



# 能源新纪元系列： 储能行业趋势洞察





# 目录

02

导言

03

储能产业发展现状

07

储能行业趋势

23

全链服务护航能源企业  
成功转型





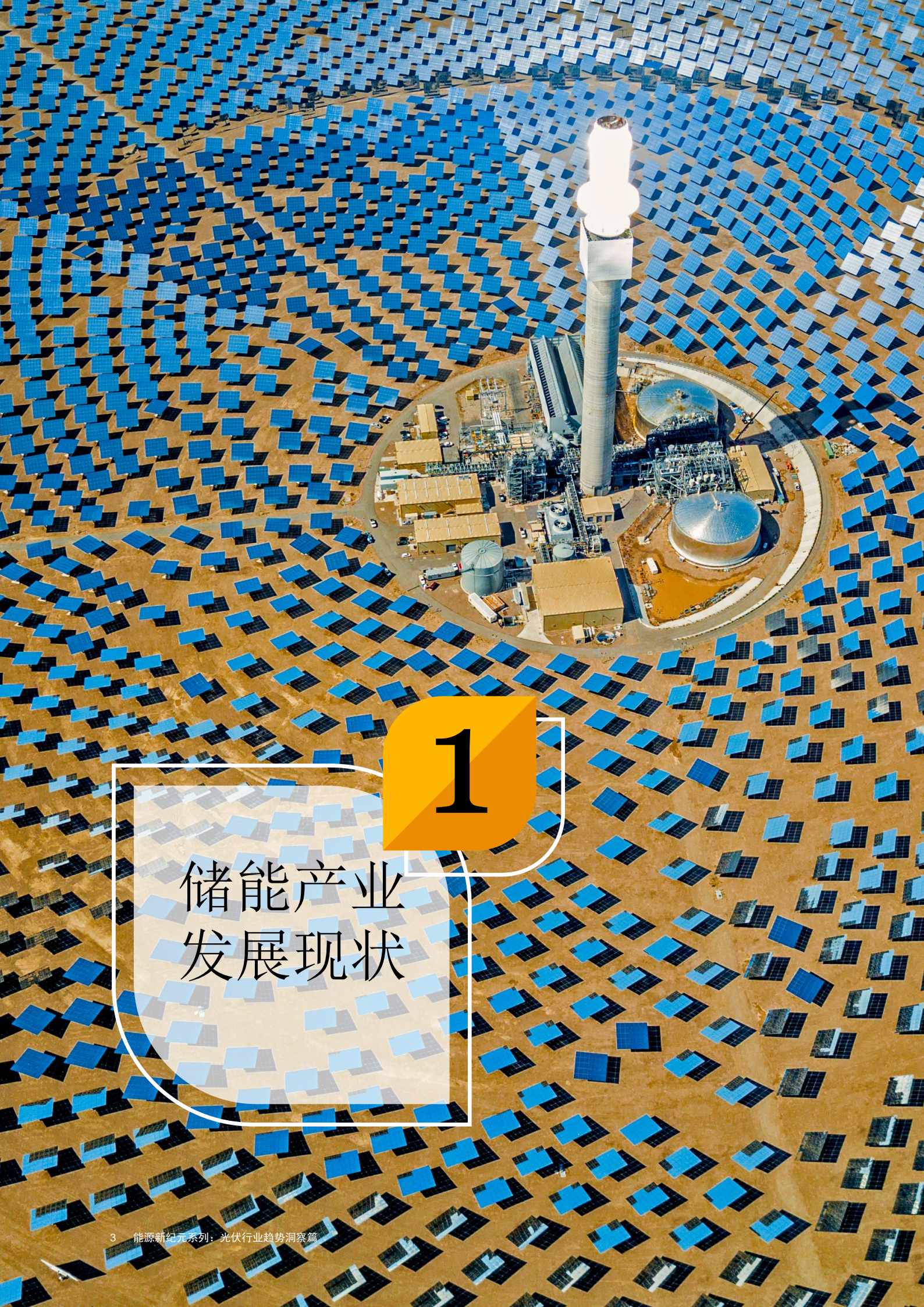
# 导言

在可持续发展作为人类生存重要议题席卷全球的当下，由传统能源向可再生能源转型成为各国迈向低碳发展的必经之路。储能以其显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网的能力，成为推动能源体系从化石能源主导向可再生能源更替的关键技术。

展望2030年，风光储能预计新型储能累计装机规模增长超过160%，工商储新增装机规模可达100GWh，CAGR（复合年均增长率）高达71%，风光储能实现全面市场化，规模持续增长。

本文将根据储能产业的发展趋势、最前沿的热点，结合普华永道对当前国内储能产业特点的分析，为储能企业寻找制胜之道。





1

# 储能产业发展现状



2023年，全球新增新型储能装机规模创下历史新高，中国在其中扮演了重要角色，其新增装机规模接近全球的50%。中国电力储能累计装机规模为86.5GW，占全球市场总规模的30%，其中新型储能累计装机规模达到34.5GW，功率规模和能量规模同比增长均超过150%。2023年新增新型储能装机规模首次突破20GW，是2022年同期水平的三倍。

## 中国储能行业在政策引领下即将度过商业化初期，实现经济性和规模化

### 政策顶层设计引领，行业规模化在即

#### 研发示范期 (~2021)

- 2016年“储能与分布式能源”纳入“十三五”战略新兴产业储能的功能定位从“能源应急保障”上升到“构建现代能源储运网络”
- 2017年发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》

#### 商业化初期 (2021~2025)

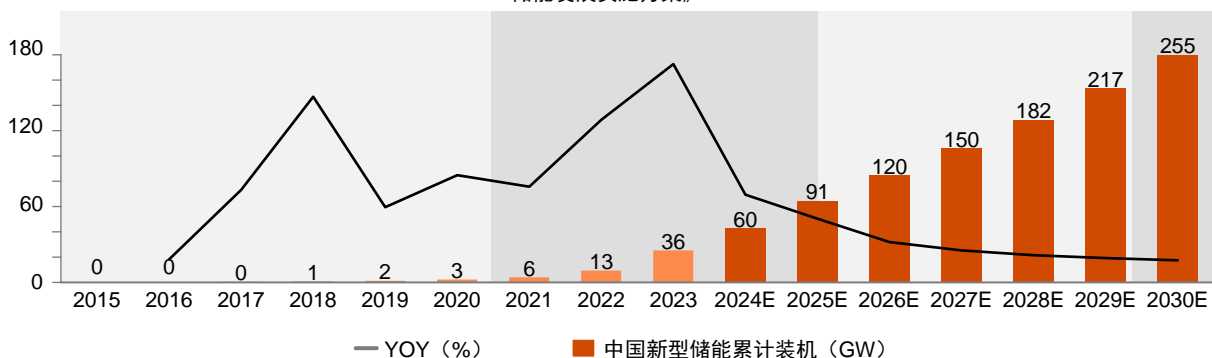
- 2021年发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出2025年新型储能30GW以上装机目标，鼓励多种应用场景和技术类型多元发展
- 2022年发布《“十四五”新型储能发展实施方案》

#### 规模化发展 (2025~2030)

- 2025年步入规模化发展阶段
- 电力市场化继续改革深入，新能源装机量不断提升

#### 全面市场化 (2030~)

储能实现全面市场化



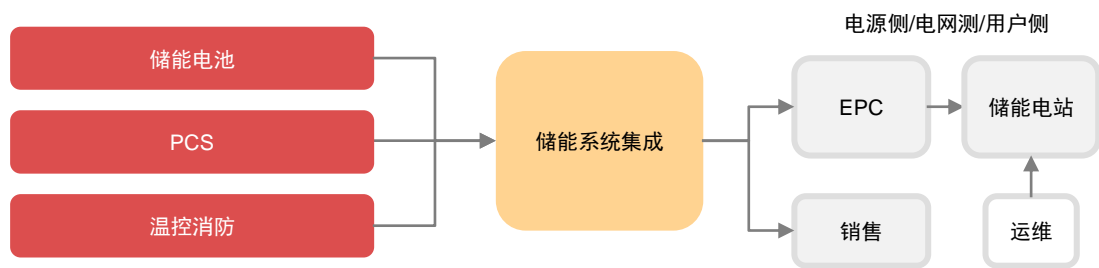
资料来源：CNESA，BNEF，普华永道整理分析

2016至2021年的研发示范期，“储能与分布式能源”纳入“十三五”战略新兴产业储能的功能定位从“能源应急保障”上升到“构建现代能源储运网络”。2017年发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，通过政策指导、支持储能产业的发展。

2021至2025年为商业化初期，发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出2025年新型储能30GW以上装机目标，鼓励多种应用场景和技术类型多元发展。2022年发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，引领中国储能行业度过商业化初期。

2025至2030年为规模化发展阶段，电力市场化继续改革深入，新能源装机量不断提升。预计2030年储能实现全面市场化。

在储能增长的过程中，主要驱动因素包括风电、光伏高比例并网产生的灵活性资源需求带动储能装机需求增长；政策强制配储+电力市场化建设推动储能盈利模式逐渐完善；峰谷电价差持续扩大，部分省份实现“两充两放”，使工商业储能更具经济性；用户节省电费和保障用电的需求。



