



华安证券

HUAAN SECURITIES

证券研究报告

美国大储深度报告-需求篇：  
现实与预期共振向上，多维度支撑增长

华安电新 张志邦

SAC职业资格证书号：S0010523120004

邮箱：zhangzhibang@hazq.com

2024年9月4日



## 报告总结

- **现状：**美国大储市场当前属于弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- **需求来源：**美国大储需求高增主要来自老电站（以煤炭为主）退役+光伏电站建设量高增，我们将美国市场主要分为三类：
  - 1) **成熟稳定增长市场：**加州因天然气退役，光伏/储能电站已各自前后弥补退役电站的发电和调峰需求，后续将稳定增长；
  - 2) **储能快速增长市场：**德州/WEST目前新能源项目快速弥补退役电站发电需求，储能需求迎来爆发；
  - 3) **美国新兴市场：**其余地区退役电站需求尚未弥补，风光电站或将迎来快速装机，储能需求随后爆发。
- **趋势：**受制于规划流程久+电网投资数量激增+高压变压器产能提升有滞后性，美国高压电网建设缓慢，储能项目可有效推迟部分高压电网建设投资数量，潜在需求充裕。
- **并网节奏：**美国大储并网节奏慢，主要系电网消纳能力不足且电力系统行政效率低下，电力项目排队队列过长抑制装机需求。FERC 2023号令在各州逐步落地，有望25年起加速消纳并网队列。
- **IRR测算：**我们基于单项目收益模型，测算出降息/系统成本下降对美国大储需求刺激效果最明显，后续随着降息落地，储能系统集成交付价格下降，需求有支撑。
- **对应标的：**美国大储降本需求下，独立第三方PCS有望加速切入美国供应链，标的包括上能电气、盛弘股份等。美国储能电池26年加税，25年有望迎来抢装需求，提振业绩，强控本能力+渠道/品牌能力的系统集成商有望受益，标的包括阳光电源、阿特斯等。
- **风险提示：**
  - 美国新能源与储能需求下行；
  - 行业竞争加剧影响利润率；
  - 美国政策落地不稳定性。



## 目录

1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕

2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石

3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节

4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解

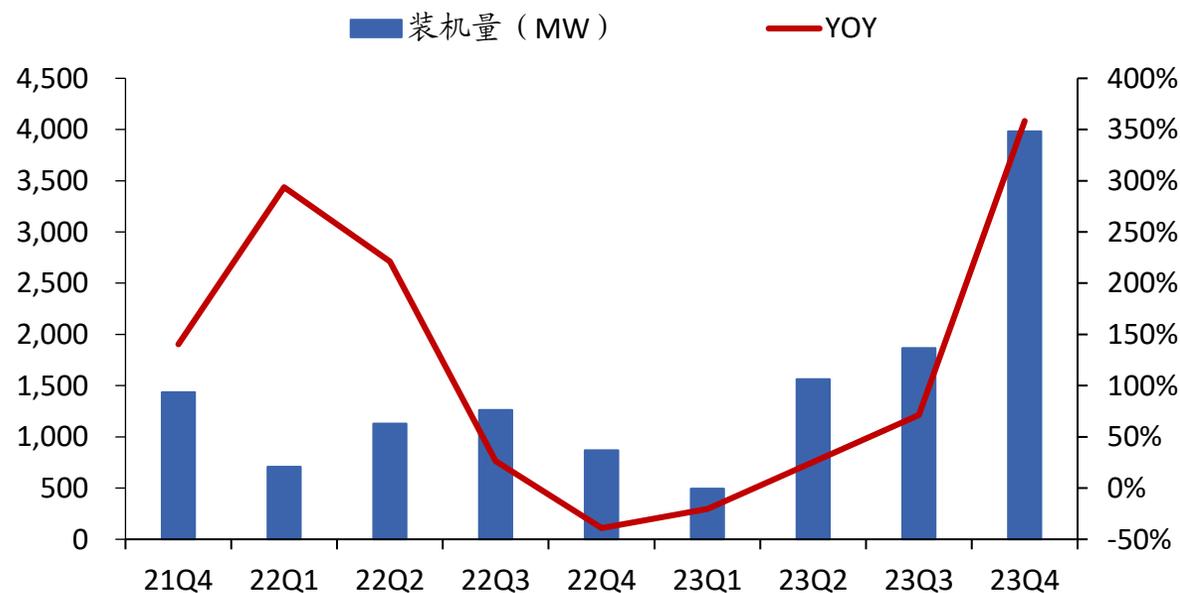
5 经济性：项目IRR敏感性探讨

6 投资建议及风险提示

## 1.1 弱现实：自22年加息以来，连续承压，实际建设情况有压力

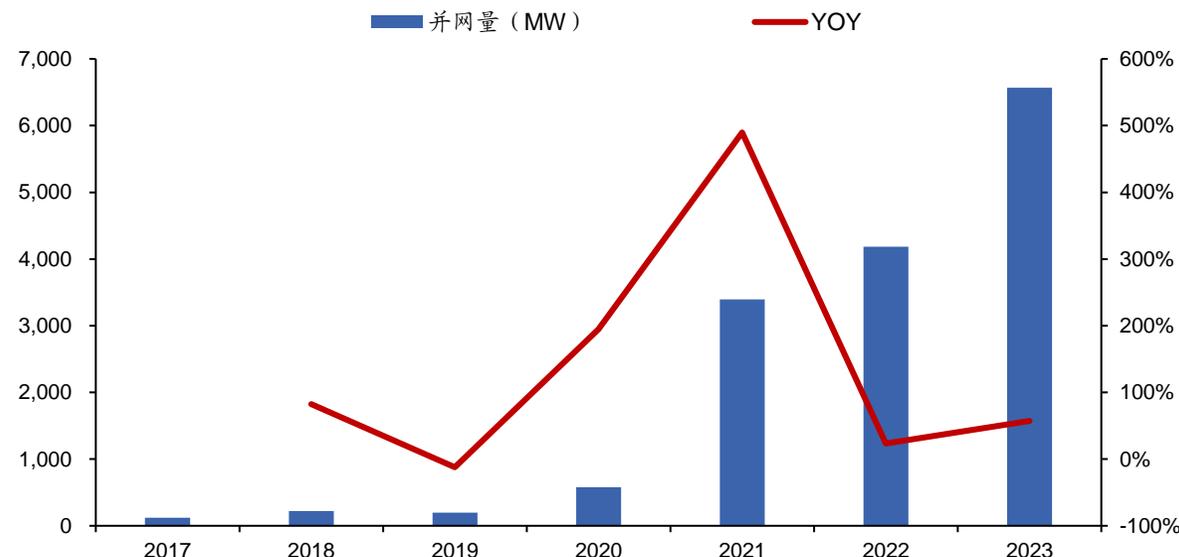
- 美国大储23FY新增装机7.91GW/24GWh，同增99%/111%；23Q4装机3.98GW/11.77GWh，同增358%/354%。
- 美国大储23FY并网6.57GW，同增57%；加州/德州/亚利桑那位列前三，分别并网2.95GW/1.47GW/0.84GW。
- 23FY全美大储装机7910MW/24000MWh，23年年初预期装机超10GW。并网不及预期拖延项目建设节奏，装机量受到影响。

图表1 21Q4-23Q4美国大储装机量



资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所

图表2 2017-2023FY美国大储并网量

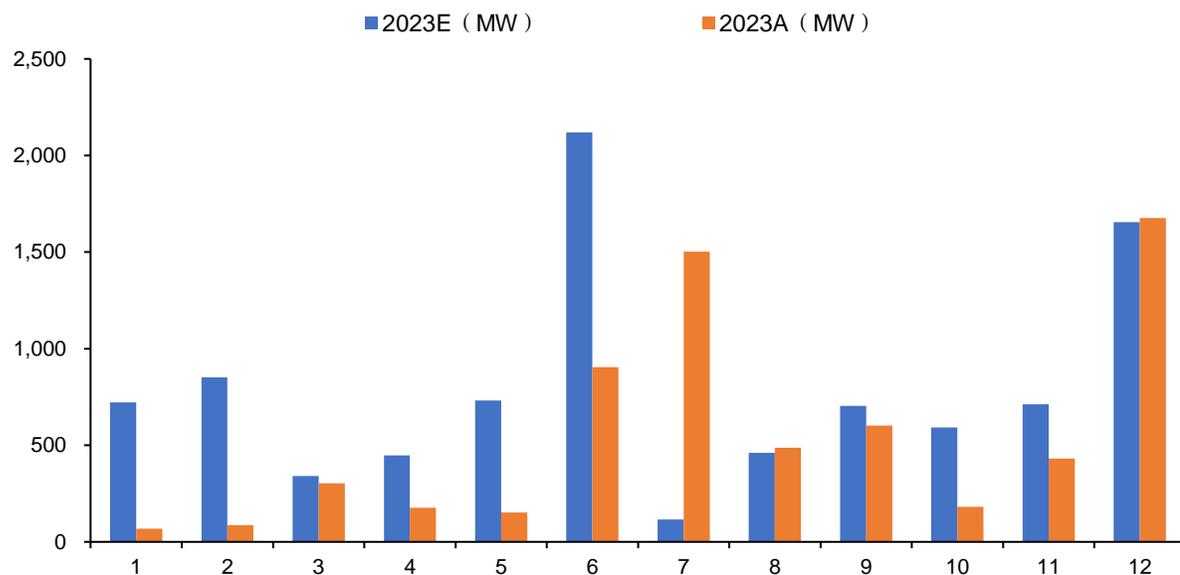


资料来源：EIA，华安证券研究所

## 1.2 弱现实：23年EIA实际并网和年初预期差值较大

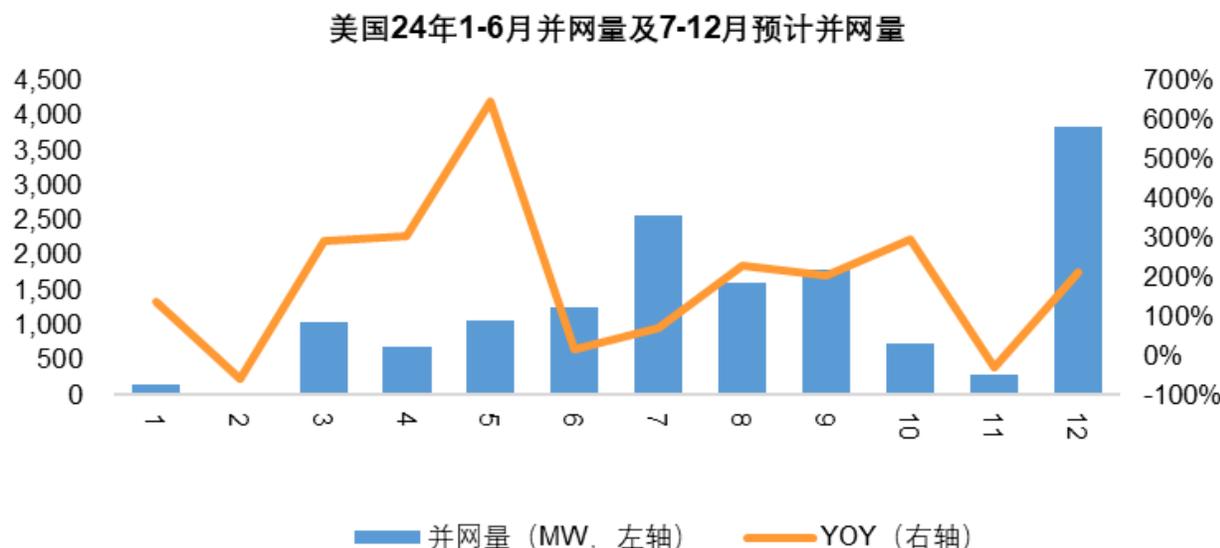
- 23FY预期并网9.45GW，实际并网6.57GW；主要系电网建设进度缓慢，公用事业公司审批流程慢等原因。
- 延迟项目通常系因公用事业公司导致未能按时并网，导致滚动推迟。EIA通常会将该类项目放入未来1-3个月并网预期内，导致短期并网预期会累积较多滚动推迟项目，这类项目实际并网规划的不确定性比较低。

图表3 EIA 2023E（22年12月数据库）与2023A差距



资料来源：EIA，华安证券研究所

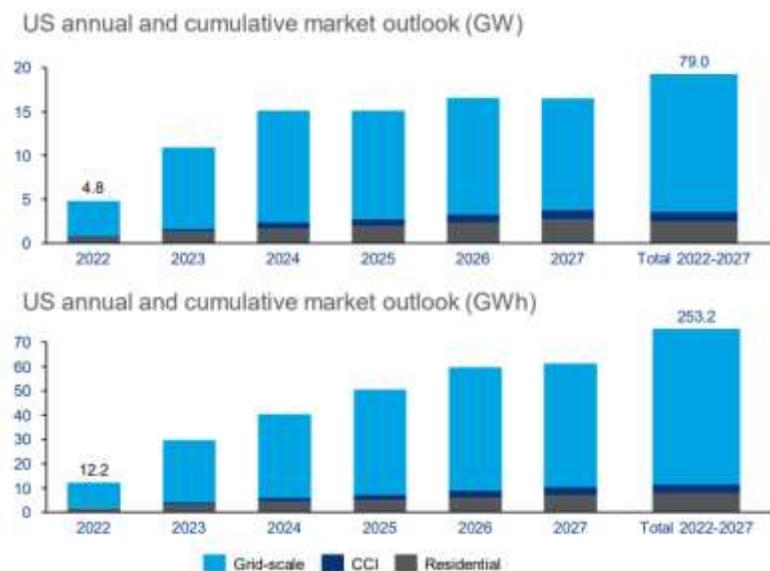
图表4美国大储24年1-6月实际并网量及7-12月预计并网量



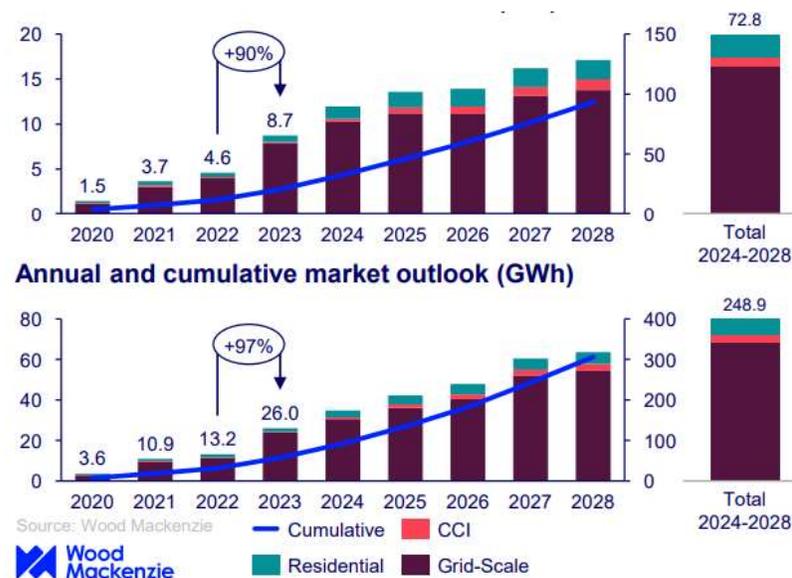
## 1.3 弱预期：22-23年不及预期，拖累了对于美国大储建设的信心

- ▶ 延迟项目通常系因公用事业公司导致未能按时并网，导致滚动推迟。EIA通常会将该类项目放入未来1-3个月并网预期内，导致短期并网预期会累积较多滚动推迟项目，这类项目实际并网规划并不明确。
- ▶ 因为历史并网延迟情况较多，导致市场对于美国大储仍心存疑虑，后续增速有担心，Wood Mackenzie大幅降低预期，23Q1预计24FY装机量约为11GW，实际24FY装机量为8.7GW，差距较为明显。

图表5 美国调整前22-27年新增装机量预测



图表6 美国调整后24-28年新增装机量预测



资料来源：Wood Mackenzie，华安证券研究所



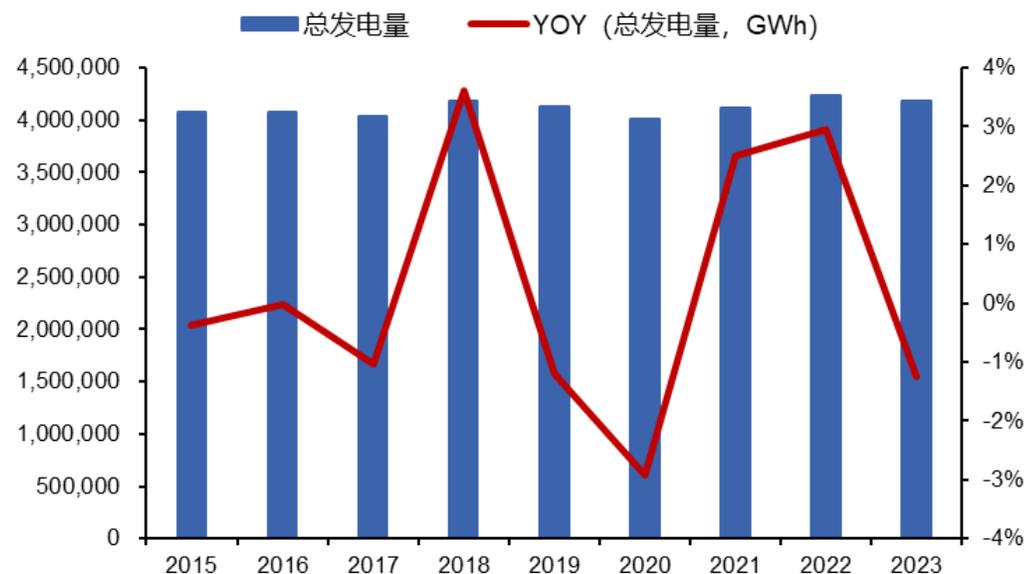
## 目录

- 1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- 2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石
- 3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节
- 4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解
- 5 经济性：项目IRR敏感性探讨
- 6 投资建议及风险提示

