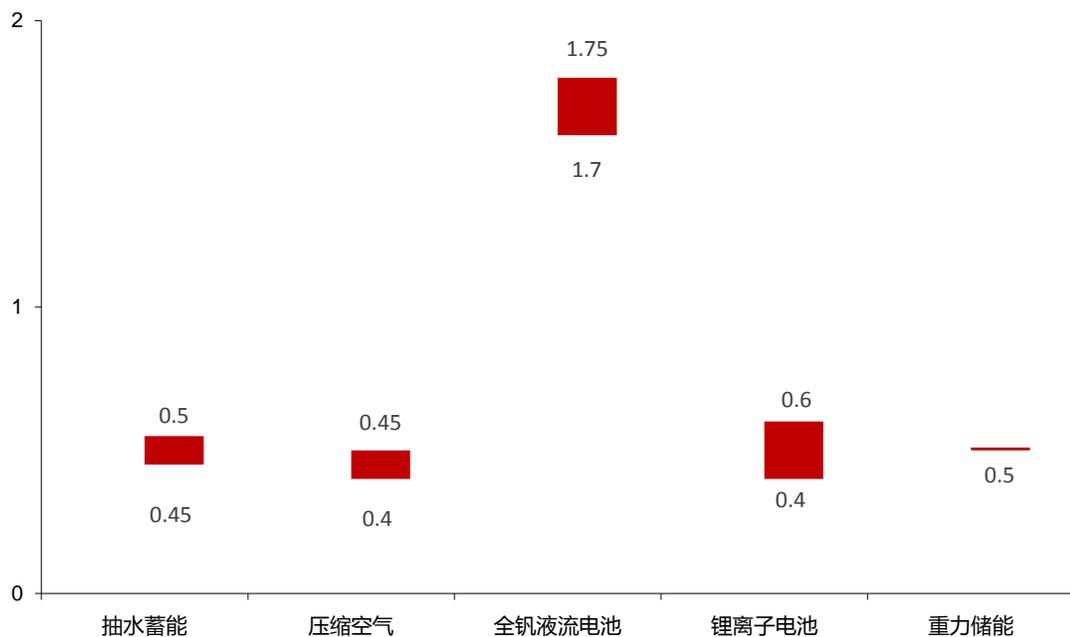
资料来源：中信证券研究部测算

3 长时储能技术一览

■ **横向对比度电成本与效率——物理储能运行成本具备优势，电化学储能效率领先：**

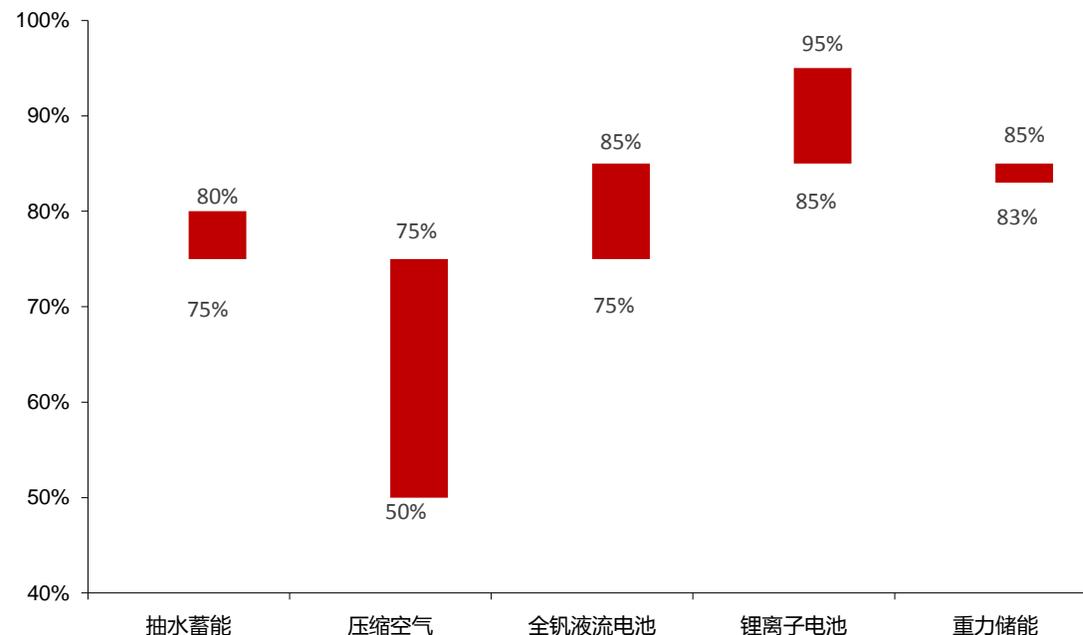
- 抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能等度电成本普遍在0.4-0.5元（剔除电价差异）之间，全钒液流电池在1.7元左右。在配储时长4h的情况下，锂离子电池度电成本为0.4-0.5元。
- 锂离子电池、全钒液流电池等电化学储能效率普遍在75%以上，且随着技术的进步有望进一步提升。抽水蓄能等物理储能技术的效率相对较低，在50-85%之间，仍有一定的优化空间。

储能系统度电成本对比（元/kWh）



资料来源：北极星电力网，中信证券研究部

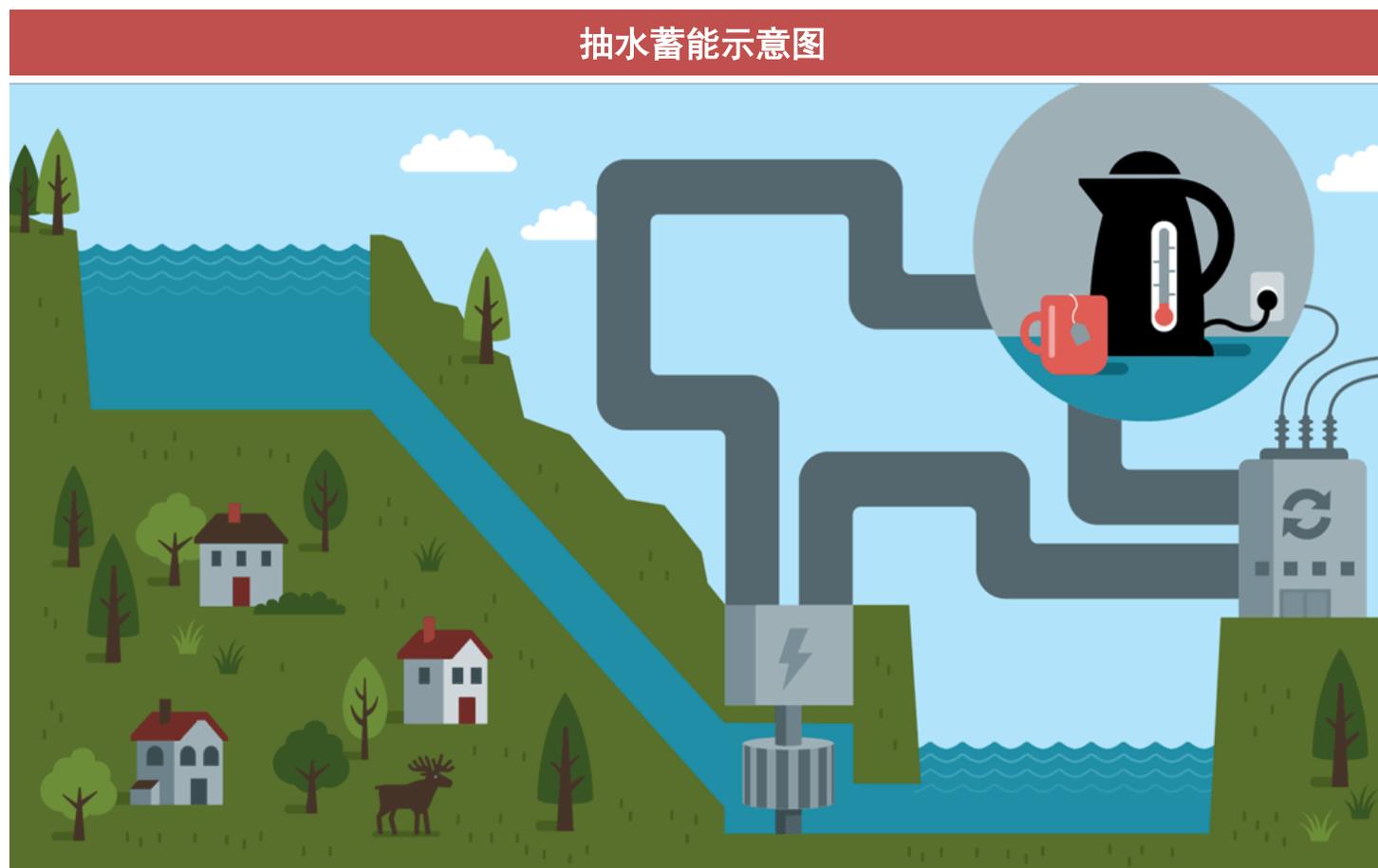
储能系统效率对比



资料来源：北极星电力网，前瞻经济学人，能源电力说，中信证券研究部

3.1 抽水蓄能：技术成熟，政策加码

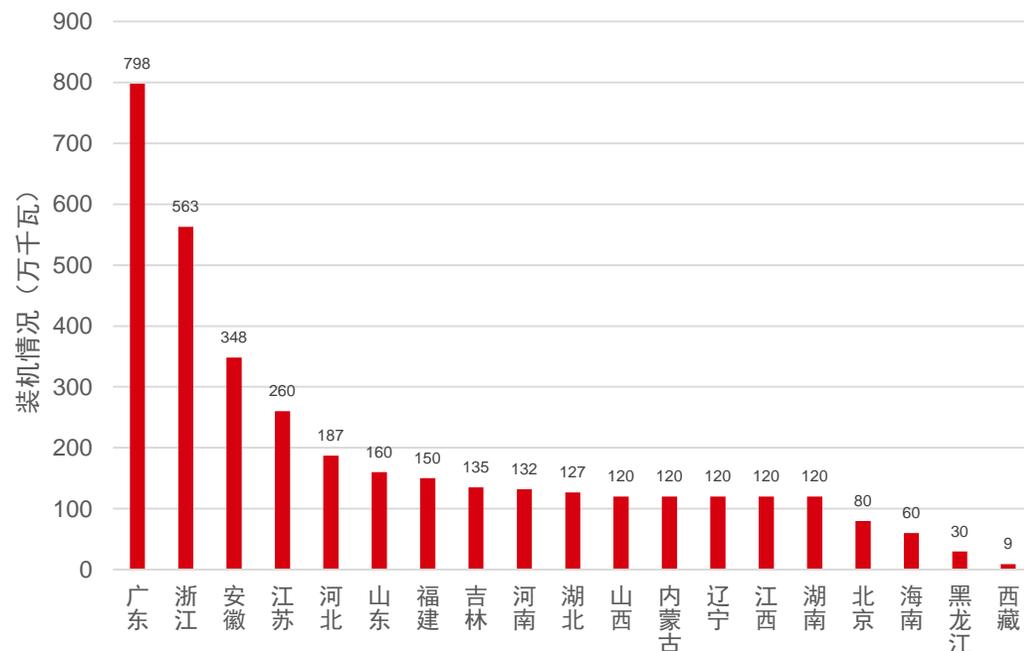
- 抽水蓄能是目前最成熟且装机规模最大的长时储能技术，通过上下水库的落差实现势能和电能的相互转换：
 - 主要优点体现在储能容量大、技术成熟、运行效率高、运行寿命长、维护费用低等方面，但其对地理资源条件要求高、建设周期相对较长。抽水蓄能电站储能一般时长为4-10小时，单机容量在30-40万千瓦，充分满足长时储能需求。
 - 例如，装机容量世界第一的河北丰宁抽水蓄能电站，其总装机达360万千瓦，12台机组满发利用小时数为10.8小时。