	储能电池	PCS	温控	储能系统集成	储能EPC
市场规模	500~1200亿元	140~190亿元	75~150亿元	1500~3000亿元	2800~3800亿元
毛利水平	15%~20%	20%~30%	25%~30%	10%~20%	10%~15%
集中度	高	较高	较低	中	较高
行业特点	<ul style="list-style-type: none"> <li>参与者以动力电池企业居多，具备技术积累优势，格局“一超多强”</li> <li>头部企业扩产、参与者增多导致竞争加剧</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>技术壁垒较高，是储能系统的关键环节</li> <li>主要参与者为光伏逆变器厂商</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电芯容量增大对温控的要求提高</li> <li>精密温控、工业温控、汽车温控参与者技术较为成熟，具有竞争优势</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>参与者众多，竞争较为激烈</li> <li>系统集成方案尚不统一</li> <li>技术壁垒正在形成，竞争优势包括对电网的理解、核心部件和系统自研能力、项目经验</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>参与者以央企为主，其他企业多以联合体参与竞标</li> <li>资质、资金壁垒较高</li> </ul>
技术趋势	大容量电芯	组串式、构网型、高压、大容量、液冷，一体机	液冷	交直流一体化、高压级联式	--

资料来源：Wind，券商研报，普华永道分析

上游的储能电池环节，技术积累已形成壁垒，竞争格局趋于稳定，然而头部企业的密集扩产导致的产能释放，使行业**竞争加剧**、产品价格下降。技术方面，大容量电芯将成为储能电池的主要迭代趋势。

上游的PCS（储能变流器）环节，头部参与者多为光伏逆变器厂商，并向下布局系统集成业务，具备一定技术壁垒，竞争格局较为稳定，价格保持稳定。

中游的系统集成环节目前竞争激烈，除专业

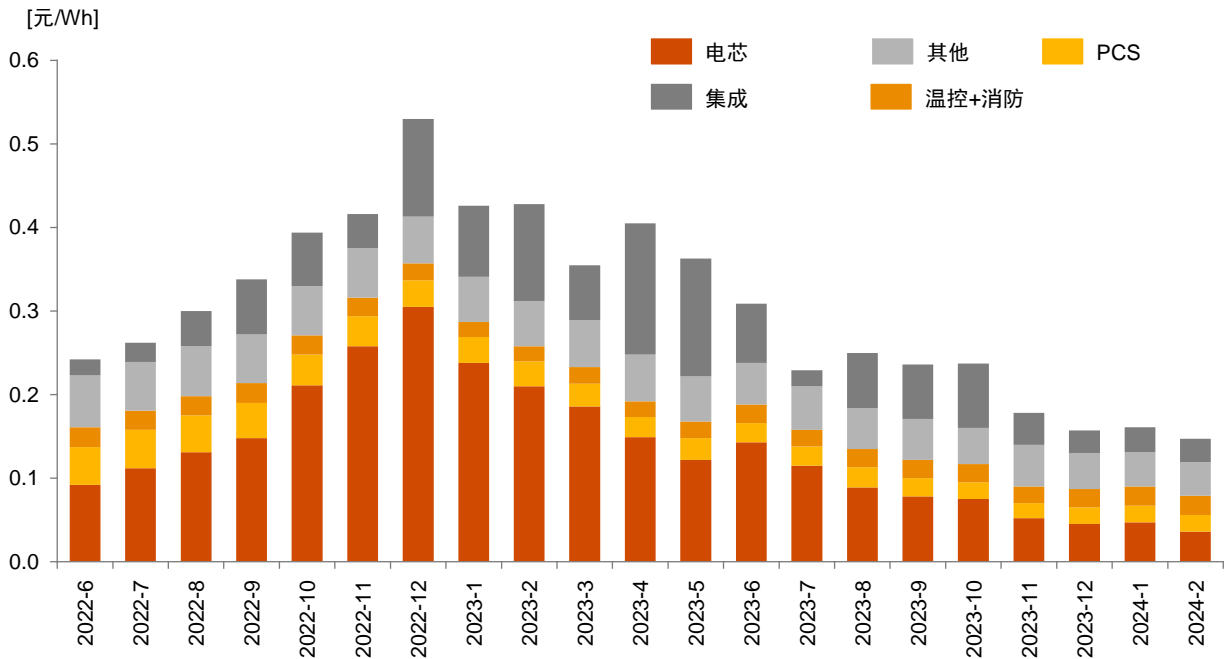
集成商和PCS企业之外，电芯生产商、新能源设备商、央企背景企业纷纷进军集成环节，随着储能系统价格不断下降，行业洗牌加速。由于央企大规模集采/框采增多，订单日益向**央企、电芯生产商和头部集成商集中**。

下游环节储能项目开发商/投资方以央企为主、其他企业以联合体参与竞标，由资质、资金壁垒驱动业绩分化。2023年有采招的业务/开发商201家，其中国电投采招规模达18.2GWh，前十占比达64%。



面对储能电池和系统集成环节竞争激烈、价格不断下降的局面，高比例的设备自研自制能力是目前集成商提升盈利能力的关键。在当前产业链毛利收缩的背景下，单Wh毛利向PCS、温控等环节倾斜。