## 2.1 美国电力需求稳步提升，供电能力不足带动电价稳步上升

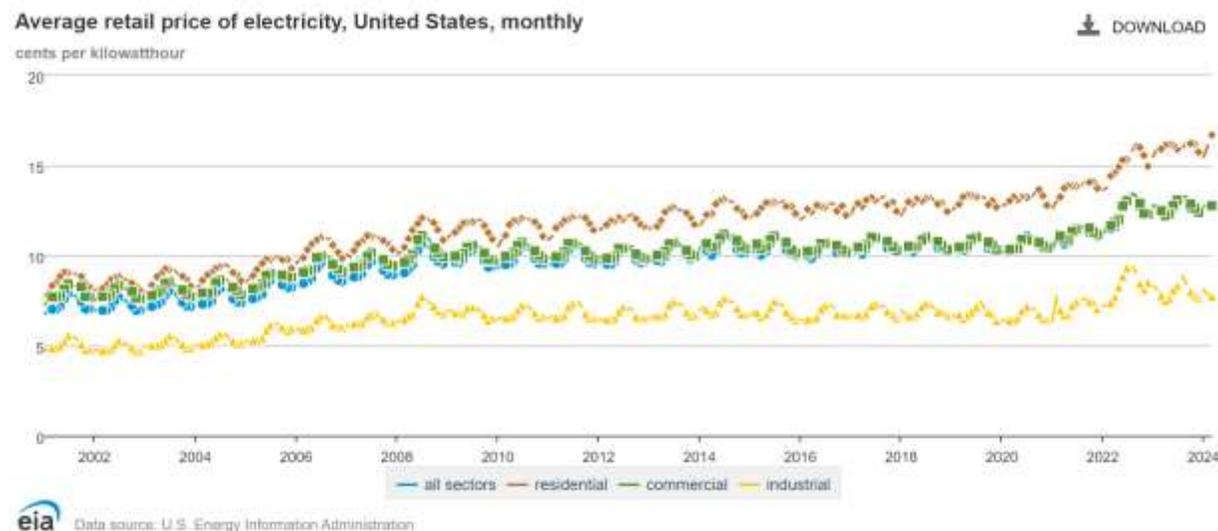
- ▶ 能源转型淘汰煤炭等传统能源，总发电量较为稳定，2023年总发电量4178TWh，同减1.2%，由于整体需求稳步上升，电价屡创新高。

图表7 美国公用事业总发电量



资料来源：EIA，华安证券研究所

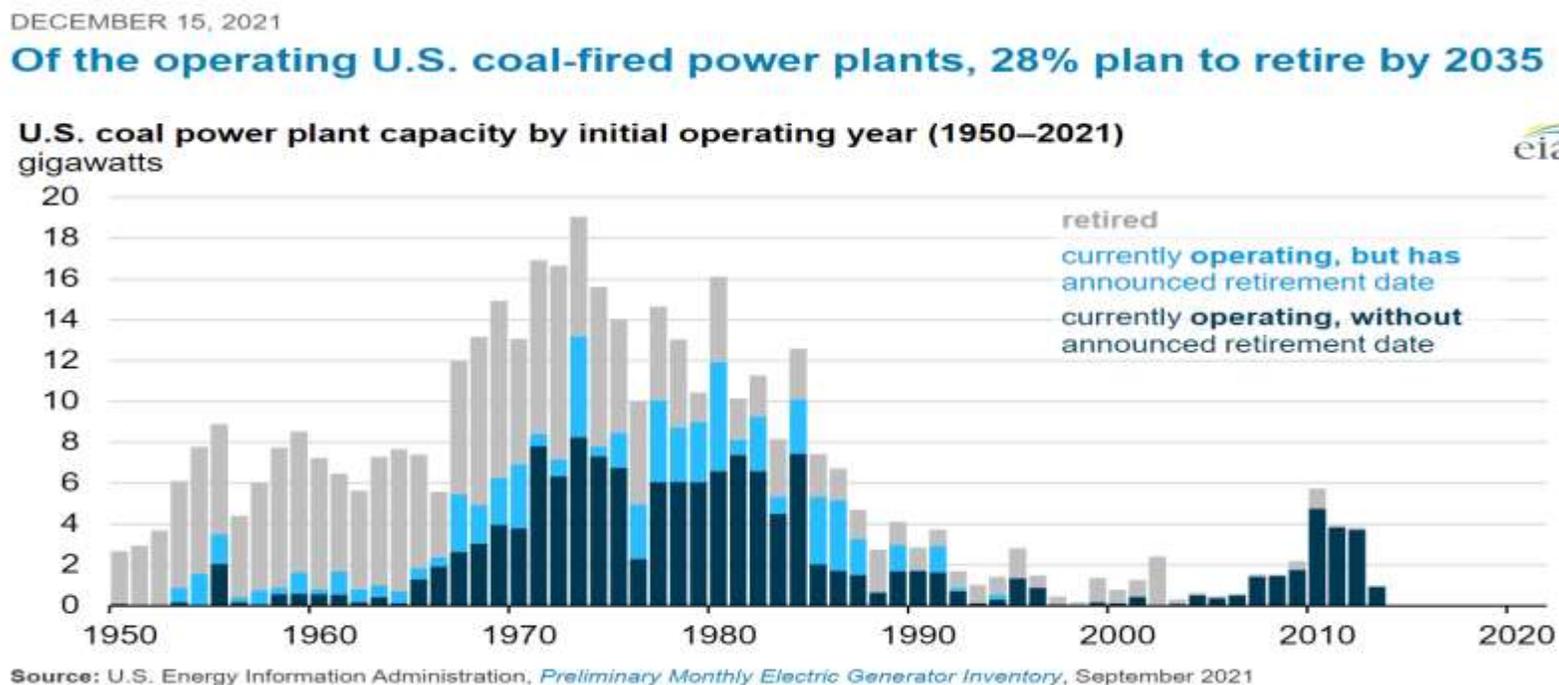
图表8 美国电价趋势



## 2.2 美国燃煤发电机组退役高峰期将至，支撑储能需求

- 据EIA，计划在2035年前退役的燃煤发电装机占28%（59GW）。截至21年9月，美国燃煤电站运行212 GW，大多建于1970-1990年，美国燃煤电站平均运行年限为45年，逐步迎来退役潮。
- 美国电网前期通过燃煤电站具有较强的调峰能力，燃煤电站占比大幅下调电网面临调峰能力失衡。

图表9 美国燃煤电厂初始运营年产能（1950-2021）

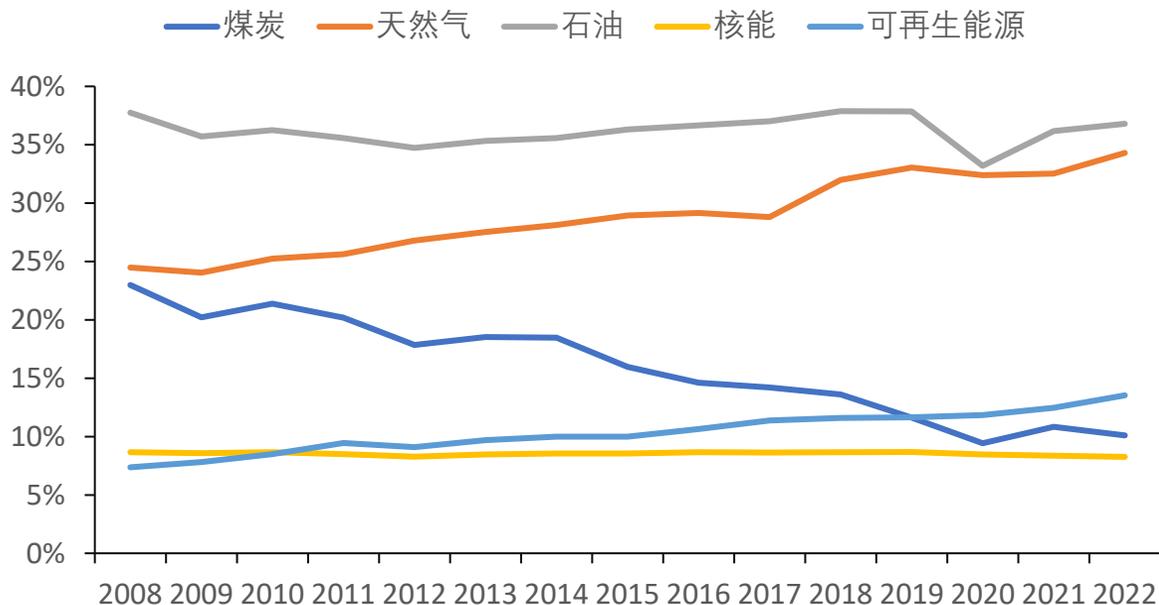


资料来源：EIA，华安证券研究所

## 2.3 美国风光需求稳定增长，并网储备项目多

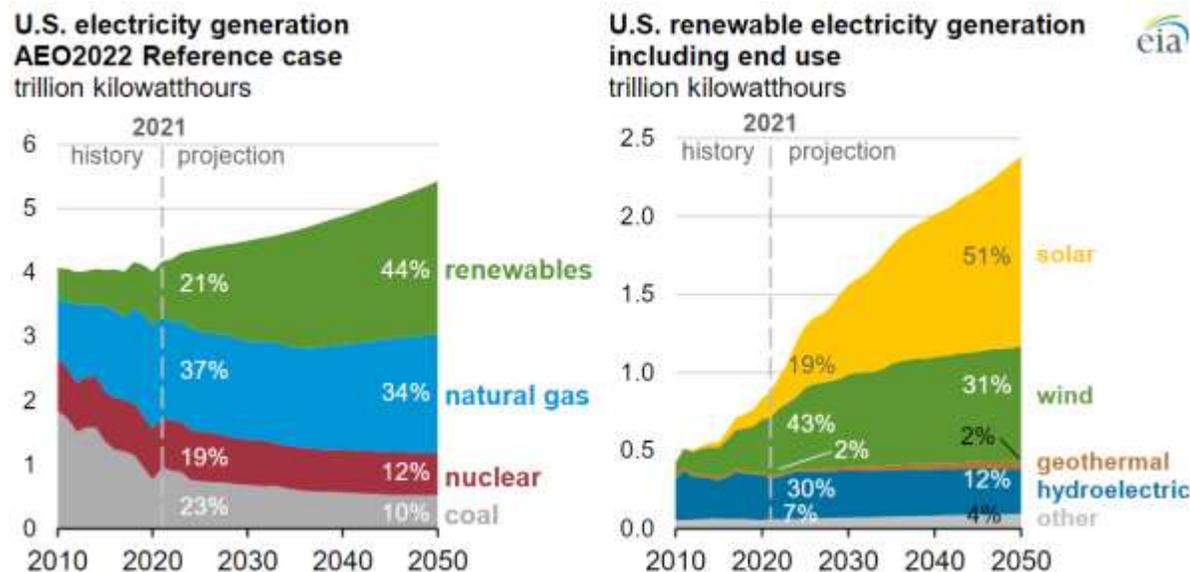
- 美国可再生能源替换煤炭等传统能源需求稳定，煤炭/石油/可再生能源消费来源占比从2008年23.0%/37.7%/7.4%变化至2022年10.1%/36.8%/13.5%；2020-2022，可再生能源消费量迎来爆发，占比提升1.7pct。EIA预计2021-2050美国可再生能源发电占比将从21%提升至44%，风光新增需求稳定且持续增长。

图表10 2008-2022美国能源消费来源占比



资料来源：EIA，华安证券研究所

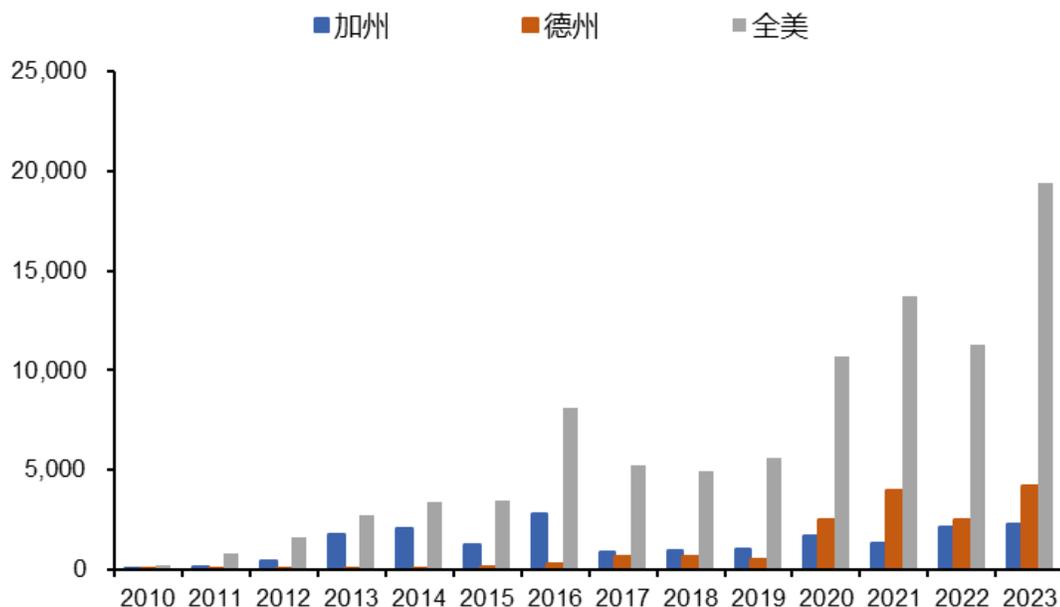
图表11 EIA美国2021-2050可再生能源发电占比预测



## 2.4 光伏电站并网量高速增长，德州加州增量明显

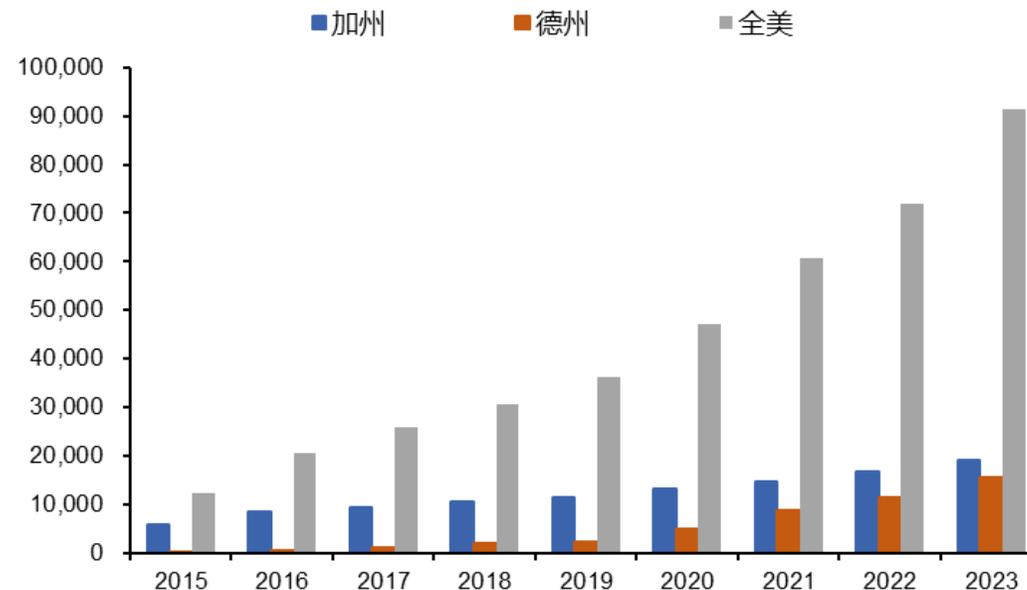
- 2015-2023年，光伏发电量增速可观，从2015年25TWh提升至2023年164TWh。
- 加州光伏电站最先起量，2016年新增并网2.8GW，同增124%；德州2020年开始高速增长，新增并网2.5GW，同增395%。2023年，加州/德州新增光伏电站并网量2.3GW/4.2GW，同增10%/66%。
- 大量新增光伏电站并网，间歇性发电特性影响电网稳定性。

图表12 美国2010-2023光伏电站新增并网量 (MW/年)



资料来源：EIA，华安证券研究所

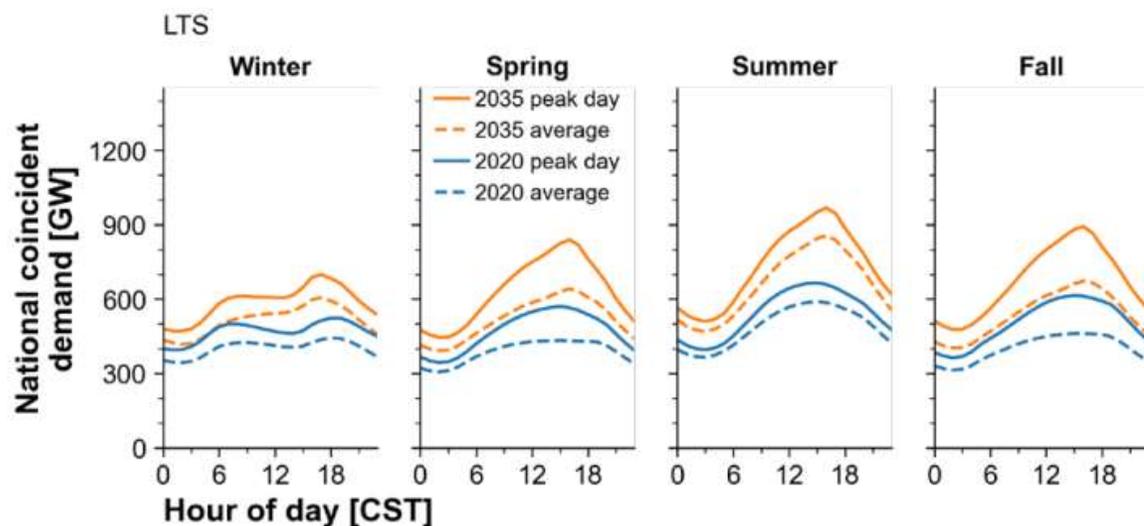
图表13 美国2015-2023光伏电站累积并网量 (MW)



