

证券研究报告

2021年08月11日

行业报告 | 行业深度研究

电气设备

# 储能系列深度3：中国发电侧储能市场及其商业模式

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009

联系人 叶天琳



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

□ 本报告主要回答两个问题：1、为什么我们认为中国储能市场将主要由发电侧驱动？2、未来国内发电侧储能市场的商业模式为何？

## 1、为什么我们认为中国储能市场将主要由发电侧驱动？

✓ 政策是核心推动力。

当下时间点，储能系统无论在发电、电网、用电侧均不具备经济性。但政策端为了：1) 解决弃风弃光问题，2) 将部分基建成本交由电站端承担，各地已出台：a) 强制要求发电侧配置储能、b) 有效激励发电侧配置储能（如在核准、并网方面给予政策倾斜）相关政策。相比之下，用电侧和电网侧仅存在示范性项目政策，推动力明显弱于发电侧。预计发电侧储能市场将先于电网侧和用电侧市场启动。

✓ 经济性使发电侧储能更易推行。

发电侧储能由于可与电站合建，整体系统IRR目前已达到6%以上，具备大规模推行的经济性基础。得益于较低的投资额，发电/电网侧储能系统的LCOS仅0.565元/W，较用电侧的0.747元/W低24%。在1.5元/W的投资额下，仅光伏、光伏+储能（解决弃光）、光伏+储能（解决弃光且有补贴）、光伏+储能（解决弃光+辅助服务）、光伏+储能（解决弃光且有补贴+辅助服务）的IRR分别为8.42%、5.28%、5.80%、6.24%、6.75%；由于IRR高于6%时，项目已具备可启动的经济性，因此在储能解决弃光+剩余容量用于辅助服务的假设下，当下的发电侧光储系统已到达启动时间点，装机量有望在政策推动下持续增长。

✓ 受政策+储能降本提高经济性推动，预计25年国内储能新增装机可达47.7GWh，发电侧储能新增装机36.2GWh，占比76%。至2025年中国储能系统累积装机量可达103GWh，以2h充放电时长测算，对应装机51.5GW，大幅高于政策要求的30GW累计装机量目标，出现超装；其中受发电侧累积装机可达39GW，是超装的主要推动力。

# 摘要

## 2、未来国内发电侧储能市场的商业模式为何？

✓ 1) 由于当下储能系统对发电侧的经济性贡献为负，经济性仍是首要问题；2) 政策明确在安装并网前，需对发电侧储能的系统价值和技术水平进行评估验收，将为储能系统划定性能红线。

✓ 因此我们认为，未来国内发电侧市场中，在性能满足标准的前提下，成本会是下游客户首要的考虑因素。预计发电侧储能兴起将推动低成本+产品性能达标的电池和PCS企业获得更高市场份额。

