

证券研究报告

2022年10月20日

行业报告 | 行业深度研究

# 电力设备

## IRA政策重磅出台，美国储能投资机会在哪里？

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009



天风证券

[综合金融服务专家]

行业评级：强于大市（维持评级）

上次评级：强于大市

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

# 摘要

22年以来美国居高不下的天然气价格拉升电价，且22年8月出台的美国《通胀削减法案》（IRA）强化了ITC政策力度，我们认为这两项重大边际变化或将使储能经济性进一步增加，进而加速装机需求的提升。本篇报告将基于上述重要的边际变化，探讨：1）美国储能需求来源；2）天然气及电价上涨、ITC政策变化对美国表前及表后储能市场经济性的影响，发掘美国储能市场爆发背景下的投资机会。

## □ 美国储能市场复盘

22H1延续高增态势，以表前储能为主且配储时长不断提升。美国储能市场自2020年起进入高增期，20-21年容量口径装机量达到3.5、10.5GWh，yoy+237%/+198%，22H1延续高增态势，新增装机规模达5.9GWh，yoy+161%。分结构看，美国储能以表前为主，22H1表前、工商业、户用装机占比分别为85%/7%/9%，yoy+190%/+83%/+61%。趋势上看，配储时长、新能源发电的配储比例持续提升，平均配储时长由2016年的1.4小时升至2021年的3.0小时。

## □ 需求来源1—保证电力系统稳定

1、对电力系统而言，风光占比提高带来了配储需求。随着风电、光伏等新能源发电在总发电量占比提高（风光发电渗透率由2008年的1%快速增至2020年的10%），电力系统呈现“双峰双高”&“双侧随机性”，发电侧与用电侧的不匹配带来了电网的运行安全性问题；电化学储能响应速度快、功率及能量密度大、动态性能好，可以有效解决新能源发电占比提高带来的电力系统安全问题。

2、美国电网的区域特征驱动加州、德州成为美国储能主力市场。与欧洲高度集成化的互联电网不同，美国本土电网由西部联合电网、东部联合电网、德州电网三大电网构成，区域电网的互联程度较低，由于落基山脉地理特征和历史原因，各电网区域的发电结构有所不同。我们认为，美国储能市场的区域分布特点，与其电网等电力基础设施建设现状有关，加州、德州分别对应更高的光伏、风电发电占比，及加州无法实现电力完全自发自用、德州电网与外界互联程度较低，使得加州、德州成为美国储能主要装机市场。截至2021年加州储能累计装机量达到2339MW，占全国总装机量的44%；德州储能累计装机量达到797MW，占全国总装机量的15%；两地储能装机占到了全国总装机量59%。

## □ 需求来源2—经济性加速装机需求提升：

## 1、边际变化：ITC政策力度强化+电价上涨，储能经济性有望进一步增加。

- 2022年8月出台的IRA（Inflation Reduction Act）法案强化了ITC政策力度。从边际变化看，23年开始ITC政策的有效期限得到延长（补贴将持续至2033年而后开始退坡；上一版本2022年已开始退坡）、税收抵免力度进一步加强（现行版本对应23年22%的补贴，新版本基础30%+额外抵免比例最高可至70%，其中基础抵免：满足现行工资及学徒要求，则23-33年基础抵免由此前22%上升至30%；额外抵免：满足特点条件，最高可享受40%抵免）。
- 天然气涨价拉升电价。美国天然气价格持续走高，由之前2020年11月低点的3.09美元/千立方英尺持续升至2022年6月的8.22美元/立方英尺，涨幅高达166%；高企的天然气价格相应拉升电价，全美、美国加州、美国德州平均电价均持续上涨，分别由2020年11月的10.37/17.26/8.03美分/千瓦时升至2022年6月的13.28/24.19/11.21美分/千瓦时，涨幅分别为28%/40%/40%。

## 2、经济性测算：考虑ITC政策，储能在表前、表后市场均具经济性。

### 表前市场：

- 边际变化：我们认为，表前端ITC政策强化，有望助力光储（增量市场）及独立储能（增量+存量市场改造）项目持续增长；光储税收抵免比例的大幅提升（最高可达70%）；5KWh以上商用独立储能亦能享受税收抵免，有望提升存量市场独立储能安装的积极性。
- 发电侧PPA+电网侧辅助服务，我们测算经济性均好于天然气机组。我们测算：新能源配储项目以基础抵免23年30%计算，储能LCOS将由现行版ITC的86\$/MWh（补贴22%）下降至78\$/MWh（补贴30%）；独立储能项目储能LCOS将由现行版ITC的108\$/MWh（补贴0%）下降至78\$/MWh（补贴30%）。
- 测算结果：1）**新能源配储**：新版ITC政策储能功率配比25%以内时低于天然气机组LCOE下限，60%以内时低于天然气机组LCOE上限，较现行版本分布提高2、5pcts。2）**电网侧（独立储能）**：ITC税收抵免由现行的0%上升至30%以上，储能LCOS明显低于天然气调峰的175美元/MWh。3）**现货电价套利**：从加州ISO数据看，2022年9月2日-10月2日中有12天时间峰谷价差超过储能LCOS，储能电站可通过现货电价套利进一步增加收益。

## □ 投资建议：

针对表前市场：我们认为，对美国本土集成商已形成供货、或已实现美国表前储能订单或出货的中国集成商及相关供应链均有望受益美国表前储能的持续增长。

- 电池及系统：建议关注【宁德时代】、【亿纬锂能】。
- 逆变器及系统：建议关注【阳光电源】、【科陆电子】。
- 温控：建议关注【英维克】、【同飞股份】。

## 表后市场：

- **边际变化：**首次提出独立储能（3KWh以上）可享受30%税收抵免；2023年起的税收抵免比例由此前的22%提升至30%，且延长至2032年后才退坡（此前抵免比例将于23年降至22%，24年降至0%）。且户用端ITC只享受30%基础抵免，不涉及“本土制造”条款额外抵免利好中国产业链企业。
- **户用储能经济性测算：**基于加州的ITC及SGIP补贴情况，以及特斯拉户用光储系统报价，考虑初始投资费用，配置户用光储系统将在第7年体现经济性。

□ 投资建议：当前美国户储市场的头部企业均为海外集成商，我们认为，主要系美国户储市场更高的市场准入门槛较高、本土消费者对品牌知名度亦有更高的要求。但往未来看，随着ITC税收抵免边际变化带来的经济性提高，我们看好电池成本进一步下降+国内企业逐步获得认证、打开市场知名度，从而切入美国表后市场带来的投资机会。

- 电池及系统：建议关注【比亚迪】。
- 逆变器及系统：建议关注【德业股份】、【盛弘股份】、【科士达】。
- 结构件：建议关注【铭利达】、【祥鑫科技】。

风险提示：储能需求不及预期；政策力度不及预期；锂电池成本上涨幅度超预期；国际贸易政策风险；测算具有一定主观性，仅供参考。

# 一、行业现状

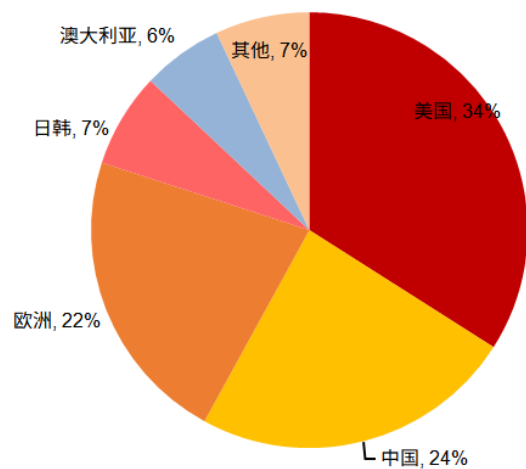
1.1 行业：21年进入装机高峰期，22H1装机量2.3GW，yoy+193%

1.2 装机结构：美国以表前储能为主，22H1表前、工商业、户用装机占比分别为85%/7%/9%，yoy+190%/+83%/+61%。

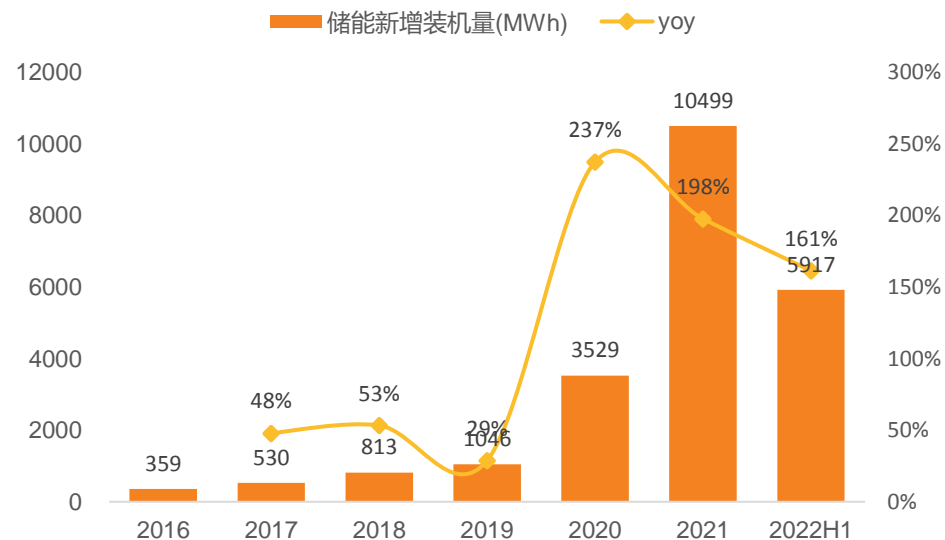
## 市场复盘：2020年美国储能进入高增期，20-21年容量口径装机量yoy+237%/198%

- **全球维度，美国、中国、欧洲为电池储能的主要装机市场。**据CNESA统计，2021年全球新增投运的新型电力储能项目装机规模达10.2GW，同比增长117%。从国家及地区维度看，主要市场美国、中国、欧洲合计装机量占全球市场的80%，分别占34%/24%/22%，其后为日韩、澳大利亚，分别占7%/6%。
- **美国市场方面，2020年进入电池储能装机高增期，2020-2021年容量口径装机量达到3.5、10.5GWh，yoy+237%/+198%。**尽管2021年美国储能行业面临了电池采购短缺和涨价等问题，造成部分项目建设延迟，2021年装机量仍实现同比增长198%。此外，单个项目装机规模也刷新历史记录，佛罗里达电力照明公司的409MW/900MWh Manatee储能中心项目完成。
- **进入2022H1，美国电池储能新增装机规模达5.9GWh，yoy+161%，高增速持续延续。**