## 2.5 光伏发电占比上升，谷峰波动更明显，大储项目提升电网稳定性

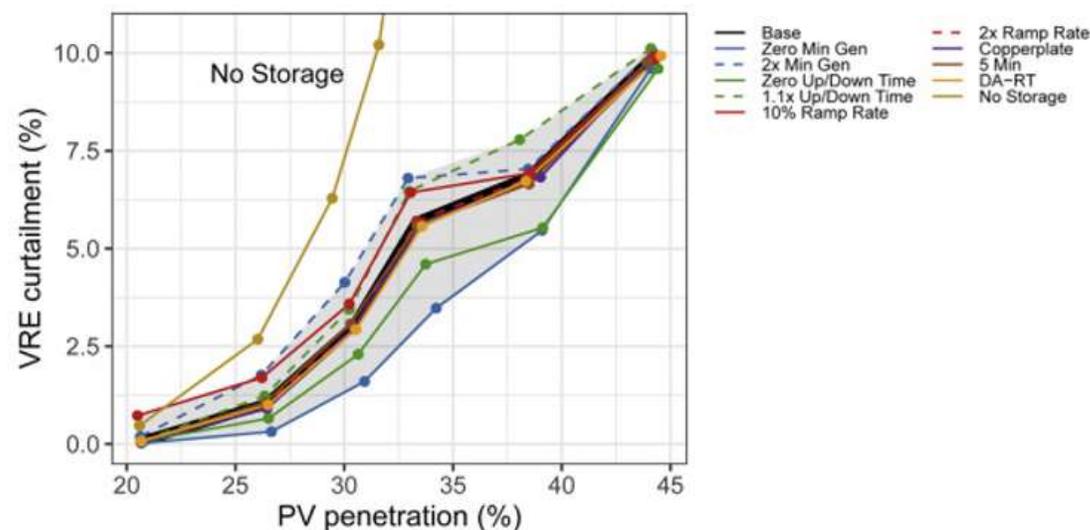
- ▶ 光伏占比提升，电力需求谷峰更明显，电网负载压力加大。IEA研究表明，当可再生能源占比达到15%时，消纳瓶颈将会体现，美国目前电网消纳问题已开始显现。
- ▶ 据NREL，当光伏渗透率在25%-40%之间时，弃电率增长速度快，储能电站有助于削峰填谷。

图表14 2035年与2020年电力需求谷峰分布 (LTS)



资料来源：NREL，IEA，华安证券研究所  
LTS系美国政府长期战略情景，相对更为保守

图表15 各限制条件下光伏渗透率对弃电率的影响

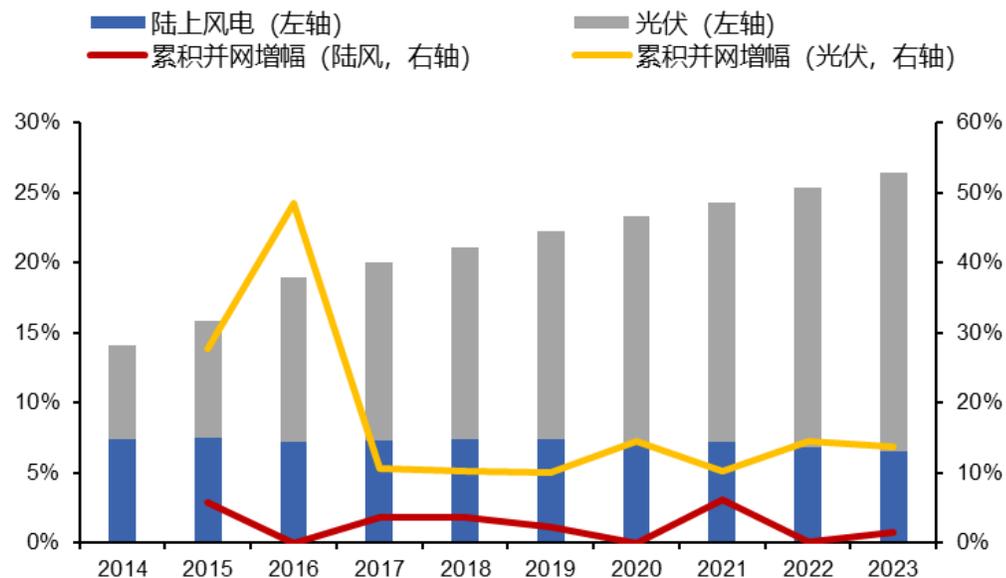


资料来源：IEA

## 2.6 美国风光占比日益增加，提振储能调节需求

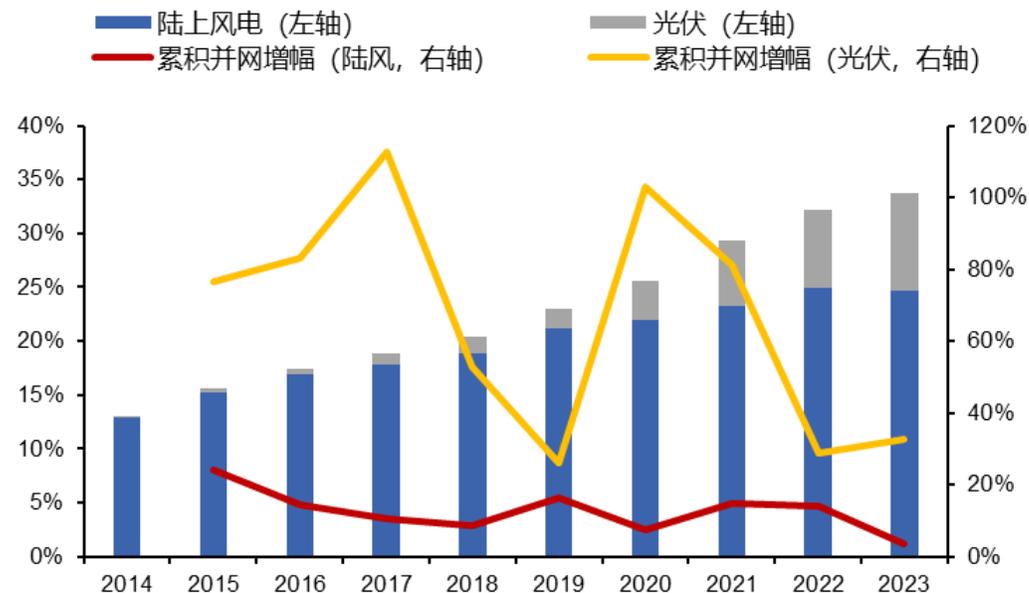
- 加州光伏电站基数较高，15-16年光伏并网迎来高增长，17-23年增幅保持稳定；德州15-17年光伏电站高速增长，但基数较低，对电网影响有限，20-21年迎来第二波高速增长，整体占比有明显提升。

图表16 加州发电机并网占比



资料来源：EIA，华安证券研究所

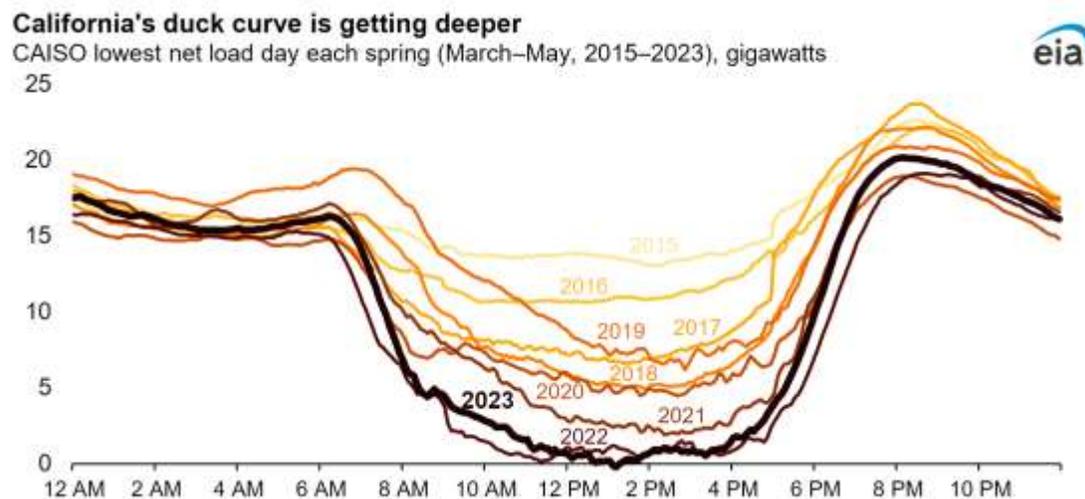
图表17 德州发电机并网占比



## 2.7 从鸭子曲线，看削峰调谷需求

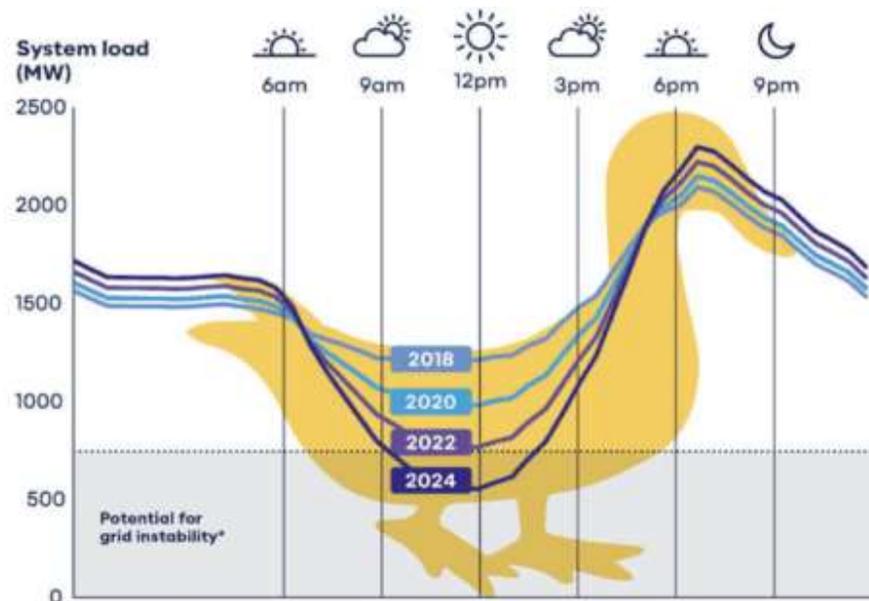
- ▶ 煤电退役+光伏电站占比提升，加州德州电网净负荷在中午时段明显下滑，形成“鸭子曲线”。美国市场新能源装机非强制配储，储能装机需求相比削峰调谷需求有一定滞后性。
- ▶ 加州2015年开始，“鸭子曲线”落差加速扩大，22-23年净负荷中午时段约为0。德州2018年-2022年，“鸭子曲线”落差开始加大，且落差增速暂未有减缓迹象。

图表18 2015-2023加州鸭子曲线加深历程



资料来源：EIA，CAISO，华安证券研究所

图表19 2018-2024E德州鸭子曲线

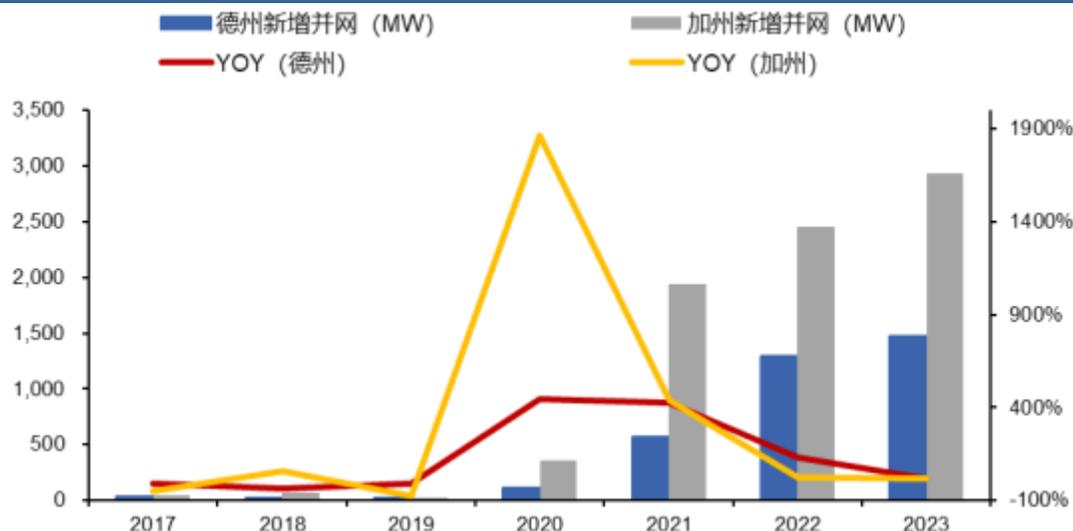


资料来源：Power Magazine，华安证券研究所

## 2.8 从鸭子曲线，看储能需求释放节奏

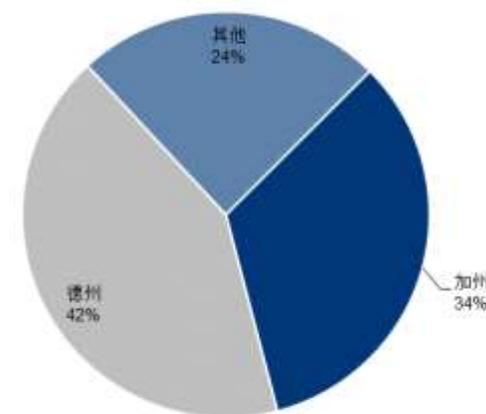
- ▶ 光伏电站并网增速影响电网鸭子曲线震幅，系判断储能未来潜在节奏的关键，我们预估德州相比加州储能需求有1-2年的滞后。
- ▶ 加州/德州24年分别预期储能并网5.0GW/6.4GW；加州系前期装机并网较多，增速有所放缓；德州受夏冬极端天气影响，同时光伏/风能发电部署量较多弃电率较高，ERCOT大幅度增加大储项目以加强电网弹性。非加州/德州地区开始呈现低基数高增长的态势，其中亚利桑那州24年预计并网1.4GW。加州24-25带来稳定增量，非加州地区则带来额外增量。

图表20 2017-2023加州德州新增储能并网量



资料来源：EIA，华安证券研究所

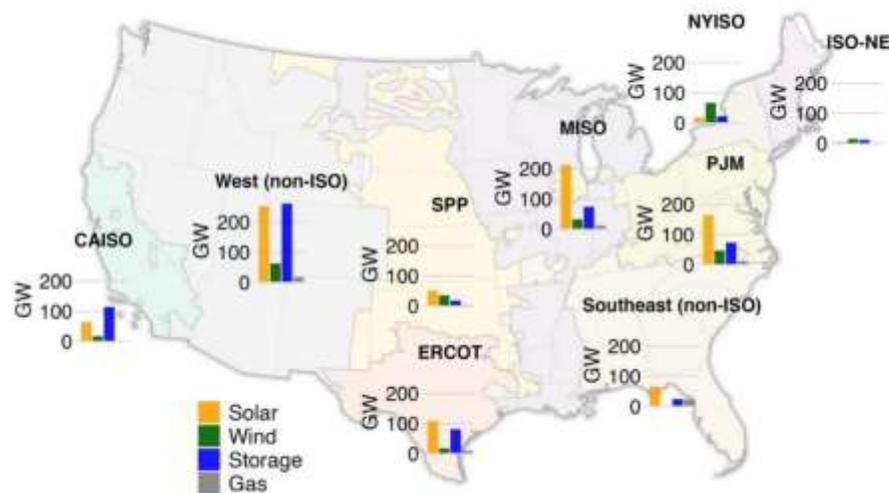
图表21 EIA 2024E美国储能并网占比



## 2.9 从光伏和储能并网队列数量，看美国新兴市场储能潜在节奏

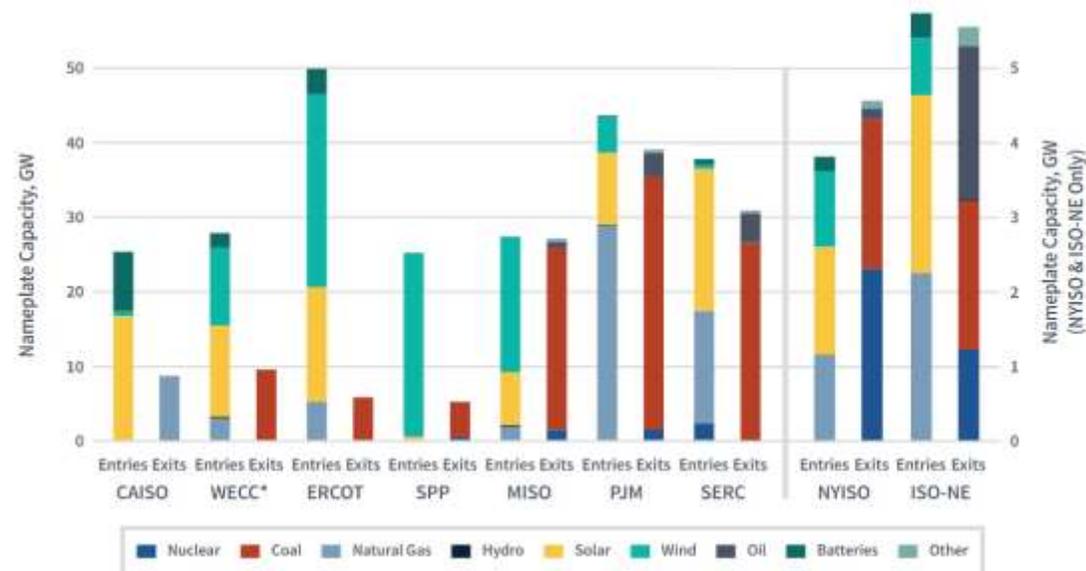
- ▶ 美国电力市场运营商分为区域输电组织/独立系统运营（RTOs/ISOs），共有10家，加州系CAISO，德州对应ERCOT，亚利桑那归属于WEST。
- ▶ 用目前退役与新增电站规模对比，我们将各个州节奏分为三类。1) **成熟稳定增长市场**：加州因退役天然气/煤电电站，光伏/储能电站已各自前后弥补退役电站的发电和调峰需求，后续将稳定增长；2) **储能快速增长市场**：德州/WEST目前新能源项目快速弥补退役电站发电需求，储能需求迎来爆发；3) **美国新兴市场**：其余地区退役电站需求尚未弥补，新能源将迎来快速装机，储能需求随后有望加速释放。