□ 投资建议：国内发电侧储能领域，看好【宁德时代】、【阳光电源】、【中信博】、【永福股份】；【宁德时代】材料供应链及逆变器供应链【中熔电气】、【法拉电子】。

✓ 储能锂电池更看重经济性和高循环次数。我们认为国内发电侧需要有大型项目经验+品质过硬+技术积累深厚的企业，推荐项目经验丰富的【宁德时代】。

✓ 储能技术壁垒相较普通逆变器更高，预计较早布局该领域，技术积累强的企业有望更快速的实现储能逆变器成本&价格下行。推荐在大型地面经验丰富的【阳光电源】。

✓ 发电侧储能将有效解决光伏弃光问题，跟踪支架发电量增益的经济性将进一步凸显，在国内地面电站中的渗透率有望持续提升。推荐跟踪支架国内龙头【中信博】。

✓ 同时，看好在储能集成、建设、运维领域具备大量技术及项目积淀的EPC企业【永福股份】、【宁德时代】材料供应链及逆变器【中熔电气】、【法拉电子】。

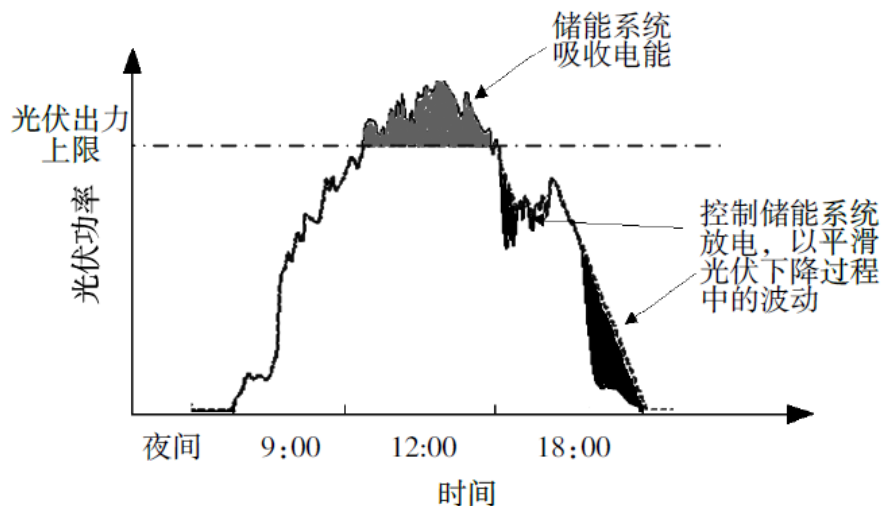
风险提示：储能需求不及预期、政策力度不及预期、储能投资额下降不及预期、其他储能技术发展超预期等风险。测算具有一定主观性，仅供参考。

# 1 较用电/电网侧，发电侧政策推行力度更强

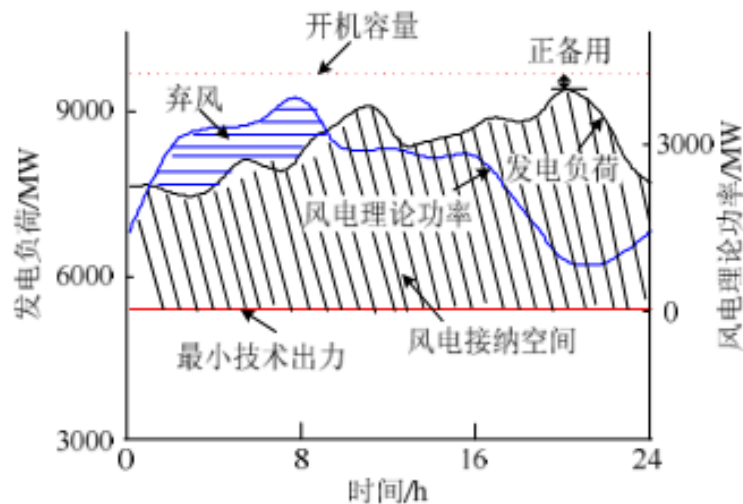
# 为什么政策要推动发电侧储能发展？

- 新能源发电波动性明显，存在峰值时发电功率高于电网负荷，产生弃风弃光的问题。未来随新能源装机比例提升，弃风弃光的问题将日益突出。
- 弃风弃光问题解决：加强电网基建或配备储能。加强电网基建可以提升其负荷，使其可以承载更高功率的发电。配备发电侧储能则可以在电网输送通道受限+光伏/风电满负荷工作的情况下实现调峰，平滑新能源发电输出曲线，缓解电网负担。政策推动安装发电侧储能，相当于将部分电网建设的成本转嫁至电站，以解决消纳问题。

图：光伏发电侧储能工作原理



图：风电发电侧储能工作原理



# 从全国性政策看，国家对发电侧的重视程度更高

- 2021年7月21日，发改委、能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确目标至2025年，国内新型储能（除抽水蓄能外的储能系统）装机总规模达30GW以上。
- 《意见》对发电侧、电网侧和用户侧储能项目建设要求分别是“大力推进电源侧储能项目建设”“积极推动电网侧储能合理化布局”“积极支持用户侧储能多元化发展”，从表述看，未来政策对三种储能的支持力度会是发电侧>电网侧>用户侧。