### 产业链毛利收缩



资料来源：普华永道整理分析



# 储能 行业趋势

2

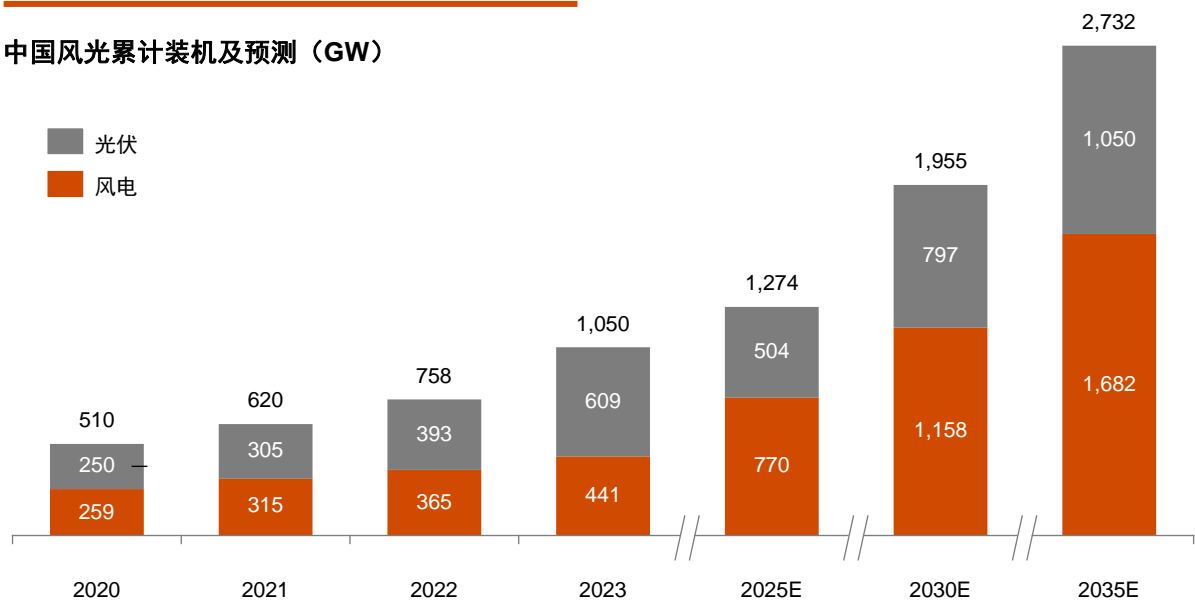




## 趋势一

风光配储已成为刚需，  
但源侧配储经济性有待提升

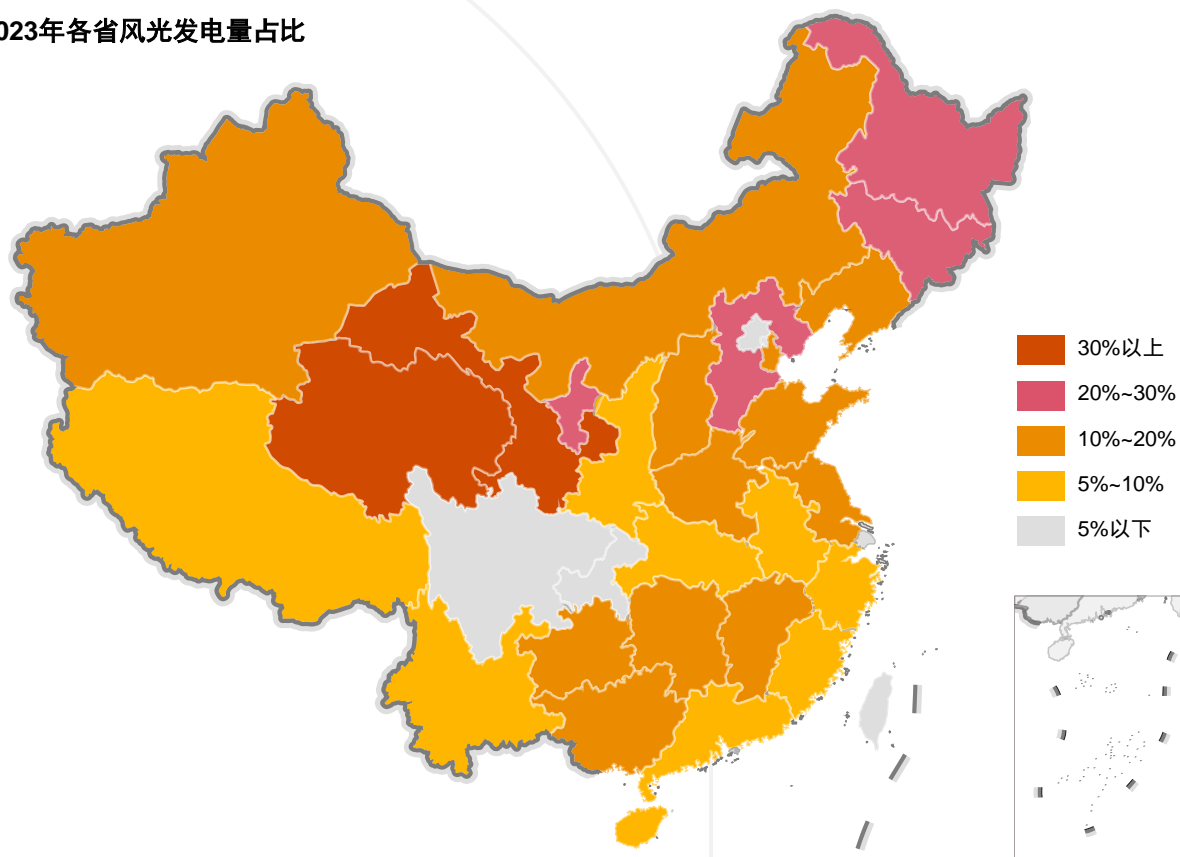
中国风光累计装机及预测（GW）



过去数年中，中国可再生能源迅猛发展，风光发电量持续增长，目前已有6个省份风光发电量占比超过了20%。为了解决新能源消纳问题和满足外送提供灵活性资源的要求，各地均出台了强制配储政策和“十四五”装机目标，形成了大储装机刚需。



## 2023年各省风光发电量占比



预计到2030年，中国累计风光装机可达1955GW，2023~2030新增累计风光装机可达900GW，以20%配储比例计算，新增新能源装机带来至少180GW的储能需求，使得风光配储成为可再生能源发展不可或缺的一环。

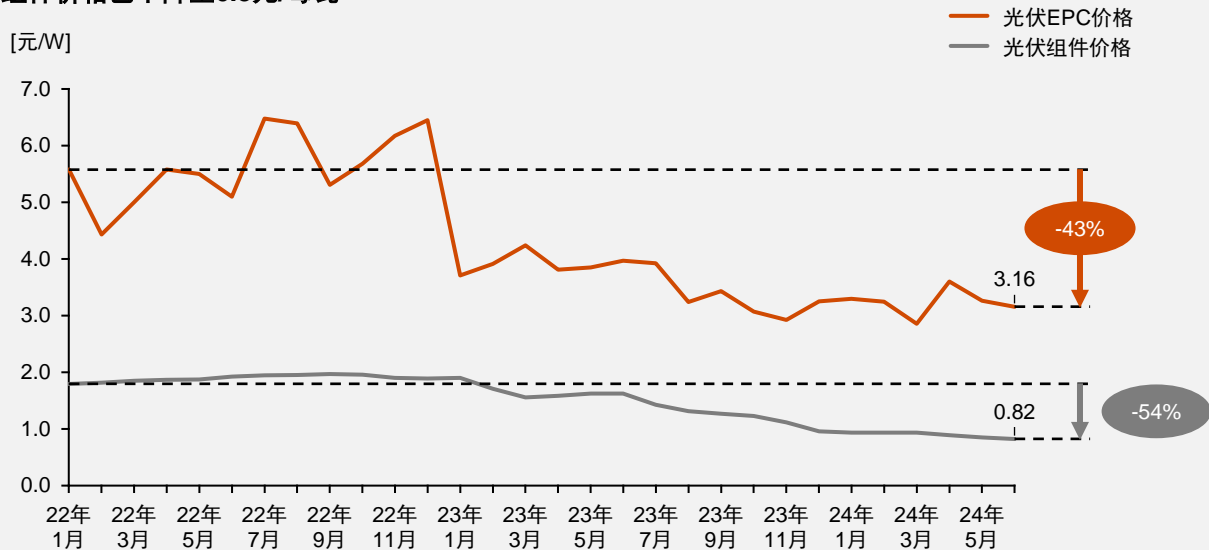
在光伏/风电蓬勃发展的当下，光伏/风电配储度电成本（LCOE）是衡量其经济性的重要指标。与纯风光系统相比，光储/风储系统的LCOE还主要取决于储能系统成本和弃风弃光率。就储能系统成本而言，技术发展、规模

化效应、上游原材料放量导致光伏和储能的价格下降，而运维智能化能够降低对人力的需求，延长设备使用寿命，减少维修成本。

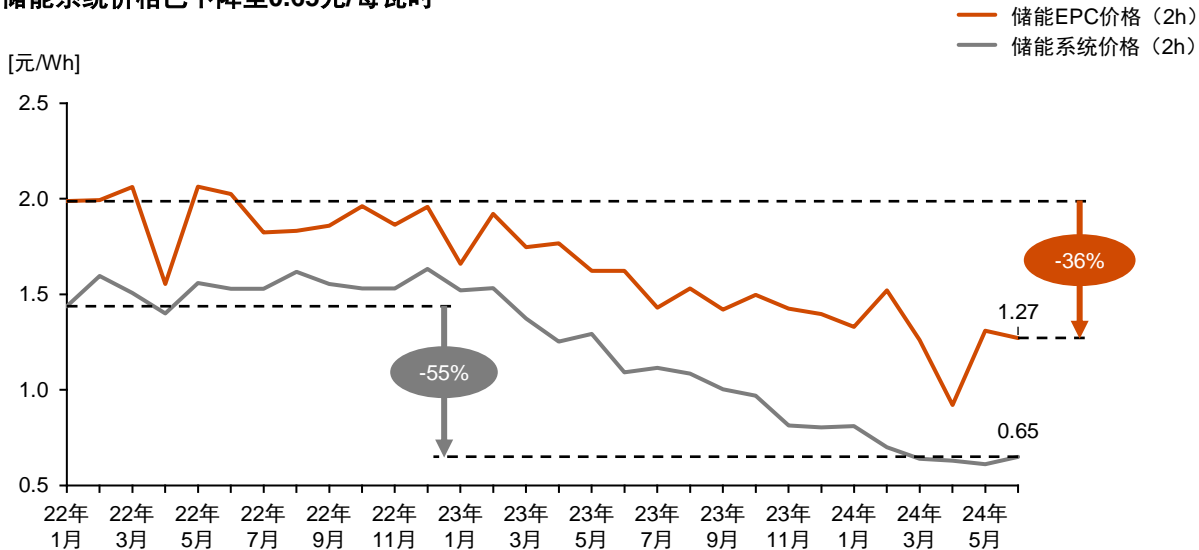
另一方面，随着风光发电量占比提升，为应对其带来的不稳定性，新型电力系统将引导能源企业从单一的生产者转向产销一体者。在这种情况下，有效管理新能源消纳将为企业盈利的保障。合理配储能够显著提升光储/风储系统的全生命周期总发电量。