图表22 美国电力市场运营商分布及2022年并网队列



资料来源：LBNL，华安证券研究所

图表23 各市场2013-2023新加与退役电站规模



资料来源：FERC，华安证券研究所

## 2.10 从PJM容量市场拍卖，看美国新兴市场潜在需求

► PJM系第三类美国新兴市场，旧电站退役造成容量拍卖资源不足，25/26年度容量拍卖清算价格相较24/25年度提升超8倍，达到269.92美元/MW，亦提升储能的经济性水平，支撑储能需求。

图表24 容量拍卖结果 (RPM)

Delivery Year	Auction Results				
	Resource Clearing Price	Cleared UCAP (MW)	RPM Reserve Margin	Total Reserve Margin <sup>1</sup>	Total Cost to Load (\$ billion)
2015/16 <sup>2</sup>	\$136.00	164,561.2	19.7%	19.3%	\$9.7
2016/17 <sup>3</sup>	\$59.37	169,159.7	20.7%	20.3%	\$5.5
2017/18	\$120.00	167,003.7	20.1%	19.7%	\$7.5
2018/19	\$164.77	166,836.9	20.2%	19.8%	\$10.9
2019/20	\$100.00	167,305.9	22.9%	22.4%	\$7.0
2020/21 <sup>4</sup>	\$76.53	165,109.2	23.9%	23.3%	\$7.0
2021/22	\$140.00	163,627.3	22.0%	21.5%	\$9.3
2022/23	\$50.00	144,477.3	21.1%	19.9%	\$3.9
2023/24	\$34.13	144,870.6	21.6%	20.3%	\$2.2
2024/25	\$28.92	147,478.9	21.7%	20.4%	\$2.2
2025/26 <sup>5</sup>	\$269.92	135,684.0	18.6%	18.5%	\$14.7

资料来源：PJM，华安证券研究所

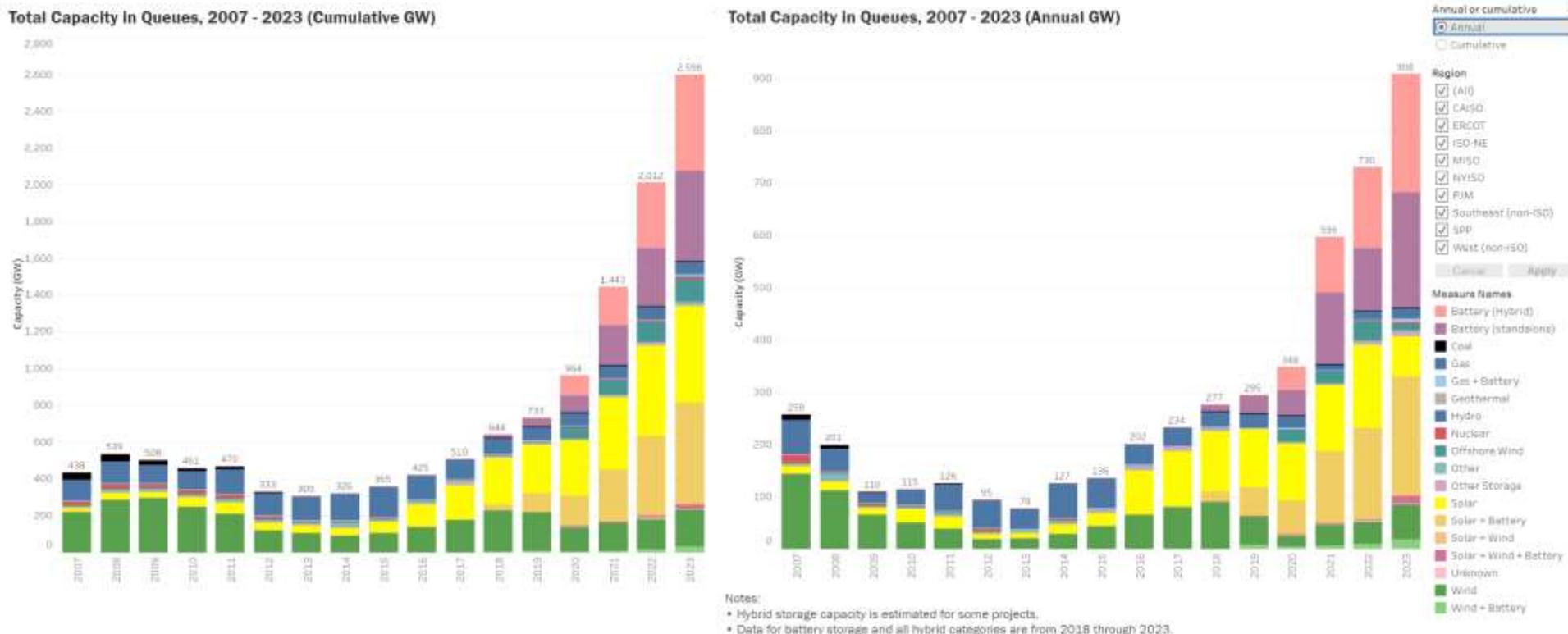
图表25 按类型提供和结算总量 (RPM+FRR)

Type	Offered and Cleared UCAP							
	2022/23		2023/24		2024/25		2025/26 (Reflects ELCC Accreditation)	
	Offered	Cleared	Offered	Cleared	Offered	Cleared	Offered	Cleared
Coal	45,754	39,230	37,164	31,811	35,114	31,532	30,081	30,081
Distillate Oil (No.2)	3,178	2,897	2,894	2,855	2,776	2,674	2,408	2,408
Gas	85,562	79,329	85,217	81,643	85,469	83,258	66,354	66,354
Nuclear	31,944	26,140	31,960	31,960	31,835	31,629	30,549	30,549
Oil	2,674	2,527	2,350	2,269	2,493	2,220	578	578
Solar	2,633	2,096	2,945	2,935	4,234	4,232	1,337	1,337
Water	6,917	6,749	6,375	6,375	6,137	6,137	5,365	5,361
Wind	2,595	1,839	1,608	1,416	1,396	1,396	2,618	1,676
Battery/Hybrid	-	-	16	16	36	36	14	14
Other	1,205	1,168	1,185	1,185	1,153	1,153	911	911
Demand Response	10,604	8,903	10,652	8,631	10,334	8,180	6,363	6,342
Aggregate Resource	484	386	511	511	503	503	327	273
<b>Total (without EE)</b>	<b>193,551</b>	<b>171,263</b>	<b>182,875</b>	<b>171,605</b>	<b>181,481</b>	<b>172,951</b>	<b>146,905</b>	<b>145,883</b>
Energy Efficiency	5,057	4,811	5,471	5,471	8,417	7,669	1,460	1,460
<b>Total (with EE)</b>	<b>198,608</b>	<b>176,073</b>	<b>188,346</b>	<b>177,076</b>	<b>189,898</b>	<b>180,620</b>	<b>148,364</b>	<b>147,343</b>

## 2.11 美国光伏装机高增，储能开始走上快车道

► 据LBNL，2013年后风光需求快速反弹并屡创新高，催化储能项目2018年排队容量迎来高速发展期，其中2018-2023每年新增排队独立储能项目从14GW/年提升至219GW/年，同时风光配储排队数量亦增长显著。

图表26 美国电网队列项目容量 (左：当年累积/右：当年新增)



资料来源：LBNL，华安证券研究所



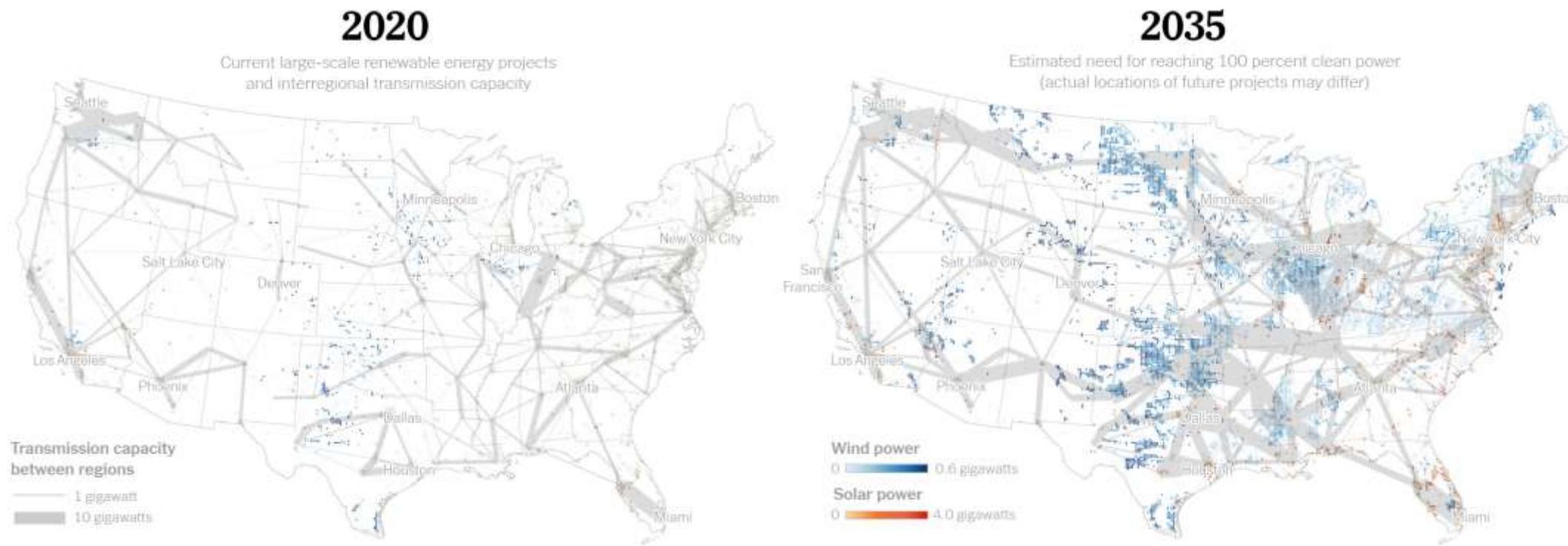
## 目录

- 1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- 2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石
- 3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节
- 4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解
- 5 经济性：项目IRR敏感性探讨
- 6 投资建议及风险提示

## 3.1 新能源电站储备项目多，驱动美国高压电网建设需求

- ▶ 新能源项目需求高速增长，电网并网压力激增。高压电网建设周期较长，成本高，基础设施建设预算需要各级政府层层审批，电网建设情况相对新能源电站需求有所滞后。

图表27 2020与2035美国电网建设需求对比与风光电站建设规划

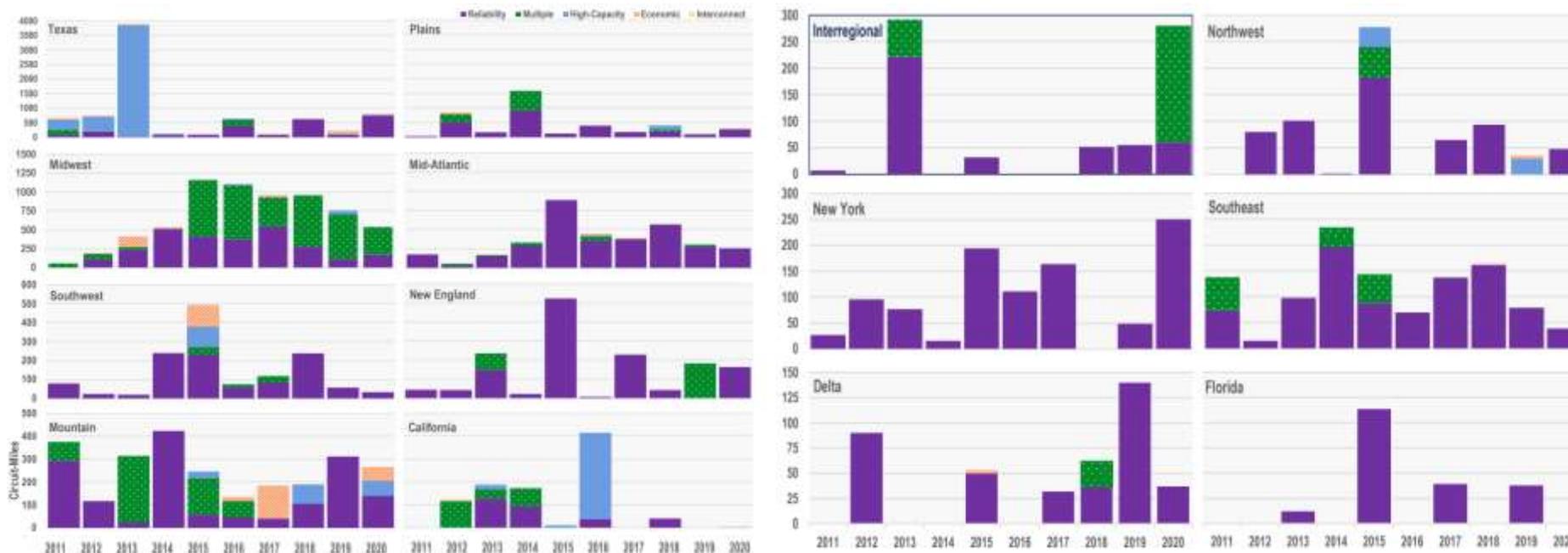


资料来源：纽约时报，华安证券研究所

## 3.2 高压电网投资具有滞后性，各电网区域间消纳能力不足

- 2011-2020期间，美国各地区电网投资集中在前5年，由于同时期新能源项目建设需求回落，电网投资具备滞后性，2017-2020缺乏新投资消纳能力未能匹配上光风储项目高速增长。
- 美国输电电路主要在69kv-765kv，230kv及以上用于长距离输电。大于345kv项目中，美国2013年新增4000英里线路，之后逐年下降，美国高压电网规划与开始建设大部分超过5年，17-21年未有一年建设里程超1000英里。

图表28 2011-2020新建/升级高压（不小于100kv）电网区域间里程



资料来源：美国能源部，ACEG，华安证券研究所

### 3.3 美国各电网缺乏跨区域协作能力，各州之间电价价差大

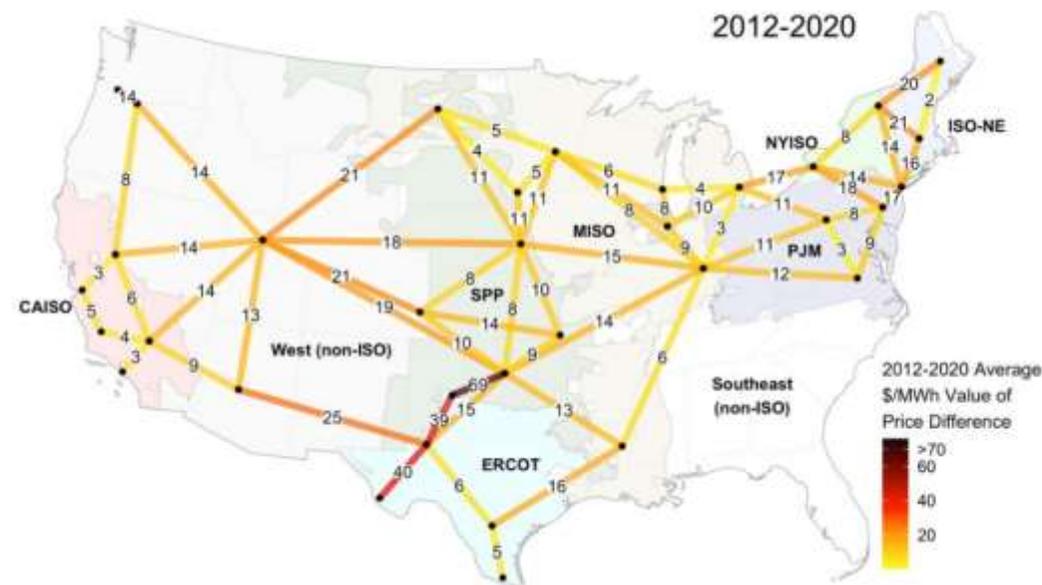
- ▶ 美国三大电网之间输电线路少，协调能力差。当部分区域因自然灾害等原因缺电时难以跨区域调度，同时风光项目地理局限性较强，需要跨区域输电能力，相邻地域存在高额价差（阻塞成本高昂）。
- ▶ 2012-2020，ERCOT（德州）与SPP部分相邻地区平均价差达到69美元/MWh。

图表29 美国输电线路地图与三大电网区域分布



资料来源：纽约时报，美国能源部，华安证券研究所

图表30 2021-2020各州相邻地区电价价差



资料来源：美国能源部，华安证券研究所

## 3.4 高压电网投资数量激增，有望用于解决阶段性并网队列堵塞问题

▶ 截至23年9月，美国已规划投入高压电网线路共36条，可消纳187GW新能源项目，相当于可令当前新能源消纳能力几乎翻倍，整体输电容量提高15%。相比21年规划线路22条，23年9月新增规划14条高压线路，但大部分为服务海上风电项目。

图表31 2021后美国规划投入高压电网线路及风光资源区域划分



资料来源：ACEG，华安证券研究所

注：红色为2021以后新规划的项目，截至23年9月。

## 3.5 高压电网建设规划高增，但落地仍需要时间

- 36条已规划高压电网线路建设项目成本预算共640亿美元；截至23年9月已有10条开始建设，10条已开建项目成本预算共225亿美元。已开建项目中，提议至开工花费时间从2年至17年不等，平均9.7年，可额外消纳19.5GW发电项目。