图：2021年全球新增投运新型储能项目分地区占比



图：2008-2022H1美国电池储能新增装机量（单位：MWh）



# 市场复盘：细化来看，美国以表前储能为主，趋势上配储时长不断提升

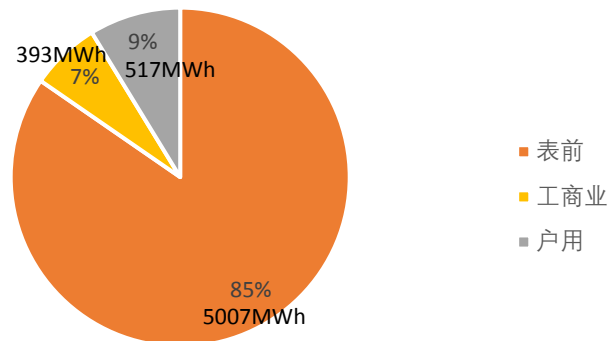
□ 分应用场景看，美国以表前储能为主。2022H1美国表前储能装机量达1.9GW/5.0GWh，工商业171MW/393MWh，户储217MW/517MWh，以容量口径算，表前、工商业、户用分别占比85%/7%/9%。

□ 从装机趋势看，美国储能的配储时长不断提升。平均配储时长由2016年的1.4小时提升至2021年的3.0小时，而后2022H1略微下降至2.6小时。

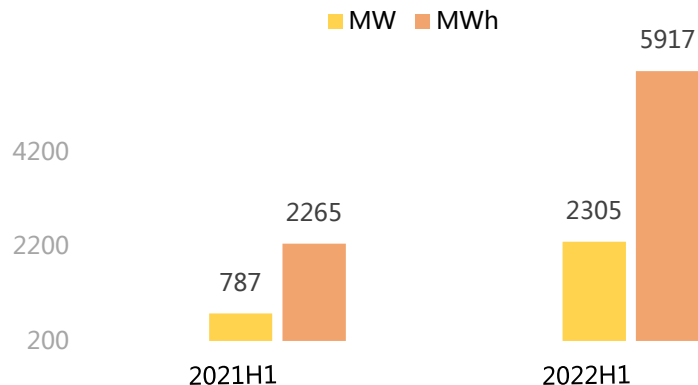
图：2016-2021美国新增储能装机容量

	装机量 (MW)	装机量 (MWh)	配储时长 (h)
2016	257	359	1.4
2017	253	530	2.1
2018	337	813	2.4
2019	510	1046	2.1
2020	1472	3529	2.4
2021	3509	10499	3.0
2022H1	2305	5917	2.6

图：2022H1美国储能装机结构（容量口径）



图：2021H1及2022H1美国储能装机量变化



## 二、需求来源1-保证电力系统稳定性

2.1 对电力系统而言，风光占比提高带来了配储需求

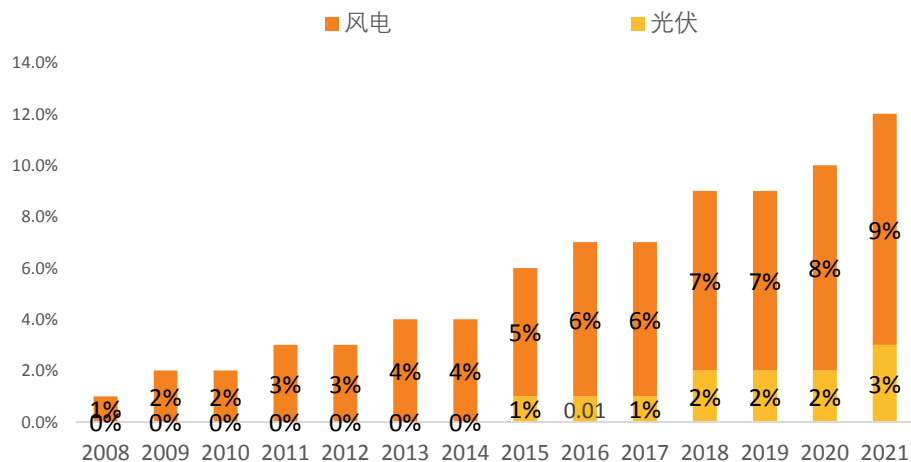
2.2 美国电网的区域特征，驱动加州、德州成为美国储能主力市场



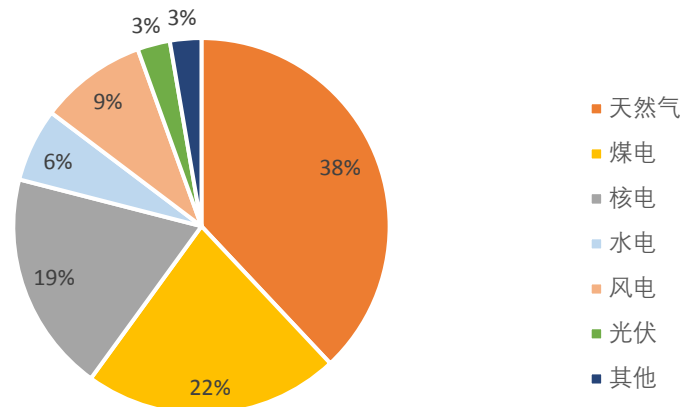
## 新能源发电占比提高后，解决电力系统的运行安全性问题是储能的核心需求来源

- 美国电力系统中风电、光伏的发电占比不断提升，是驱动其储能装机量快速增长的原因之一。美国风光发电渗透率呈稳步提升态势，由2008年的1%快速增长至2020年的10%，至2021年进一步上升至12%。
- 风电、光伏等新能源发电在总发电量中的占比提高后，电力系统呈现“双峰双高” & “双侧随机性”，发电侧与用电侧的电量、负荷不匹配带来了电网的运行的安全性问题。随着新能源大规模接入，电力系统将呈现显著的“双峰双高”（双峰—电网夏、冬季负荷高峰；双高一高比例可再生能源、高比例电力电子装备）和“双侧随机性”（风电、光伏发电具有波动性和间歇性，因此发电占比提升后，供电侧也将出现随机波动的特性，能源电力系统由传统的需求侧单侧随机系统向双侧随机系统演进）。
- 电化学储能响应速度快、功率及能量密度大、动态性能好，可以有效解决新能源发电占比提高带来的电力系统安全问题。通过参与调峰、调频、备用电源等工作，储能可以改善电力系统的负荷走向、降低峰谷差、增大新能源的接入比例、通过参与系统频率的调节改善电网的稳定性。

图：美国风光发电渗透率从2008年的1%快速增长到2021年的12%



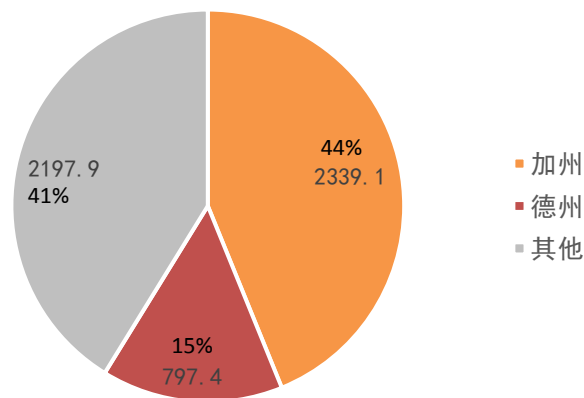
图：2021年美国发电结构



## 美国储能主要集中在加州、德州，至21年两地累计装机占全国总装机量的59%

- 美国储能市场呈地域分化特征，主要装机需求来自加州、德州两地。截至2021年加州储能累计装机量达到2339MW，占全国总装机量的44%；德州储能累计装机量达到797MW，占全国总装机量的15%；两地储能装机占到了全国总装机量59%。
- 20-21年，加州、德州两地均发生较为严重的电力安全事故，根本原因均为极端天气下发电侧与用电侧电力不匹配。1) 加州：20年8月遭遇极端高温天气，导致多轮停电事故，至少81万居民用户正常用电受到影响。用电侧区域内电力最大负荷增加了4507MW，但发电侧494MW的天然气发电机组发生故障、太阳能发电3小时内出力减少6736MW、风力发电较前一日减少2000MW，CAISO宣布电网进入三级紧急状态。2) 德州：21年2月遭遇极端寒冷天气，导致用电侧电力取暖负荷急剧攀升，同时发电侧天然气管道受冻冰堵、风机叶片覆冰冻结、大量燃气和风电机组退出运行，导致最多影响人口达450万人，德州电网进入三级紧急状态。
- 我们认为，美国储能市场的区域分布特点，与其电网等电力基础设施建设现状有关。

图：按地区分，截至2021年美国储能装机量（MW）



# 电网结构现状：美国三大电网互联程度较低，电力系统可靠性基本需靠各地自行解决

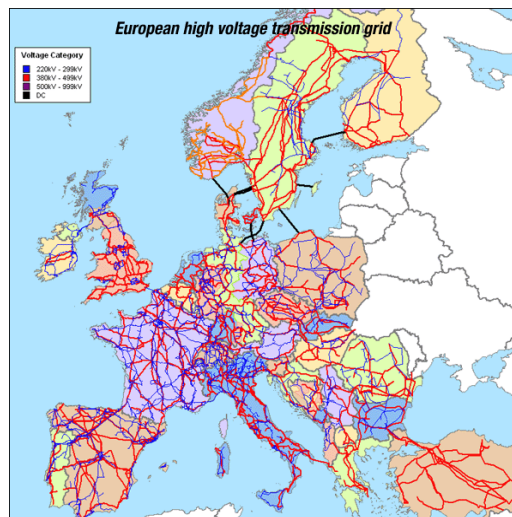
□ 与欧洲高度集成化的互联电网不同，美国本土电网由西部联合电网、东部联合电网、德州电网三大电网构成，区域电网的互联程度较低，分别由 66 个电力调度机构保障电力系统的可靠性和实时平衡，需要自行解决供电稳定性及新能源消纳问题。东、西部电网之间通过 7 回背靠背直流相连；德州电网与东部电网通过 2 回直流互联，未与西部电网联网，与墨西哥通过 3 回直流互联。