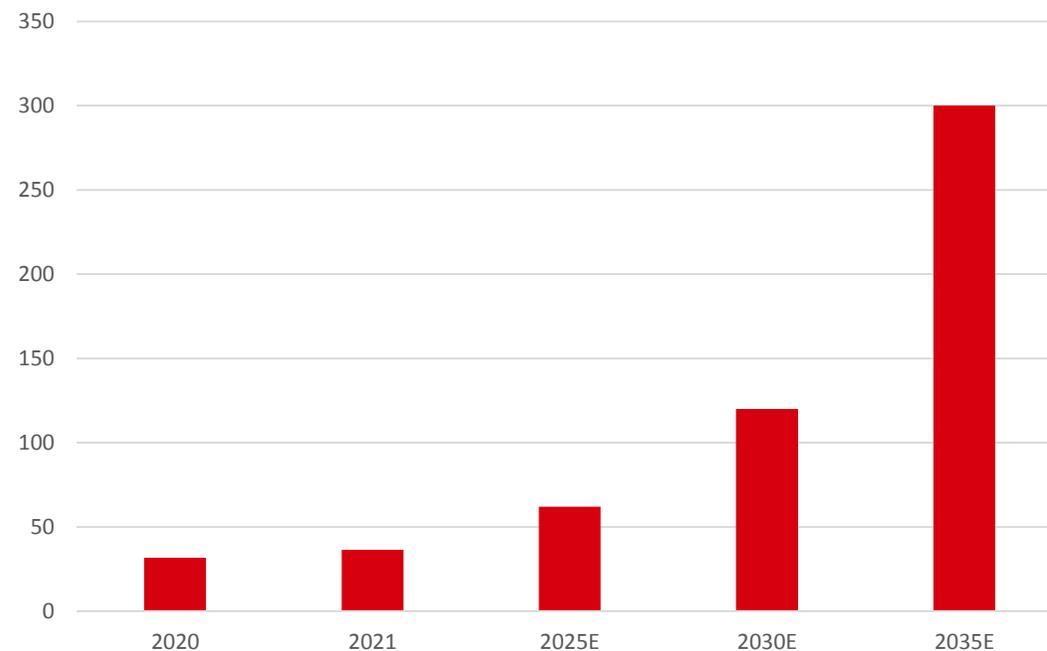
3.1 抽水蓄能：技术成熟，政策加码

- 我国抽水蓄能装机占比领先，未来规划托底发展空间巨大：
 - 截至2020年底，抽水蓄能在全球和国内装机中占比分别为90.9%和90.5%，考虑到抽水蓄能自身的技术成熟程度和长时储能应用需求，我们预测在未来相当长的一段时间内，抽水蓄能的装机规模仍将维持较快增长。截止2021年底，我国已建抽水蓄能电站总装机规模达3639万千瓦，位居世界首位，抽水蓄能电站核准在建总规模达6153万千瓦。
 - 根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》目标，我们预期2025年抽水蓄能投产总规模达到6200万千瓦以上具备强确定性，在2030年投产总规模达到1.2亿千瓦左右的目标指引下，抽水蓄能预期将长期保持较快发展态势。

截至2021年我国各省（区、市）抽水蓄能电站装机情况



我国抽水蓄能装机规模有望持续提升 (GW)



3.1 抽水蓄能：技术成熟，政策加码

■ 抽水蓄能产业链主要包含设备制造、工程建设、电站运营等环节：

- 抽水蓄能产业链上游主要为设备制造商，包括水轮机、水泵、发电机和主变压器等设备制造企业。水轮机主要供应商为东方电气、哈尔滨电气；水泵主要供应商为凌霄泵业、大元泵业等；变压器主要供应商包括保变电气、新华都等。
- 抽水蓄能产业链中游主要为电站设计建设及电站资产的持有运营公司，具体包括电站设计、建设（中国电建、中国能建等）、电站运营（主要包括国家电网和南方电网，具体可能为旗下上市平台）。
- 抽水蓄能产业链下游主要为抽水蓄能电站在电网系统的辅助服务应用，具体包括调峰、调频等用途。

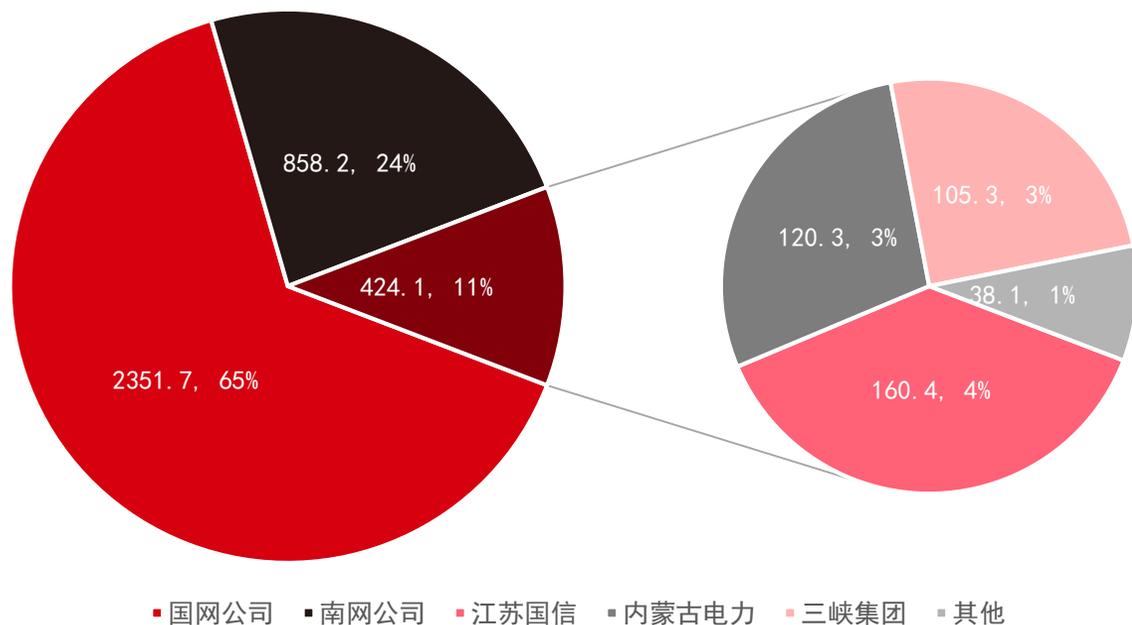


3.1 抽水蓄能：技术成熟，政策加码

■ 开发运营——国家电网和南方电网占据主导地位

- 截止2021年底，我国已建抽水蓄能电站总装机规模达到3639万千瓦，抽水蓄能电站核准在建总规模为6153万千瓦。其中，国网新源公司在运和在建抽水蓄能规模分别为2351、4578万千瓦，占比分别约为64.6%和74.4%，在抽水蓄能开发建设和运营市场中占据领导地位。
- 据经济参考报报道，截至2022年7月5日，年内国家电网公司已开工建设4座抽水蓄能电站，总投资近400亿元。

抽水蓄能电站在运规模（万千瓦）



截至2021年国家电网在运抽水蓄能电站一览（万千瓦）

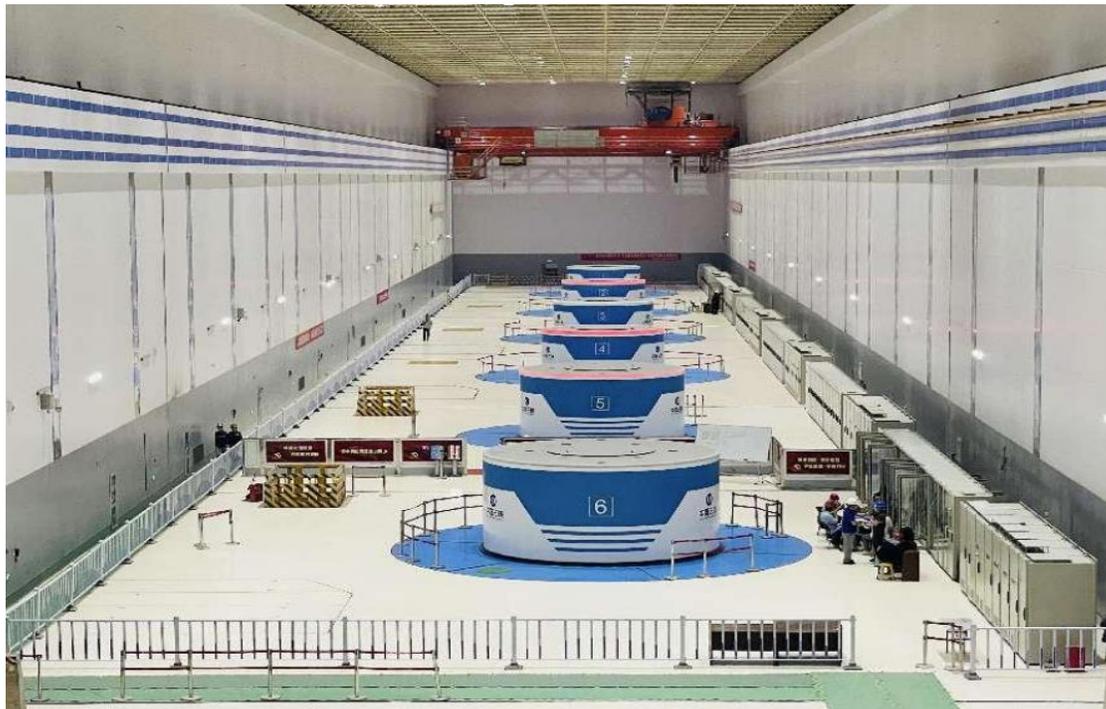


3.1 抽水蓄能：技术成熟，政策加码

■ 主站设备——“两大一小”行业竞争格局长期稳定

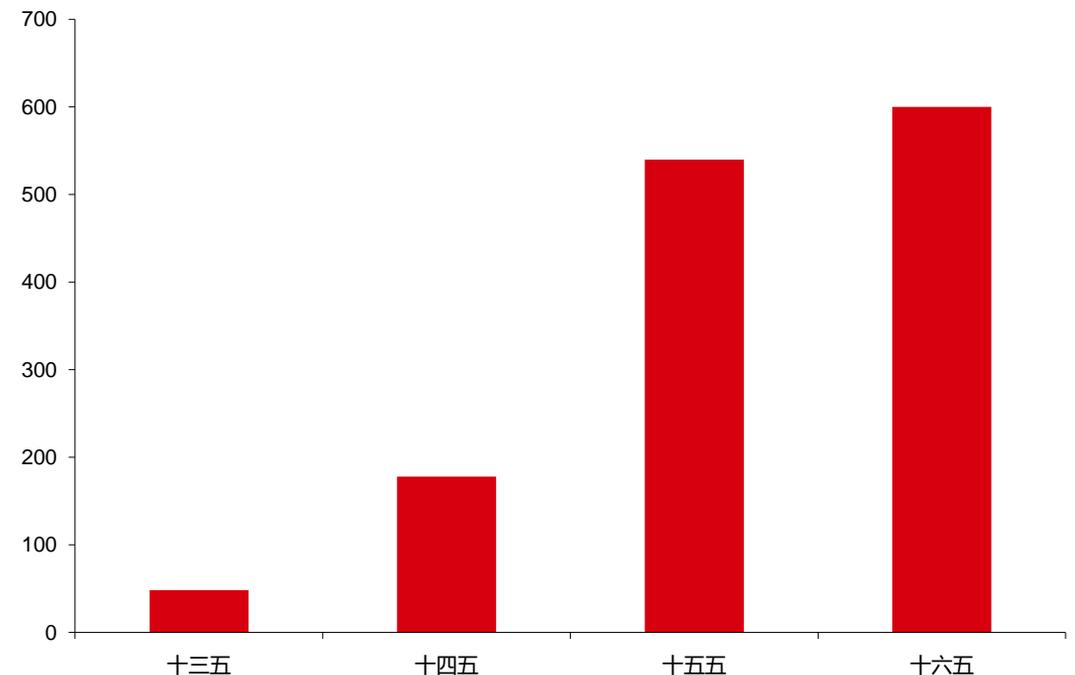
- 随着各项利好政策落地生效，今年各地抽水蓄能项目密集开工。预计“十四五”期间将重点实施“双两百工程”，即在200个市、县开工建设200个以上的抽水蓄能项目，开工目标2.7亿千瓦。
- 抽水蓄能核心主机设备包括发电电动机、水泵水轮机、进水球阀、静止变频器(SFC)、调速器系统、励磁系统、继电保护系统、计算机监控系统等。
- 目前主站设备环节中，水轮机等主要为“两大一小”国内三家供应商：即“两大”东方电气（据公司公告披露，市场占有率已提升至47.2%；机组容量覆盖40兆瓦至425兆瓦，机组水头涵盖63至756米；截至2022年8月，已投运和在制抽水蓄能发电电动机76台，水泵水轮机75台，进水球阀77台，行业领先）和哈尔滨电气、“一小”浙富控股；继保系