### 组件价格已下降至0.8元/每瓦



### 储能系统价格已下降至0.65元/每瓦时

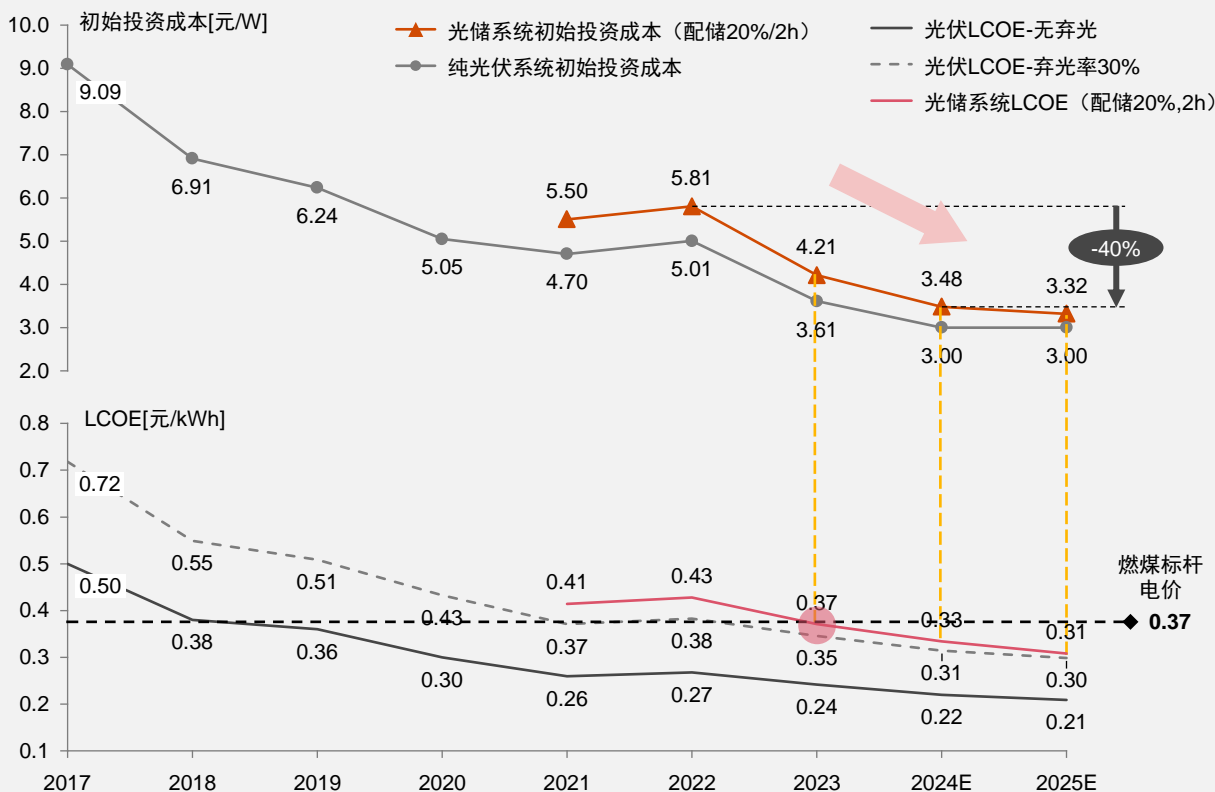


从2022年1月至2023年11月，光伏组件和光伏EPC价格、储能EPC和储能系统价格均呈现出大幅度下降。光伏组件价格已下降至1元

/每瓦，下降了47%。而储能系统价格已下降至0.65元/每瓦时，下降了44%。光储系统的度电成本随之显著下降。

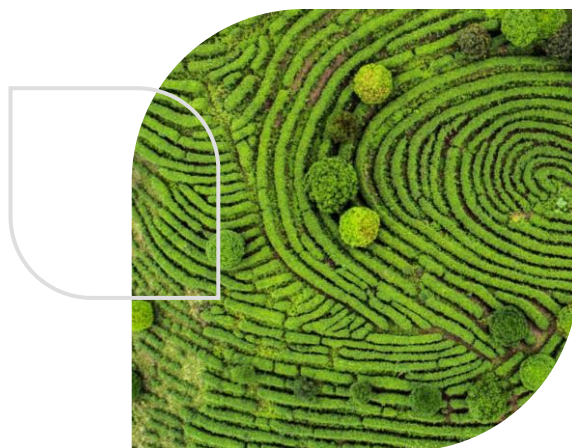


## 光储系统度电成本显著下降



预计2024年配储20%/2h的光储系统初始投资成本可降3.5元/W左右，推动理论LCOE降至0.33左右，已低于燃煤基准电价。但是，上述理论值的实现仍然依赖于风光发电量的上网消纳能力：在弃风弃光率达到40%的区域，风光配储具备经济性；反之则不如风光独立系统，这也导致了目前发电测配储往往以成

本最小化的方案完成政策配额的实现。但是，我们预计未来的新能源组合消纳能力将具备市场自我调节性，形成**风电光伏装机增长→弃电率提升→配储经济性提升→配储比提升→消纳提升、光伏投资加大**的良性循环，容量与消纳平衡增长。





## 趋势二

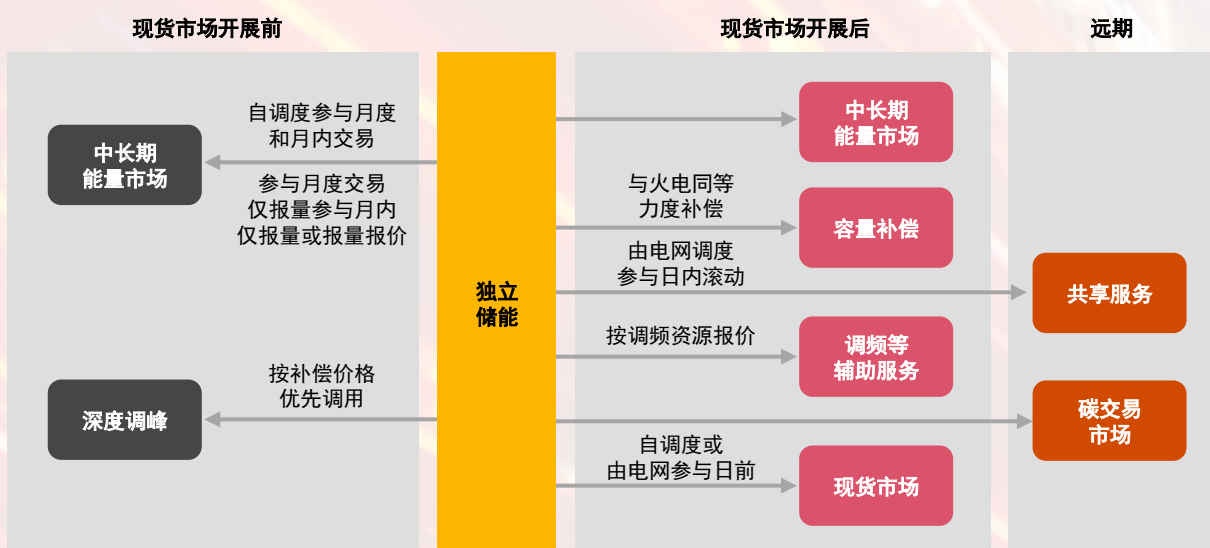
### 电力市场化深入， 储能盈利模式多元化

全国与地方均在政策层面对于独立储能的发展提供了大量支持，助力电力市场化改革深入。全国方面，2023年9-10月国家相继发布《电力现货市场基本规则（试行）》、《关于进一步加快电力现货市场建设工作》，从国家层面提出构建省间、省现货市场，建立健全的日前、日内、实时市场，逐步建设**中长期、代购点、辅助服务、容量补偿市场与现货市场**的衔接。2023年11月国家能源局提出以市场化方式促进新型储能调用，建立容量补偿机制等市场化手段，促进新型储能电站“一体多用、分时复用”。同时内蒙古、新疆、河北等省份纷纷出台**容量补偿**政策，多地出台储能容量租赁专项政策，通过指导价及租赁期限要求形式，为独立储能电站提供“保底”收入。

随着电力市场化改革深入，独立储能逐渐参与各类市场，盈利模式亦走向多元化、丰富化，在中长期和深度调峰等服务的基础上，现货市场的开展，调频等辅助服务放开，容量补偿的激励将进一步提高储能电站的收益机会。

同时，随着储能价格的下降，独立储能电站经济性显著提升。以100MW/200MWh独立储能电站为例，当前储能价格下降为1.4元/MWh，若年收入为5600万元，IRR（内部收益率）达9.6%。预计未来政策将不断完善独立储能的盈利模式，推动收益上升。

现货市场开展后，独立储能盈利模式多元化







### 2023年不同省份独立储能商业模式各异

区域	容量租赁	辅助服务				现货套利	容量补偿
		调峰	调峰容量市场	AGC调频	一次调频		
山东	√					√	√
山西	√				√	√	
河南	√	√					
宁夏	√	√					
甘肃	√	√	√	√		√	
湖南	√	√					
广东	√	√		√	√	√	
内蒙古	√	√				√	√
广西	√						
浙江	√	√					√

独立储能收益模式和收益水平与各省电力市场建设进程、新能源配储政策等多因素有关，各省之间存在差异。绝大部分省份能够提供容量租赁+调峰辅助服务，部分现货市场发展较成熟的省份还可通过现货市场进行峰谷套利。

未来随着电力市场化改革进一步深入，更多省份独立储能可参与更多种类的电力市场，收益模式逐渐完善，推动储能项目投资建设加速。



## 趋势三

### 分时电价优化， 工商储需求爆发

在分时电价制逐步完善、电价市场化程度持续提升的背景下，峰谷价差扩大，给予储能行业更丰富的盈利模式和更广阔的盈利空间，推动工商业储能迎来爆发增长。2023年工商储需求迸发，预计到2025年工商储新增装机规模可达15.9GWh。未来随着电力市场改革深入，预计到2030年工商储新增装机规模可达100GWh，CAGR（复合年均增长率）高达71%。这一优化得益于多方面因素的共同驱动：

**峰谷价差扩大：**政策推动进一步完善分时电价机制，引导用户削峰填谷。峰谷价差持续扩大，使工商储具备盈利基础。

**储能价格下降：**电芯成本大幅下降，行业竞争激烈，导致配储成本降低，储能经济性显著提升。

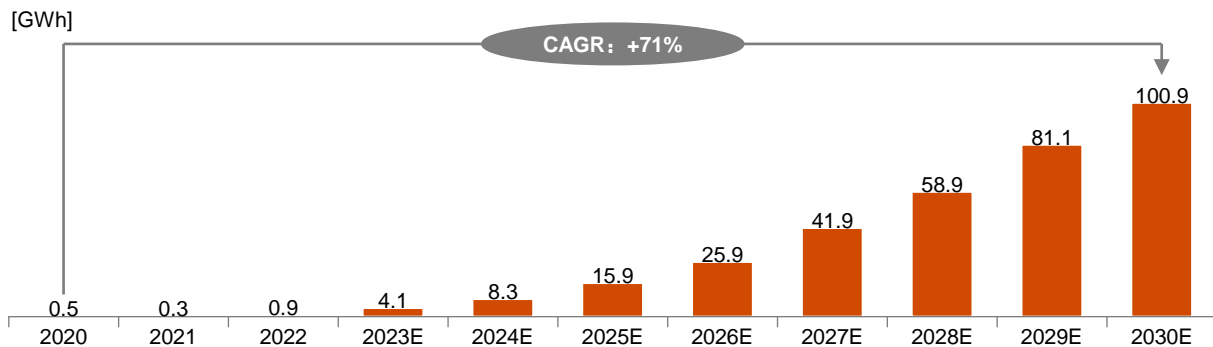
**需求响应要求：**发改委发文要求25年各省需求响应能力需达最大用电负荷的3~5%。各地出台需求响应补贴政策，鼓励工商企业主动调节负荷，储能可作为灵活的分布式资源进行响应。