表：《关于加快推动新型储能发展的指导意见》主要内容

目标	到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变， <b>装机规模达30GW以上。</b>
发电侧	<b>大力推进电源侧储能项目建设。</b> 布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力。充分发挥大规模新型储能的作用，推动多能互补发展，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，提升外送通道利用率和通道可再生能源电量占比。
电网侧	<b>积极推动电网侧储能合理化布局。</b> 通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。
用户侧	<b>积极支持用户侧储能多元化发展。</b> 鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

# 从地方性政策看，发电侧储能推行力度远高于电网/用电侧储能

- 发电侧储能地方政策：强制安装+有效激励手段+补贴。**各地发电侧政策可主要分为两类：一类是要求新能源项目必须按一定功率配比配置发电侧储能，如湖南、湖北、新疆、陕西、福建等地；一类是鼓励新能源项目按一定功率配比配置发电侧储能，同时会在项目审批、并网时给予倾斜。此外，部分地区（青海、新疆等地）会给予发电侧储能发售电量一定补贴，以提升其经济性。
- 用电侧/电网侧储能地方政策：示范性项目+经济性探索。**地方性电网侧和用电侧的激励措施还处于发展初期，多以推行示范项目，探索经济性手段（如提升峰谷价差、设置容量电价）为主。

政策分类	地区	政策内容	政策时间
补贴政策	青海省	对“新能源+储能”、“水电+新能源+储能”项目中自发自储设施所发售的省内电网电量，给予每千瓦时0.10元补贴；经省工业和信息化厅认定使用本省产储能电池60%以上的项目，再增加每千瓦时0.05元补贴	2021/1/18
	新疆	对根据电力调度机构指令进入充电状态的火电、风电、光伏等储能设施所充电的电量进行补偿，补偿标准为0.55元/千瓦时	2020/5/26
	苏州市	按发电量（放电量）补贴3年，每千瓦时补贴业主单位0.3元	2019/3/24
强制配储能政策	湖南省	加快推进“新能源+储能”模式，对新增风电按照装机容量20%配置储能，新增光伏按照装机容量10%配置储能	2020/12/16
	湖北省	针对风光火互补基地、风光水（抽水蓄能）基地、风光火（水）储基地分门别类的进行调峰配置，不足部分（基地规模与可配置的新能源项目规模之差）应按照化学储能容量不低于10%、时长不低于2小时、充放电不低于6000次的标准配置储能	2021/6/7
	新疆	阿克苏地区要求纳入开发建设的光伏发电项目需按不低于10%的装机比例配置储能，且需同步开工建设；喀什地区要求部分光伏发电项目配套储能设施充电小时数不低于2小时	2021/3/19
	陕西省	关中、陕北新增10万千瓦（含）以上集中式风电、光伏发电项目按照不低于装机容量10%配置储能设施，其中榆林地区不低于20%；新增项目储能设施按连续储能时长2小时以上，储能系统满足10年（5000次循环）以上工作寿命，系统容量10年衰减率不超过20%标准进行建设，且须与发电项目同步投运；鼓励地方政府或大型企业牵头在升压站附近配置集中式储能电站	2021/3/10
	福建省	项目建设原则上年内开工并网，要求储能配置不低于开发规模的10%	2021/5/24
优先支持政策	河南省	给出全省新能源电力消纳指引，I类地区要求配置10%，2h；II类地区15%，2h；III类地区20%，2h以上基础储能	2021/6/21
		对储能配置比例不低于10%、连续储能时长2小时以上的新能源项目，在同等条件下优先获得风光资源开发权，由电网企业优先并网、优先保障消纳	2021/6/15
	天津市	单体容量超过5万千瓦的项目，承诺配套建设储能设施比例达到最低要求（光伏发电10%、风电15%）或提供相应调峰能力的，得20分；在此基础上，储能设施配比每增加1%，得分加2分，直至30分；储能设施应按照连续储能时长不低于1小时，系统工作寿命10年以上的标准配置，且在发电项目并网后两年内建成投运	2021/6/7
	广西省	在2021年度风电、光伏竞争性配置评分办法中，配置储能项最高可得15分	2021/5/7
	山东省	新增集中式风电、光伏发电项目，原则上按照不低于10%比例配建或租赁储能设施，连续充电时间不低于2小时；风电、光伏发电项目按比例要求配建或租赁储能示范项目的，优先并网，优先消纳 建立独立储能共享和储能优先参与调峰调度机制；新能源场站原则上配置不低于10%储能设施	2021/4/8 2021/2/19