□ 区域特征：由于落基山脉地理特征和历史原因，各电网区域的发电结构有所不同。

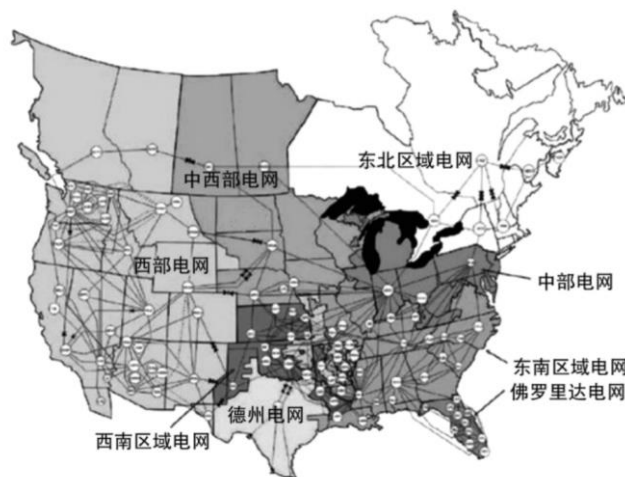
- 东部电网：靠近美国主要煤、气供应地，以煤炭和天然气发电为主；
- 西部电网：因靠近科罗拉多山系和河流，分布有落基山脉等地势落差很大的山体，以水电装机为主；
- 南部的德克萨斯电网：处于页岩气盆地所在地，天然气发电为主，形成了区域内的独立小电网。

□ 三大电网联结程度较低，主要与美国联邦制的体制、输电网项目回报率较低有关。美国联邦制下跨州输电项目建设需要多个州的监管部门同意，多个联邦政府部门之间的协调难度较大，且行政审批程序复杂、耗时长，最终获准门槛高。此外，输电网项目相较于其他投资项目，具有回报率低，建设周期长等特点，比较缺乏投资吸引力。

图：欧洲高电压等级电网较为密集



图：美国区域电网分布及互联情况



## 分区域看-加州：新能源发电高占比，带来对能量型储能的装机需求

□ 电力系统无法完全自给自足+较好的光照条件，使风光发电占比不断上升，2020年占比达到22.7%。加州电力系统无法完全自给自足，需要通过和周围电网交易以维持供需平衡，2016年至2019年的外受电量每年维持在30%左右，叠加加州较好的光照条件，从2010年到2020年，加州的太阳能和风电发电占比从3.4%增加到22.7%。往未来看，加州承诺到2045年实现无碳电网，预计将安装更多的光伏系统和风力发电设施。

□ 加州独立系统运营商（CAISO）在21年部署的储能系统装机容量与去年相比增长了12倍，达到2359MW，测算占全美装机量的67%。加州电力市场主要由CAISO，WECC，NERC三家独立运营商管理，其中CAISO份额占比接近60%。根据电网和批发市场运营商发布的调查数据，CAISO在2021年部署的储能系统装机容量达2359MW，我们测算占2021年全年美国储能装机量的67%。

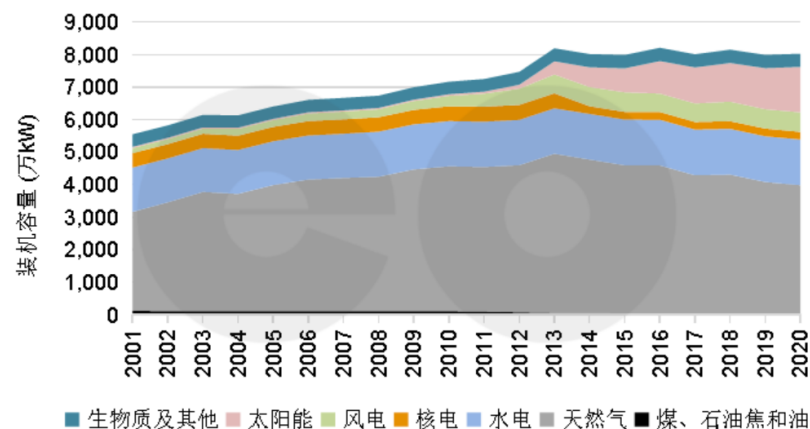
□ 较高的可再生能源装机占比，使CAISO部署的主要为能量型储能，用于实现能量时移。基于发电结构，CAISO部署储能以能量型为主，平均储能充放电时长达到4小时，主要用于在光伏、风电富余时充电，并在电力需求较高时段将电力重新注入电网。

□ 往未来看，持续提高的新能源发电占比，预计将有望驱动储能系统装机容量的持续增长。

图：2016-2019年加州外受电量占总用电量比例（%）

年份	全年外受电量/ (GW·h)	全年用电量/ (GW·h)	外受电量占总 用电量比例/%
2016	92 341	290 567	31.78
2017	85 703	292 039	29.35
2018	90 647	285 488	31.75
2019	77 229	277 704	27.81

图：2001-2020年加州电源装机规模变化（不含外购电）



## 分区域看-加州：2009年将储能纳入SGIP补贴范围，从经济性层面刺激需求起量

□ 为发展分布式发电，2001年加州公用事业委员会启动SGIP用于补贴加州分布式发电，并于2009年将储能纳入补贴范围，至此安装分布式光伏、储能均有额外补贴，从经济性层面刺激了需求起量。从重要时间点看：2009年，储能技术首次被纳入了SGIP补贴的范围；2014年，加州政府要求将SGIP总预算资金的75%用于储能项目的激励，自此储能成为SGIP的补贴主要对象。2016年，SGIP根据项目是否享受ITC调整了补贴水平。2017年，SGIP建立“平衡预算”补贴。2019年，SGIP政策出台“平衡弹性预算。2020年，SGIP取消户用项目申请费，并放宽了项目能效审计的要求。经过二十年的发展，SGIP的目标从降低能耗峰值负荷转变为减少温室气体排放，主要补贴对象也从分布式发电拓展至储能。

图：美国加州SGIP政策发展脉络

时间	发布方	政策内容
2000年	AB 970	为应对加州能源危机，要求发展分布式发电
2001年	CPUC D.01-03-0073	响应AB 970，SGIP启动，用于补贴分布式发电技术
2003年	AB 1685	延长SGIP至2007，针化石燃料补贴建立了排放和效率要求
2006年	AB 2778	延长SGIP至2011，规定仅风能与燃料电池可享受SGIP
2009年	SB 412	将SGIP延长至2015，由CPUC确定分布式能源，以达到温室气体（GHG）减排目的，储能被纳入补贴范围。2010年至2011年，每年向SGIP提供8300万美元预算
2011年	AB 1150	将SGIP首要目标从减少能源峰值符合更改为减少GHG排放。
2014年	SB 861、AB 1478	将SGIP管理延长至2020年，更改了项目结构以及激励水平，将75%的总激励预算分配给储能技术
2016年	AB 1637	要求CPUC加倍筹集SGIP资金，直至2019年。
2017年	CPUC D.17-04-017、17-10-004	接受ITC并调整对储能的补贴。SGIP平衡预算建立
2018年	SB 700	将SGIP延长至2024年，重新设计了平衡预算的补贴水平
2019年	CPUC D.19-09-027	SGIP平衡弹性预算建立
2020年	CPUC D.20-01-021、20-02.002	向SGIP注入6.75亿美元资金以补贴储能项目，并要求自2020年至2024年逐年为SGIP筹集1.66亿美元。取消户用项目申请费，取消能效审计纸质文件的提交，由主办客户确认项目能效
2022年	CPUC	SGIP为电热泵热水器提供额外激励措施

## 分区域看-加州：SGIP补贴主要针对工商业、户用储能，对大型储能的补贴有所削减

□ 现阶段的SGIP补贴由普通预算、平衡预算及平衡弹性预算三大独立部分构成。普通预算中针对不同规模储能进行分轮次的补贴，补贴力度随轮次增加而下降，享受ITC的储能项目享受补贴将被削减。平衡预算专门为弱势社区和低收入群体的储能项目提供独立的补贴，补贴水平为0.85\$/Mh。平衡弹性预算则为高山火威胁区域的储能项目提供补贴，补贴水平高达1\$/Mh，以达到全额或接近全额的储能安装补贴水平。

图：新版SGIP激励预算分类（单位：美元/Wh）

(\$/Wh)		第一轮	第二轮	第三轮	第四轮	第五轮	第六轮	第七轮	
普通预算	大型储能 (>10kW)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	-	-	
	大型储能 (>10kW) (申请ITC)	0.36	0.29	0.25	0.22	0.18	-	-	
	户用储能 (≤10kW)	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	0.2	0.15	
平衡预算	弱势社区低收入群体的储能	0.85							
平衡弹性预算	高山火威胁区域低收入和脆弱的群体储能	1							

图：SGIP补贴削减机制

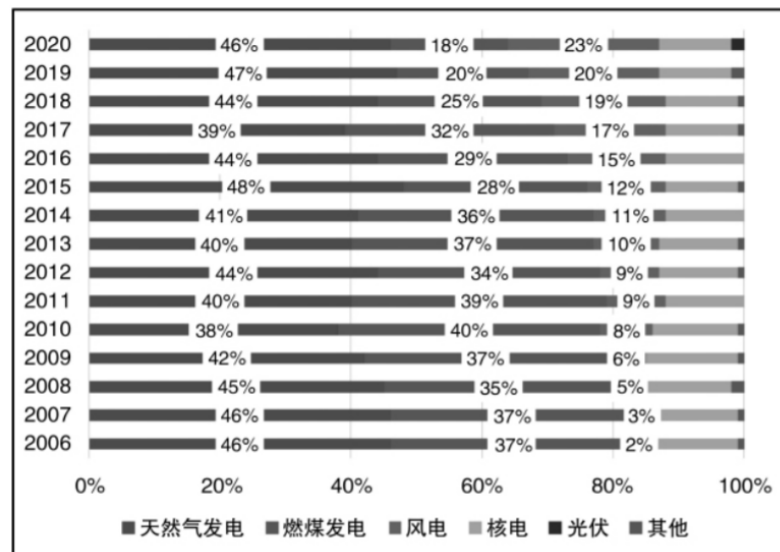
□ 从补贴削减机制看，2MW以内、0-2小时的储能项目最为受益，超过6MW、6小时的储能项目无法享受补贴。整体看，充电时长越长，则补贴削减比例越大，且无后备存储的储能系统削减比例更大。此外，容量越大则补贴削减比例越大。最后的SGIP激励金额等于基础SGIP补贴金额乘以削减乘数。

削减机制	补贴乘数			
针对充电时长（有后备存储）	0~2h	2~4h	4~6h	6h以上
	100%	100%	50%	0%
针对充电时长（无后备存储）	0~2h	2~4h	4~6h	6h以上
	100%	50%	25%	0%
针对容量	0~2MW	2~4MW	4~6MW	6MW以上
	100%	50%	25%	0%