图表32 2021后美国规划投入高压电网线路及风光资源区域划分

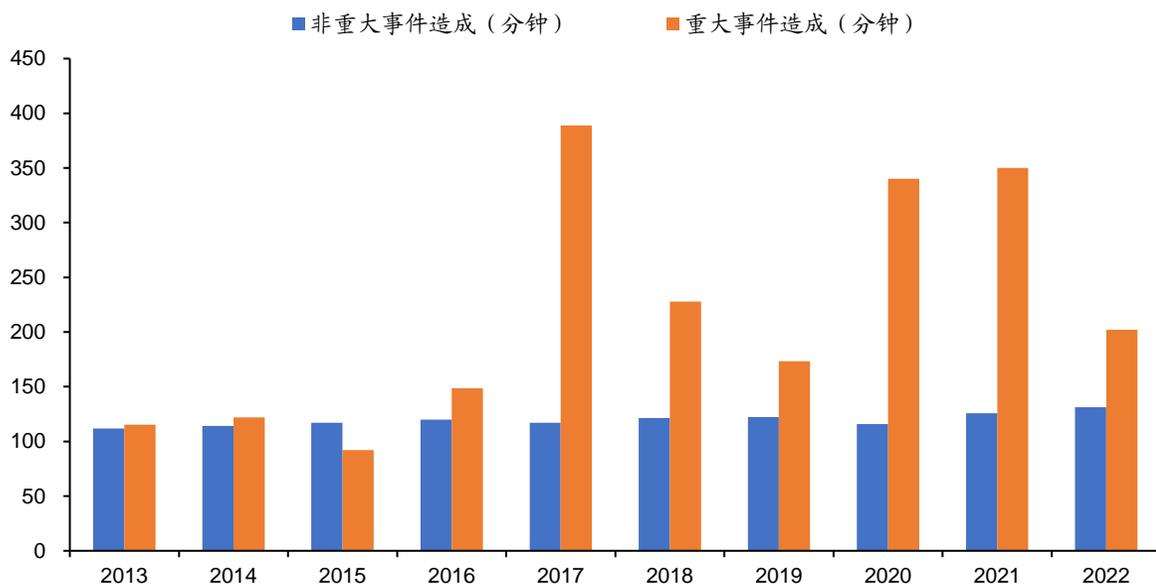
REGION	PROJECT NAME	YEAR PROPOSED	YEAR BROKEN GROUND	MILES	KILOVOLTS	AC/DC	COST \$B
New York	Champlain Hudson	2010	2022	330	300	DC	\$6.000
	Public policy transmission	2019	2021	100	345	AC	\$1.230
MISO	Cardinal-Hickory Creek	2014	2021	100	345	AC	\$0.582
Offshore	Multiple projects	2016 & 2017	2021 & 2022	30	300	DC	\$1.902
Northwest	TransWest Express	2007	2023	730	600	DC	\$3.000
	Colorado's Power Pathway	2021	2023	560	345	AC	\$1.700
	Gateway South	2007	2022	400	500	AC	\$1.900
Southwest	Gateway West	2007	2020	1000	500	AC	\$2.880
	SunZia	2006	2023	550	500	DC	\$3.0
	Ten West	2015	2023	114	500	AC	\$0.300
<b>Total</b>				<b>3,914</b>			<b>\$22.494</b>

资料来源：ACEG，华安证券研究所

## 3.6 美国应急灾备需求上升，电网抗压能力考验增加

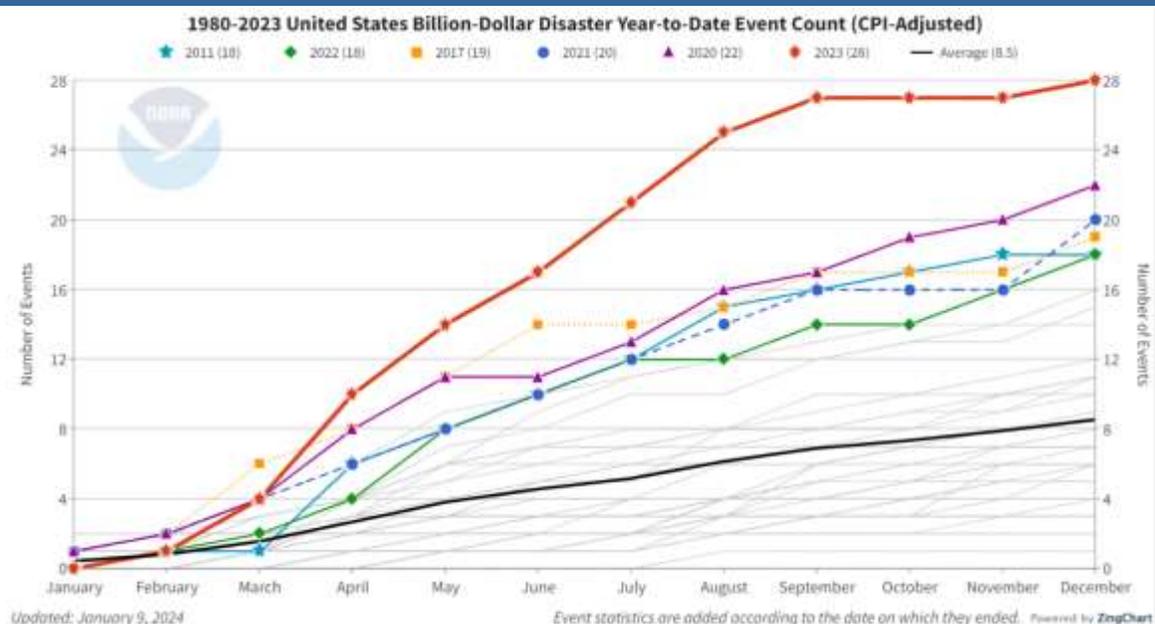
➤ 美国2013-2022年平均断电时长呈波段性上升趋势，2022年每户平均断电时长达到5个半小时，相比20-21年(7-8小时)略有回落，主要系22年重大自然灾害18次，有所下滑（20/21次数：22/20次）。23年次数达到破纪录的28次，德州加州损失金额均位列前列。受厄尔尼诺现象影响，24年美国重大自然灾害次数或将维持高位。

图表33 2013-2022美国每户平均断电时长



资料来源：EIA，华安证券研究所

图表34 美国1980-2023大型自然灾害数量统计



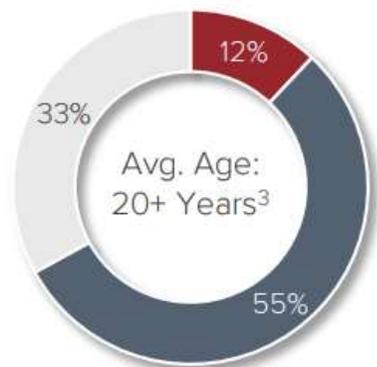
资料来源：NOAA，华安证券研究所  
重大事件系飓风等事故，NOAA定义为造成超过10亿美元损失

## 3.7 电网老旧维护/换新增增加变压器需求，储能后备电源价值有所呈现

- 目前美国大量变压器的使用寿命均已超过设计寿命（35-40年），面临着较强的更新迭代需求。自然灾害数量增加，电网维修次数上升，消耗大量库存变压器，美国变压器与开关设备缺口大。
- 停电次数激增，储能能有效起到后备电源作用，需求有望提升。

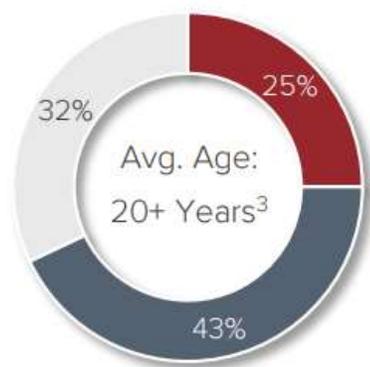
图表35 美国变压器投入时长

Industrial Transformer Equipment



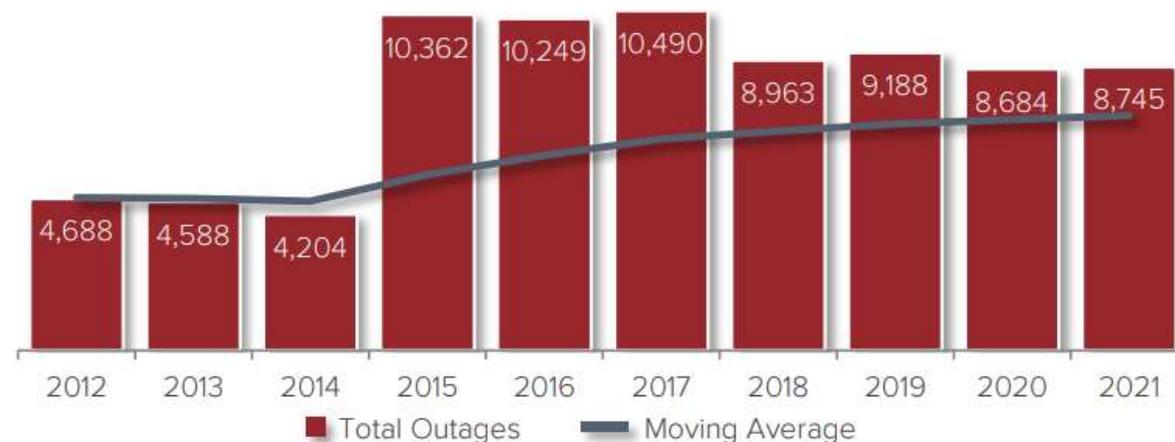
■ < 10 Years ■ 11-29 Years ■ > 30 Years

Commercial Transformer Equipment



图表36 美国断电频率

Increasing outages have prompted billions in federal spending to modernize the grid, leading to strong demand for transformers.

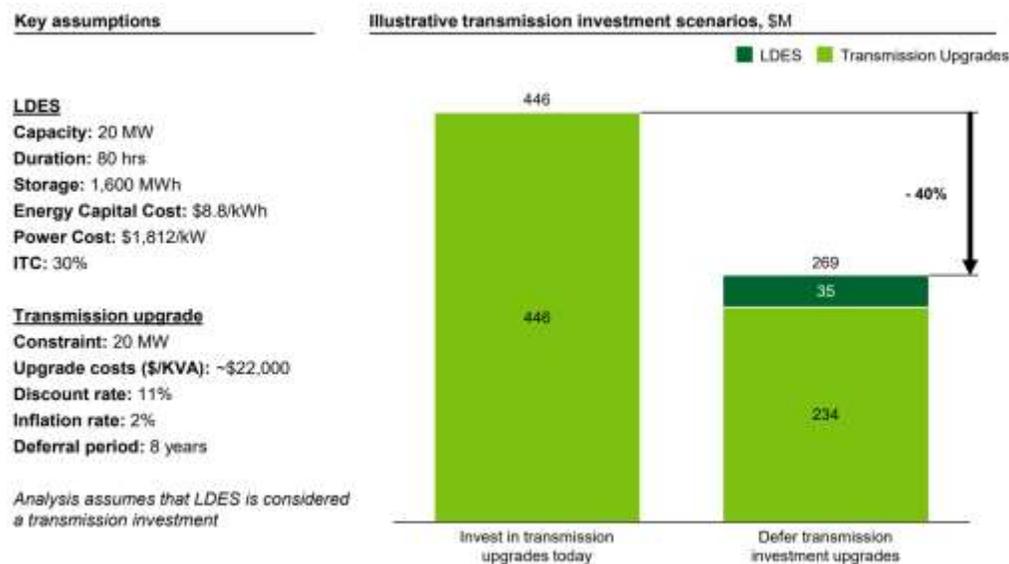


资料来源：harriswilliams，华安证券研究所

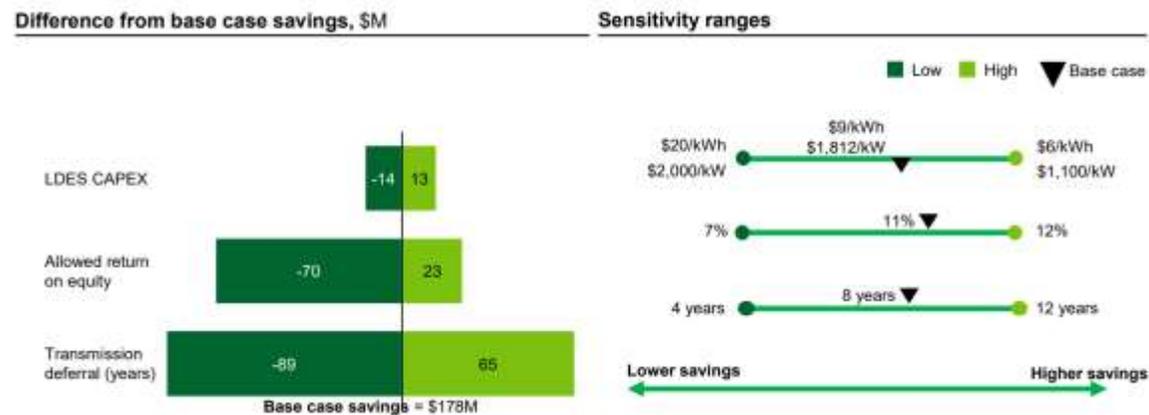
## 3.8 大储项目建设有效降低电网建设成本，提升电力稳定性见效更快

- 据美国能源部估算，1.6GWh的储能项目可为20MW的输电线路升级节省40%成本（建设3500万美元的储能项目，将输电线路升级投资的4.46亿美元降低至2.69亿美元，可推迟必要电网建设的投入）。

图表37 长时储能对电网升级成本影响



图表38 长时储能对电网升级成本影响分析



资料来源：美国能源部，华安证券研究所



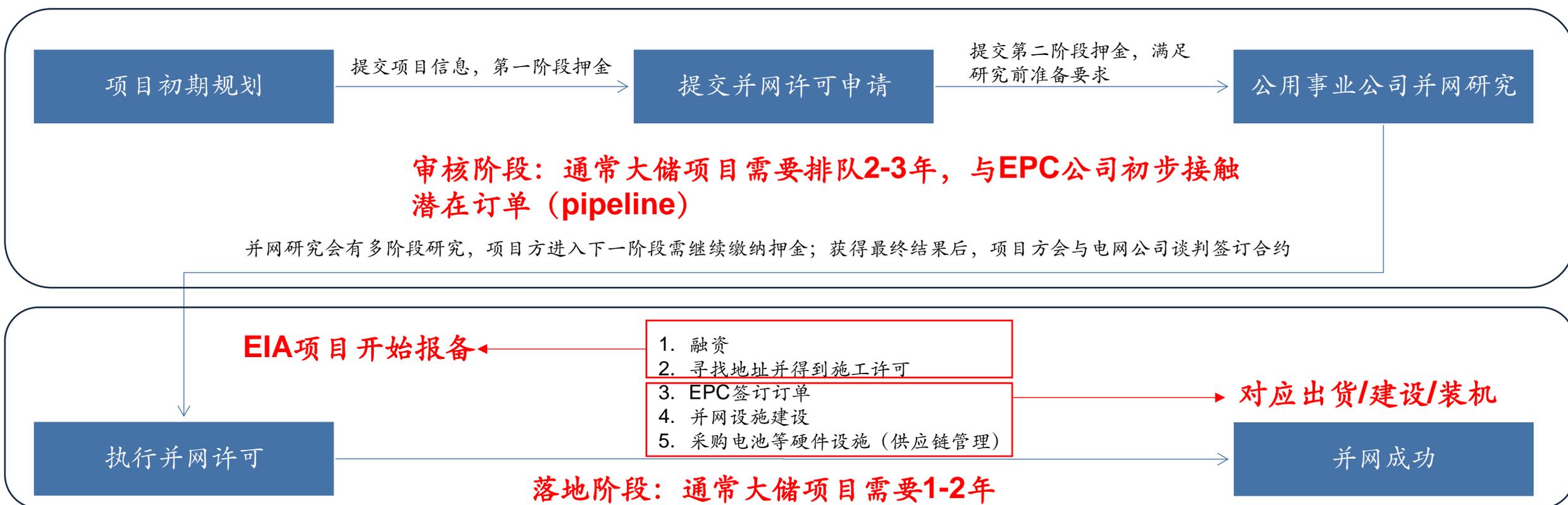
## 目录

- 1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- 2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石
- 3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节
- 4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解
- 5 经济性：项目IRR敏感性探讨
- 6 投资建议及风险提示

## 4.1 美国大储项目并网流程

➤ 美国大储项目并网流程长，需经历电网公司多轮研究审核获取并网许可后才能开始建设，该过程耗时约3年，后进行融资、建设、采购等进一步流程，通常会维持约2年。

图表39 美国大储项目并网流程



资料来源：ADVANCED ENERGY UNITED，华安证券研究所

## 4.2 审核桎梏：前期设计概念老旧，大储项目审核劣势明显

- **设计理念老旧**：FERC 2003号令于2003年推出，并一直沿用至FERC 2023号令落地前。此前规定针对传统燃煤/气发电厂设计，新能源项目由于地理位置限制性条件更多，并网面临更高的研究和建设成本。
- **后并网具备成本优势**：FERC 2003号令规定，并网项目需要担负全部电网升级费用，项目方若选择在近期已升级的项目附近落地，并网升级成本会更低。
- **投机项目多**：由于后并网建设成本更低，排队位次对电网升级建设成本的影响大，成本不确定性高，开发商通常会虚报多个项目，选择成本最低的项目落地。

图表40 加州集群研究14时间规划

### Cluster 14 – Two+ years

Cluster 14 Application	Scoping Meeting	Phase I Study	Phase I Meeting	1 <sup>st</sup> Posting	Phase II Study	Phase II Meeting	Transmission Plan Deliverability	2 <sup>nd</sup> Posting
Apr 1-15, 2021	~June 2021	Jan 2022	Feb 2022	Apr 2022	Nov 2022	Dec 2022	Mar 2023	May 2023

资料来源：CAISO，华安证券研究所

## 4.3 审核节奏：排队时间长、时间窗口少，拖累大储项目建设并网

- ▶ **谈判效率低：**FERC 2003法令下，新能源项目方与电网公司需要进行反复多轮全方面谈判，项目获得并网审批并网设施升级成本分配谈判久，研究效率低，进而导致申请排队队列长。
- ▶ **每次申请开放时间短：**以加州为例，集群14项目21年开始申请，23年下半年才开始进行第一批并网落地流程。集群15在集群14几乎完成第二阶段研究才开放申请，同时申请开放窗口仅约1个月。

图表41 美国大储项目并网讨论流程

• Approximately 2 years for above timeline with deliverability

	Scoping Meeting	Phase I Study *	Phase I Results Meeting *	Phase II Study *	Phase II Results Meeting *
<b>Purpose</b>	In-Service / COD P.O.I. Transmission system	NU & IF Costs & Timeline Study Report	Study Results Cost Responsibility for Upgrades	Updated NU & IF Costs & Timeline Study Report	Updated Study Results Cost Responsibility for upgrades
<b>Timing</b>	No later than June 30	Begins July 1 170 CD to Complete	Within 30 CD of Phase I Study Report	Begins May 1 205 CD to Complete	Within 30 CD of Phase II Study Report

\*Planned dates shown. Also applicable to ISP projects with deliverability studied with the cluster.