长龙山抽水蓄能电站



资料来源：东方电气官网

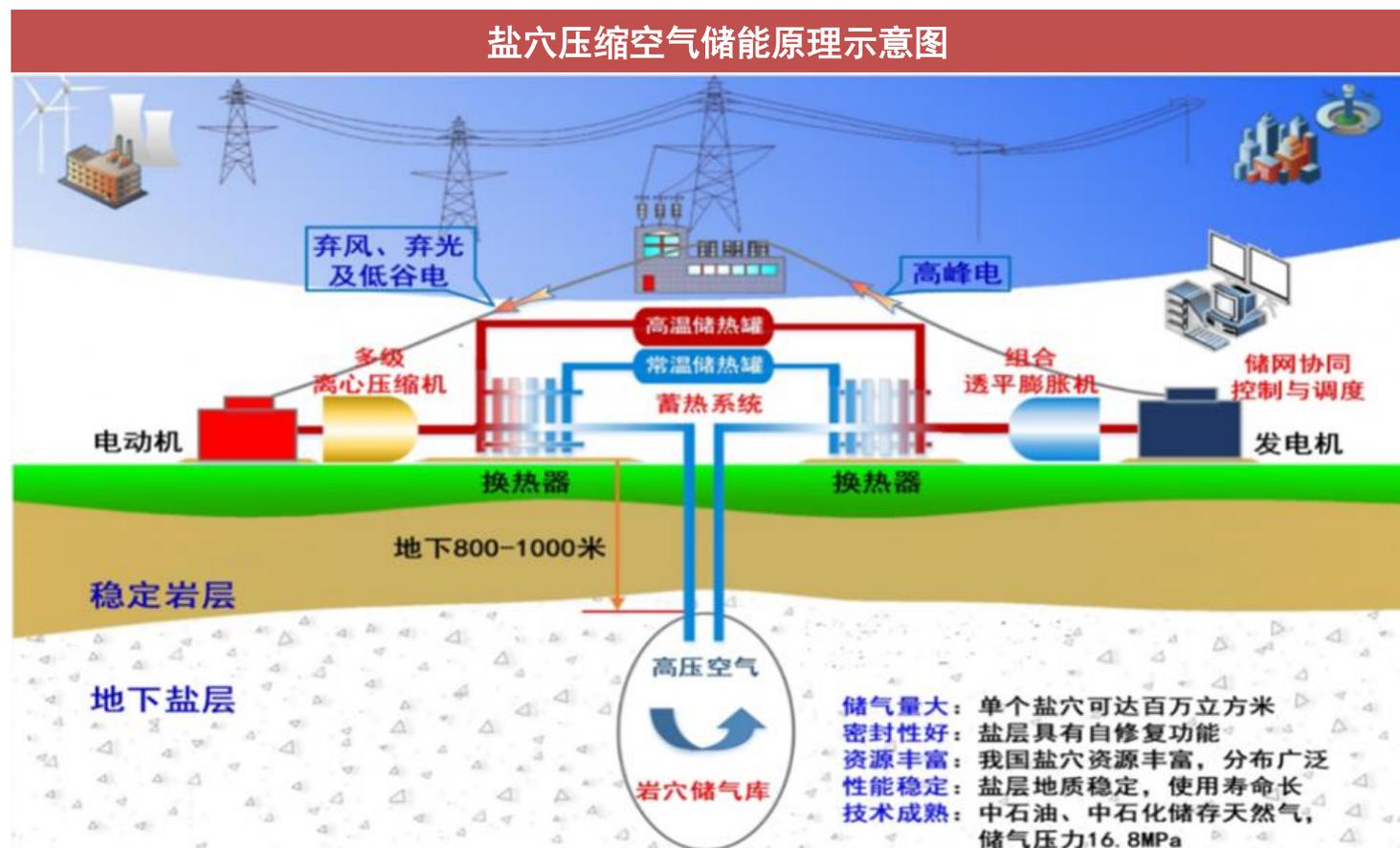
抽水蓄能主站设备需求空间（亿元）



资料来源：中信证券研究部测算

3.2 压缩空气储能：规模化提速，脉冲式发展

- 压缩空气储能主要通过空气的内能与电能之间相互转换实现储能：
 - 主要优点体现在储能容量大、储能周期长、系统效率高、运行寿命长、投资相对较小等方面。
 - 我国于2005才开始研究压缩空气储能，历经十余年建设规模已实现从千瓦级到百兆瓦级的重大跨越，在国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》中将百兆瓦级压缩空气储能技术作为“十四五”新型储能核心技术装备攻关重点方向之一。



3.2 压缩空气储能：规模化提速，脉冲式发展

■ 2021年起，压缩空气储能建设加速：

- 2021年12月，“张家口100MW先进压缩空气储能示范项目”标志着国际首次实现百兆瓦级压缩空气储能项目送电成功，压缩空气储能技术目前正在向单机300MW规模进展。随着技术进一步突破，目前百兆瓦级以上的系统设计效率可以达到70%，单位投资成本持续下降。
- 2021年，压缩空气储能新增投运规模达170MW，接近2020年累计装机规模的15倍，《“十四五”新型储能发展实施方案》中指出将重点试点示范压缩空气等多时间尺度的新型储能技术，相关工程建设有望进一步加速。

国内部分压缩空气储能项目案例

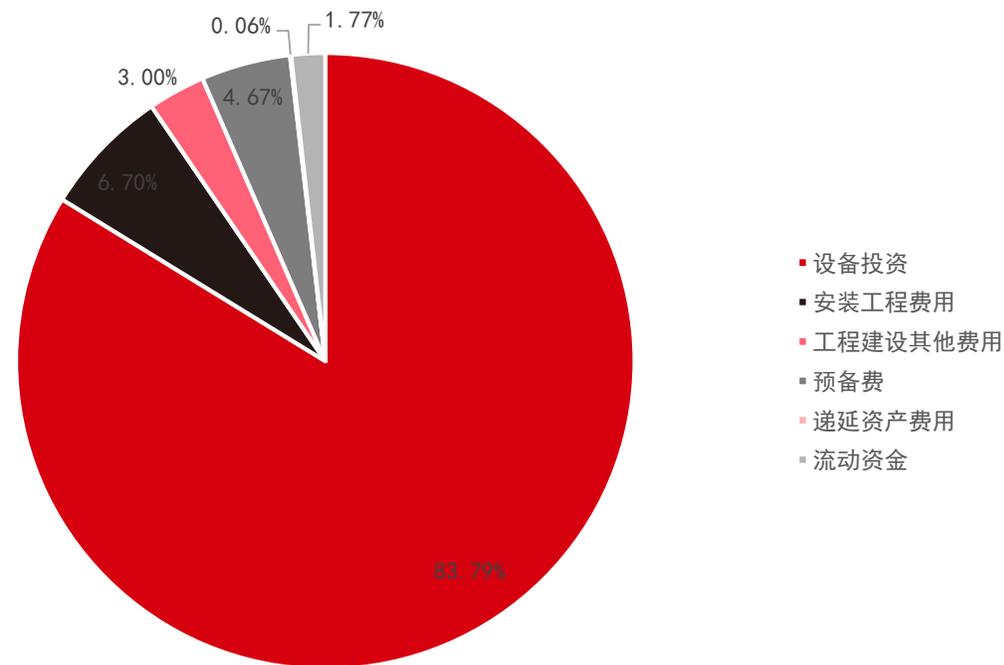
投产年份	项目名称	类型	规模	能效	参与单位
2013	河北廊坊1.5MW超临界压缩空气储能示范	临界压缩空气	1.5MW	储能系统效率约52%	中科院工程热物理研究所
2014	安徽芜湖500kW压缩空气储能示范项目	压缩空气	500kW	储能效率为33%	国家电网投资3000万元
2017	贵州毕节10MW压缩空气储能验证平台	压缩空气	10MW	额定工况下的效率为60.2%	中科院工程热物理研究所研制
2018	国网江苏同里500kW液态空气储能示范项目液态空气	液态空气	500kW	/	/
2021	中盐金坛60MW盐穴压缩空气储能示范项目	压缩空气（盐穴）	60MW	储能系统设计效率为58.2%	中盐集团、清华大学及中国华能
2021	张家口100MW先进压缩空气储能示范项目	压缩空气	100MW/400MWh	系统设计效率70.4%	投资：张北巨人能源；技术：中科院工程热物理研究所；设备：中储国能；工程总承包：中国电建
2022年2月开始	湖北应城300MW级压缩空气储能电站示范工程	压缩空气	300MW	/	国网湖北综合能源服务有限公司、中能建数字科技有限公司、应城市人民政府
2022年2月开始	山东泰安2*300MW级盐穴压缩空气储能创新示范工程	压缩空气	600MW	/	中国能建数科集团、鲁银投资、国网山东省电力公司
2022年2月开始	瑞昌市压缩空气储能调峰调频电站项目	压缩空气	1GW/6GWh	/	葛洲坝能源重工有限公司

3.2 压缩空气储能：规模化提速，脉冲式发展

10MW蓄热式压缩空气储能系统投资明细

名称	估价(万元)	占比
设备投资	7300	83.79%
安装工程费用	584	6.70%
工程建设其他费用	261.3	3.00%
预备费	407.27	4.67%
递延资产费用	5.2	0.06%
流动资金	154.04	1.77%
总投资	8711.81	100.00%

10MW蓄热式压缩空气储能系统投资构成



资料来源：《压缩空气储能电站技术经济性分析》（刘畅，陈海生），中信证券研究部

资料来源：《压缩空气储能电站技术经济性分析》（刘畅，陈海生），中信证券研究部

3.2 压缩空气储能：规模化提速，脉冲式发展

■ 压缩空气储能规模化提速，相关产业链趋于完善：

- 一套完整的压缩空气储能系统一般由压缩系统、膨胀系统、发电及储气罐四个核心部分构成，其中具体包括压缩机、冷却器、压力容器、回热器、膨胀机电机组、储热器、蓄冷器等具体设备。
- 中国科学院工程热物理所在我国空气压缩领域处于领先地位，其技术应用于多个示范项目中，在产业化方面中储国能作为其100MW先进压缩空气储能技术的产业化公司，已为多个国家示范项目建设提供系统解决方案，是国家能源局“2021年度能源领域首台（套）重大技术装备（项目）名单”中压缩空气领域唯一入选项目的研制单位，近期已获得由华控基金领投的3.2亿元Pre-A+轮融资；双良节能同样与中科院工程热物理所合作，出资8000万人民币占比70%设立了10MW压缩空气储能技术公司中科双良，未来产业化应用可期。
- 除中盐集团、中国华能、中国电建等建设企业外，陕鼓动力、金通灵、东方电气等公司也通过建造压缩空气所需的透平、膨胀机等必备机械设备的方式参与到压缩空气储能相关产业链中，福能股份也表示将积极布局压缩空气储能等大型储能项目。