**两部制电价：**促进企业在两部制电价下合理规划用电，按需选择电压，鼓励配储平滑用电。

**业主用电保障：**近年多地均发布了有序用电方案，限电/停电导致工商业减产，收益下滑。储能作为后备电源能有效保障工商业用户用电稳定性。

经济性是工商业企业参与储能项目的主要驱动因素，工商业储能的商业模式包括通常应用于一般工商业、户用储能、5G基站、数据中心、光储（充）一体化、空港陆电、港口岸电的削峰填谷和需求侧响应，从而降低度电成本。此外，动态扩容、需量管理、新能源消纳也属于工商业储能的商业模式，需量管理可以应用于两部制段电价，降低容量电费，新能源消纳可应用于源网荷储一体化（微电网）以保障用电安全。而现货交易与辅助服务这两种商业模式则主要应用于虚拟电厂，用以增加工商业储能的收益。

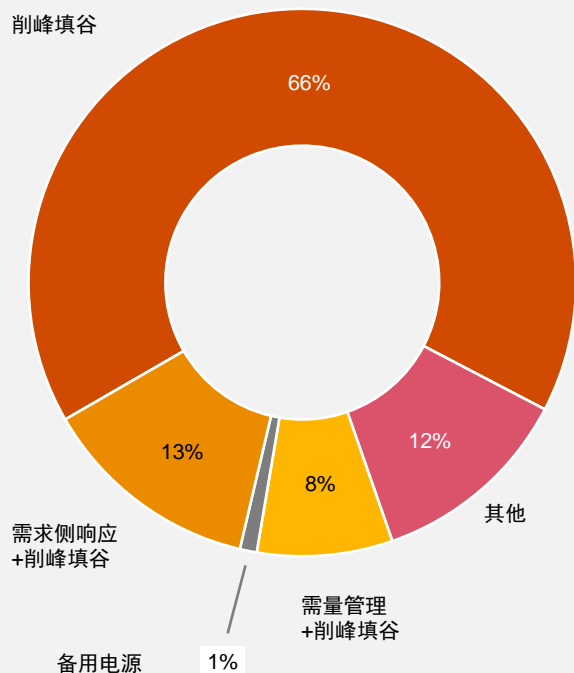
#### 中国工商业储能新增装机及预测



资料来源：东吴证券，普华永道整理分析



## 工商储项目应用分布占比（2023.6）

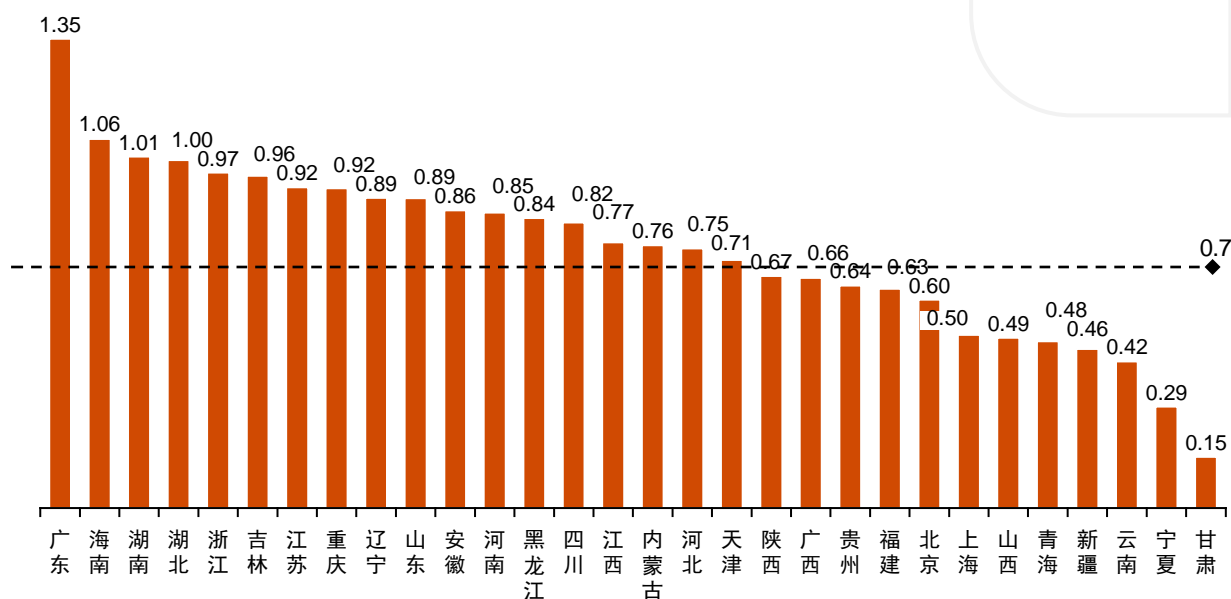


就国内目前储能行业而言，工商业储能主要用来满足企业自身的电力需求，在峰谷电价机制下进行套利，或者实现光伏的最大化自发自用。削峰填谷获取价差是工商业储能项目获利的最主要途径，谷充峰放，峰谷价差越大，经济性越强。除此之外工商企业还可通过需量管理分担用电高峰变压器出力、降低需量电费，或通过需求响应获得补偿等。

近年来在政策的支持与引导下，峰谷价差持续扩大，分时电价机制逐渐完善，工商储经济性进一步提升，已有18个省份峰谷价差 >0.7元/kWh，其中广东、海南、湖南、湖北平均峰谷价差在1元/kWh以上。且峰谷时段持续优化，目前超过20个省份已满足两充两放的充放电策略，浙江、山西、新疆、内蒙古由于中午为谷时电价，可实现2次“谷充峰放”策略，其余多数省份可采用“谷充峰放+平充峰放”策略，福建最新分时电价可实现三充三放（第三次仅有1小时）。

## 2023各省一般工商业最大峰谷价差

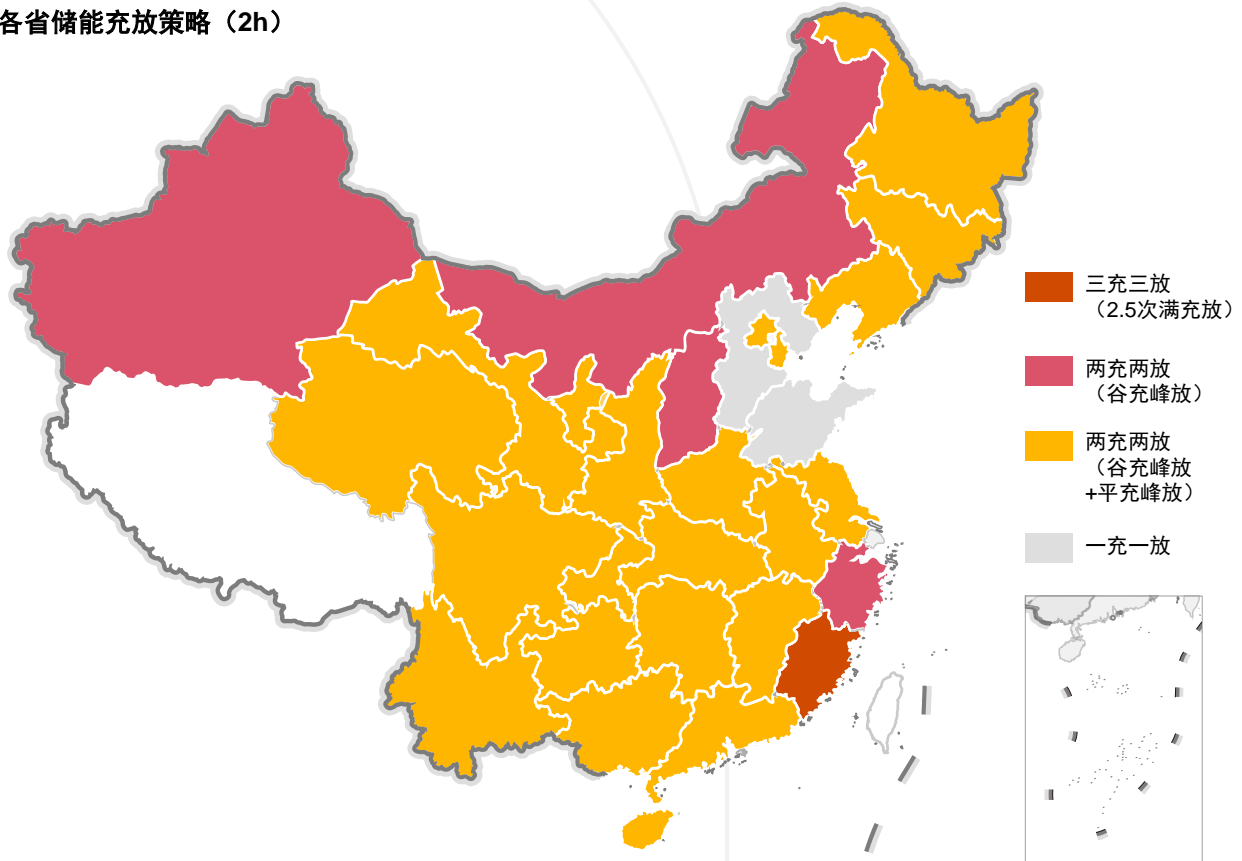
[元/KWh]