2

较其他场景，发电侧储能具备更高经济性



# 发电/电网端储能系统投资额低于用电端，前者LCOS更低

## □ 核心假设：

✓ 投资额：发电/电网侧储能系统多在MW级以上，而用电侧储能系统多为KW级，规模效应大幅摊薄了发电及电网侧投资成本。假设发电/电网侧投资额约1.5元/Wh，而用电侧投资额约2元/Wh。

✓ 储能系统参数：充放电时长约2h；电池效率、锂电池充放电深度、衰减率分别为90%、90%、3%；全生命周期循环次数4500次。

□ 度电成本差别：得益于较低的投资额，发电/电网侧储能系统的LCOS仅0.565元/W，较用电侧的0.747元/W低24%。

表：LCOS测算

	发电/电网侧	用电侧
储能电站功率 (w)	1.00	1.00
储能时长 (h)	2.00	2.00
储能系统单位投资成本(元/Wh)	1.50	2.00
整周期储能系统配置个数 (12年)	1	1
运维成本 (元/W/年)	0.05	0.05
运营天数(天)	360	360
电池效率	90%	90%
锂电池充放电深度 (DOD)	90%	90%
锂电池衰减率	3%	3%
增值税率	13%	13%
所得税率	25%	25%
LCOS	0.565	0.747

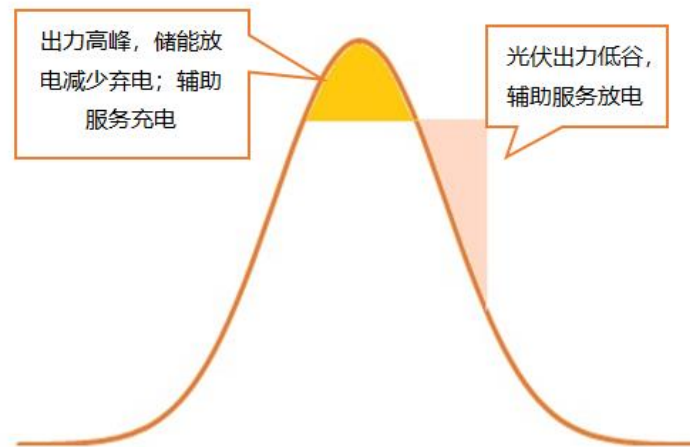
# 在储能解决弃光+剩余容量用于辅助服务的假设下，发电侧光储系统已具备启动经济性

- 发电侧储能除单纯解决弃风弃光问题外，另可将多余的储能空间用于电网侧调频/调峰等储能服务，从而实现储能的充分利用，取得更高经济性。
- 因此，在光伏发电侧可对储能的应用场景分为：1、储能仅解决弃光问题；2、储能解决弃光问题，经储能系统上网的电量可得补贴；3、储能解决弃光问题，同时将多余空间用于电网侧辅助服务；4、储能解决弃光问题，经储能系统上网的电量可得补贴，同时将多余空间用于电网侧辅助服务。

图：发电侧储能应用不同场景

	弃光问题解决	弃光上网有补贴	电网辅助服务
仅光伏			
光伏+储能（解决弃光）	√		
光伏+储能（解决弃光且有补贴）	√	√	
光伏+储能（解决弃光+辅助服务）	√		√
光伏+储能（解决弃光且有补贴+辅助服务）	√	√	√