## 分区域看-德州：风电占比较高，对储能的需求主要在功率型储能

- 近15年，德州电力装机结构中煤电占比显著下降，风电占比持续提升，2020年风电发电占比已达23%。2006-2020年，德州燃煤发电占比持续下降，从37%下降到18%；风电占比持续攀升，从2%上升到23%。
- 由于德州风电占比较高，且风电的系统转动惯量较低，德州电力系统对调频的需求逐渐升高，因而也催生了对功率型储能的需求。德州电力市场由ERCOT管理，其新能源占比较高，2019年新能源渗透率最高达到了56.16%，若不考虑弃风新能源渗透率可达60%。
- 与加州、PJM区域（采用容量市场机制）不同，德州采用单纯电能量市场的电价机制，电厂不能通过提供富余容量获得收益。容量市场机制中，电厂可以通过承诺保持随时向电网输送电能的能力获取收益（根据美国电力市场经验，容量市场带来的电力成本约为0.011-0.013\$/kwh），因而电厂更愿意投资发电机组及储能系统的富余容量。而德州只设计了纯电量交易制度，没有补贴电厂的电容量市场，因此相应的富余装机容量及能量型储能较少。

图：2006-2020年德州电力装机构成变化趋势



## 分区域看-PJM区域：储能主要参与调频市场，但2017年市场规则的修订使增速放缓

- PJM（宾夕法尼亚州-新泽西州-马里兰州）区域的电网互联情况较好，以煤电、天然气发电为主。PJM作为区域性独立系统运营商，负责美国东部大西洋沿岸13个州以及哥伦比亚特区电力系统的运行与管理。
  - 发电结构方面，PJM区域靠近美国主要煤、气供应地，以煤炭和天然气发电为主；
  - 电网方面，PJM负责约62556英里传输线的地区电网的协调控制，区域内电网互联情况较好；
  - 竞争性电力批发市场发展较为成熟，交易品种包括能量市场、容量市场、辅助服务市场、金融输电权市场等；并建有快速调频市场，调频辅助服务竞价规则和付费结算方法完善。
- PJM区域的储能主要参与调频市场，但受2017年市场规则修订影响，其后储能增速大幅降低。基于PJM较为成熟的快速调频市场，PJM区域的电池储能大部分由独立发电商（IPP）所有，用于提供调频服务。但2017年，为了控制系统管理问题，PJM修订了市场规则，维持调频服务的能量中性，要求需求响应资源将不再只提供短周期调频服务，储能系统也将被要求延长电网充放电时间。市场规则的修改意味着主要用于调频的储能系统同时需要配置更大的容量和充放电周期，大幅降低了储能的安装增速。



## 三、需求来源2-经济性加速装机需求

- 3.1 边际变化：ITC政策力度强化+电价上涨，经济性有望进一步增加
- 3.2 经济性测算：考虑ITC政策，储能在表前、表后市场均具经济性

## 3.1 边际变化

ITC政策力度强化+电价上涨，经济性有望进一步增加

## 边际变化1：22年8月IRA法案出台，其中ITC政策期限延长、力度加强

□ 2022年8月，美国总统拜登签署了IRA（Inflation Reduction Act）法案，其中对ITC政策进行了更新。从边际变化看，23年开始ITC政策的有效期限得到延长、税收抵免力度进一步加强，美国光伏、储能等项目的经济性有望进一步增强。

- 有效期限进一步延长：补贴将持续至2033年而后开始退坡（上一版本2022年已开始退坡）。
  - 抵免力度进一步加强：1）ITC抵免划分为基础抵免（6%/30%）+额外抵免（2%-40%）；2）独立储能首次纳入ITC抵免范围。
- 基础抵免：满足现行工资及学徒要求，则23-33年基础抵免由此前22%上升至30%。更新的ITC政策中，1）1MW以上的光储项目投资抵免基本税率为6%，若在现行工资与学徒要求发布后60天内开工建设或满足现行工资与学徒要求可以获得30%的税率抵免；2）对于1MW以内项目均给予30%的税率抵免。
- 额外抵免：满足以下三种情况可以获得额外抵免，抵免力度进一步增加：1）本土制造：全部使用美国制造钢铁产品、并满足国产原材料占比40%（23年以后逐年提升5%至27年的55%）的项目，抵免税率+2%（基础抵免6%）或+10%（基础抵免30%）；2）项目位于能源社区（新市场税收抵免规定的）+10%；3）5MW以下的项目，位于低收入社区或位于印第安保留地的+10%，满足合格的低收入住宅建筑项目或经济效益项目的+20%。

表：削减通胀法案（IRA）中ITC抵免变化

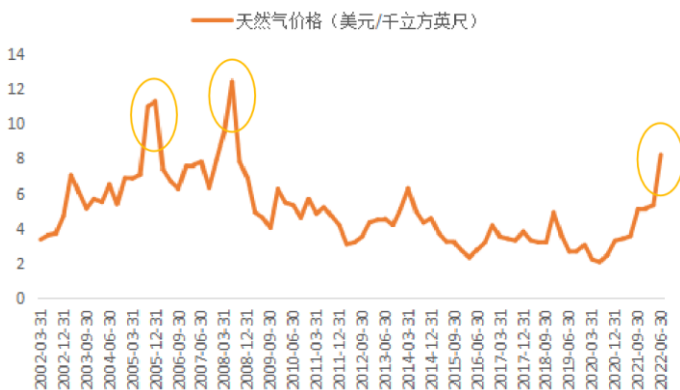
项目要求	基础抵免	额外抵免			最终抵免额度
		本土化制造	能源社区	低收入社区或住宅（5MW以下）	
1) 1MW以下的项目，或者 2) 1MW以上但满足现行工资与学徒要求，或者 3) 1MW以上且在现行工资与学徒要求发布后的60天内开工建设	22%（2023年） →30%	10%	10%	10%或20%	30%-70%
1MW以上但不满足现行工资与学徒要求	22%（2023年） →6%	2%	2%	10%或20%	6%-30%

注：以上抵免额度至2034年止

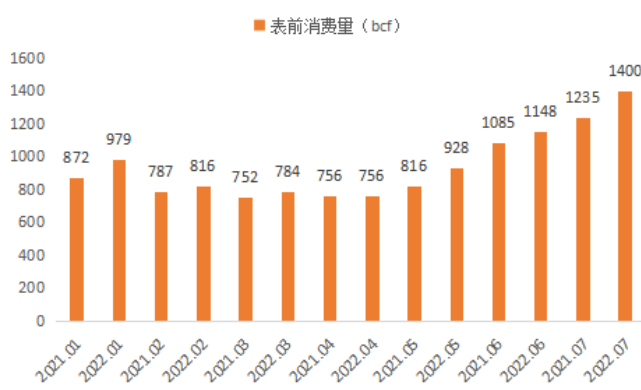
## 边际变化2：2021年以来美国天然气价格持续攀升，22年上半年俄乌冲突加剧价格上涨

- 美国天然气价格的高低离不开国内外天然气的供需关系，从历史上看，2005和2008年美国天然气的价格也曾飙升至高位，二者飙升的原因无外乎天然气供需的错配。我们认为，由于2022年天然气供需的不平衡，预计天然气价格也将同样拉升。
- 美国天然气价格高涨主要源自国内表前端、国际市场需求量的大幅增加。从国内表前端需求来看，美国电力能源结构重心正在向天然气转移，燃煤发电正在逐步遭到淘汰，加上今年水利发电能力因历史罕见的干旱而减弱，导致美国国内天然气需求进一步飙升。据EIA数据显示，2022年以来各月份较去年同期均有所提高，其中天然气表前端消费量5月同期增幅达到了13.68%，7月同期增幅13.37%位居第二，一月增幅也达到了12.23%。
- 从国际市场需求来看，自俄乌冲突爆发后，全球许多国家，尤其是欧洲加速进口美国天然气，以保证冬季能源安全，美国因此在上半年一跃成为全球最大的液化天然气（LNG）出口国。2022年2月24日，俄罗斯决定展开特别军事行动，美国天然气3月的出口量随即飙升到了638bcf，创下了史前最高。