资料来源：CAISO，华安证券研究所

图表42 美国大储项目并网难点

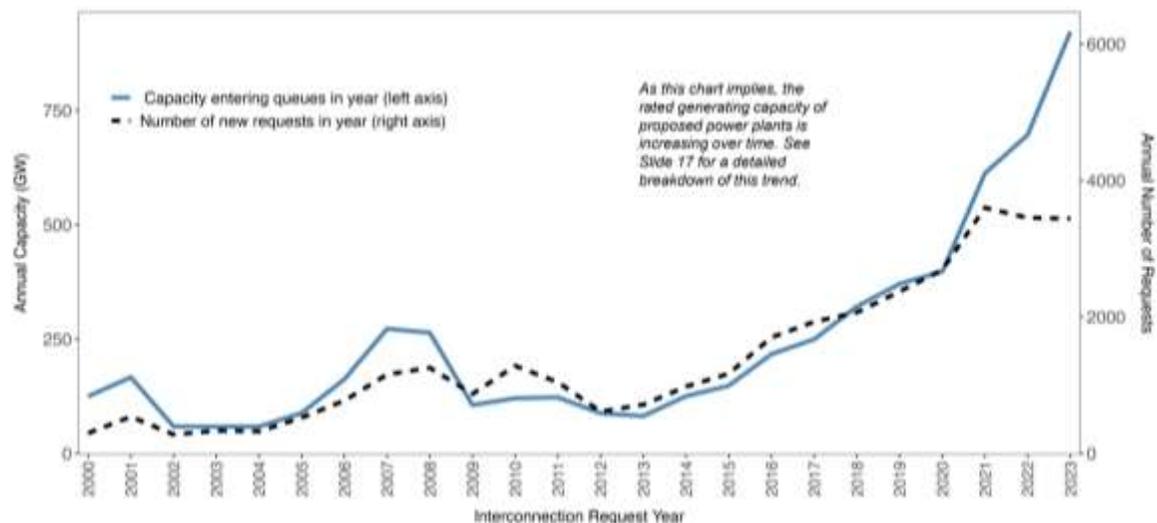
障碍	详情
成本分摊不清晰	项目申请者需为电网升级改造支付所有费用，尽管其他主体也能从中受益
电网接纳能力缺乏综合规划	面对旺盛的并网需求，电网公司没有提前升级改造以扩充接纳能力
并网成本升高	电网公司会夸大电网升级改造的规模，导致工程造价上升
缺乏对储能特性考虑	通行的并网规则中对储能这一特殊电源类型和其运行规律缺乏考虑
电网传输容量不足	电网输送容量不足导致电源送出困难，新项目被迫弃电

资料来源：Applied Economics Clinic，华安证券研究所

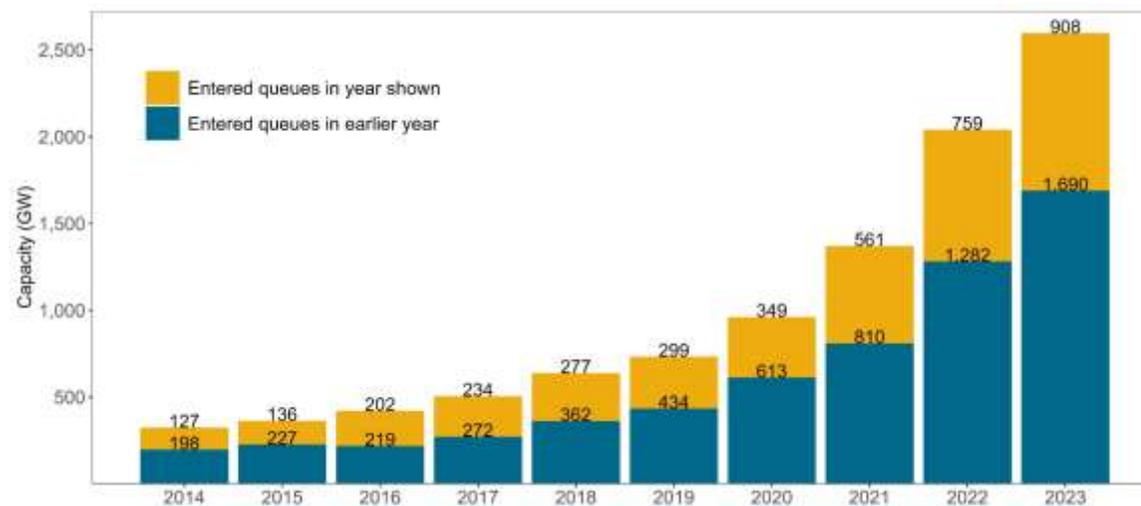
## 4.4 审核周期：并网累积排队项目高达2700GW，拖累并网节奏

➤ 据LBNL，2023年美国新增并网排队项目908GW（22年：759GW），累积约2700GW（22年：约2000GW）

图表43 美国并网队列容量增加趋势



图表44 美国并网队列每年新增容量及节奏

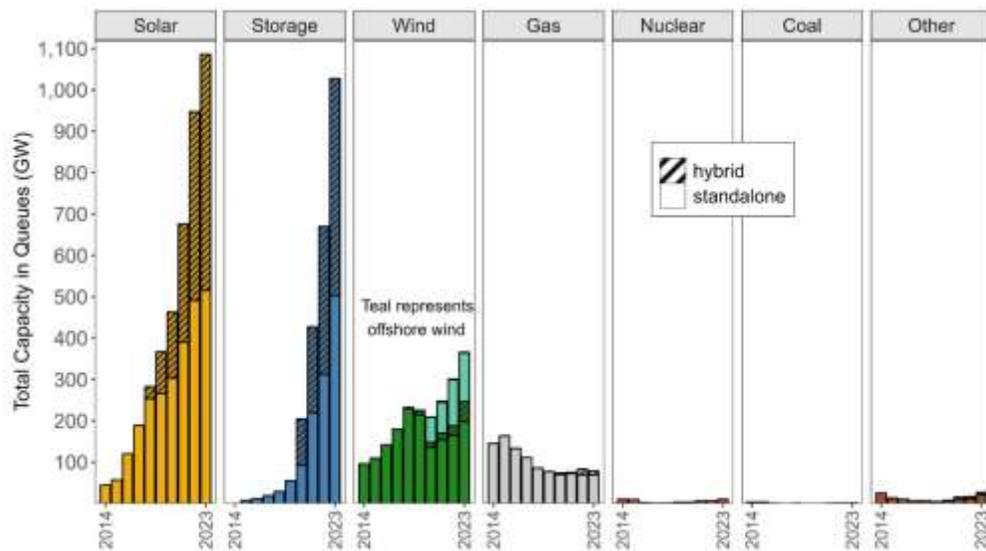


资料来源：LBNL，华安证券研究所

## 4.5 审核周期：部分州采取关闭并网窗口消化队列，25年陆续重启

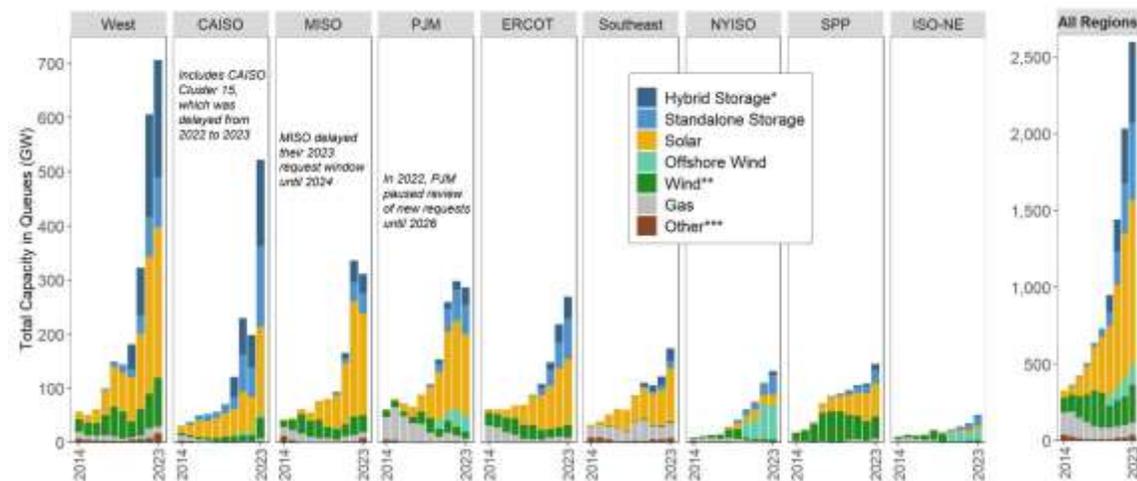
- 由于配储需求旺盛，大量光储与风储一体化项目排队并网，一体化项目在并网队列中位置相同。
- 为消化并网需求，各地电网通过关闭并网窗口的方式消化需求，2021年10月CAISO（加州）获批关闭申请窗口至2023年4月；2022年，PJM（13个州）宣布暂停审核新增并网请求至2025年。

图表45 美国并网队列中各类项目容量分布



资料来源：LBNL，华安证券研究所

图表46 美国各电网并网队列情况



## 4.6 改革方向：针对新能源项目改进，并网堵塞问题有望缓解

- 新规主要从4个方向解决并网难题：1. 财务保证；2. 分摊审批项目，小项目好落地更快并网；3. 按比例升级，无需先并网项目付全部升级费用；4. 押金+并网申请撤销处罚，增加队列中“幽灵”项目的排队成本。
- FERC2023号令24年4月落地，具体落地情况需看各州新一批并网申请计划等具体因素。CAISO等电网系统已陆续推出应对措施，后续并网队列堵塞问题有望逐步缓解。

图表47 FERC改革方向

项目内容	主要调整
前期资料准备	不需展示非财务资料，只需支付相应的押金，电网运营商可以要求非财务方面的证明。
项目集群审批费用分摊	电网运营商可以选择按项目数分摊10%-50%的审批费用，剩余费用按项目功率比例分配。
电网升级费用分摊	电网运营商不承担电网升级费用，电网升级费用由并网项目商共同承担。电网升级费用：按“比例影响”计算，即每个并网项目根据其对应升级需求的贡献来支付相应的费用。变电站升级费用：按终端用户数平均分摊给所有与该变电站连接的客户，若多个用户共享并网设施，可以通过协商方式达成按客户数或其他费用分摊协议。
押金制度	项目商只需根据项目功率规模支付一次性押金。大型项目并网协议(LGIA)的押金是电网升级预估费用的20%，这部分费用将被计入电网升级总费用。
并网申请撤销处罚	除非有特例，否则项目商在进行项目集群重审批之前撤回并网申请或在电网升级费用预估增加后撤回并网申请，都将面临相应罚金。这些罚金优先用于项目集群审批，然后是该集群的电网升级，多余的部分将退还。

资料来源：FERC，华安证券研究所



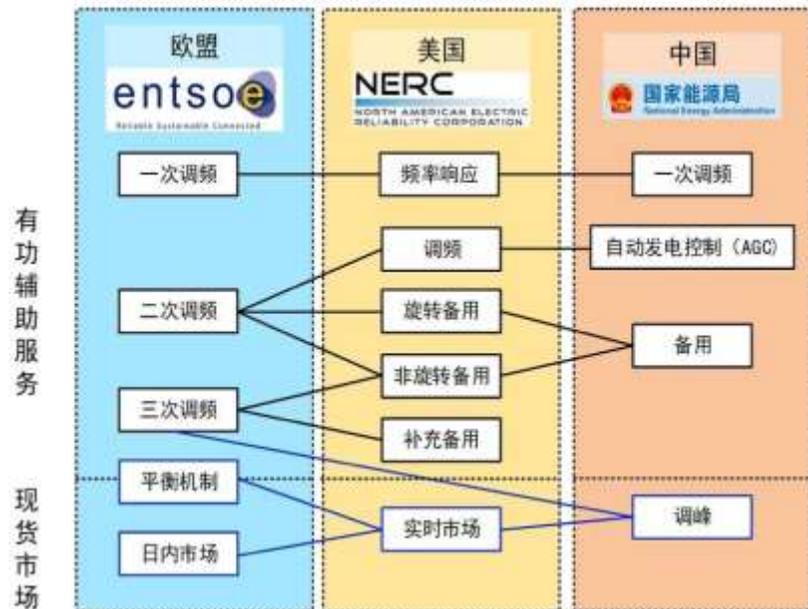
## 目录

- 1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- 2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石
- 3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节
- 4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解
- 5 经济性：项目IRR敏感性探讨
- 6 投资建议及风险提示

## 5.1 美国电力市场化模式完善，储能电站盈利模式多

► 美国电力批发市场历史悠久，高市场化程度催生出清晰且复杂的市场调节机制，辅助服务的多元化增加独立储能盈利模式。相比其他国家地区，美国辅助服务种类多，同时实时市场充分体现供需关系，套利机制成熟。

图表48 欧盟、美国、中国有功辅助服务分类对比



资料来源：全国能源信息平台，华安证券研究所

图表49 德州典型储能项目收入来源



资料来源：STEM，华安证券研究所

## 5.2 美国大储主要通过电能量市场、辅助服务、容量市场获利

➤ 美国大储主要通过参与电能量市场（套利）、辅助服务、容量市场盈利，盈利途径较多大储项目方开发项目动机更足。相比美国，欧洲容量市场等盈利模式尚未成熟，还需时间探索。

图表50 美国表前储能主要应用

用途	具体内容	常见程度	
套利	在低谷电价段充电，高峰电价时进行销售实现套利	常见	
容量市场（快速频率响应，FFR）	储备冗余容量，在用电高峰期提供满足需求。通过尖峰电价机制、容量市场、资源充足性合同，获得服务收益	常见	
辅助服务	一次调频	电网以固定频率输配电，若用电需求 / 供给突然变化，可能导致电网偏离原本稳定的频率；储能快速地响应用电需求和发电情况变化，从而避免频率大幅变化	在个别市场中较常见
	旋转备用	避免发电机故障，发电设备在用电需求低时仍需维持一定备用容量运行，通过储能将额外产电储存起来，避免浪费，同时实现快速响应波动	常见
	备用电源	并网的备用设备，用于替换运行中的旋转设备	常见，价值量低
	负荷管理	快速响应随机、不规则的用电需求和发电情况变化	常见
	负荷跟踪	跟踪长期负荷变化	常见，仅在部分市场中存在
输配电延期建设	随着电力需求的增长，电网运营商面临着添加新的或升级现有输配电设备的需要，添加储能可以推迟甚至消除对这些额外升级或设备的需求	只存在电网拥堵费高的情况下	
黑启动	当整个电网受到停电影响时，在待机模式下运行，并独立地为其他电网系统重新供电	不常见	
电压控制 / 无功调节	除了调节频率外，电网运营商还必须确保一定的电压水平并保持电压稳定性	/	

资料来源：Energy Storage Forum，华安证券研究所

## 5.3 美国大储项目应用场景以风光余电存储/调峰/调频/套利为主

- ▶ 细分应用场景中，排名前5的分别为风光发电余量存储/调峰/调频/套利/斜坡旋转备用，项目数量占比分别49%/40%/40%/34%/23%，装机量分别为3125MW/1269MW/6718MW/5227MW/4936MW。
- ▶ 各用途间并无明显互斥关系，项目因地制宜选择潜在收入模式。

图表51 美国表前储能主要应用

用途	个数	占比	YOY	装机量 (MW)	占比	YOY	单项目平均装机量 (MW)	YOY
风光发电余量存储	220	49%	49%	3125.4	35%	118%	14.2	47%
调峰	181	40%	23%	1268.7	14%	30%	7.0	6%
调频	178	40%	39%	6717.5	74%	123%	37.7	61%
套利	154	34%	50%	5226.6	58%	90%	33.9	27%
斜坡/旋转备用	102	23%	59%	4936	55%	144%	48.4	53%
负荷管理	80	18%	29%	1280.6	14%	50%	16.0	16%
可再生能源共址储能项目	50	11%	32%	480.6	5%	114%	9.6	63%
电压控制/无功调节	43	10%	26%	1803.3	20%	64%	41.9	30%
备用电源	41	9%	24%	364	4%	315%	8.9	234%
负荷跟踪	40	9%	25%	994.4	11%	103%	24.9	62%
输配电延期	21	5%	50%	147	2%	30%	7.0	-14%
统计项目总数 (截至2022年)	449		36%	9021		89%	20.1	39%