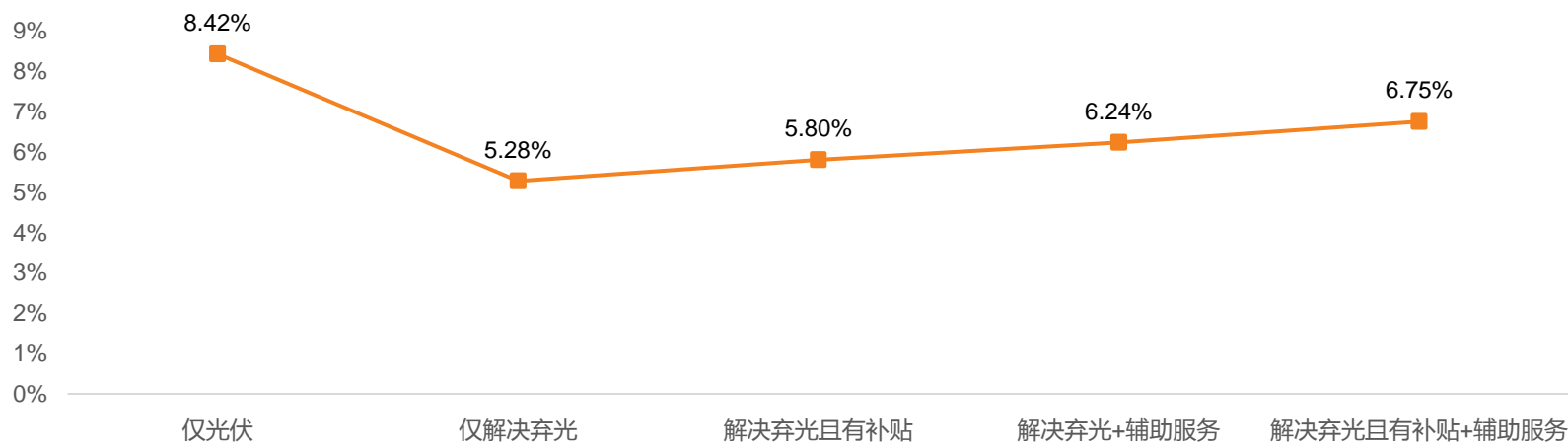
图：发电侧解决弃风弃光+辅助服务示意图



# 在储能解决弃光+剩余容量用于辅助服务的假设下，发电侧光储系统已具备启动经济性

- 核心假设：1、未装储能时，光伏电站弃光率约4%；2、发电侧按15%配储能，充放电时长2h，每日一充一放，电池效率、锂电池充放电深度、衰减率分别为90%、90%、3%；3、光伏电站投资额约3.99元/W，发电侧储能投资额约1.5元/Wh，24年生命周期内需更换1次储能；4、贷款比例70%，利率4%；5、上网电价0.38元/KWh，储能度电补贴0.2元/KWh，辅助服务收入0.5元/KWh。
- 在当下的投资额下，仅光伏、光伏+储能（解决弃光）、光伏+储能（解决弃光且有补贴）、光伏+储能（解决弃光+辅助服务）、光伏+储能（解决弃光且有补贴+辅助服务）的IRR分别为8.42%、5.28%、5.80%、6.24%、6.75%；因当下储能系统还不具备经济性，因此光储系统的IRR低于仅光伏的水平。
- 由于IRR高于6%时，一般项目已具备可启动的经济性，因此在储能解决弃光+剩余容量用于辅助服务的假设下，当下的发电侧光储系统已到达启动时间点。叠加政策推动，预计将快速迎来放量。