盐穴压缩空气储能原理示意图

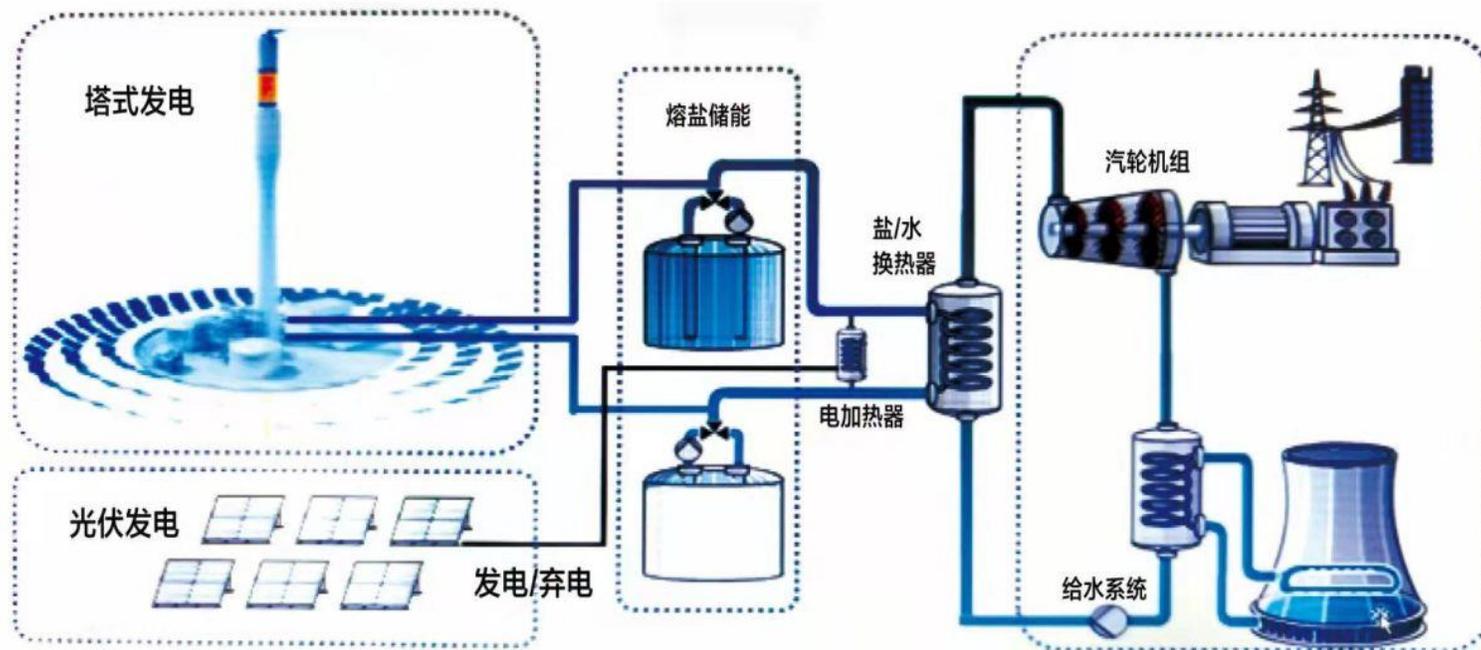


注：1、压缩机组；2、空气净化装置；3、液化装置及制冷膨胀机；4、储液装置；5、低温泵；6、蒸发器；7、膨胀机电机组；8、储热装置；9、蓄冷装置；10、溴化锂冷热双供机组。

3.3 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾

- **熔盐储能通过加热熔盐实现对热能的存储，在供电时利用高温熔盐换热产生的高温高压蒸汽推动汽轮机组发电：**
 - 熔融盐是无机盐的熔融态液体，在高温下熔化后形成离子溶体，一般具有储热密度大、放热工况稳定、价格低等优点。在实际应用中一般采用槽式、塔式、线性菲涅尔式和碟式四种方式聚光并加热工质，实现光能到热能的转化。熔盐热储的储热功率可以达到百兆瓦级别，并实现单日十小时以上的储热能力，使用寿命可达30年以上。
 - 中广核德令哈光热储一体化项目位于青海省海西州德令哈市光伏(光热)产业园区，项目总装机容量200万千瓦，其中光伏160万千瓦、光热熔盐储能40万千瓦，储能配比率25%、储能时长6小时。在新疆哈密建成的50 MW 熔盐塔式光热发电，采用熔盐储热可实现12小时连续发电，充分具备长时储能应用潜力。

中广核德令哈200万千瓦光热储一体化项目原理图



3.3 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾

■ “十三五”期间熔盐储能目前主要用于光热发电站：

- 2016年9月，国家能源局发布《国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，共20个项目、总计装机容量134.9万千瓦入选首批光热发电示范项目清单，项目分别位于甘肃（9个）、青海（4个）、河北（4个）、内蒙古（2个）、新疆（1个）。目前我国投运的熔盐储热累计装机容量已达0.5GW，主要应用于青海、甘肃等光照资源地区的光热电站。

国内部分太阳能热发电示范项目（2016年）

序号	项目名称	项目投资企业	技术路线	技术来源与系统集成企业	系统转换效率 (企业承诺)
塔式					
1	青海中控太阳能发电有限公司德令哈熔盐塔式5万千瓦光热发电项目	青海中控太阳能发电有限公司	熔盐塔式，6小时熔融盐储热	浙江中控太阳能技术有限公司	0.18
2	北京首航艾启威节能技术股份有限公司敦煌熔盐塔式10万千瓦光热发电示范项目	北京首航艾启威节能技术股份有限公司	熔盐塔式，11小时熔融盐储热	北京首航艾启威节能技术股份有限公司	0.1601
3	中国电建西北勘测设计研究院有限公司共和熔盐塔式5万千瓦光热发电项目	中国电建西北勘测设计研究院有限公司	熔盐塔式，6小时熔融盐储热	浙江中控太阳能技术有限公司/中国电建西北勘测设计研究院有限公司	0.1554
槽式					
1	常州龙腾太阳能热设备有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	常州龙腾太阳能热设备有限公司	导热油槽式，7小时熔融盐储热	常州龙腾太阳能热设备有限公司	0.246
2	深圳市金钲能源科技有限公司阿克塞5万千瓦熔盐槽式光热发电项目	深圳市金钲能源科技有限公司	熔盐槽式，15小时熔融盐储热	天津滨海光热发电投资有限公司	0.21
3	中海阳能源集团股份有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	中海阳能源集团股份有限公司	导热油槽式，7小时熔融盐储热	中海阳能源集团股份有限公司	0.246
菲涅尔式					
1	兰州大成科技股份有限公司敦煌熔盐线性菲涅尔式5万千瓦光热发电示范项目	兰州大成科技股份有限公司	熔盐线性菲涅尔式，13小时熔融盐储热	兰州大成科技股份有限公司	0.167
2	北方联合电力有限责任公司乌拉特旗导热油菲涅尔式5万千瓦光热发电项目	华能北方联合电力有限责任公司	导热油菲涅尔式，6小时熔融盐储热	中国华能集团清洁能源技术研究院	0.185
3	中信张北新能源开发有限公司水工质类菲涅尔式5万千瓦光热发电项目	中信张北新能源开发有限公司	水工质类菲涅尔式，14小时全固态配方混凝土储热	北京兆阳光热技术有限公司	0.105

资料来源：《国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，中信证券研究部

3.3 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾

熔融盐储能大基地配套项目汇总

项目	地点	最新进展	相关公司	规模
北京热力集团熔盐蓄热产业化推广研究与示范项目	北京丰台	2021年开建	北京民利储能技术有限公司	8MW
国家能源集团北京低碳清洁能源研究院MW级高温储热中试项目	河北张家口	2021年1月调试成功	国家能源集团	1MW/8MWh
西子航空零碳智慧能源中心源网荷储一体化项目	浙江杭州	2021年11月投运	西子洁能	2×280吨的熔盐储能罐
华能靖远热电2×220MW机组熔盐储热技术项目	甘肃靖远	2022年2月投资机会研究报告编制招标结果公示	华能靖远热电	火电机组：2×220MW
黄岩热电储热型储能电站示范项目	浙江黄岩	2022年4月入选《浙江省“十四五”新型电力系统试点建设方案》	浙江中光新能源	100MW/800MWh
600MW/3600MWh熔盐共享储能调峰调频电站项目	浙江金华	2022年5月签约	金钒源储	600MW/3600MWh
高倍率熔盐储能供热和光伏发电示范项目	青海龙源	2022年5月预可研报告编制招标结果公示	电力规划总院	
郭家湾电厂熔盐储能灵活性调峰改造	陕西榆林	2022年6月可研招标结果公布	国家能源集团	
杭州医药港零碳电厂熔盐储能示范项目	浙江杭州	2022年6月入选浙江省“十四五”第一批新型储能示范项目	浙江中光新能源科技有限公司	一期：64MW/350MWh 终期：144MW/881MWh
浙江安吉天子湖热电有限公司熔盐储能零碳综合供能示范项目	浙江安吉	2022年6月入选浙江省“十四五”第一批新型储能示范项目	浙江中光新能源科技有限公司	80MW/420MWh
甘肃省金昌市600MW/3600MWh高温熔盐储能绿色调峰电站	甘肃金昌	2022年7月开工	天津滨海光热技术研究院	600MW/3600MWh 一期100MW/600MWh
江苏国信靖江电厂2×660MW机组熔盐储能调峰供热项	江苏靖江	2022年7月表示即将投产	西安热工研究院	火电机组：2X660MW 储热量：75MWh
绿电熔盐储能项目	浙江绍兴	2022年8月15日验收	绍兴绿电能源有限公司、西子清洁能源装备制造股份有限公司	20MW/240MWh 预计年供蒸汽量42万吨
海南、海西基地青豫直流二期340万千瓦+190万千瓦外送项目	青海海南州、海西州	2022年9月各标段中标候选人陆续公示	中国电建集团、浙江可胜技术股份有限公司、首航高科等	300MW
三峡能源海西基地格尔木光伏光热项目	青海海西州	2021年10月开工	中国电建集团、特变电工	100MW
国家能源集团敦煌“10万千瓦光热+60万千瓦光伏”项目	甘肃敦煌	2021年10月开工	浙江可胜技术股份有限公司	100MW
中核集团玉门“10万千瓦光热+20万千瓦风电+40万千瓦光伏”项目	甘肃玉门	2021年10月开工	中国能建	100MW
恒基伟业（三峡集团）瓜州“10万千瓦光热+20万千瓦光伏+40万千瓦风电”项目	甘肃瓜州	2021年10月开工	葛洲坝集团、甘肃省安装建设集团等	100MW
汇东新能源公司（华东电力设计院）阿克塞“11万千瓦光热+64万千瓦光伏发电”项目	甘肃阿克塞	2021年10月开工	中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司	110MW
吉西基地鲁固直流白城140万千瓦外送项目（通榆县）	吉林通榆	2021年10月开工	中国电力建设集团，浙江中光新能源科技有限公司等	100MW
吉西基地鲁固直流白城140万千瓦外送项目（大安市）	吉林大安	2021年10月开工	中国能源建设集团投资有限公司等	100MW

3.3 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾

■ 传统电源配套和用户侧应用逐渐开启：

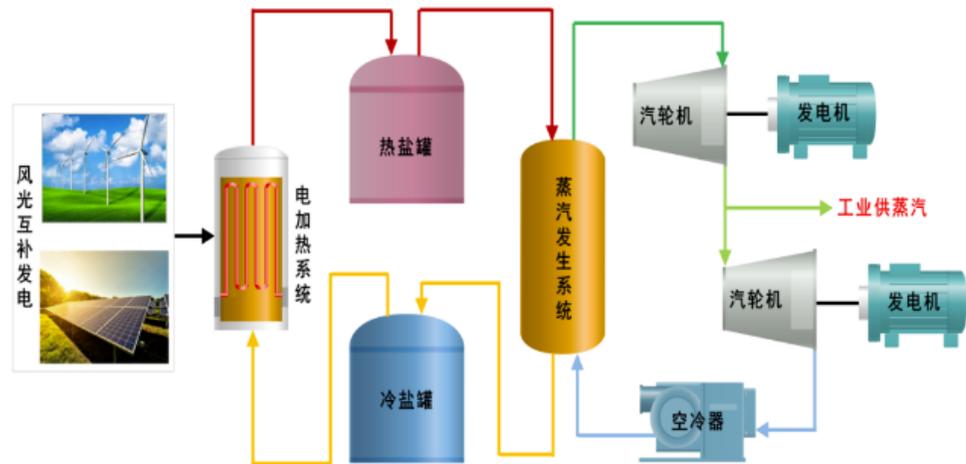
- 江苏国信靖江电厂2×660MW机组熔盐储能调峰供热项目，意在打造全国首个真正意义上采用熔盐储热技术的大规模火电调峰/调频/供热项目，靖江发电厂是首次将该技术用在了电厂侧的调频调峰。靖江2×660MW机组熔盐储能调峰供热项目设计配套储热量75MWh，采购储热用无机盐1260吨，使用温度180°C~450°C，项目施工建设工期规划到2022年6月。
- 据国家光热联盟报道，2022年9月19日，浙江天圣控股集团有限公司熔盐储能项目成功送电，该熔盐储能项目利用西部地区的风力发电、光伏发电以及廉价的谷电进行储能，规划于今年10月15日正式投运。该熔盐储能项目是浙江省最大的用户侧熔盐储能项目，被列入《浙江省“十四五”新型储能发展规划》。总投资约2.7亿元、占地13亩，投运后可年供蒸汽量42万吨，可用绿色热能完全替代园区内32家印染加工企业目前使用的燃气热能。