资料来源：EIA，华安证券研究所

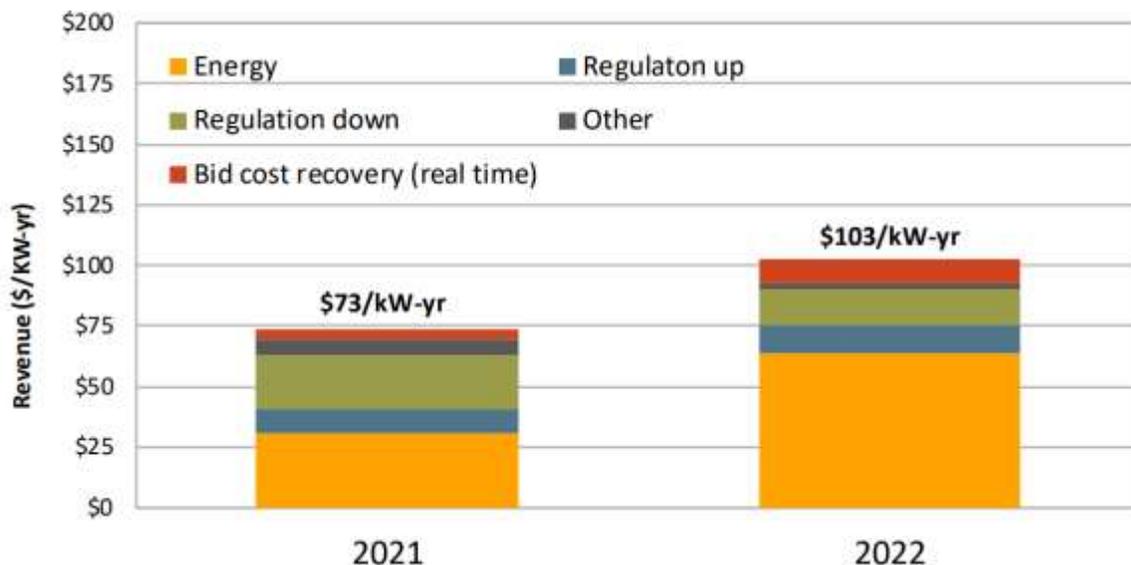
注：每个项目或有多个用途

敬请参阅末页重要声明及评级说明

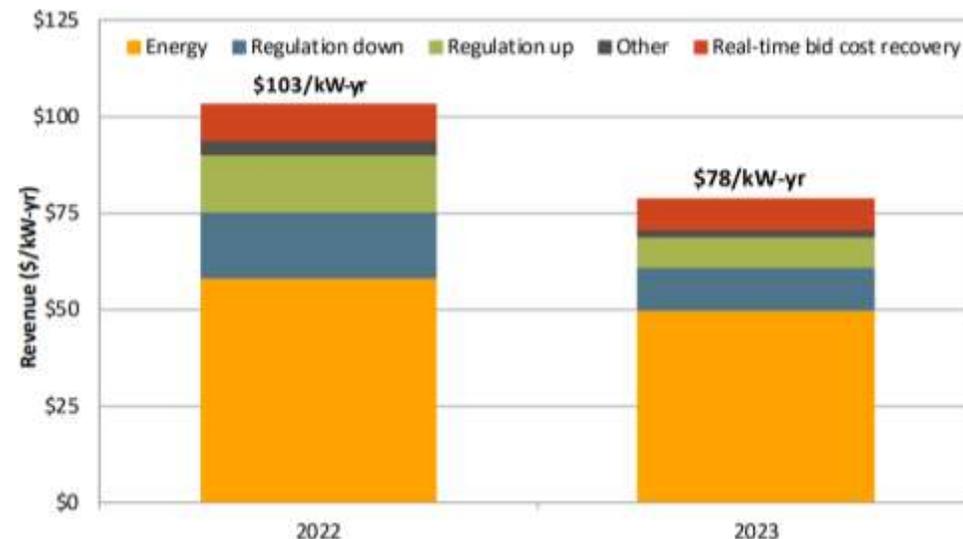
## 5.4 加州储能市场属于成熟稳定增长市场，收益主要来自套利

- 加州储能市场我们归纳为成熟稳定增长市场，收益主要来自电能量市场（套利）。
- 由于电能量市场收入高涨，储能项目通过峰谷套利22年营收高增，年度净收入（Net Revenue）从21年73美元/kW提升至22年103美元/kW；23年有所回落至78美元/kW，主要系调频收益下滑明显，套利收益略有下滑；加州项目22-23年收入来源大部分来自电能量市场套利。

图表52 21-22加州储能电站净收入



图表53 22-23加州储能电站净收入



资料来源：CAISO，华安证券研究所

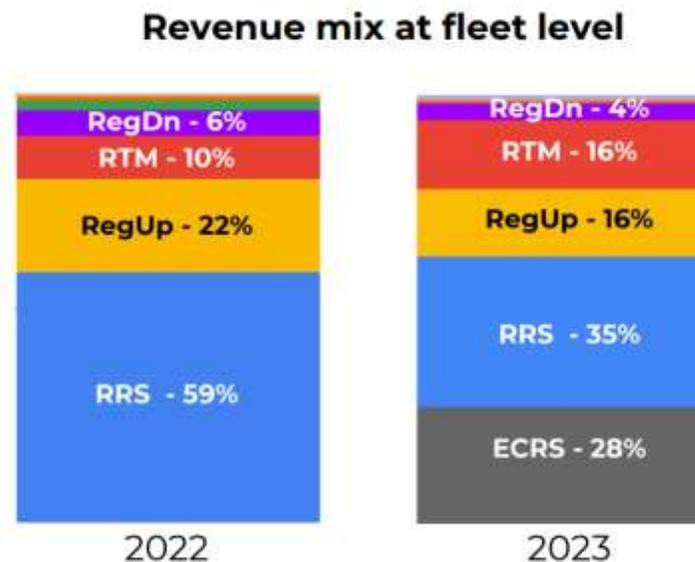
## 5.5 德州辅助服务收入23年激增，属于储能快速增长市场

► 德州项目主要依靠辅助市场获得收入，电能量市场套利收入22年/23年占比分别为10%/16%。23年德州储能项目平均月收入同比+51%，达到17.33美元/kW，主要系德州开启了应急储备服务（ECRS）收入大幅提高储能电站收益，套利收入亦有提升，调频收入占比有所下滑（RegUp和RegDn）。

图表54 22-23年德州储能项目平均收入



图表55 22-23年德州储能项目收入来源

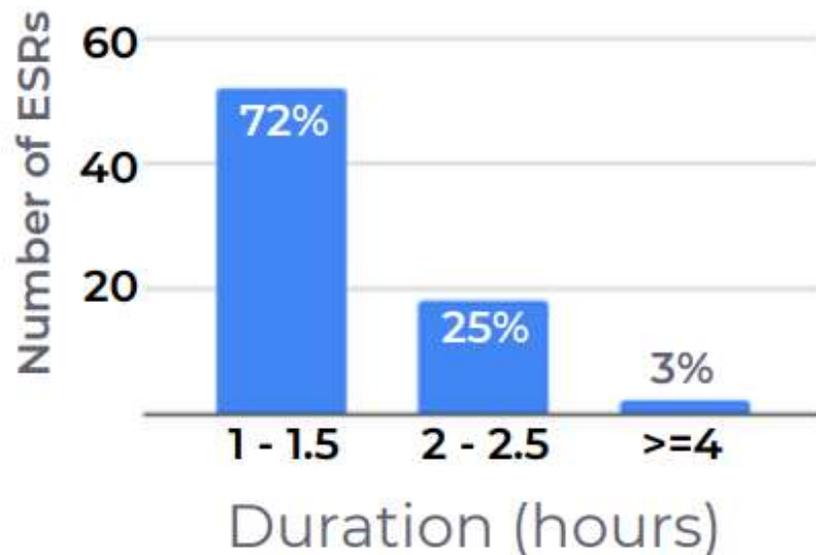


资料来源：ERCOT，华安证券研究所

## 5.6 储能市场发展阶段不同，导致收入模式存在差异

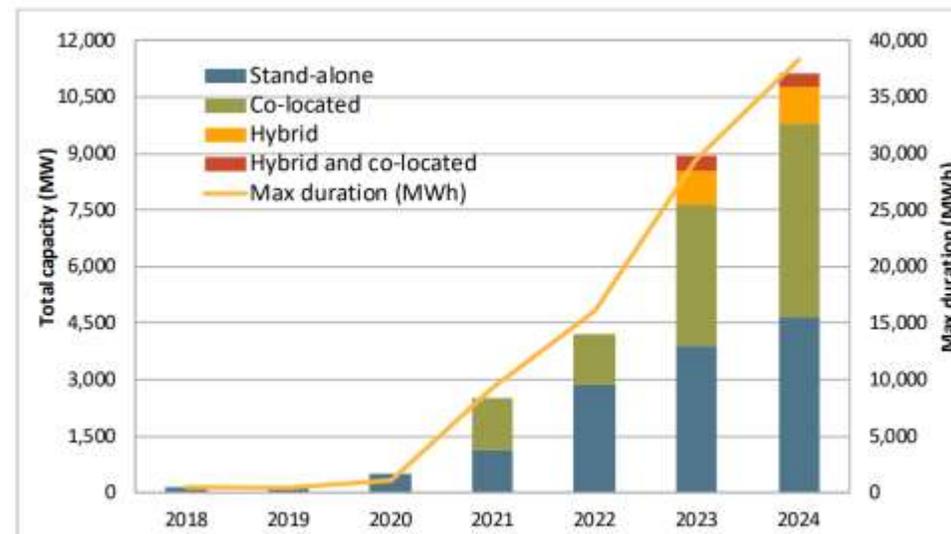
- 加州德州电站收入来源及增长趋势有差异。由于加州电力市场成熟，储能项目主要依靠套利获取收入，因此平均配储时长24年已达到3.5小时；德州时长主要依靠辅助服务时长获取收入，套利时长仍在发展，因此绝大部分项目配储时长仍在1-1.5小时。

图表56 23年德州配储时长



资料来源：ERCOT，华安证券研究所

图表57 18-24年加州配储时长

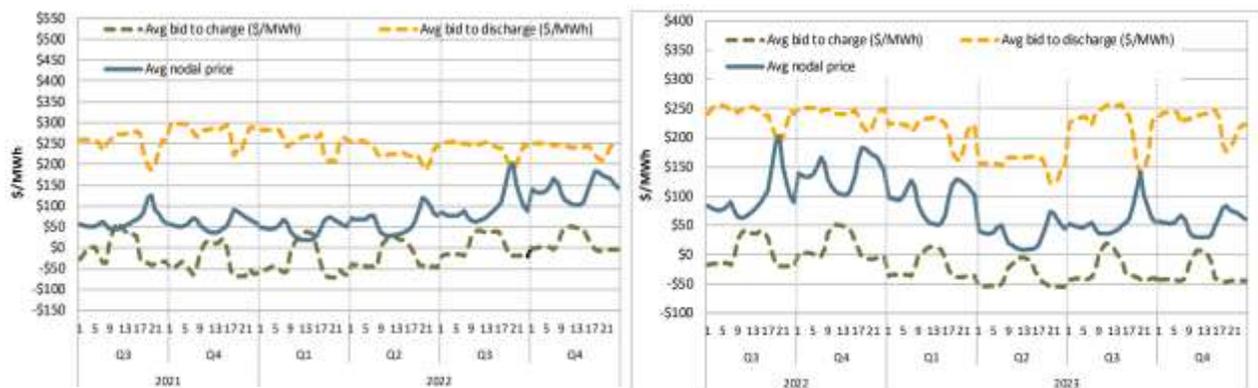


资料来源：CAISO，华安证券研究所

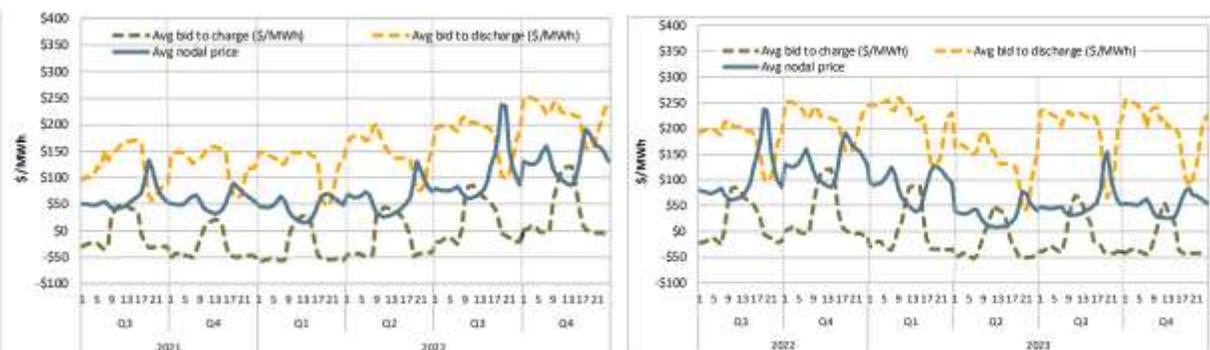
## 5.7 加州21-23年电能量市场价差增加，属于成熟稳定增长市场

- ▶ 日前市场中，加州21-23年平均充放电价差分别为190美元/MWh、251美元/MWh、235美元/MWh。
- ▶ 实时市场中，加州21-23年平均充放电价差分别为119美元/MWh、167美元/MWh、206美元/MWh。

图表58 每小时平均日前投标价和节点价格（按季度）



图表59 每小时平均实时投标价和节点价格（按季度）



资料来源：CAISO，华安证券研究所

## 5.8 IRR敏感性测算1：项目营收

- 我们对德州储能项目盈利模型进行IRR敏感性测算，单kW月收入每增加变化1美元，IRR提高2-3%，项目营收对IRR影响较大。我们判断：
  - 1) **成熟稳定增长市场**（加州）随着调峰供需趋于平衡，项目营收较为稳定；
  - 2) **储能快速增长市场**（德州、WEST等）受益于储能参与电力市场机制愈发成熟，营收于近1-2年有大幅度增长，
  - 3) **美国新兴市场**（PJM等）仍将完善储能盈利模式，可追踪后续电力市场政策变更判断需求高增节奏。

图表60 营收与IRR敏感性分析

德州	营收（美元/（kw*月））	14.33	15.33	16.33	17.33
	IRR	20.92%	23.62%	26.35%	29.12%
	营收（美元/（kw*月））	18.33	19.33	20.33	21.33
	IRR	31.92%	34.75%	37.61%	40.48%

资料来源：CAISO, ERCOT, 华安证券研究所测算

## 5.9 边际因素2: IRA补贴

- 22年8月IRA ITC政策推出，独立储能首次被纳入ITC，可以抵免30-70%初始投资成本。但具体落地政策届时并未明确，一些业主为获得补贴推迟落地项目至23年，拉高23FY装机预期。
- 受益于IRA与解决电池供应难题，22Q3-23Q3美国主要大储厂商新增订单价值高于营收，积压订单高居不下。

图表61 IRA具体措施

	2023	2024	2025-2033	2034	2035	2036
<b>1M以下的项目</b>						
基础	30%	30%	30%	22.50%	15%	0%
本土制造	10%	10%	10%	10%	10%	10%
能源社区	10%	10%	10%	10%	10%	10%
低收入						
低收入社区或印第安区域	10%	10%	10%	7.50%	5%	0%
低收入住宅建设项目或低收入经济效益项目	20%	20%	20%	15%	10%	0%
最大合计补贴力度	70%	70%	70%	58%	45%	20%
<b>1M以上项目</b>						
<b>所有项目</b>						
基础	65	65	6%	4.50%	3%	0%
本土制造	25	25	25	1.50%	1%	0%
能源社区	25	2%	25	1.50%	1%	0%
<b>满足劳工要求的项目</b>						
基础	24%	24%	24%	18%	12%	0%
本土制造	8%	8%	8%	6%	4%	0%
能源社区	8%	8%	8%	6%	4%	0%
<b>5MW以下的低收入项目</b>						
低收入社区或印第安区域	10%	10%	10%	7.50%	5%	0%
低收入住宅完建筑项目或低收入经济效益项目	20%	20%	20%	15%	10%	0%
最大合计补贴力度	70%	70%	70%	53%	35%	0%

资料来源: SEIA, 华安证券研究所

## 5.10 IRR敏感性测算2: IRA补贴

- 考虑到政策退补风险和项目方获得补贴提高情况，我们测算出当IRA补贴完全取消时，相比当前大部分项目（30%基础补贴）下有约-6%的IRR差异。30%以上每提高10%IRA补贴（美国国内内容条例等附加条款），IRR将提升2.5%-3%。

图表62 IRA补贴与IRR敏感性测算

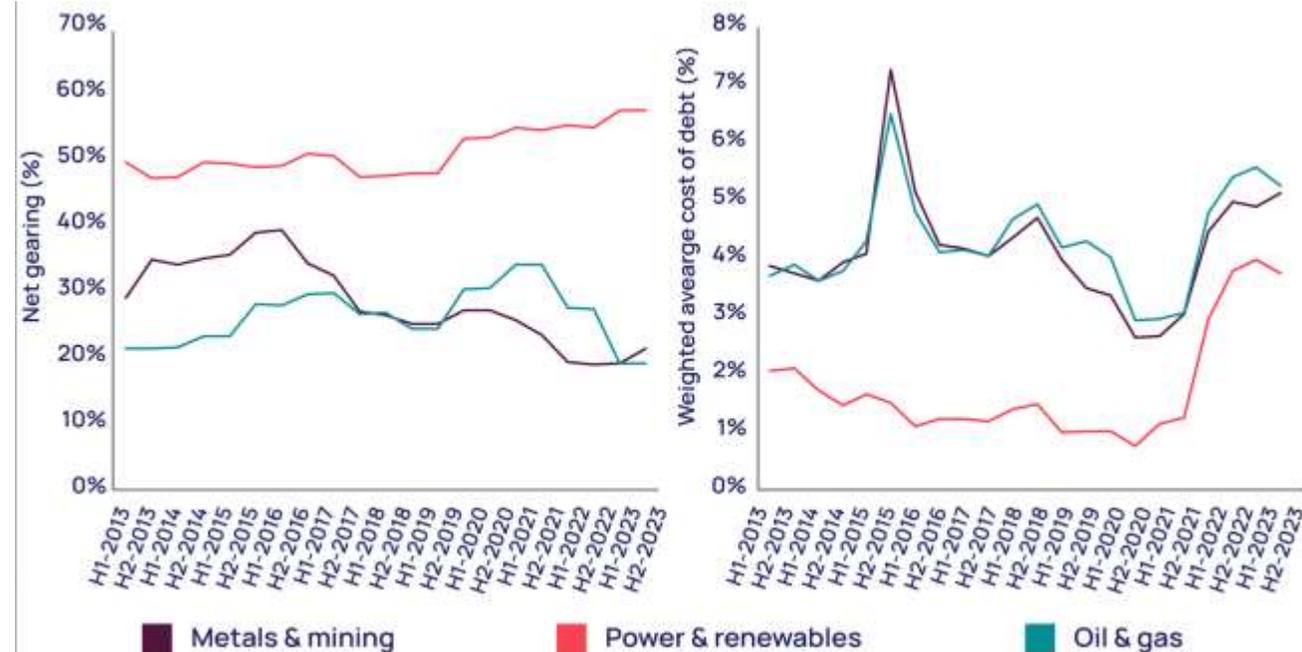
德州	IRA补贴	0%	10%	20%	30%
	IRR	23.06%	24.85%	26.85%	29.12%
	IRA补贴	40%	50%	60%	70%
	IRR	31.70%	34.66%	38.08%	42.07%