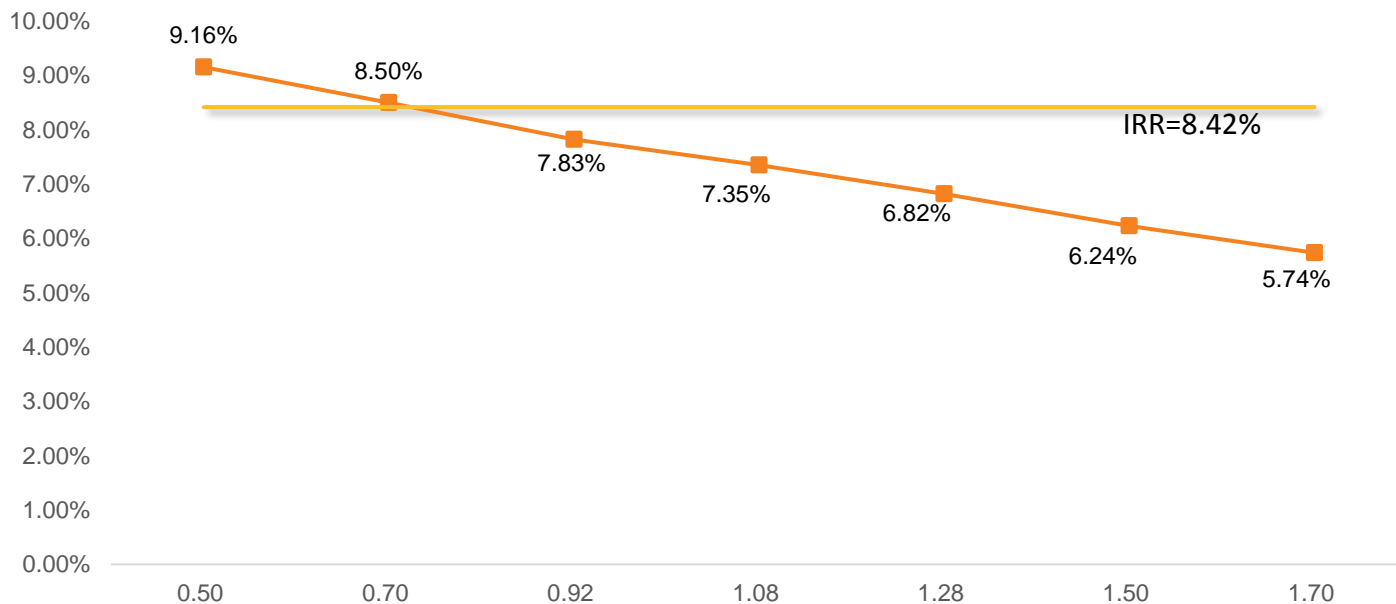
图：多场景下IRR测算



# 若储能投资额降低至0.7元/Wh，储能对新能源电站的经济性贡献为正，将实现自发性快速增长

- 由于目前来看，对发电侧储能给予补贴的省份依然较少，因此我们认为储能解决弃光+提供辅助服务将是未来最为常见的发电侧储能应用场景。
- 测算该场景下的IRR对储能系统投资额的敏感性，则在投资额下降至0.7元/Wh时，光储系统的IRR达到8.50%，高于仅光伏系统的8.42%，表明储能对新能源电站的经济性贡献为正，即发电侧进入光储平价阶段，可实现储能装机自发性快速增长。

图：发电侧储能IRR对投资额敏感性测算



# 3

## 国内储能空间测算

# 储能投资额下行及各场景经济性假设

- 储能初始投资额下降，或技术迭代推升电池充放电次数和生命周期，均可提升储能系统的IRR。为方便起见，在此仅讨论未来初始投资额下行的假设下，各储能应用场景的经济性变动。
- 由经济性测算可知，当下我国发电侧、用电侧和电网侧的储能投资额均不具备经济性。假设2021-2025年，储能投资额年均降幅约15%，则当下发电侧储能（解决弃电+辅助服务）已具备经济性；预计至2024年，电网侧储能IRR达5.5%左右，初步具备经济性。此外，假设随国家调高用电侧峰谷价差至0.7元/KWh，预计至2024年，用电侧储能IRR可达到7.4%，具备明显经济性。

表：投资额对应经济性测算

	单位	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧/电网侧投资额	元/Wh	1.50	1.28	1.08	0.92	0.78
用电侧投资额	元/Wh	2.00	1.70	1.45	1.23	1.04
发电侧IRR		6.24%	6.82%	7.35%	7.83%	8.24%
电网侧IRR		-17.96%	-8.07%	-0.96%	5.49%	11.90%
用电侧IRR		-1.33%	1.33%	4.21%	7.36%	10.81%