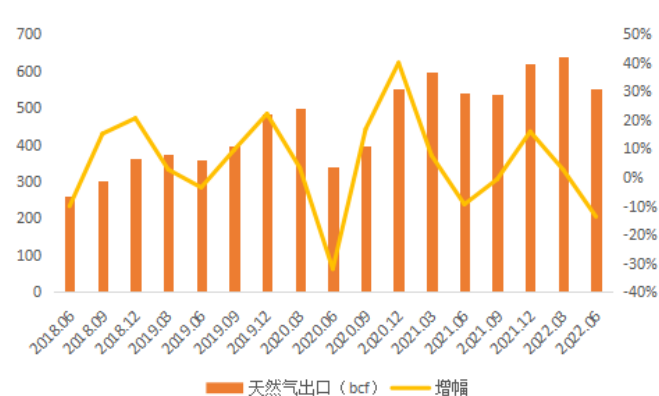
图：美国历年天然气价格走势



图：天然气表前端消费量



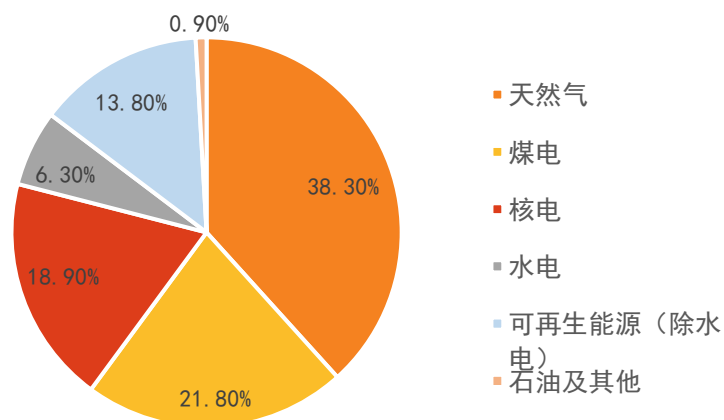
图：美国天然气出口量



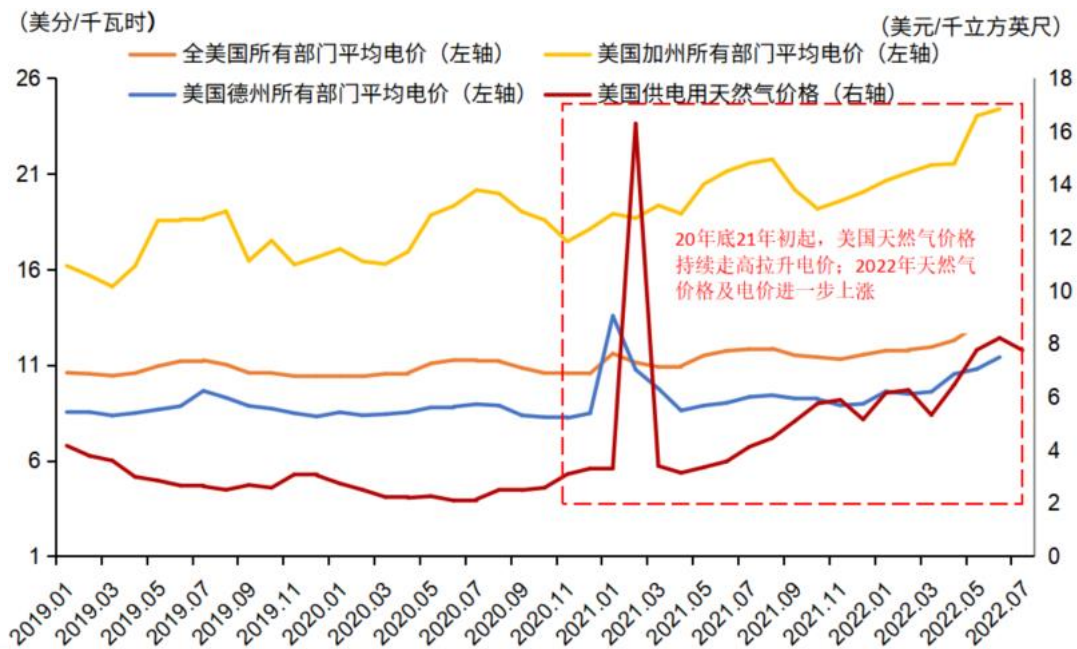
## 边际变化2：天然气价格居高不下拉升电价，加州、德州20年底以来电价涨幅40%左右

- 电价随天然气价格增长而提升，储能或将更具经济性。目前美国天然气供给偏紧的局面持续演进，我们预计天然气价格将在较长一段时间内保持在高位。天然气是美国主要的发电及供暖能源之一，2021年天然气发电占美国发电总量的38%左右，故美国电价受天然气价格的影响较大，天然气价格持续走高拉升电价，储能的经济性或将凸显。
- 20年底21年初起，美国天然气价格持续走高，由之前2020年11月底点的3.09美元/千立方英尺持续升至2022年6月的8.22美元/立方英尺，涨幅高达166%；高企的天然气价格相应拉升电价，全美、美国加州、美国德州平均电价均持续上涨，分别由2020年11月的10.37/17.26/8.03美分/千瓦时升至2022年6月的13.28/24.19/11.21美分/千瓦时，涨幅分别为28%/40%/40%，其中加州和德州电价涨幅较全美平均电价更为显著。

图：2021年美国发电结构



图：美国天然气价格与电价走势对比图



## 3.2 经济性测算

考虑ITC政策，储能在表前、表后市场均具经济性

## 3.2.1 表前市场

- 边际变化：ITC政策力度加强，可抵税范围及比例均有增加
- 发电侧PPA+电网侧辅助服务，我们测算经济性均好于天然气机组
- 投资机会：美国、国内系统集成商及相关供应链公司有望受益

## 边际变化：表前端ITC政策强化，有望助力光储及独立储能项目需求持续增长

□ 美国通胀削减法案（IRA）加强了表前端ITC政策力度：1）首次提出，5kWh以上的独立储能也可享受税收抵免（2023年起）；2）对于满足一定条件的大储项目，2023年起的税收抵免比例由IRA出台前的22%增至最低30%最高70%（基础抵免30%+额外抵免10%-40%）。ITC加码有望助力光储（增量市场）及独立储能（增量+存量市场）项目持续增长。

表：IRA出台前后表前端（1MW以上）ITC政策变化

		2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035
IRA出 台前	基础抵免	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%
	能源至少75%来自太阳能的电池储能系统才能补贴							
1MW以上且满足现行工资与学徒要求或在现行工资与学徒要求发布后的60天内开工建设								
基础抵免		30%	30%	30%	30%	30%	22.5%	15%
本土化制造		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
能源社区		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
低收入社区 (针对 5MW以下 项目)	低收入社区或部 落土地	10%	10%	10%	10%	10%	7.5%	5%
	合格低收入住宅 或经济效益项目	20%	20%	20%	20%	20%	15%	10%
1MW以上未在现行工资与学徒要求发布后的60天后开工建设，且未满足现行工资与学徒要求								
IRA出 台后	基础抵免	6%	6%	6%	6%	6%	4.5%	3%
	本土化制造	2%	2%	2%	2%	2%	1.5%	1%
能源社区		2%	2%	2%	2%	2%	1.5%	1%
低收入社区 (针对 5MW以下 项目)	低收入社区或部 落土地	10%	10%	10%	10%	10%	7.5%	5%
	合格低收入住宅 或经济效益项目	20%	20%	20%	20%	20%	15%	10%
独立储能税收抵免：只要商用电池系统的容量大于等于5kWh就可以进行满补贴率补贴（30%）								



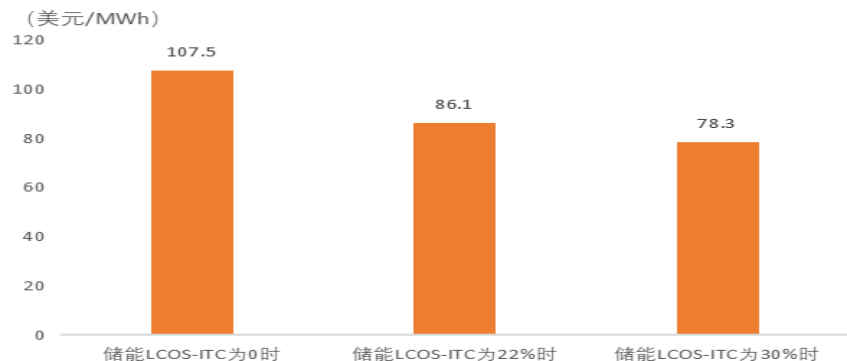
## 边际变化：ITC税收抵免分别为0/22%/30%时，储能的LCOS分别为108/86/78\$/MWh

- 在测算储能成本的LCOS时，我们的核心假设包括：
  - 储能电站配比：1MW/4MWh；循环寿命6000次、年运营天数365天，每天满充满放一次，对应使用年限16.4年；电站投资总额11.03亿美元，运维成本为投资总额的1%/年。
- 我们将ITC税收抵免力度分为三个维度，根据LCOS的计算公式测算IRA新政落地前后的储能经济性边际变化，从计算结果看：
  - 对新能源配储项目：以现行ITC税收抵免政策（23年为22%），计算储能LCOS为86\$/MWh；新版ITC税收抵免政策（以基础抵免23年30%计算），储能LCOS下降至78\$/MWh。
  - 对独立储能项目：以现行ITC税收抵免政策（23年为0%），计算储能LCOS为108\$/MWh；新版ITC税收抵免政策（以基础抵免23年30%计算），储能LCOS下降至78\$/MWh。

图：发电侧储能经济性测算的核心假设及计算结果（按照ITC为30%计算）

参数类型	参数名称	设置值
储能电站参数	功率(MW)	1000
	4H-储能规模(MWh)	4000
	年运营天数(天)	365
	电池效率	95%
	锂电池充放电深度	90%
	锂电池衰减率	2.0%
	残值率	5%
	循环次数	6000
	使用年限	16.44
	贴现率	6%
成本测算	电站单位投资成本 (\$/kwh)	275.7
	电站投资总额	11.03亿
	运维成本 (\$/KW*yr)	11

图：不同ITC抵免力度下（0/22%/30%），储能的LCOS



图：根据相应假设和公式测算的不同ITC抵免比例下，储能的LCOS

LCOS计算公式	$\text{平准化储能成本} = \frac{\text{初始投资成本} + \sum_{n=1}^{\text{年数}} \frac{\text{各类成本}}{(1 + \text{折现率})^n}}{\sum_{n=1}^{\text{年数}} (\text{每日储能量} \cdot \text{每年运行天数})} = \frac{\text{贴现后的总成本}}{\text{贴现后的总储能量}}$		
ITC抵免比例	0	22%	30%
不同ITC比例测算的LCOS结果 (美元/MWh)	107.5	86.1	78.3

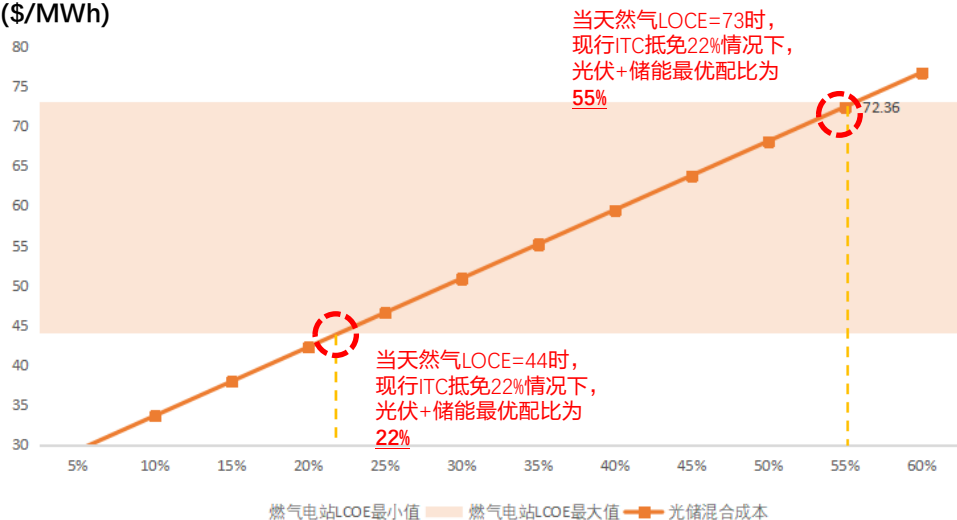
# 经济性测算1-新能源配储：在储能功率配比60%以内时，光+储LCOE低于天然气发电机组

- 美国多数地区的弃光率较低，主要盈利模式系利用储能把光伏电站变成可持续向用电方出售绿电的PPA（用电方和供电方签署长期购电协议，事先制定电价，供电方要满足用电方的实时电力需求）。
- 经济性层面**，假设每天“一充一放”，则按右表假设进行测算可得：
  - ✓ 按照现行ITC税收抵免22%计算，如果分别按照天然气LCOE下限/上限的44或73美元/MWh为基准，则光伏+储能的功率最优配比分别为22%/55%。
  - ✓ 按照新版ITC税收抵免30%计算，如果分别按照天然气LCOE下限/上限的44或73美元/MWh为基准，则光伏+储能的功率最优配比分别为25%/60%。