资料来源：CAISO, ERCOT，华安证券研究所测算

## 5.11 边际因素3.1：高利率 - 融资成本

► 22年3月-23年7月，美联储连续加息11次，联邦基金利率共提升525个基点。大储项目系重资产项目，贷款杠杆比例较高，贷款比例约为45%-60%，加息对项目盈利能力产生较大影响，影响资本成本和建设意愿。

图表63 美国新能源项目资本成本变化与负债率变化



资料来源：Woodmac，华安证券研究所

图表64 美联储加息节奏



资料来源：美联储，SIA，华安证券研究所

## 5.12 IRR敏感性测算3.1：融资成本

- 融资成本方面，美国新能源项目贷款比例平均约为55%，大型储能项目长期贷款固定利率通常在4%左右。我们假定贷款8年贷款比例为55%，固定贷款融资利率0.5%-7.5%的范围中，融资利率每下降1%，IRR上升0.39%-0.42%。
- 部分项目采用浮动利率贷款，降息对该类项目的融资成本影响相比固定利率更小。
- 综合考虑，降息对大储项目IRR影响相对有限，但大储项目作为类REITs资产，降息后业主方的机会成本下降，有助于提升建设需求。

图表65 融资成本与IRR敏感性测算

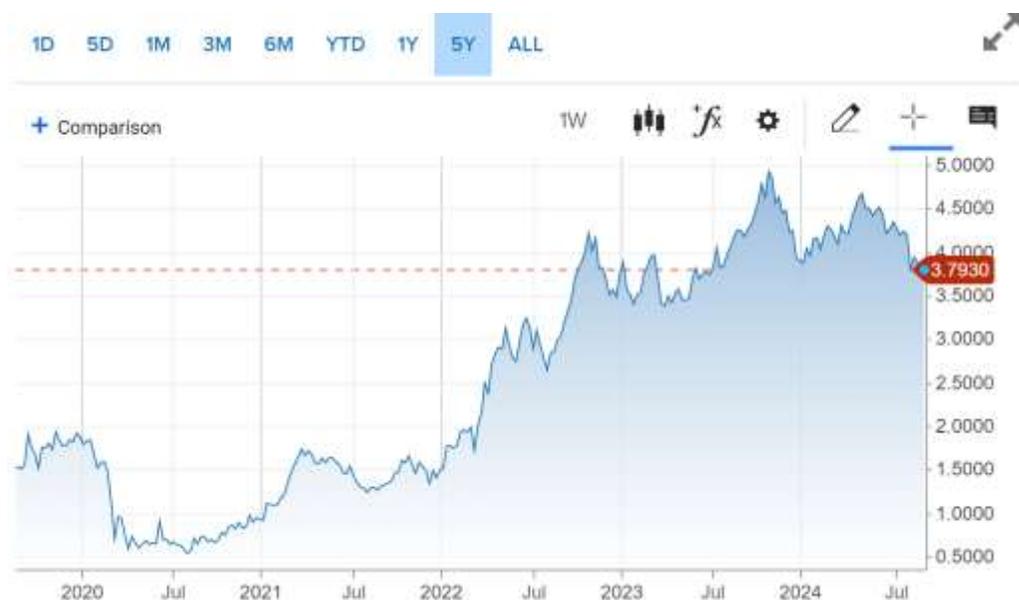
德州	融资利率	0.5%	1.5%	2.5%	3.5%
	IRR	31.57%	31.18%	30.79%	30.38%
	融资利率	4.5%	5.5%	6.5%	7.5%
	IRR	29.97%	29.55%	29.12%	28.68%

资料来源：CAISO, ERCOT，华安证券研究所测算

## 5.13 边际因素3.2：高利率 - 机会成本

► 折现率可较好地量化机会成本，利率波动对折现率有较大影响，进而对项目估值有所影响。22年3月-23年7月，美联储连续加息11次，相应10年期美国国债利率与20年期美国国债利率高点相比加息前都有翻倍提升。

图表66 近五年美国十年期国债利率变化



图表67 近五年美国二十年期国债利率变化



资料来源：CNBC，华安证券研究所

## 5.14 IRR敏感性测算3.2: 折现率

- 折现率方面，假设在2%-5.5%的范围测算，以折现率3%为基准情况下，降低1%折现率项目估值将提升13.2%，提高1%折现率估值将降低11.5%。储能电站具备较高的交易价值，此前降息节奏尚未明确，估值的不确定性令许多业主方持观望态度，开启降息后储能电站长期估值将有所保证，叠加建设有1-2年周期，25年建设需求有望高涨。

图表68 折现率与估值比例敏感性测算

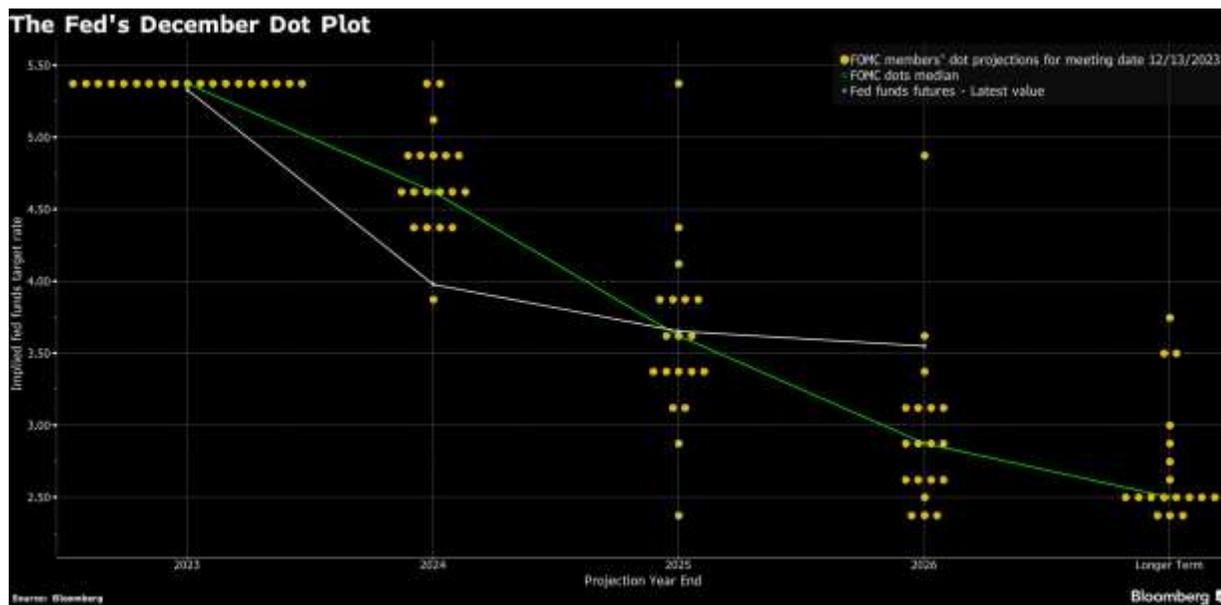
德州	折现率	2.0%	2.5%	3.0%	3.5%
	估值比例	113.20%	106.37%	100.00%	94.05%
	折现率	4.0%	4.5%	5.0%	5.5%
	估值比例	88.50%	83.30%	78.44%	73.88%

资料来源：CAISO, ERCOT，华安证券研究所测算

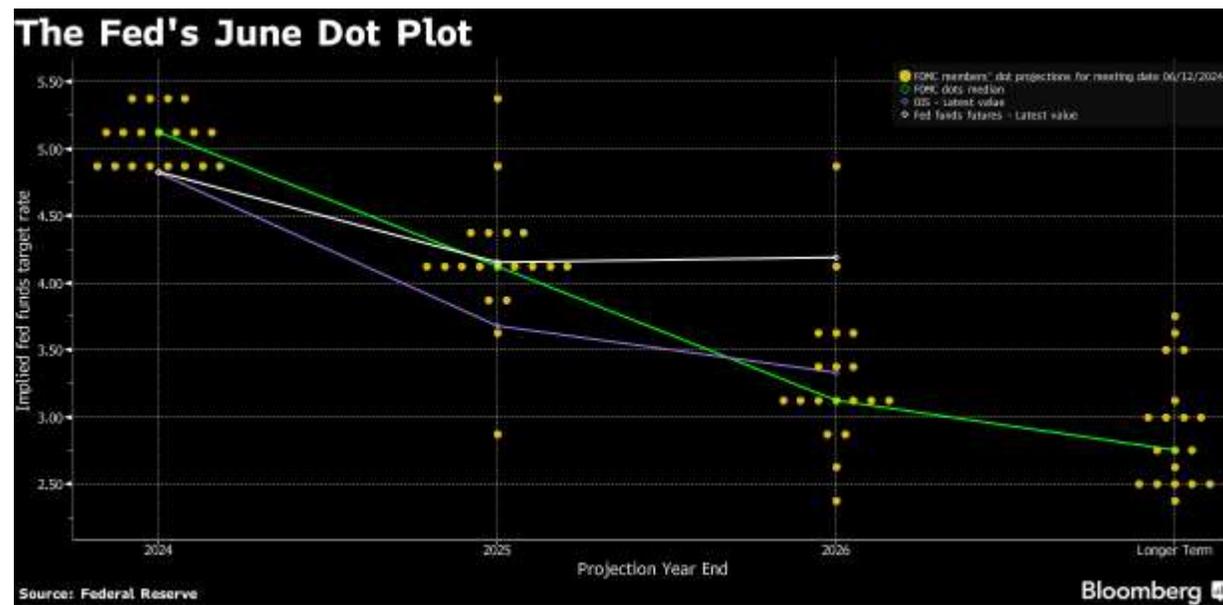
## 5.15 边际因素3: 25年降息确定性强提振大储建设需求

- 美联储23年12月与24年6月点阵图对比，24年降息预期差距约为50个基点，降息延后部分业主选择观望，影响23-24年项目建设意愿。
- 目前24年年末降息前景明确，从融资成本和机会成本两方面提振储能项目建设意愿，建设至并网亦需时间，25年有望迎来大储建设高峰期。

图表69 美联储23年12月点阵图



图表70 美联储24年6月点阵图

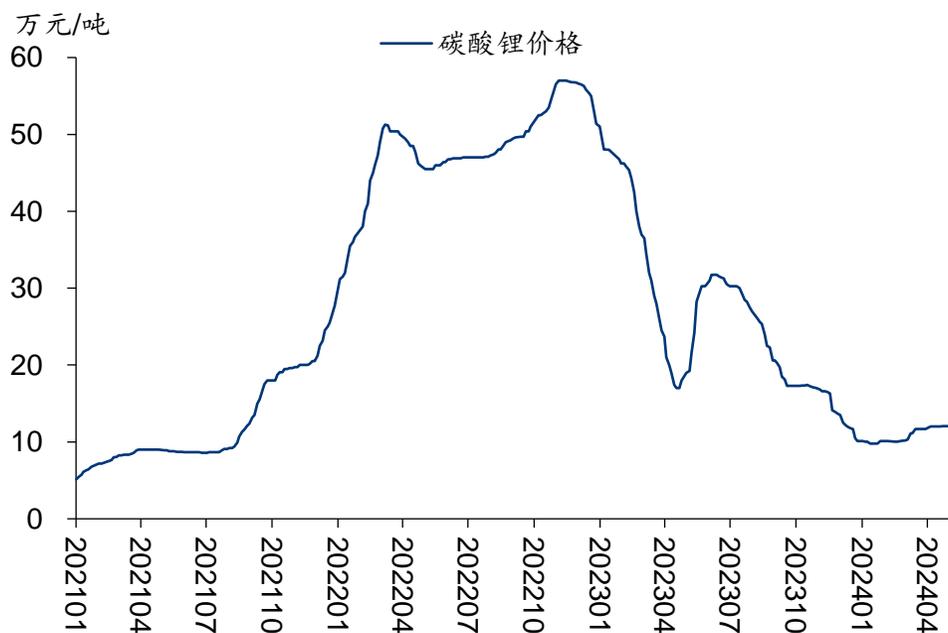


资料来源：美联储，Bloomberg，华安证券研究所

## 5.16 边际因素4： 电池成本与系统报价

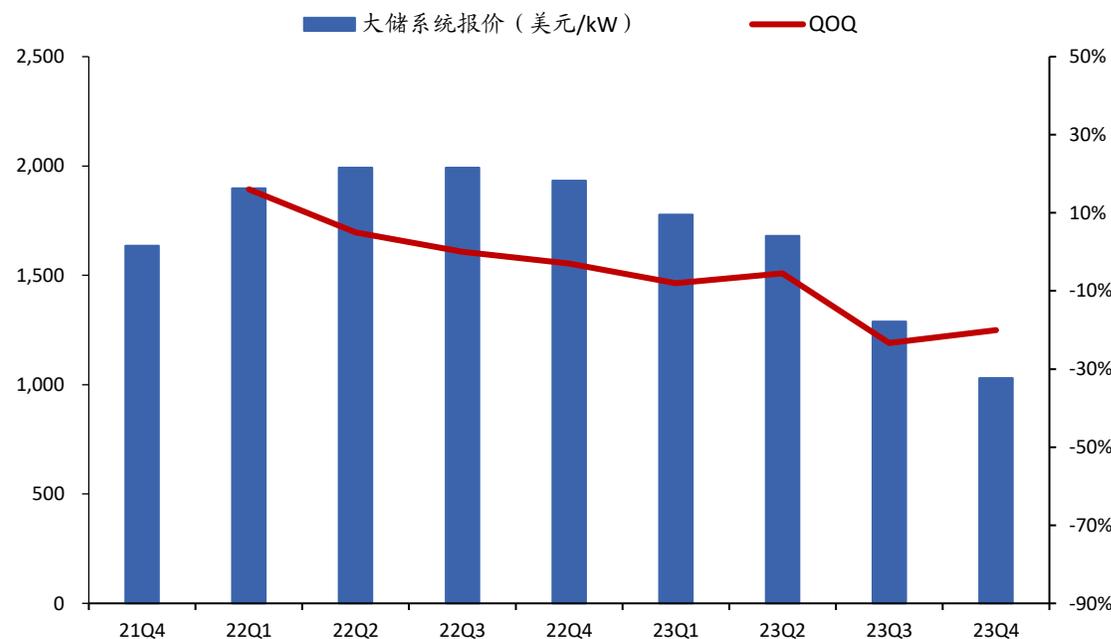
► 23年碳酸锂价格快速下降，带动美国储能系统报价快速下降，但相对于国内项目，美国储能电池毛利率仍有保障。储能系统报价下降加速项目方推动项目建设落地。后续关注电池成本是否稳定，保障储能项目的盈利能力。

图表71 碳酸锂价格变化



资料来源：WIND，华安证券研究所

图表72 美国大储系统报价 (24年3月数据)



资料来源：Woodmac，华安证券研究所

## 5.17 IRR敏感性测算4：系统成本

- ▶ 系统成本方面，系统成本在0.15美元/Wh-0.50美元/Wh范围时，系统成本每降低0.05美元/Wh，IRR将提升1.69%-4.55%。
- ▶ 当美国大储系统报价在0.15-0.3美元/Wh范围时，系统每降低0.05美元/Wh，IRR将提升超3%，IRR对系统报价波动较为敏感，若后续美国储能系统报价有下滑趋势，有望大幅刺激终端装机需求。

图表73 系统成本与IRR敏感性分析

德州	系统成本（美元/Wh）	0.15	0.20	0.25	0.30
	IRR	37.35%	32.83%	29.12%	26.02%
	系统成本（美元/Wh）	0.35	0.40	0.45	0.50
	IRR	23.40%	21.16%	19.21%	17.52%

资料来源：CAISO, ERCOT，华安证券研究所测算



## 目录

- 1 现状：弱现实弱预期，潜在向上空间充裕
- 2 来源：电站退役+新能源建设，支撑储能需求基石
- 3 趋势：电网建设滞后，储能协助电力调节
- 4 节奏：并网排队拖累，堵塞问题有望逐步缓解
- 5 经济性：项目IRR敏感性探讨
- 6 投资建议及风险提示

## 投资建议

- 1) **总量**：据EIA6月数据库，24年已开工建设项目提升至14.2GW，占比94%，考虑并网限制，我们认为24年并网量约为10-12GW，相比23年仍有近翻倍增长；25年已录入项目13GW（5月11.97GW），下半年预计该数据逐步增加，叠加今年延迟并网量，我们预计25年大储并网需求将达到16-18GW。
- 2) **PCS**：美国/欧洲集成商为跟进特斯拉价格策略需多方位降本，盈利有压力；集成商降本需求下中国PCS有望加速切入美国供应链，通过美国PCS认证且大储项目有出货的企业有望受益，标的包括上能电气、盛弘股份等。
- 3) **集成商**：美国并网限制逐步缓解，降息有望带动需求高增，叠加储能电池26年加税，25年有望迎来抢装。特斯拉与中国集成商价格优势明显，美国本土二三线集成商被迫加入降价，中国集成商拿单能力提升，标的包括阳光电源、阿特斯等。



## 风险因素

- 1) 美国新能源与储能需求下行；
- 2) 行业竞争加剧影响利润率；
- 3) 美国政策落地不稳定性。

# 重要声明及评级说明

## 重要声明

### 分析师声明

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，以勤勉的执业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人对这些信息的准确性或完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考。本人过去不曾与、现在不与、未来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接收任何形式的补偿，分析结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

### 免责声明

华安证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于合规渠道，华安证券研究所力求准确、可靠，但对这些信息的准确性及完整性均不做任何保证。在任何情况下，本报告中的信息或表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。华安证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经华安证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如欲引用或转载本文内容，务必联络华安证券研究所并获得许可，并需注明出处为华安证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。如未经本公司授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司并保留追究其法律责任的权利。

## 投资评级说明

以本报告发布之日起6个月内，证券（或行业指数）相对于同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准，

A股以沪深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；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克指数或标普500指数为基准。定义如下：

### 行业评级体系

增持—未来6个月的投资收益率领先市场基准指数5%以上；

中性—未来6个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；

减持—未来6个月的投资收益率落后市场基准指数5%以上；

### 公司评级体系

买入—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数15%以上；

增持—未来6-12个月的投资收益率领先市场基准指数5%至15%；

中性—未来6-12个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至5%；

减持—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数5%至15%；

卖出—未来6-12个月的投资收益率落后市场基准指数15%以上；

无评级—因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。



# 谢谢!