靖江发电熔盐储能调峰调频供热项目EPC总承包（西安热工研究院关键设备分包）

设备名称	中标单位	中标价格（万元）
无机盐（含化盐服务）	河北井矿新能源科技有限公司	604.17
高低温熔盐储罐及附属设备	蓝星（北京）化工机械有限公司	186
熔盐电加热器及控制系统设备	镇江东方电热有限公司	460
熔盐阀及附件	哈电集团哈尔滨电站阀门有限公司	145
熔盐泵和水泵	江苏飞跃机泵集团有限公司	148.8
换热器、疏盐罐及附属设备	杭州锅炉集团股份有限公司	92.78
干式变压器	金山门科技有限公司	436.88
项目施工	中能建东北电力第二工程有限公司	387.9747

资料来源：《国家能源局关于建设太阳能热发电示范项目的通知》，中信证券研究部

浙江天圣控股集团有限公司熔盐储能项目原理图



资料来源：国家光热联盟

3.3 熔盐储能：配套多元化展开，商业化方兴未艾

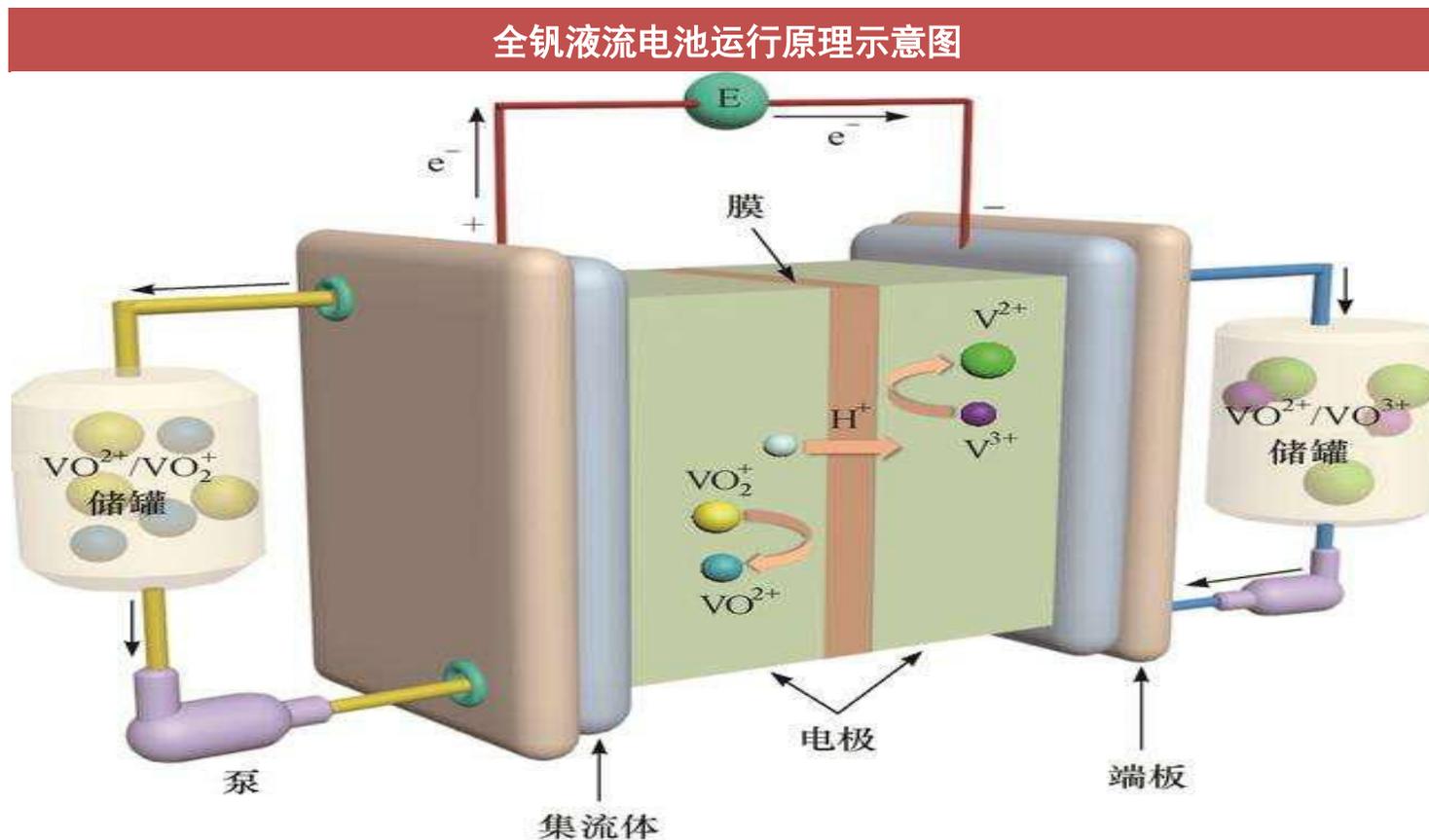
■ 熔盐储能产业仍处于起步阶段，具备大规模商业化发展潜力：

- 熔盐储能系统由熔盐、熔盐罐、电加热等部分构成，目前产业链条较为完整但商业化经验有待进一步提升。首航高科、盐湖股份、西子洁能、三维化学、东方电气、上海电气、东华科技、百吉瑞等公司均曾参与了熔盐储能系统设备生产或光热电站建设，具备一定的先发优势。



3.4 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

- 全钒液流电池主要通过钒离子价态的变化实现电能储存和释放：
 - 其电解液为水溶液故安全性更高、可扩展性强，反应过程只涉及钒离子价态的变化，电解液可以循环再生，循环次数高可达15000次以上，寿命可长达20年，同时我国钒储量及产量均位居世界第一，发展钒电池所需资源自主可控。
 - 其缺点主要体现在初装成本较高、能量密度和转换效率低于锂电池，可以通过提高电池的功率密度、提升关键材料的有效使用面积、降低材料成本等方式解决电堆成本问题。



3.4 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

- 全钒液流电池产业化条件日渐成熟，正处于技术积累向产业化过度的关键时期：
 - 全钒液流电池约占现有电化学储能装机规模的4%，较早投运的原国电龙源卧牛石风电储能项目为50MW风电厂配置了5MW/10MWh的全钒液流电池电站，已于2013年运行至今。大连液流电池储能调峰电站国家示范项目一期100MW/400MWh电站目前已进入电池单体调试和系统调试阶段，规划于今年8月投入商业运行，成为全球最大的液流电池储能电站。

2021年全钒液流电池部分拟建项目情况

时间	拟建项目	功率/MW	容量/(MW·h)
2021年3月	湖北襄阳市全钒液流电池集成电站	100	500
2021年2月	承德森吉图全钒液流电池风储示范	2	8
2021年8月	河南淅川全钒液流电池储能	500	2 000
2021年5月	广东汕头市濠江区风电产业园	1	1
2021年7月	国家光伏储能实证实验平台(大庆基地)	0.125	0.5

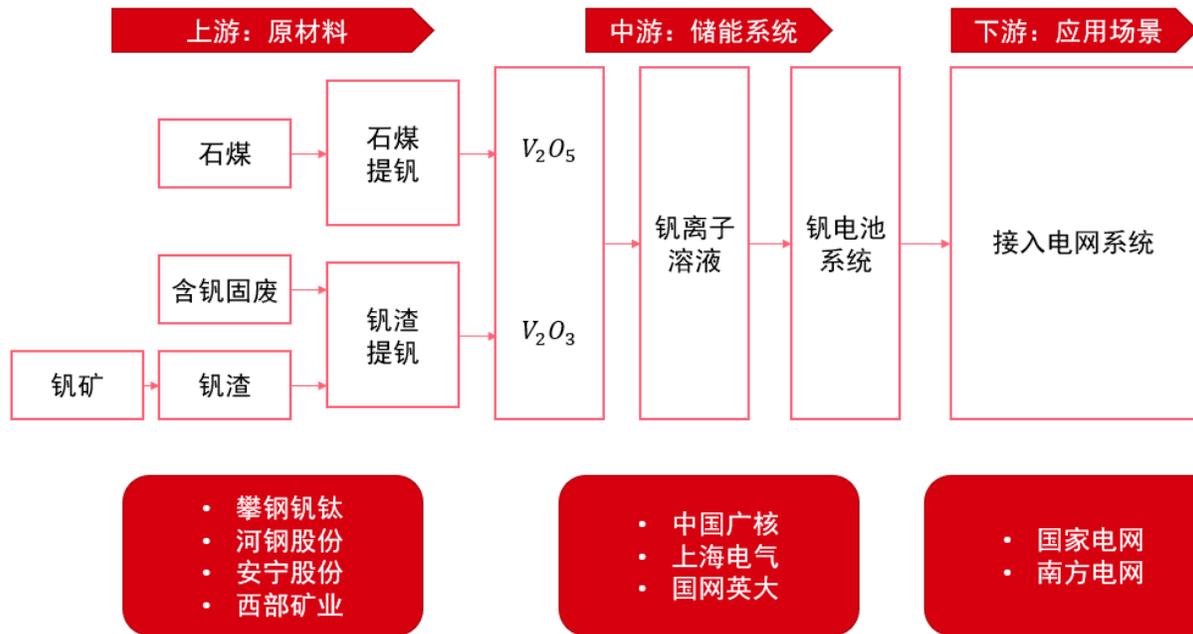
资料来源：《全钒液流电池技术研究进展》（魏甲明，刘召波，陈宋璇等），中信证券研究部

3.4 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

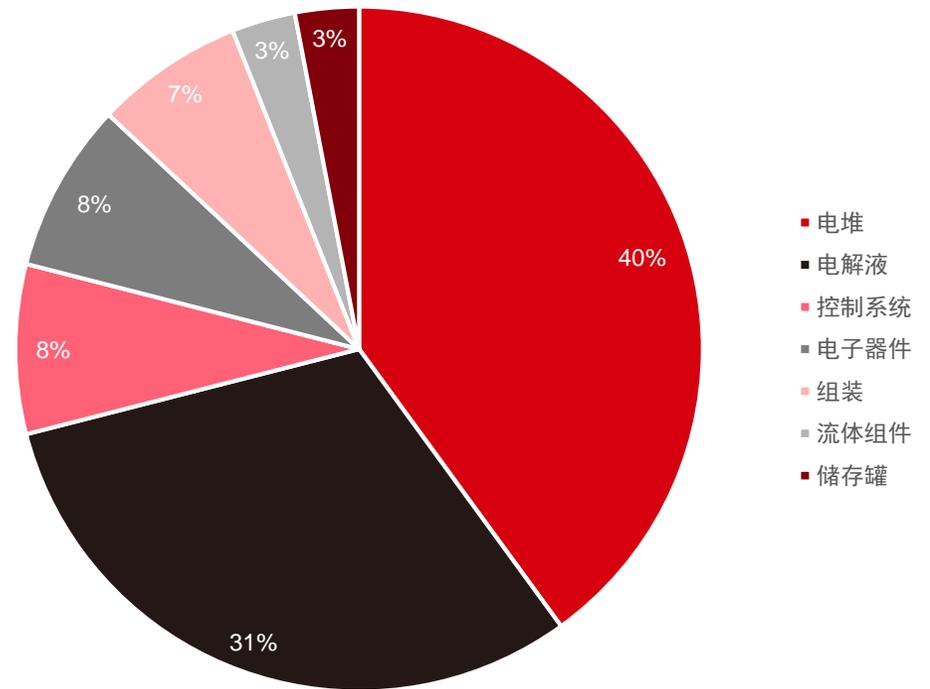
■ 全钒液流电池产业主要可主要化分为原材料加工、钒电池系统生产等环节：

- 全钒液流电池储能系统由电堆、电解液及其他周边设备（电解液罐、电子器件等）构成，根据《Techno-Economic Modeling and Analysis of Redox Flow Battery Systems》（Jens Noack, Lars Wietschel, Nataliya Roznyatovskaya等）测算结果，10kW/120kWh全钒液流电池储能系统中电堆和电解液分别占据40%和31%的成本。而随着储能容量的进一步增长以及技术进步带来的电堆降本空间，和电解液可再生循环使用、不需要报废处理，使得全钒液流电池储能项目的规模化投资成本有望下降，且生命周期的价格低、经济性好。