## 发电侧：部分核心假设

- 目前，推动发电侧储能市场发展的主要因素依然是政策。我们梳理了目前已颁布发电侧储能政策的22个地区，发现其中约8个地区要求强制配置一定比例的储能，其余14个地区则出台了有效的激励方案，如在审批、并网方面给予配备储能的新能源项目一定倾斜等。由于能源局和发改委已推行全国性文件要求大力发展发电侧储能，我们认为类似的地方性政策有望推行至全国。
- 复盘已发布政策省份历史装机，有效激励发电侧储能配置省份装机：强制配备储能省份装机约为2.25:1。假设后续全国装机量同样为对应比例，即在发电侧装机中，有31%的装机量被要求强配储能，剩余69%的装机量存在发电侧储能的激励政策。
- 对强制装配储能地区，由于大部分政策自2021年期间发放，预计2021年储能在新增风光装机中渗透率约50%，而后22-24年维持80-95%的高位。对有效激励配储能地区，预计21年渗透率可提升至10%，而后随政策推广+储能成本下行，渗透率持续提升。
- 发电侧存量装机对应储能市场：2025年受经济性提升影响，渗透率将快速增长。由此前预测，至储能投资下降至0.7元/W时，储能可大幅提升发电侧经济性，有望带动发电侧存量装机对应储能的渗透率自0.6%快速提升至1%。

表：各省储能政策分类

配储能给予更高优先级（核准/并网等）	强制配储能
河南省	海南省
广西省	湖南省
宁夏	贵州省
河北省	湖北省
山西省	新疆
山东省	陕西省
辽宁省	青海
内蒙古	福建省
甘肃省	
浙江省	
江西省	
云南省	
甘肃省	
天津市	

# 发电侧：预计2025年中国发电侧储能市场提升至36GWh

- 受政策激励叠加储能投资额下行影响，预计至2025年，中国发电侧储能市场可由2020年的0.7GWh提升至36GWh，CAGR达125%。
- 全国发电侧累计储能安装量可达78GWh，以2h充放电时长计算，对应功率约39GW。受政策推动影响，国内储能有望超过政策规定的至2025年30GW累计装机目标。

表：发电侧储能装机测算

	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025
光伏新增装机	GW	48	60	88	107	131	160
集中式光伏新增装机	GW	38	40	57	69	83	99
集中式光伏累积装机	GW	164	204	261	330	413	512
风电新增装机	GW	32	40	44	48	53	55
风电累计装机	GW	238.9	278.9	322.9	370.9	423.9	478.9
新增风光装机	GW	80	100	132	155	184	215
<b>新增发电侧装机对应储能需求</b>							
强制配储能地区对应新增装机量	GW		29	38	44	53	61
储能渗透率			50%	80%	80%	80%	90%
储能配比			10%	10%	10%	10%	15%
充放电时长	h	2	2	2	2	2	2
强制配储能地区对应储能装机	GWh		2.9	6.0	7.1	8.4	16.6
鼓励配储能地区对应装机量	GW		71	94	111	131	153
储能渗透率			10%	15%	20%	25%	40%
储能配比			10%	10%	10%	10%	15%
充放电时长	h	2	2	2	2	2	2
鼓励配储能地区对应储能装机容量	GWh		1.4	2.8	4.4	6.6	18.4
<b>新增发电装机对应储能装机量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.7</b>	<b>4.3</b>	<b>8.9</b>	<b>11.5</b>	<b>15.0</b>	<b>35.0</b>
<b>存量发电侧装机对应储能需求</b>							
未配储能的风光装机	GW		238.51	276.2956	315.7536	357.8253	403.12
储能渗透率			0.30%	0.40%	0.50%	0.60%	1%
储能配比			10%	10%	10%	10%	15%
充放电时长	h		2	2	2	2	2
<b>存量发电装机对应储能装机容量</b>	<b>GWh</b>		<b>0.14</b>	<b>0.22</b>	<b>0.32</b>	<b>0.43</b>	<b>1.21</b>
<b>总计</b>							
<b>当年新增储能装机</b>	<b>GWh</b>	<b>0.7</b>	<b>4.4</b>	<b>9.1</b>	<b>11.9</b>	<b>15.4</b>	<b>36.2</b>
<b>发电侧储能累积装机量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.78</b>	<b>5.2</b>	<b>14.3</b>	<b>26.1</b>	<b>41.6</b>	<b>77.8</b>