## 各省储能充放策略（2h）



峰谷价差的扩大使得工商业储能项目的利润空间增大，而峰谷时段的优化则为工商业储能增加了套利的机会，工商业储能的盈利水平随之提升，在目前的趋势下，多省份已经具备较为优越的投资经济性。

根据储能系统单价与峰谷价差变动时的敏感性分析，峰谷价差对工商储项目收益率影响最大。据测算，考虑两充两放的情况，当储能EPC价格为1.4元/Wh时，随着峰谷价差从0.5元升至1.1元/kWh时，理论IRR可从2.6%提升至25%，假设峰谷价差为0.8元/kWh，随着储能系统单位投资成本从1.8元/kWh下降至1.2元/kWh时，理论IRR从7.3%提升至16.6%。

工商储的投资运营形式主要为业主自投、租赁、合同能源管理以及合同能源+融资租赁四种模式，企业可根据自身业务灵活选择。

同时，工商业储能高定制化特性对开发商渠

道能力提出更高要求，工商业储能属于用户侧储能，项目多以直销为主，面对的终端客户使用场景和需求多样，安装环节繁琐且专业性强，因此**获客渠道是企业布局关键**。

目前主要渠道类型有四种，其优势所在各有不同。**综合能源服务商**能够为客户提供综合能源服务，实现节能降本；**售电公司**能够了解客户用电需求，熟悉电力市场规则，帮助企业调整用电曲线，提高用电效能，节约电费；**分布式能源开发商**与工商业储能企业客户群体相同，部分企业存在光储一体化建设需求；**电力EPCO服务商**能够提供从设计、采购、安装到运营的全流程服务。渠道能力是工商储能业务的关键，需要综合考量各渠道资源的优势与业务适配性，侧重渠道资源复用，具备本土客户资源的电力能源商将占据优势。





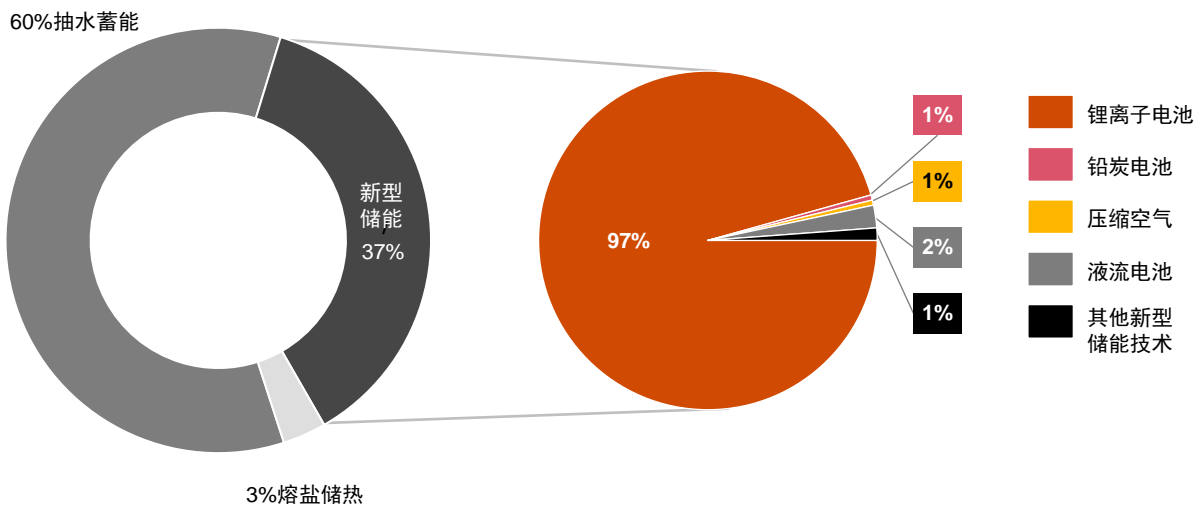
## 趋势四

### 多元技术并举， 长时储能前景广阔

常见的储能技术分为物理储能和化学储能两大类，物理储能又细分为机械储能、电磁储能和热储能，而化学储能则包括电化学储能和氢储能。目前机械储能下的抽水蓄能和电化学储能下的锂电池已处于技术成熟、大规模商业化阶段，而压缩空气储能、液流电池、

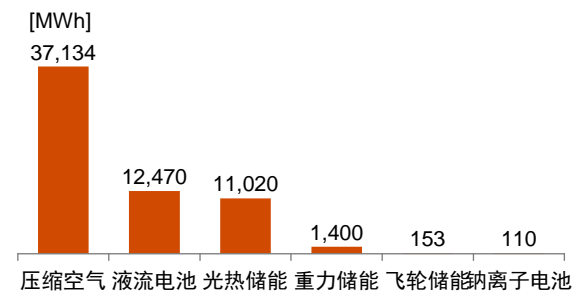
储热、钠离子电池正处于从示范项目向商业化迈进的关键阶段。目前已投运储能仍以抽蓄和锂电为主，抽蓄占比不断下降，新中标项目技术类型丰富。多种新型储能技术招标，其中**压缩空气**、**液流电池**和**光热储能**贡献主要增量，有望进入规模化发展。

2023中国各储能技术路线累计装机占比





### 2023中国新型储能技术路线中标情况\*



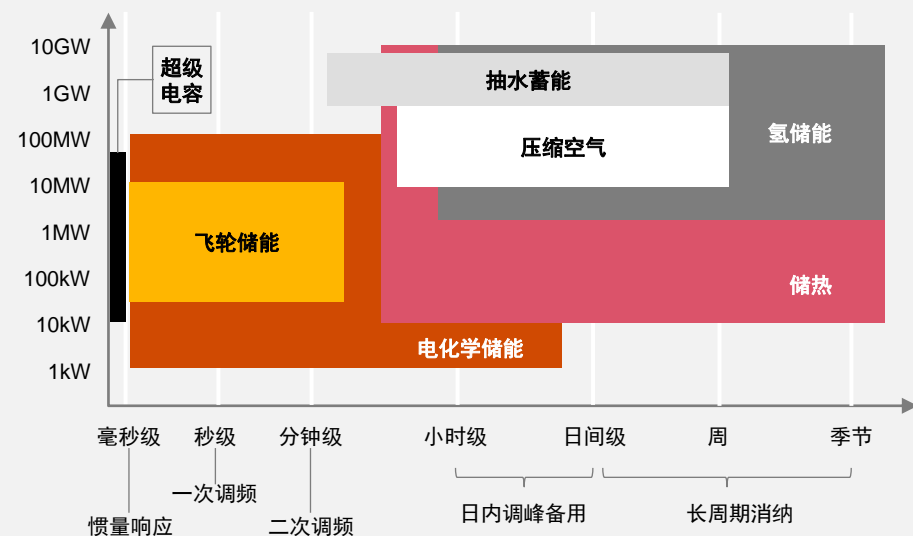
\*除抽水蓄能和锂电池

目前抽水蓄能和锂离子电池仍是**最具经济性的成熟储能技术**，抽水蓄能容量大、储能时间长且成本较低，尽管受到**地理条件限制**、响应较慢、建设周期长，仍在电网频率控制等领域有着广泛运用。而锂离子电池尽管有着安全性一般、低温性能长、可能面临资源约束问题等局限性，得益于其充放速度快、效率高、综合性能优越的特点，在储能产业中起到了不可或缺的作用。

而未来随着储能技术的发展，钠离子电池因其**安全性较高**、低温和快充性能好、资源储量丰富、生产设备**与锂电兼容等优势**，有望替代锂离子电池，在对能量密度要求不高、但安全性和成本控制要求更高的储能领域推广应用。而液流电池和氢储能等长时储能技术尽管现阶段成本较高，但由于其**大容量长时储能**和环境友好的特点，未来在大型电站等领域亦有广阔的应用空间。

可再生能源发电**渗透率越高**，对平衡电力系统的负荷要求增加，**所需储能时长越长**。而当前的主要储能形式的储能容量与时长差别较大，氢储能、储热能够进行长周期消纳，而飞轮储能等形式只能进行分钟级储能。**长时储能**一般认为是具备**4小时以上**放电时长的储能系统，主要包括**抽水蓄能、液流电池、熔盐储能和压缩空气储能等**。长时储能可凭借其**长周期、大容量**的特性，在**跨天、跨月或跨季度**能源消纳中发挥重要作用。