全钒液流电池产业链示意图



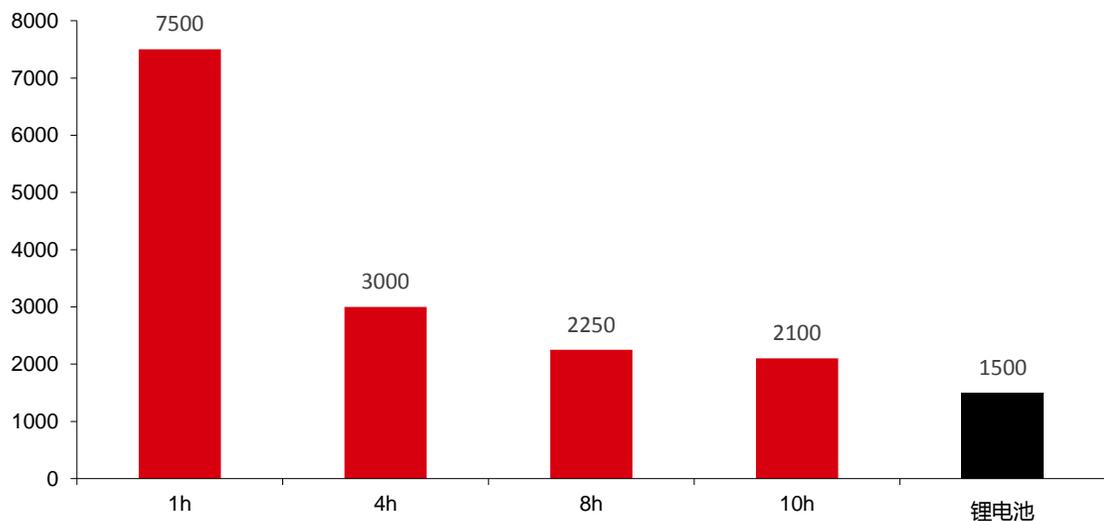
10kW/120kWh全钒液流电池储能系统成本拆解



3.3 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

- **降本提效：**对于降低全钒液流电池成本的路径主要从以下方面考虑：
 - 提高材料化学循环稳定性：提高在液流电池结构中的电解液材料、电极材料以及隔膜材料的化学稳定性，延长使用寿命；
 - 降低材料成本：降低全钒液流电池系统中所主要使用的活性氧化还原物质、电解液以及电池堆材料等的成本；
 - 提高系统整体性能：包括提高薄膜电导率，促进电极催化反应动力学过程，提升反应活性，进而提高效率，实现均化成本的降低。

全钒液流电池每kWh投资成本随储能时长增加而下降



资料来源：北极星电力网，中信证券研究部测算

材料成本下降，寿命、效率提升对成本影响的敏感性分析

系统效率 \ 系统寿命	10	15	20	25	30
50%	194%	144%	120%	106%	97%
55%	176%	131%	109%	96%	88%
60%	161%	120%	100%	88%	81%
65%	149%	111%	92%	82%	75%
70%	138%	103%	86%	76%	69%
电解液成本 \ 交换膜成本	100%	95%	90%	85%	80%
100%	100%	98%	97%	95%	94%
95%	99%	97%	95%	94%	92%
90%	97%	95%	94%	92%	91%
85%	96%	94%	92%	91%	89%
80%	94%	92%	91%	89%	88%

资料来源：中信证券研究部测算，注：采用5%贴现率

3.4 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

■ 原材料加工方面，我国具备原料资源储备和产业先发优势：

- 2020年全球钒消费量（折金属钒）为10.98万吨，其中92.65%用于钒铁和钒氮等合金类产品，仅1.71%用于储能领域，该比例有望随着全钒液流电池技术日趋成熟而进一步提高。
- 我国是钒生产与消费的主力军，2021年我国钒资源储量和钒产量的全球占比分别为39%和67%，攀钢钒钛、河钢股份、安宁股份、西部矿业等公司均具备钒加工能力，其中攀钢钒钛的钒产品产能位居世界第一。
- 由于自然界中钒和钛存在共生关系，故钛白粉龙头龙佰集团、中核钛白等公司相继披露将布局钒加工产业。

2020 年全球主要钒生产企业产量

排名	企业名称	钒渣产量/t (以V ₂ O ₅ 计)	钒产品产量/t (以V ₂ O ₅ 计)
1	中国鞍钢集团攀钢公司	46900	42200
2	俄罗斯Evraz集团	34880	22382
3	中国河钢集团承钢公司	21440	18590
4	中国北京建龙重工集团有限公司	21000	17500
5	中国四川德胜集团钒钛有限公司	18980	钒产品全部来自于自产钒渣的外委加工
6	四川川威集团成渝钒钛科技有限公司	18270 (含外购钒渣5300t)	15287
7	巴西Largo公司Maracás钒厂		11825
8	瑞士Glencore公司 Rhovan Pooling and Sharing Joint Venture		8845
9	中国达钢集团	10241	8500
10	南非Bushweld Minerals公司		6640

3.4 全钒液流电池：安全可靠，自主可控

■ 电池生产方面，头部企业较少、竞争格局尚未形成：

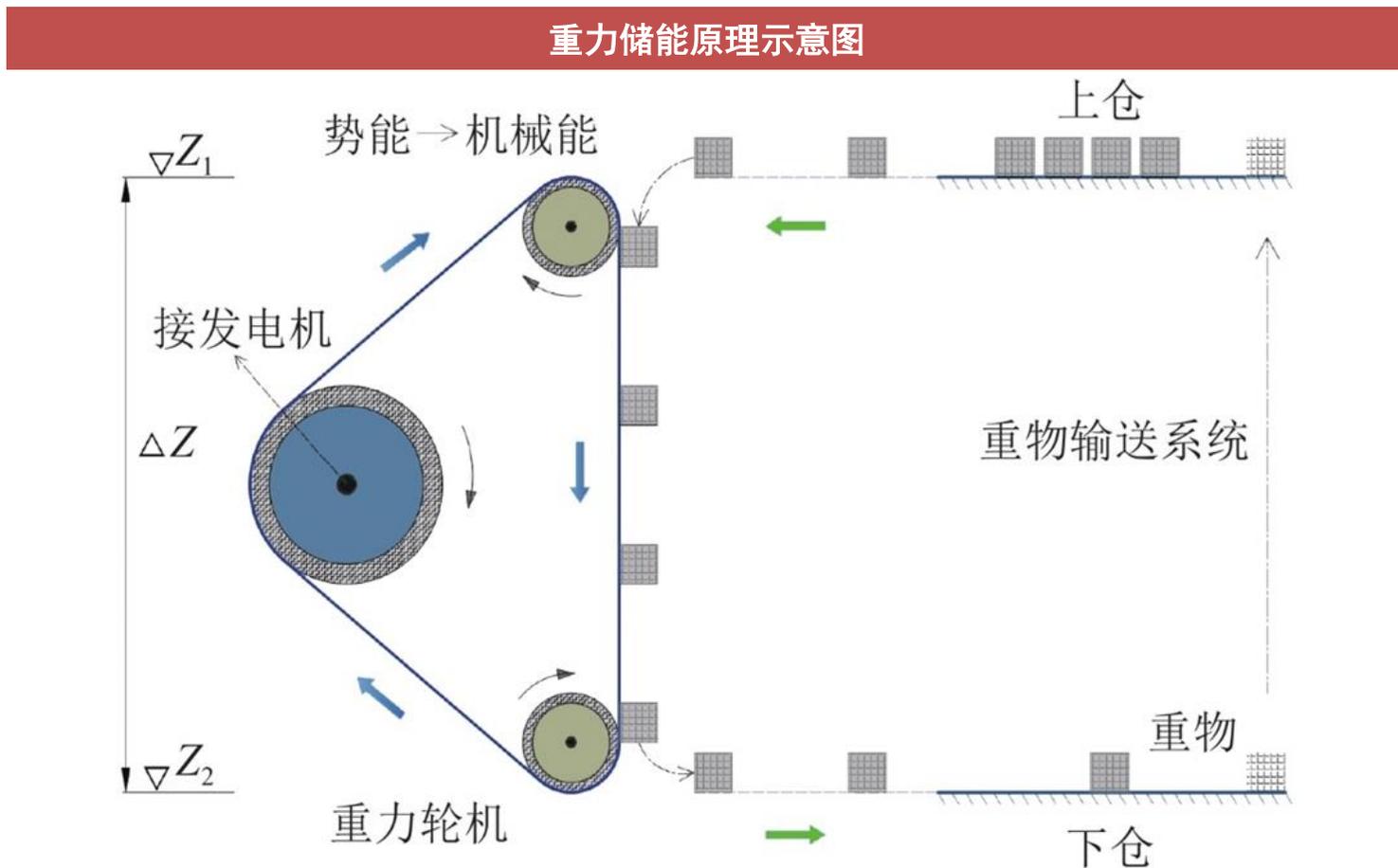
- 钒电池主要生产企业为北京普能、大连融科、武汉南瑞、上海电气储能、伟力得等公司，西子洁能、攀钢钒钛等公司也通过独资、合资形式成立子公司进入储能电池生产环节，国润储能、中和储能、寰泰储能等公司也将全钒液流电池作为公司主要经营内容。
- 目前，行业仍处于发展早期、市场体量较小，随着国家政策的积极引导，预计未来将在长时储能领域迎来重大发展。

2020 年全球主要钒生产企业产量

企业名称	公司情况	代表项目	是否上市
上海电气	子公司上海电气储能公司完成Pre-A轮融资，具备kw-MW级液流电池储能产品及系统的设计、制造能力，现具有100MW/年产能	广东汕头市濠江区风电产业园储能电站项目(1MW/1MWh)	是
国网英大	下属子公司武汉南瑞具备钒电池本体设计、材料研制、系统集成能力，成功研发高功率钒电池电堆和250kW/500MWh储能系统	湖北省能源互联网示范工程全钒液流电池储能电站项目(250kW/1MWh)	是
西子洁能	全资子公司杭州西子智慧能源有限公司投建崇贤智慧储能电站项目；投资的杭州德海艾科能源科技有限公司具备10MWh全钒液流电池年产能	杭锅集团崇贤厂区智慧储能电站项目(1MW/4MWh)	是
伟力得	具有自主知识产权的全钒液流储能产品，在电堆、关键材料、焊接、电源管理等方面拥有多项自主知识产权。	阿瓦提全钒液流储能电站项目(7.5MW/22.5MWh)	否
北京普能	在全球12个国家和地区已安装投运项目70多个，累计安全稳定运行时间接近100万个小时，总容量接近70MWh，处于开发阶段的项目总容量达到3GWh。	国电投湖北全钒液流电池储能电站项目(100MW/500MWh)	否
大连融科	建成全球规模最大、现代化程度最高的全钒液流电池储能装备生产基地，具备丰富工程经验。	大连液流电池储能调峰电站(200MW/800MWh)	否

3.5 重力储能：积极探索，值得关注

- 重力储能与抽水蓄能原理相同——通过输运提升重物，从而把富裕电能转换、存储为重物的势能，需要供电时通过利用重物势能带动发电机实现发电：
 - 重力储能相对于传统抽水蓄能选址灵活，可以充分利用荒地、山地等空地资源一定程度上摆脱地理条件限制，放电时长可达到10小时以上，但在单机容量、发电效率方面仍存在一定劣势，技术仍处于探索阶段。



3.5 重力储能：积极探索，值得关注

- 按照重力储能实施地点的不同可将其分为建筑储能、海洋储能、山地储能、矿井储能等：
 - 储能塔结构由Energy Vault公司提出，主要通过起重机将混凝土块堆叠成塔型结构实现储能和释能；海下储能由德国研究人员提出，利用海水静压差通过水泵-水轮机实现，实现对海洋空间的有效利用。
 - 活塞水泵由Gravity Power等公司提出，利用活塞的重力势能在密封通道内形成水压实现储能，适合城市中小功率储能。
 - 利用山体落差的斜坡机车和斜坡缆车储能主要通过缆绳吊起/吊落重物实现，相对塔式储能结构更稳定。
 - 地下竖井储能主要通过重复吊起和放下钻机实现充放电，可以更有效利用废弃矿井资源。

重力储能原理示意图

项目	储能密度 (kWh/m ³)	功率	储能量	效率/%	寿命/a	响应时间/s	适用场合
储能塔Energy Vault	>1	4MW	35MWh	90	-	2.9	可灵活选址
海下储能	-	5-6MW	20MWh	65-70	-	>10	海洋空间
活塞水泵GPM	1.6	40MW-1.6GW	1.6-6.4GWh	75-80	30+	>10	城市中小功率储能
活塞水泵HHS/GBES	-	20MW-2.75GW	1-20GWh	80	40+	>10	地质坚硬地区
斜坡机车ARES	>1	50MW	12.5MWh	75-86	40+	秒钟级	山地地形
斜坡缆车MGES	>1	500kW	0.5MWh	75-80	-	秒钟级	山地地形
地下竖井Gravitricity	>1	<40MW	1-20MWh	80-85	50+	秒钟级	废弃矿井