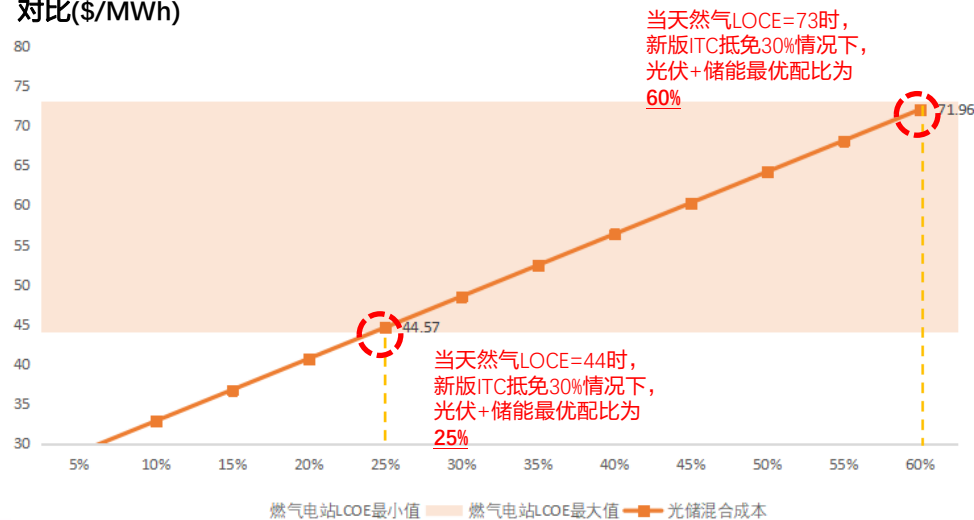
图：新版ITC（30%）-不同储能配比的4H光储电站加权LCOE计算(\$/MWh)

项目	计算方式	现行ITC=22%		新版ITC=30%	
光伏成本	=LCOE	25		25	
储能成本	=LCOS	86.1		78.3	
储能功率配比	ratio=储能电站功率/光伏电站功率	22%	55%	25%	60%
光储成本	=LCOE+LCOS*ratio	43.9	72.4	44.6	72.0
天然气发电成本	=天然气LCOE	44	73	44	73

图：现行ITC（22%）-不同储能功率配比的4H光储电站加权LCOE与天然气机组对比(\$/MWh)



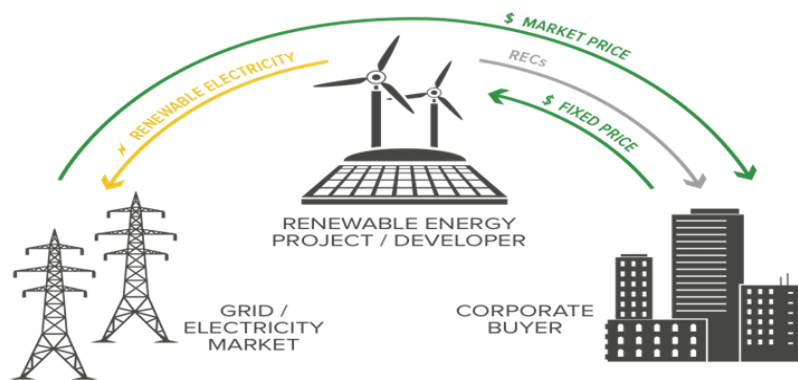
图：新版ITC（30%）-不同储能功率配比的4H光储电站加权LCOE与天然气机组对比(\$/MWh)



## 经济性测算：PPA可使项目方及下游客户双赢

- PPA（Power Purchase Agreement）是发电方与用电方之间签订的长期电力买卖协议，期限一般在5-20年，在此期间，买卖双方根据约定好的价格履行协议，购电方可以获得可再生能源证书（RECs）。20世纪70年代，美国遭遇能源危机，政府要求公用事业向电力生产成本更低的独立发电方购电，并为之签订长期购电协议，PPA应运而生。2005年，美国新版《能源政策法》促进了美国能源零售业的发展，PPA开始广泛普及。美国PPA主要应用于风能、太阳能、水电、地热能等新能源领域购电。在新能源发电项目建设初期，PPA可以为项目筹集融资，同时为协议买方提供低廉的电价。
- 对项目方，PPA意味着更确定的收入来源。长期的PPA意味着确定期限和确定金额的资金来源，从而使项目投资方能够准确规划项目成本和规模。同时，开工后项目可以结合当地新能源能源补贴和联邦税收抵免，是十分具有经济性的投资选择。
- 对下游客户，接受PPA可获得诸多好处：1）新能源发电成本较传统能源更低。2）可以规避能源价格波动、极端天气和自然灾害带来的电力费用风险。3）助力企业清洁能源目标，同时提高ESG表现。4）客户可以在众多PPA提供者中自主选择最合适报价，而传统能源的供应方往往因为地域限制而非常单一。5）客户无需考虑新能源发电系统规划与维护，由PPA供应方全权负责。

图：PPA是发电方与用电方之间签订的长期电力买卖协议



## 经济性测算：新能源配储可获得PPA溢价，企业购买主要为实现更高的可再生能源供应

- 发电商可通过配储获得PPA溢价，用电用户可购买配储PPA获得可再生能源，从而降低运营成本、减少购买碳信用额成本、实现企业环境目标。对发电商而言，目前美国多数带有储能的PPA项目价格高于不带储能的，如Rawhide Prairie项目电价为26\$/MWh，而带储能的更大容量的Wilmot项目电价为39.9\$/MWh。对用电用户而言，至22年10月至少有370多家企业公开承诺要100%使用可再生能源，购买PPA（可再生能源发电商与购买者之间的合同）为其解决方式之一，可达到降低运营成本、碳排放成本以及实现企业环境目标的目的。
- 为什么用户会为配储PPA提供溢价-有效保护了具有特定基本负载要求的PPA，以获得更高的可再生能源供应。单纯的光伏/风电PPA通常不足以使其电力脱碳（风光发电量具有随机性），企业需要在碳排放市场上购买碳信用额来抵消剩余的排放量。但通过配置储能设施能使企业实现可再生能源供电接近100%，同时为电网运营提供弹性。

图：美国光伏电站的PPA电价情况

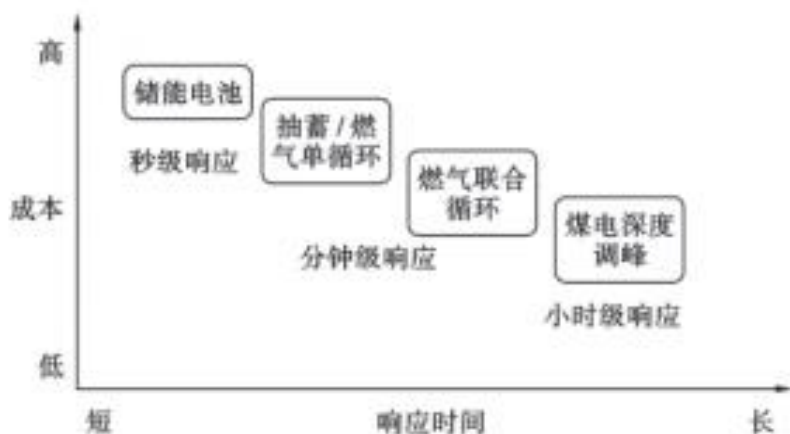
名称	出资方	项目预计并网时间	光伏(MW)	电池储能(MW)	电池储能(MWh)	储能配比	储能时长(h)	PPA价格(2019 \$/MWh)	储能额外附加价格(2019 \$/MWh-PV)	额外增加比例/PPA Price
Wilmot	NextEra	20-Dec	100	30	120	30%	4	39.9	14.2	36%
Eland	8minute Solar	23-Dec	400	300	1200	75%	4	28.4	14.1	50%
Camino	Avangrid	22-May	44	11	44	25%	4	27.1	4.9	18%
Rawhide Prairie	DEPCOM Power	20-Dec	22	1	2	5%	2	26	2.4	9%
Buena Vista	NextEra	22-May	100	50	200	50%	4	23.3	7.4	32%
Arroyo	Clenera	22-Jun	300	40	160	13%	4	17.7	3.4	19%
Jicarilla 1	Hecate	21-Nov	50	20	80	40%	4	28.8	13.5	47%
Battle Mountain	Cypress Creek	21-Jun	101	25	100	25%	4	23.3	3.4	15%
Dodge Flat	NextEra	21-Dec	200	50	200	25%	4	24.1	4.2	18%
Fish Springs Ranch	NextEra	21-Dec	100	25	100	25%	4	27	4.6	17%
Boulder Solar 3	174 Power Global	23-Dec	128	58	232	45%	4	27.4	9.6	35%
Chuckwalla	EDF-RE	23-Dec	200	180	720	90%	4	34.6	17.5	51%

# 经济性测算2-电网侧：辅助服务中，独立储能的调峰成本、效果均优于当前主流的天然气

□ 经济性层面，对比现行版ITC税收抵免政策，储能LCOS将由108美元/MWh下降至78.3美元/MWh，且均低于天然气调峰的175美元/MWh，经济性明显。假设储能电站为100MW，每天进行一次充放电，则储能系统的LCOS（储能度电成本，单位发电量所对应的储能投资成本）为78.3美元/MWh，低于天然气调峰的175美元/MWh，电池储能经济性好于天然气机组。

□ 从服务效果看，电池储能用于电力辅助服务的效果大幅优于天然气，主要是电池储能响应速度快，达到秒级；随时可以充电或放电，不受燃料供应、机械惯性的影响；可将电池包灵活布置，安装周期短。

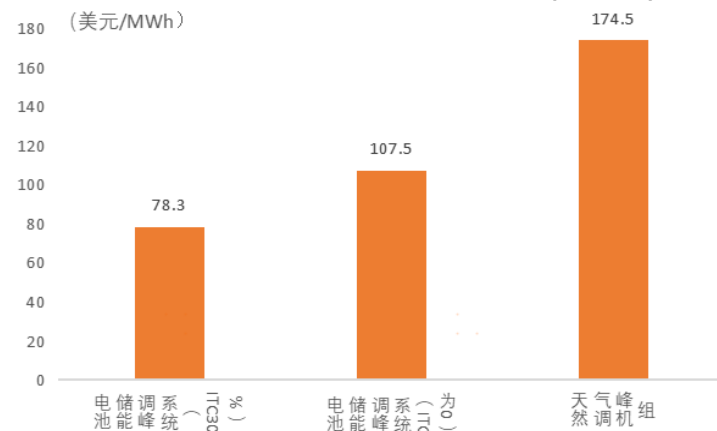
图：电池储能调峰系统响应速度快于天然气调峰机组



图：新版ITC-独立储能经济性计算

参数类型	参数名称	设置值
储能电站参数	功率(MW)	1000
	4H-储能规模(MWh)	4000
	年运营天数(天)	365
	电池效率	95%
	锂电池充放电深度	90%
	锂电池衰减率	3.0%
	残值率	5%
	循环次数	6000
	使用年限	16.44
	贴现率	6%
成本测算	电站单位投资成本	418.2
	电站投资总额	11.03亿
	运维成本(\$/KW*yr)	10
	ITC税收抵免	30%
计算结果	储能成本LCOS(\$/MWh)	78.3