### 主要储能形式的储能容量与时长



- **长时储能**一般认为是具备**4小时以上**放电时长的储能系统，主要包括**抽水蓄能、液流电池、熔盐储能和压缩空气储能等**
- 长时储能可凭借其**长周期、大容量**的特性，在**跨天、跨月或跨季度**能源消纳中发挥重要作用

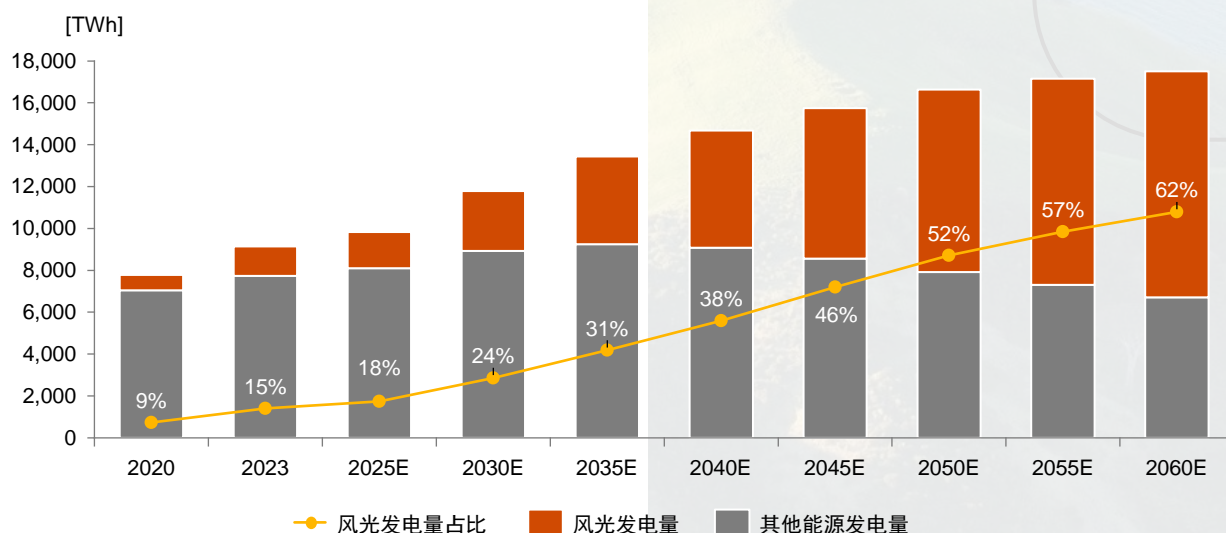
资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，普华永道整理分析



长时储能可用于解决日以上的新能源消纳问题，随着中国风光发电量占比不断提升，储能技术的目标也将从满足系统日内平衡调节需求转向满足日以上时间尺度平衡调节需求，在此基础上寻求在不同时间和空间尺度上满足未来大规模可再生能源调节和存储需求。因此，储能的技术重点也将从抽水蓄能、电化学储能等，转向机械储能、储热、氢能等10小时以上储能技术，在规模化长时储能技术上取得突破，并进一步发展液氢、液氮、压缩空气储能等长时储能技术，未来长时储能会成为发展主流。

在具体应用方面，液流电池有望替代锂电池应用于大规模长时储能。与锂电池相比，液流电池更适合应用于大规模长时储能，目前全钒液流电池是液流电池中发展最快的，技术也是最成熟的。与锂电相比，钒液流电池循环寿命长、安全性高、能量密度较高、易扩展，且钒可回收利用，尤其适合应用在固定式大容量长时储能领域。并且，我国钒资源储量居世界首位，约占40%，且技术水平位于世界前列，具有大规模制造钒电池的工业基础。

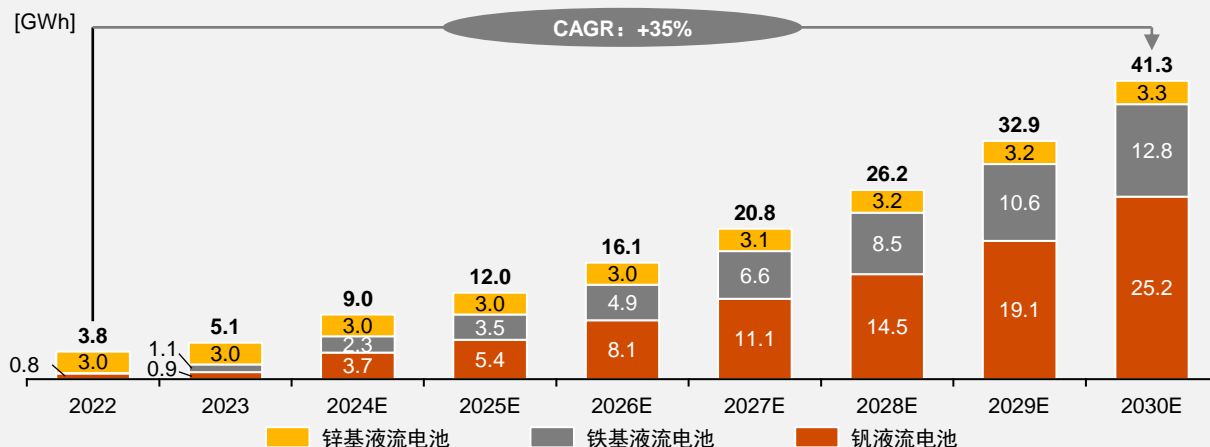
### 风光发电量占比





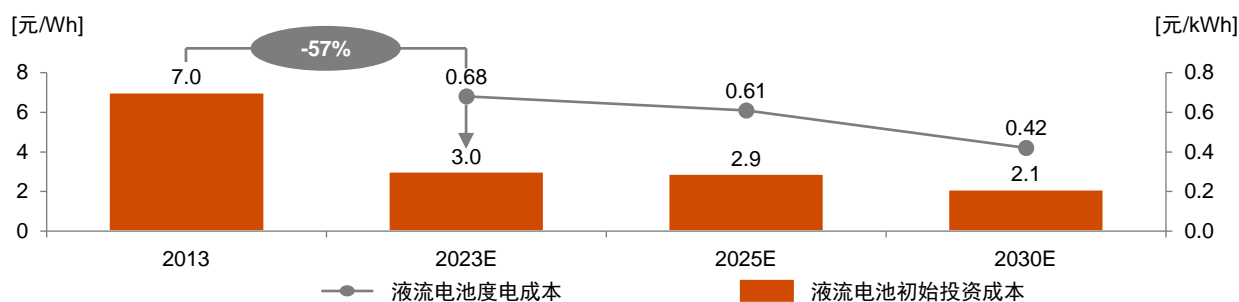


### 全球液流电池累计装机预测



预计2030年全球液流电池市场规模可达8.54GWh，累计装机可达41.3GWh，年增长率高达35%。其中，钒液流电池市场规模将达6.1GWh，累计装机达25GWh，占有液流电池的61%。

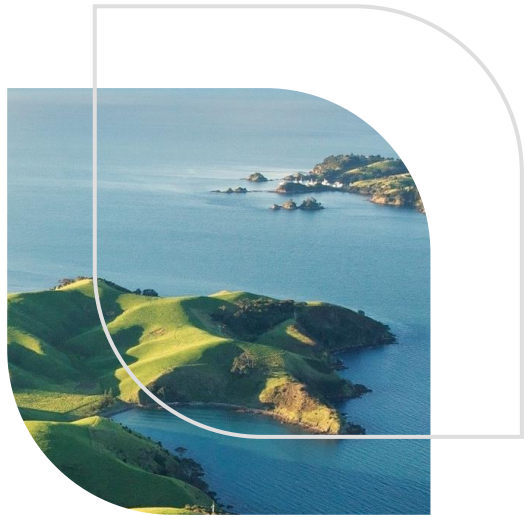
### 全钒液流电池初始投资成本



全钒液流电池作为商业化程度最高的液流电池技术，成本仍是制约液流电池发展的核心，可通过完善关键材料产业链布局、推动技术进步及国产化降本降低电池成本。目前全钒液流电池成本中，电解液占比48%，电堆占比36%（其中隔膜约占三分之二）。**电解液和隔膜**降本是全钒液流电池降本的重点方向，具体降本重点包括：**电解液配方优化、隔膜国产替代与新型膜材料研发、规模效应、生产流程缩短和电解液租赁**。若未来电解液利用率由70%提升至80%，电解液材料成本下降12.5%，规模化和加工链条缩短使得电