3.5 重力储能：积极探索，值得关注

■ 重力储能在国内处于发展初期，国外已有部分应用案例：

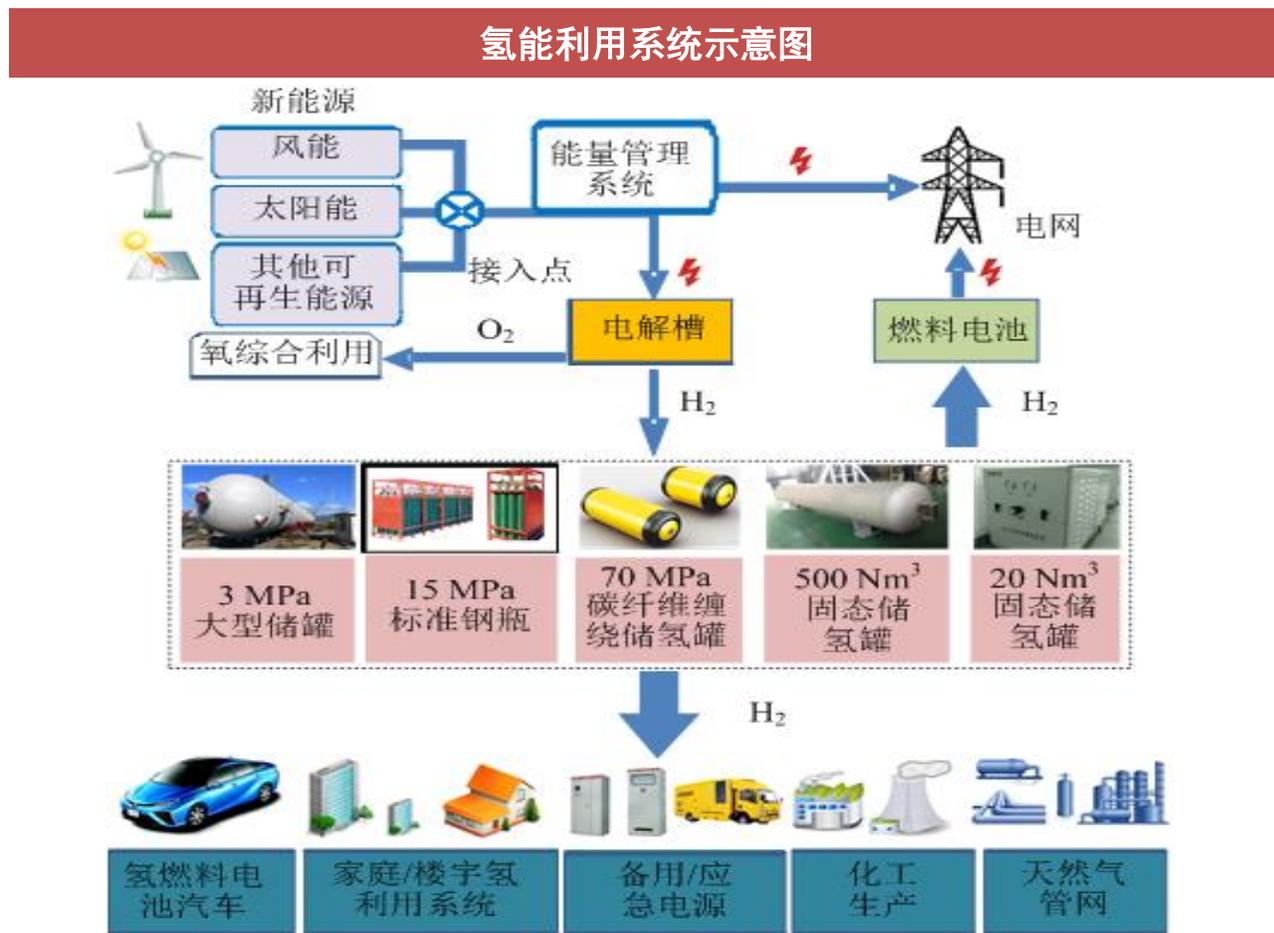
- 目前主流可商用重力储能路线由全球著名能源技术创新企业Energy Vault（EV）公司研发，2020年在瑞士建立起“塔式搬砖储能”原型，利用起重机上下搬动35吨重砖块实现储能，在2021年的20层模块化建筑“Energy Vault Resiliency Center”中每个建筑砖可以转化10MWh电量实现储能需求。
- Gravity Power公司从2021年开始在巴伐利亚建设了活塞重力储能的兆瓦级示范工程，相关方案有待进一步验证。国内的重力储能基本处于研究阶段，天津大学、葛洲坝中科储能技术公司、华能集团等公司机构均提出了不同的解决方案，但目前均未落地应用。
- 2022年1月，中国天楹与EV公司签署了《技术许可使用协议》，与三峡建工、中建新能、天空塔储能科技、国网江苏综能公司合作，在江苏如东建设国内首个25MW/100MWh重力储能示范项目并计划在2022年投入使用。



资料来源：Energy Vault公司官网

3.6 氢储能：远景方案，未来可期

- 氢储能利用电解制氢及燃料电池发电等方式，实现电能和氢能的相互转化：
 - 氢储能系统可以实现大规模、长周期储能，但目前尚存在系统效率较低、燃料电池寿命低等问题，目前我国主流制氢技术仍为化石原料副产制氢（蓝氢），绿电电解制氢技术（绿氢）成熟度和系统寿命有待进一步验证，氢储能系统需求有望进一步挖掘。
 - 氢储能在储存成本方面仍有较大优势，未来随着PEM电解效率和寿命的提升，可以结合氢能运输等手段进一步挖掘氢储能应用潜力。



3.6 氢储能：远景方案，未来可期

■ 目前国内规模化的氢储能应用较少，仍处于示范应用阶段：

- 2021年11月13日，中国百兆瓦级氢储能项目“张家口200MW/800MWh氢储能发电工程”初步设计通过专家评审，该项目投资约30亿元，规划于2023年建成投运，是目前全球最大的氢储能发电项目，标志着氢能大规模储能调峰应用迈出实质性一步。
- 在国家发展改革委发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》中指出，预期到2035年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。

典型氢能利用案例

项目名称	关键技术	关注焦点	位置	应用领域
兆瓦级制氢综合利用示范工程	1MW质子交换膜电解制氢，余热利用技术	1MW分布式氢能综合利用站，是中国第一个兆瓦级氢能源储能电站，实现电解制氢、储氢、售氢、氢能发电等功能	中国安徽	交通运输、能源企业
中法油氢合建项目	35MPa储氢技术及加氢技术	加氢能力约1000kg/天，商用加氢站的运行成本、多元能源供应商业模式	中国上海	交通运输
Centurion项目	地下盐洞储氢	工业规模电解制氢、管道输送、地下盐洞储存、气网注入，天然气和电力网络接口处最大的储能系统	英国朗科恩	工业用户、住宅、交通运输
GetH2计划	100MW的风电制氢技术、电解余热进行区域供热、60MW氢燃气轮机技术	130km输氢管道建设、液态有机氢存储和运输系统及Lingen加氢站规划、建设成本	德国埃姆斯兰	工业用户、交通运输、住宅
NortH2项目	海上大型风电制氢、智能运输网络技术	绿色电力到绿色氢气的规模化输送，天然气管网运行商Gasunie的基础设施规划，实现净零排放及碳税方面的贡献	荷兰埃姆沙文	工业用户、交通运输
日本-澳大利亚及日本-文莱氢供应链项目	褐煤制氢-液氢运输关键技术，天然气重整制氢MCH（氢与甲苯）运输关键技术	氢能源大规模国际运输的可行性，大规模液态氢供应链商业化进程，国际氢贸易的尝试	日本	能源企业、工业用户、交通运输
FH2R项目	20MW光伏发电-10MW碱性电解制氢技术，氢能供应链优化技术	“PowertoX”供应链的示范，氢能发电技术及对电网的影响，实现氢能生产和存储以及电网供需动态平衡的氢能管理系统	日本福岛	能源企业、交通运输、工业用户
Puertollano项目	碱性、质子交换膜、固体氧化物电解技术，氢存储技术	可再生能源制氢，预计容量100MW光伏、20MW·h储能，碳足迹为零的绿色氢能产业链	西班牙普托拉诺	工业用户

3.6 氢储能：远景方案，未来可期

- 氢储能相关产业链可分为电制氢、储氢及氢发电三个部分，目前仍处于示范应用阶段，未来商业化前景广阔：
 - 目前利用可再生能源产生的绿氢为氢能源电动汽车供能方面目前已有一定的商业化应用，相关产业链也因此具备一定的发展基础，而大规模氢储能因转化效率问题经济性尚未显现。
 - 根据中国氢气联盟预测，在碳达峰、碳中和愿景下，预计2060年我国氢气年需求量1.3亿吨左右，其中将有600万吨用于发电与电网平衡，市场前景广阔。

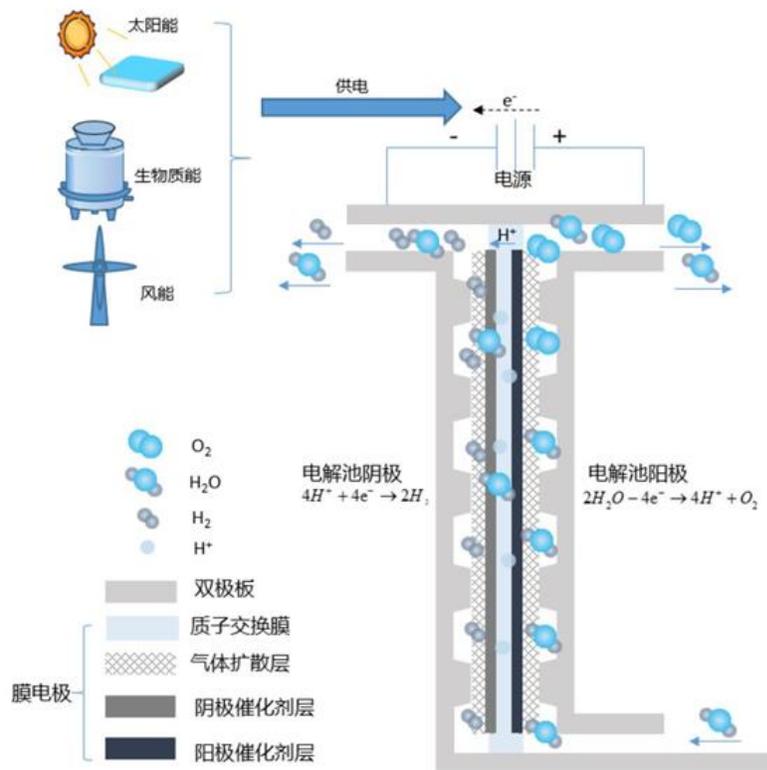


3.6 氢储能：远景方案，未来可期

■ 电制氢方面，主体技术较为成熟，未来关注高效低成本大规模制氢能力提升：

- 目前碱性水电解（AE）和质子交换膜水电解（PEM）两种技术已较为成熟，前者成本低但快速启动与变载能力相对较差，后者效率高、运行灵活、与可再生能源适配性更强，但目前成本仍然较高。
- 宝丰能源、阳光电源、隆基绿能等公司均布局电解水制氢项目，其中宝丰能源投资实施的“国家级太阳能电解水制氢综合示范项目”目前已在宁夏银川正式投产，包括20万千瓦的光伏发电装置以及产能为2万标方/小时的电解水制氢装置，成为目前已知全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目。

质子交换膜电解池工作反应原理图



3.6 氢储能：远景方案，未来可期

■ 储氢方面，车载储氢产业发展相对成熟，大容量储氢产业方兴未艾：

- 现有储氢技术中，高压气态储氢技术较为成熟，液态储氢和固态储氢仍处于示范应用阶段。京城股份、亚普股份、中材科技、国富氢能等公司均在储氢瓶方面均有布局，相关技术已用于氢能源汽车产业。
- 由于高压气态储氢技术中储氢密度低，针对氢能发电场景下的大规模储氢需求同时存在一定的安全问题，预计随着液氢、固氢存储技术突破，大容量发电用储氢能力有望进一步发展。