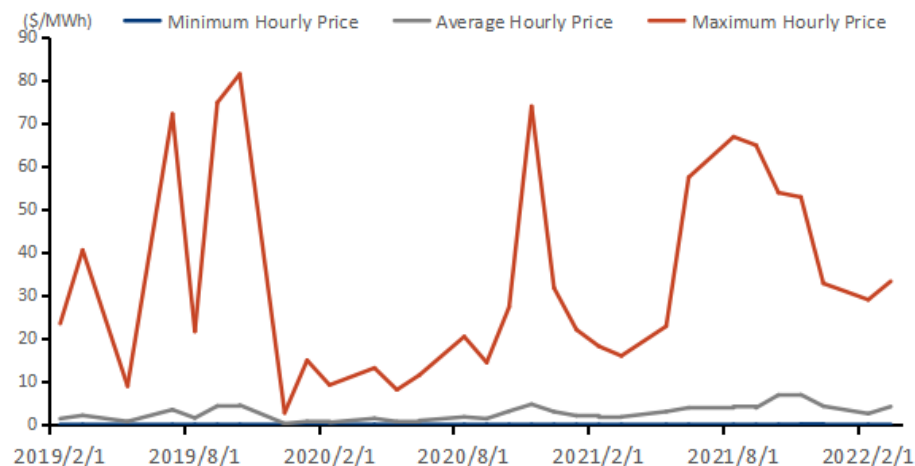
图：电池储能的调峰度电成本开始低于天然气(\$/MWh)



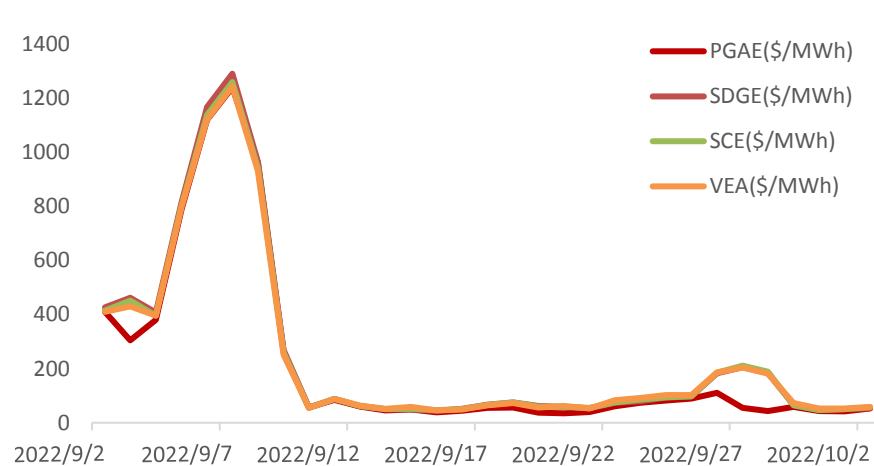
## 经济性测算：当峰谷电价 > 储能LCOS时，进行现货套利可进一步获得收益

- 如我们前文计算，每天进行一次充放电时储能系统的LCOS为78.3美元/MWh，即当峰谷价差 > 78.3美元/MWh时，储能电站可进行峰谷价差套利以进一步获得收益。
- 从PJM数据看，进行现货交易获利存在难度。2019年2月至2022年3月，美国PJM电力市场的电价峰谷价差绝大部分时间低于78.3\$/MWh的平准化储能成本。
- 从加州ISO数据看，2022年9月2日-10月2日，有12天时间峰谷价差超过储能LCOS，经济性优于PJM市场。

图：2019年2月-2022年3月PJM市场峰谷价差



图：2022年9月-10月加州ISO市场峰谷价差



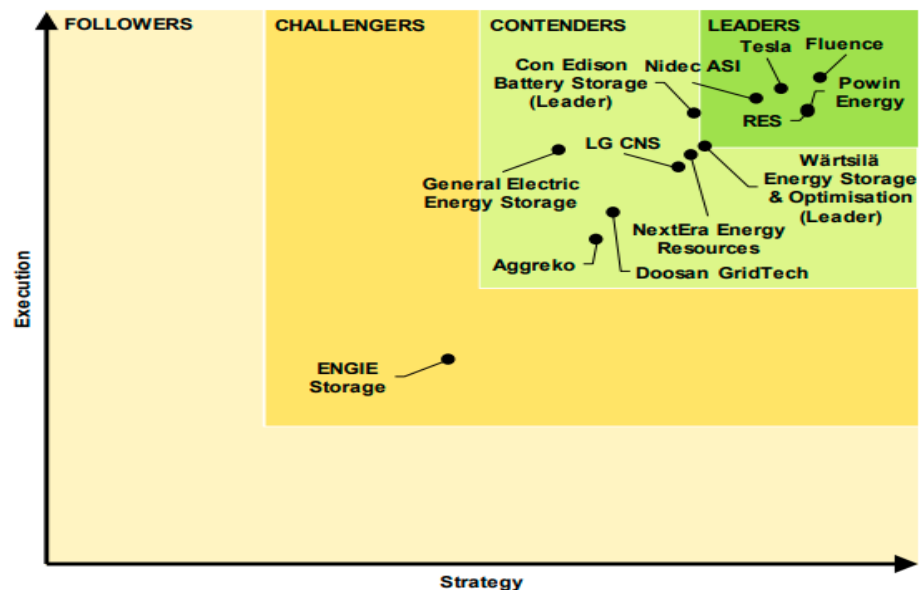
## 竞争格局：从美国调研机构公布榜单看，当前全球集成商头部企业均为海外企业

- 随着市场的成熟，储能系统集成商已成为价值链中确保项目建设并实现盈利的关键。根据美国调研机构Guidehouse Insights 2021年发布的一份全球储能集成商排名榜，全球多家致力拓展市场的大型储能系统集成商在储能市场名列前茅，其中Fluence公司居于排行榜首位，领先于特斯拉公司。
- 该排行榜的重点是电池技术和负责这些技术集成的公司。上榜的公司还必须满足另外三个标准：1) 必须纯粹专注于公用事业级储能系统市场，仅限于参与储能系统设计、安装、调试和运行的公司（不包括纯粹的储能组件集成商/供应商或项目开发人员）；2) 被评估的储能系统集成商必须从2018年之前进入储能行业，近期加入该行业的一些具有前途但规模较小的公司不参与排行；3) 所有上榜公司都在不止一个国家内有储能项目。

表：Top 10公用事业级储能系统集成商名单（2021年Q1发布）

排名	集成商
1	Fluence
2	特斯拉
3	Renewable Energy Systems (RES)
4	Powin Energy
5	Nidec ASI
6	爱迪生联合电池储能公司
7	瓦锡兰储能与优化公司
8	NextEra Energy Resources
9	LG CNS
10	通用电气储能公司

图：Guidehouse Insights排行榜网格



## 投资机会：建议关注对美出口中国集成商、本土集成商及相关供应链公司

- **IRA政策为表前储能市场带来2大边际变化：**1) 商用独立储能（5KWh以上）可直接享受ITC税收抵免（IRA之前，光伏配储中储能系统的能源至少75%来自太阳能的发电才享受补贴）；2) 对于满足一定条件的大储项目，2023年起的税收抵免比例由IRA出台前的22%增至最低30%，且补贴期限延长10年至2033年开始退坡（上一版本中，2024年起补贴退坡至10%）。
- **我们认为，表前端ITC政策强化，有望助力光储（增量市场）及独立储能（增量+存量市场改造）项目持续增长：**
  - ✓ 1) **光储的增量市场：**我们预计满足30%ITC税收抵免要求难度不大，建设环节基本为美国本土公司完成，只要调整工资及员工比例即可获得30%补贴。光储税收抵免比例的大幅提升，将显著降低相关投资成本，增强项目吸引力，有望推动光储项目需求持续增长。
  - ✓ 2) **商用独立储能的增量+存量市场：**5KWh以上商用独立储能2023年起将可享受税收抵免，有望大幅提升以加州、德州为代表的存量市场独立储能安装的积极性。
- **投资建议：**我们认为，对美国本土集成商已形成供货、或已实现美国表前储能订单或出货的中国集成商及相关供应链均有望受益美国表前储能的持续增长。我们认为，国内系统集成商及其供应链企业，以及美国系统集成商的供应链公司，均有望受益于美国表前端储能市场的边际变化。
- **建议关注相关受益标的：**
  - 电池及系统：【宁德时代】、【亿纬锂能】、【国轩高科】。
  - 逆变器及系统：【阳光电源】、【科陆电子】。
  - 温控：【英维克】、【同飞股份】。



## 3.2.2 表后市场

- 边际变化：ITC政策力度加强，可抵税范围及比例均有增加
- 经济性：考虑ITC及加州相关补贴，测算户用光储回本周期约8年
- 投资机会：美国表后市场主要由本土企业占据，看好后续中国企业进军深耕及贴牌代工带来的业绩弹性

## 边际变化：户用端ITC只享受30%基础抵免，不涉及本土制造额外抵免利好中国产业链企业

### □ IRA法案对户用端ITC政策的加强主要表现在：

- 首次提出独立储能（3KWh以上）可享受30%税收抵免（此前须与光伏绑定且100%能量来自该光伏）。
- 2023年起的税收抵免比例由此前的22%提升至30%，且延长至2032年后才退坡（此前抵免比例将于23年降至22%，24年降至0）。

□ 户用端ITC只享受30%基础抵免，不涉及“本土制造”条款额外抵免利好中国产业链企业。户用端ITC抵免较表前端和工商业端最大的区别在于，其新的税收抵免比例为固定的30%，不涉及额外的税收抵免奖励（表前端及工商业端，满足一定条件可在基础抵免的基础上，享受额外的抵免奖励）。考虑到额外的抵免奖励中，“本土制造要求”条款（组件或零部件40%以上部分在美国国内生产）将对中国产业链相关企业造成一定冲击；而户用端ITC没有额外抵免奖励，则中国相关产业链企业无需面临“本土制造要求”条款的压力，可与国外企业在相对公平的环境中竞争，获得较为良好的发展契机。