解液成本下降20%，国产替代和新型膜材料研发应用使得膜成本下降50%，其他部件成本下降5%，**预计全钒液流电池整体成本的下降空间在20%以上。**

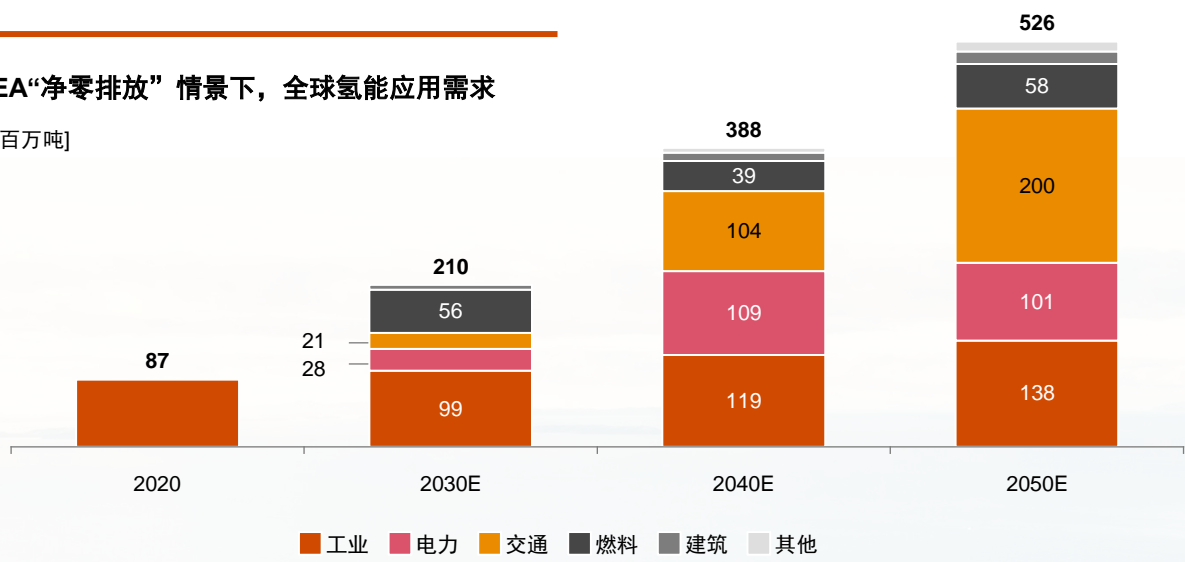
另一方面，氢储能具有长时储能特征和远距离运输的潜力，在长时储能、发电等领域具备广泛应用潜力。IEA预计，在2050年全球“净零排放”目标下，2030年全球氢能应用需求达到2亿吨。目前工业是氢能主要应用领域，未来氢能在交通、电力等领域将逐步扩展。



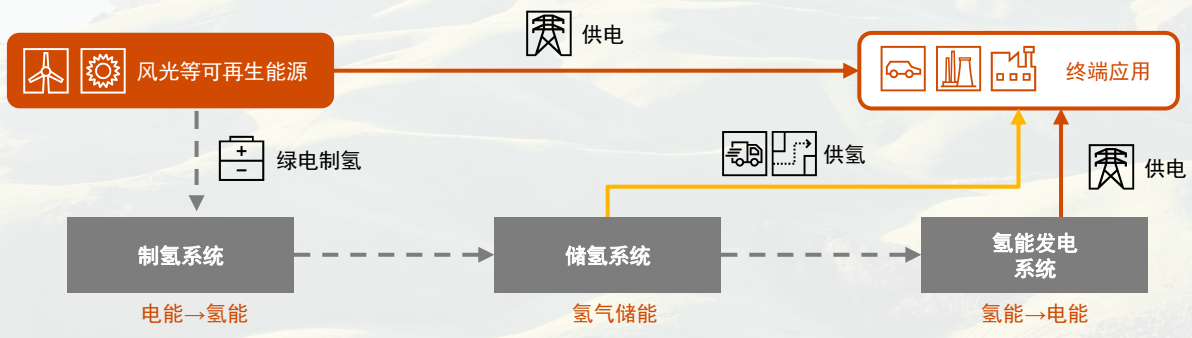
氢储能的消纳优势与规模经济包括:大容量长时储能, 长距储能, 生态友好。然而, 氢储能发展在当下仍有着诸多限制。具体的氢能在我国的发展趋势, 敬请期待后期的氢能行业趋势洞察。

### IEA“净零排放”情景下, 全球氢能应用需求

[百万吨]



### 氢能电力系统的基本构成





## 趋势五

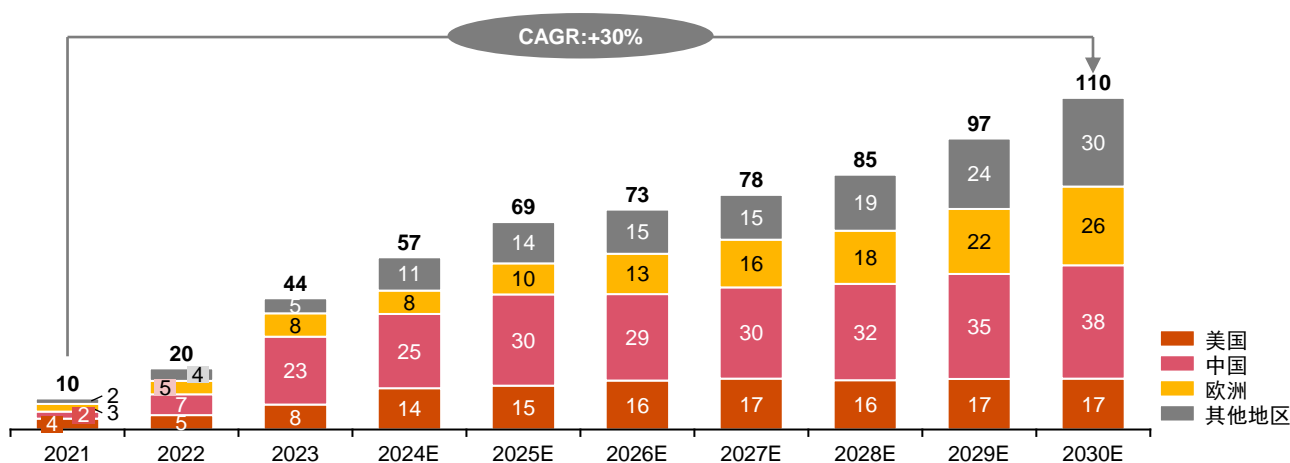
### 海外增长迅速， 储能出海提升品牌价

海外储能市场规模稳定增长，市场较为成熟，盈利模式多元回报率可观。预计到2030年，全球储能市场规模可达110GW，CAGR达30%。除中国外，美国和欧洲2023新增装机可达17GW、26GW，欧美地区贡献了主要增量，市场潜力巨大。

在全球储能市场规模迅速扩张加上各国贸易保护政策和新关税政策的出台的背景下，中国储能头部企业已加速出海布局，并在海外市场占有一席之地。然而，诸如电芯、Pack等零部件的传统产品与服务出海，毛利相对

较低，可提供的品牌价值也较为有限。与之相对应的是，面对未来的综合服务出海，构网型储能系统供应、“源网荷储”综合解决方案提供，能够提供更高的附加值。从传统电芯等基础产品出海，到成为全球定制储能系统供应商将成为中国企业储能出海的未来趋势，也是提升全球品牌影响力的途径。这一全球品牌的积累将帮助储能企业在未来更好的反哺国内市场，这条通路是储能企业的差异化发展路径。

全球储能新增装机量及预测（GW）



数据来源：BloombergNEF，普华永道分析





3

全链服务  
护航能源企业  
成功转型





上文普华永道分析了能源行业转型的整体特征以及细分领域的核心趋势及最佳解决方案（参见定期发布的细分领域趋势报告）。然而，对于能源企业来说，面对不断变化的市场和技术环境，把握窗口期，抓住转型特征，实现自身能源转型并打造未来增长的二次曲线的这一进程仍将充满挑战。

普华永道依托全能源价值链的丰富经验与市场洞察总结出**业务增长、精益运营和多元协同**是能源企业在转型过程中的**三大战略要务**。

首先，保证**业务增长**是能源转型战略的根本。企业需要通过打造**市场先发优势**保障高项目收益，不断寻求新的业务增长点，并灵活调整业务布局，以适应市场的变化和需求的多样化。

其次，**精益运营**在可再生能源企业的转型过程中也起着至关重要的作用。在项目执行和后期运维中，贯彻**成本优先与规模效应**策略可以帮助企业规避生产风险点，提高运营效率，降低成本，为企业打造可持续的市场竞争力。

此外，**多元协同**策略也是可再生能源企业应对转型挑战的重要手段之一。通过**跨界合作与资源整合**，企业可以促进组织内外部的协同运营，并与价值链上下游的合作伙伴实现协同发展。这有助于企业整合资源、优化供应链、提升创新能力，从而更好地适应市场的变化和竞争的压力。

只有在这些方面做足功夫，企业才能够应对不断变化的市场环境，保持竞争优势，实现可持续发展。为了应对上述三大战略要务，普华永道总结了对于能源公司的战略和战术杠杆：

### 普华永道能源领域战略与战术杠杆







本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。

©2024普华永道。版权所有。普华永道系指普华永道网络及/或普华永道网络中各自独立的成员机构。  
详情请进入[www.pwc.com/structure](http://www.pwc.com/structure)。



# 联系我们

## 蔡晓颖

普华永道中国ESG可持续发展主管合伙人

电话: +86(21)23233698

邮箱: [amy.cai@cn.pwc.com](mailto:amy.cai@cn.pwc.com)

## 孙越

普华永道中国ESG可持续发展合伙人

电话: +86(21)23233172

邮箱: [alex.sun@cn.pwc.com](mailto:alex.sun@cn.pwc.com)

## 郜怡晨

普华永道中国ESG可持续发展经理

电话: +86(21)23235062

邮箱: [dorothy.gao@cn.pwc.com](mailto:dorothy.gao@cn.pwc.com)

徐庞博、卫欣、于钧霆

对本文有贡献。