主要储氢技术对比

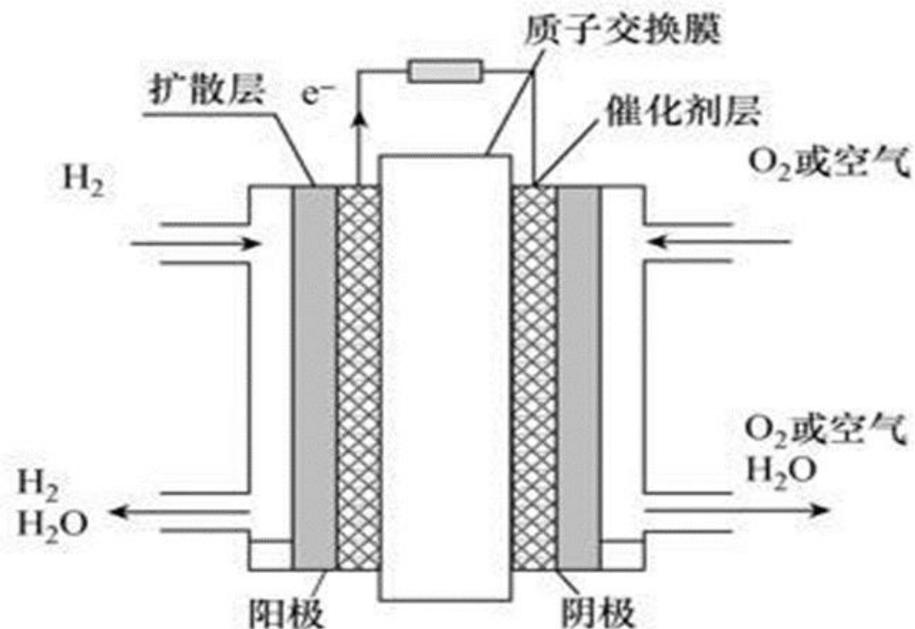
储氢方式	主要技术	原理	储氢材料	单位质量储氢密度	优点	缺点
气态储氢	高压气态储氢	高压条件下对氢气进行压缩	耐高压材料	1.0%-5.7%	成本低；能耗低；充放氢速度快；容器结构简单	储量小；耗能大；氢气密度受压力影响较大；储罐的材料限制压力；运输具有危险
	有机液体储氢	借助烃类储氢剂与氢气发生可逆反应	环己烷；甲基环己烷；十氢化萘等	5.0%-7.2%	储氢密度高、效率高；氢载体储存运输安全	反应温度较高；脱氢效率较低；催化剂成本高且易被中间产物毒化
液态储氢	低温液态储氢	将氢气冷却至-253℃时氢气液化	耐超低温和保持超低温的特殊材料	4.7%-10%	储氢密度高；储氢量大；储存运输简单	液化成本高；能量损失大（损耗的能量约为氢气储存热值的一半），且存在蒸发损失；运输具有危险
固体储氢	物理吸附储氢	利用氢气与储氢材料之间发生物理或者化学变化从而转化为固体	金属有机框架；纳米结构碳材料	1.0%-4.5%	储氢密度大；充放氢速度适宜、可逆性好；具有高度的安全性；储氢材料成本低廉、循环寿命好	重量储氢率较低；轻质储氢材料充放氢温度偏高、循环性能较差
	化学氢化物储氢	溶剂或者氢化物的形式来进行氢气储存	金属氢化物；络合氢化物；有机氢化物			

3.6 氢储能：远景方案，未来可期

■ 氢气发电方面，燃料电池企业有望具备先发优势：

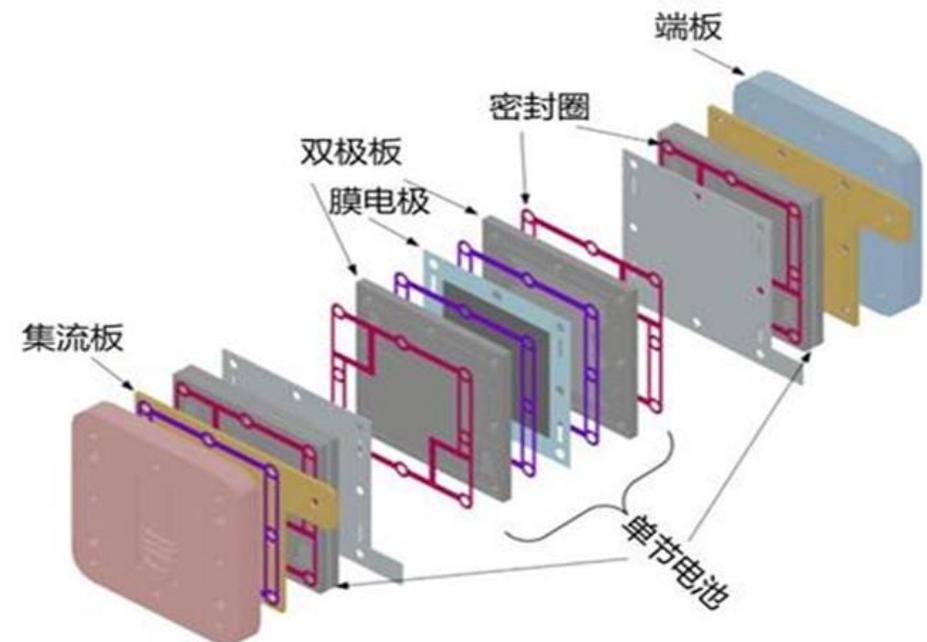
- 将氢能转化为电能主要有燃料电池发电、氢燃气机组发电以及氢气燃烧释放热量发电三种方式，其中燃料电池转化效率相对较高，且汽车所用的小功率氢燃料电池已具备一定的研究基础。
- 东方电气与华电集团联手制定了100kW冷热电三联供系统解决方案，打通了水电制氢、氢气发电等环节，探索了氢能在发电应用推广的有效模式。2022年7月，由国家电网、中国科学院、清华大学、中国能建等公司联合研发、建设的国内首座兆瓦级氢能综合利用示范站在安徽六安投运，标志着我国首次实现兆瓦级制氢-储氢-氢能发电的全链条技术贯通。
- 美锦能源、雄韬股份、雪人股份等公司均在燃料电池系统方面具备一定的商业化基础，待氢能源发电效率提升、相关产业政策完善后有望具备先发优势。

氢燃料电池原理示意图



资料来源：亿华通招股说明书

氢燃料电池内部结构



资料来源：亿华通招股说明书

CONTENTS

目录

1. 长时储能需求迫在眉睫
2. 长时储能应用现状
3. 长时储能技术一览
4. 风险因素
5. 投资策略

- 新能源装机增长不及预期；
- 储能成本下降不及预期；
- 电力辅助服务市场化不及预期；
- 容量电价政策推进不及预期；
- 长时储能技术商业化推广缓慢；

CONTENTS

目录

1. 长时储能需求迫在眉睫
2. 长时储能应用现状
3. 长时储能技术一览
4. 风险因素
5. 投资策略

- **关键研判：**长时储能技术伴随能源转型与“双碳”目标的推进，在容量储存领域（备电时长大于4小时场景）的应用方兴未艾，多种技术路线并举发展。“十四五”期间，预计长时储能技术将保持政策规划驱动为主（G端投资拉动需求）、挖掘用户侧应用场景为辅的发展态势，重点跟踪国家或省级技术规划、容量等电价政策，挖掘各产业链关键设备、原材料及总包商的投资机会。

- **核心关注：**
 - 1) 重点关注政府端政策规划清晰（如中长期发展规划、配套风光大基地等）、大容量应用具备较强规模化趋势的抽水蓄能、熔盐储能、压缩空气储能技术——抽水蓄能环节重点推荐**东方电气（A+H）**，建议关注**中国电建、中国能建、哈尔滨电气（H）**；熔盐储能（光热）环节建议关注**首航高科、西子洁能**等；压缩空气环节建议关注**陕鼓动力**。
 - 2) 持续跟踪具备一定降本预期、产业链自主可控的技术路线，如全钒液流电池和熔盐储能技术发展提速的可能——建议关注全钒液流电池环节的**钒钛股份**；
 - 3) 关注涉足多个长时储能技术领域、多元化受益产业化发展的设备厂商或总包商——**东方电气（A+H）、上海电气（A+H）、西子洁能**。



感谢您的信任与支持！

THANK YOU

华鹏伟（首席电新分析师）

执业证书编号：S1010521010007

林劼（电新分析师）

执业证书编号：S1010519040001

华夏（电新分析师）

执业证书编号：S1010520070003

张志强（电新分析师）

执业证书编号：S1010521120001

分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

一般性声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。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，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断并自行承担投资风险。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告或其所包含的内容产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可跌可升。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
弱于大市		相对同期相关证券市场代表性指数跌幅10%以上	

特别声明

在法律许可的情况下，中信证券可能（1）与本研究报告所提到的公司建立或保持顾问、投资银行或证券服务关系，（2）参与或投资本报告所提到的公司的金融交易，及/或持有其证券或其衍生品或进行证券或其衍生品交易。本研究报告涉及具体公司的披露信息，请访问<https://research.citicsinfo.com/disclosure>。

法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由CLSA Limited（于中国香港注册成立的有限公司）分发；在中国台湾由CL Securities Taiwan Co., Ltd.分发；在澳大利亚由CLSA Australia Pty Ltd.（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由CLSA（CLSA Americas, LLC除外）分发；在新加坡由CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧洲经济区由CLSA Europe BV分发；在英国由CLSA（UK）分发；在印度由CLSA India Private Limited分发（地址：8/F, Dalamal House, Nariman Point, Mumbai 400021；电话：+91-22-66505050；传真：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118）；在印度尼西亚由PT CLSA Sekuritas Indonesia分发；在日本由CLSA Securities Japan Co., Ltd.分发；在韩国由CLSA Securities Korea Ltd.分发；在马来西亚由CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd分发；在菲律宾由CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会）分发；在泰国由CLSA Securities (Thailand) Limited分发。

针对不同司法管辖区的声明

中国大陆：根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

中国香港：本研究报告由CLSA Limited分发。本研究报告在香港仅分发给专业投资者（《证券及期货条例》（香港法例第571章）及其下颁布的任何规则界定的），不得分发给零售投资者。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，CLSA客户应联系CLSA Limited的罗鼎，电话：+852 2600 7233。

美国：本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由CLSA（CLSA Americas, LLC除外）仅向符合美国《1934年证券交易法》下15a-6规则界定且CLSA Americas, LLC提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所述任何观点的背书。任何从中信证券与CLSA获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系CLSA Americas, LLC（在美国证券交易委员会注册的经纪交易商），以及CLSA的附属公司。

新加坡：本研究报告在新加坡由CLSA Singapore Pte Ltd.，仅向（新加坡《财务顾问规例》界定的）“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，新加坡的报告收件人应联系CLSA Singapore Pte Ltd，地址：80 Raffles Place, #18-01, UOB Plaza 1, Singapore 048624，电话：+65 6416 7888。因您作为机构投资者、认可投资者或专业投资者的身份，就CLSA Singapore Pte Ltd.可能向您提供的任何财务顾问服务，CLSA Singapore Pte Ltd豁免遵守《财务顾问法》（第110章）、《财务顾问规例》以及其下的相关通知和指引（CLSA业务条款的新加坡附件中证券交易服务C部分所披露）的某些要求。MCI（P）085/11/2021。

加拿大：本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

英国：本研究报告归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在英国由CLSA（UK）分发，且针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士。涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。

欧洲经济区：本研究报告由荷兰金融市场管理局授权并管理的CLSA Europe BV分发。

澳大利亚：CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及CHI-X的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由CAPL仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经CAPL事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第761G条的规定。CAPL研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

印度：CLSA India Private Limited，成立于1994年11月，为全球机构投资者、养老基金和企业提供股票经纪服务（印度证券交易委员会注册编号：INZ000001735）、研究服务（印度证券交易委员会注册编号：INH000001113）和商人银行服务（印度证券交易委员会注册编号：INM000010619）。CLSA及其关联方可能持有标的公司的债务。此外，CLSA及其关联方在过去12个月内可能已从标的公司收取了非投资银行服务和/或非证券相关服务的报酬。如需了解CLSA India“关联方”的更多详情，请联系 Compliance-India@cls.com。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券2022版权所有。保留一切权利。