表：IRA出台前后户用端ITC政策变化

	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035
<b>IRA出台前</b>	26%	22%	0%	0%	0%	0%	0%
独立储能不可享受抵税：只有当能源100%来源于太阳能的电池系统才能用ITC							
<b>IRA出台后</b>	30%	30%	30%	30%	26%	22%	0%
独立储能可享受抵税：只要电池容量大于等于3kWh就可以用ITC							

## 边际变化：工商业端（1MW以下）可直接享受高标准ITC抵免（基础30%+额外10%-40%）

### □ 工商业端ITC政策的加强主要表现在：

- 首次提出2023年起独立储能（5KWh以上）可享受30%税收抵免（此前须与光伏绑定且75%能量来自该光伏）。
- 对于满足一定条件的大储项目，2023年起的税收抵免比例由IRA出台前的22%增至最低30%最高70%（基础抵免30%+额外抵免10%-40%），并延长至2033年后开始退坡；

□ 工商业端ITC政策与表前端唯一的区别在于装机功率不同带来的抵免标准有差异：工商业端的装机功率通常在1MW以下，按照IRA法案中的规定，可直接享受高标准的ITC抵免（也即基础30%+额外10%-40%）而无需考虑是否满足现行工资与学徒要求；而表前端（大于1MW项目）ITC力度会根据是否满足现行工资与学徒标准有所调整。

表：IRA出台前后工商业端ITC政策变化

		2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035	
IRA出台前	<b>基础抵免</b>	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%	
	能源至少75%来自太阳能的电池储能系统才能补贴								
IRA出台后 (1MW以下)	<b>基础抵免</b>	30%	30%	30%	30%	30%	22.5%	15%	
	<b>本土化制造</b>	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
	<b>能源社区</b>	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
	<b>低收入社区</b>	<b>低收入社区或印第安部落土地</b>	10%	10%	10%	10%	10%	7.5%	5%
		<b>合格低收入住宅或经济效益项目</b>	20%	20%	20%	20%	20%	15%	10%
<b>独立储能享受抵免：只要商用电池系统的容量大于等于5kWh就可以进行满补贴率补贴</b>									

# 户用储能-经济性：考虑初始投资费用，配置户用光储系统将在第7年体现经济性

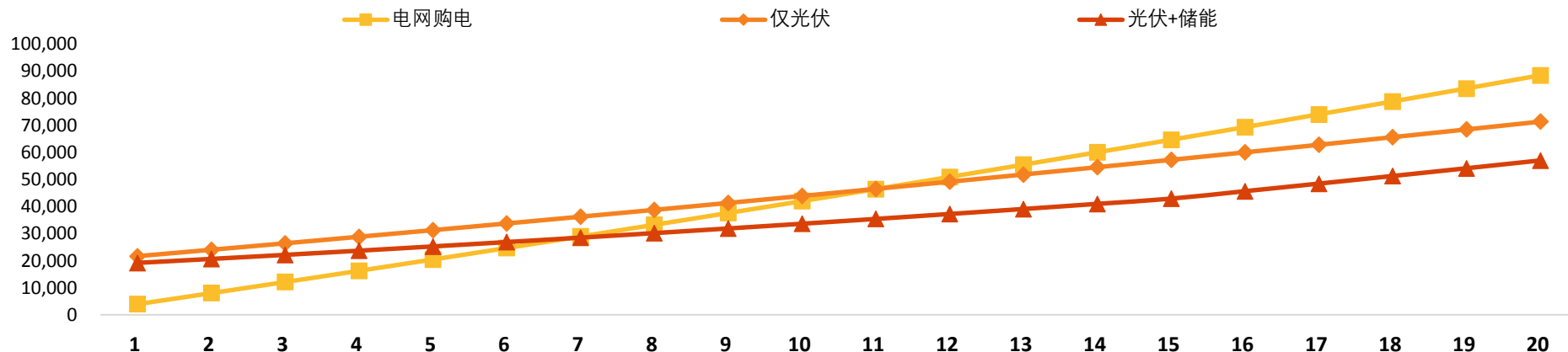
□ 基于加州的ITC及SGIP补贴情况，以及特斯拉户用光储系统报价，我们核心假设如下表：

参数类型	参数名称	设置值
光储参数	屋顶光伏装机(kW)	7.2
	组件首年衰减	3%
	组件第二年开始每年衰减	0.5%
	发电小时数(h)	1007.4
	储能装机(kWh)	13.5
	充放效率	95%
	放电深度	90%
	循环次数	6000
	储能使用年限	16.7
	光伏使用年限	20

参数类型	参数名称	设置值
成本测算	光储投资单价	
	光伏投资单价(\$/kW)	2690
	储能投资单价(\$/kW)	926
	光储投资总价	16716.6
	运维成本(\$/W/年)	178
	FIT上网电费(\$/kW)	0.07
	FIT退坡比例(%/月)	-
	折现率	6%
	家庭年用电量(kWh)	15000
	居民电价(\$/kW)	0.2246
	电价年均涨幅(%/年)	1.0%
	晚间用电比例	60%

□ 如结果所示，考虑光伏、储能的初始投资费用，系统使用成本相比年累计电费，户用光储系统将在配置后第7年体现出经济性。

图：年累计费用比较（单位：美元）

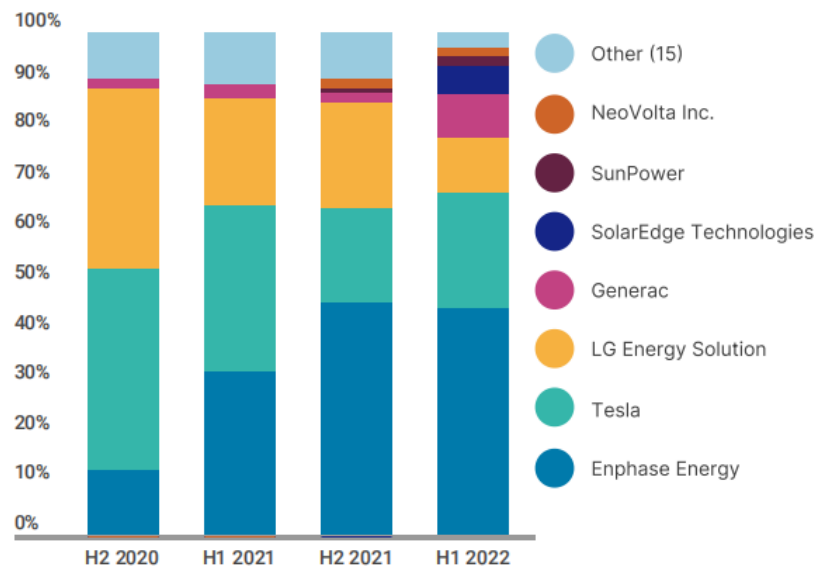


## 户用端竞争格局：当前市场由海外企业占据，看好后续国内企业切入市场带来的机会

- 2022年上半年，美国储能的户用端市场呈现了“一超多强”的竞争格局，头部企业均为海外集成商。据EnergySage数据，Enphase是美国户用端储能的最大供应商，占据45%的市场份额，特斯拉以23%的份额位居第二，LG、Generac和SolarEdge分别以11%、9%、5%的份额紧随其后，SunPower和NeoVolta各占2%的份额，其余供应商共占3%份额。
- 2022年上半年Enphase的市场份额较20年下半年增加了32pcts，并自21年下半年起，超过特斯拉一跃成为市占率第一的品牌，这主要得益于其优秀的性能和质量，取得了安装人员的青睐。
- 特斯拉和LG相较20年下半年市场份额均大幅下滑，主要系储能设备起火的安全隐患问题所致。

□ 当前市场格局看，中国企业进军美国市场进度较慢，但往未来看，我们仍看好中国企业有望通过电池降价+打造品牌知名度的方式，以自有品牌或贴牌等形式逐步切入美国户储市场。当前美国户储市场的头部企业均为海外集成商，我们认为，主要系美国户储市场更高的市场准入门槛较高、本土消费者对品牌知名度亦有更高的要求。但往未来看，随着ITC税收抵免边际变化带来的经济性提高，我们看好电池成本进一步下降+国内企业逐步获得认证、打开市场知名度，带来的投资机会。

图：2020H2-2022H1美国户用储能市场份额



## 投资机会：看好后续中国企业进军深耕及贴牌代工带来的业绩弹性

### □ 我们认为，表后端ITC政策力度加码，或可大幅提升相关项目安装积极性：

- ✓ 1) **户用端**：目前美国户储需求主要集中在加州、波多黎各等州，其中加州是美国户储市场的绝对主力，占全美新增装机的50%-60%。户用端新版ITC力度显著加强（2023年由22%增至30%，2024年起由0增至30%），预计将释放以加州、波多黎各、德州等为代表的美国户用储能需求，户储市场增速有望进一步提升。
- ✓ 2) **工商业端**：工商业端ITC政策强度不低于表前端，即不大于1MW的工商业储能，可直接享受基础30%抵免，叠加额外抵免最高可至70%，投资成本降幅较大，有望刺激装机量持续提升。

□ **投资建议**：当前美国户储市场的头部企业均为海外集成商，中国企业进军美国市场进度较慢；但往未来看，随着ITC税收抵免边际变化带来的经济性提高，我们看好电池成本进一步下降+国内企业逐步获得认证、打开市场知名度，带来的投资机会。

### □ **建议关注相关受益标的：**

- **电池及系统**：【比亚迪】。
- **逆变器及系统**：【德业股份】、【盛弘股份】、【科士达】。
- **结构件**：【铭利达】、【祥鑫科技】。

## 风险提示

- **储能需求不及预期：**如果未来美国光伏、风电的装机量不及预期，则对解决电网安全性问题的需求将不及预期，导致储能需求不及预期。
- **政策力度不及预期：**如果美国对IRA及ITC税收抵免政策的推进力度不及预期，则对储能的需求边际提升作用将低于预期。
- **锂电池成本上涨幅度超预期：**若碳酸锂价格持续增长，导致锂电池成本进一步上涨，则美国表前、表后储能的经济性将进一步削弱，可能会降低市场装机需求。
- **国际贸易政策风险：**若国际经济与政治环境持续恶化，区域之间的冲突对抗加剧，则将使贸易保护主义抬头，国际贸易或面临较大的政策风险。
- **测算具有一定主观性，仅供参考。**

## 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益20%以上
		增持	预期股价相对收益10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下



THANKS