资料来源：wind，《中国光伏产业发展路线图（2020版）》天风证券研究所测算



## 电网侧：2024年随经济性提升，预计电网侧储能装机快速增长

- **调频：**据北极星储能网信息，调频需求在火力发电系统中的功率占比在2%，基于NREL的研究，当波动性发电占比达30%时，调频需求将翻倍。因此我们假设我国调频需求装机占比从2%逐步提升到2025年的3%，同时随24年电网侧储能经济性明显提升，预计锂电储能调频的渗透率从22年的10%快速提升至2025年的20%，则2025年锂电储能调频的新增装机量将达4.14GWh。
- **调峰：**随2024年电网侧储能具备经济性，锂电储能调峰需求占比将快速自2022年的0.02%提升至2025年的0.1%，预计2025年调峰新增装机电量可提升至7.97GWh，在碳减排的背景下，当其经济性提高后有望快速获取火电调峰份额。

表：电网侧储能装机测算

全球储能调频调峰装机测算	单位	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
火电装机	GW	1245.17	1257.62	1270.20	1282.90	1295.73	1308.69
水电装机	GW	370.16	377.56	385.11	392.82	400.67	408.69
核电装机	GW	49.89	51.39	52.93	54.52	56.15	57.84
风电装机	GW	281.53	321.53	365.53	413.53	466.53	521.53
光伏装机	GW	253.83	313.83	401.83	509.19	640.17	799.96
中国装机	GW	2200.58	2321.93	2475.60	2652.95	2859.25	3096.70
调频需求占比		2.0%	2.1%	2.2%	2.3%	2.4%	3.0%
调频需求装机	GW	44.01	48.76	54.46	61.02	68.62	92.90
锂电储能调频渗透率		8%	9%	10%	11%	15%	20%
锂电储能调频装机量	GW	0.85	0.87	1.06	1.27	3.58	8.29
锂电储能调频装机电量	GWh	0.42	0.43	0.53	0.63	1.79	4.14
锂电储能调峰需求占比		0.01%	0.02%	0.02%	0.02%	0.05%	0.10%
锂电储能调峰装机电量	GWh	0.35	0.35	0.47	0.49	2.36	3.83
调峰调频装机电量合计	GWh	0.78	0.78	1.00	1.13	4.16	7.97

## 用电侧：2024年经济性提升，需求有望快速提升

- 目前，国内用户侧以工商业储能为主。由于单位投资成本高企，短期来看仍不具备经济性。2020年，国内新投运电化学储能项目规模为1559.6MW，其中用户侧占比27.3%（工商业为主）；假设单日充放电时长2h，年运营360天，对应年发电量3.07亿千瓦时。而2020年全国工业用电量为50297亿千瓦时，即2020年国内用户侧储能渗透率仅为0.006%。
- 装机量方面，假设未来5年全国工业用电量CAGR为5%，在不具备经济性前提下，假设渗透率以每年0.001%的增速爬坡，随2024年储能系统具备良好经济性，24、25年渗透率将自0.009%提升至0.02%。到2025年，用户侧储能装机量将达0.98GW，以充电时长2h计，装机电量将达1.96GWh。

表：国内用户侧储能装机量测算

	单位	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
全国工业用电量（亿千瓦时）	亿千瓦时	50297	52812	55452	58225	61136	64193
渗透率	亿千瓦时	0.006%	0.007%	0.008%	0.009%	0.013%	0.020%
存储电量(亿千瓦时)		3.07	3.70	4.44	5.24	7.95	12.84
运营天数(天)	天	360	360	360	360	360	360
储能时长(时/天)	h/天	2	2	2	2	2	2
装机量(GW)	GW	0.43	0.51	0.62	0.73	1.10	1.78
装机电量(GWh)	GWh	0.85	1.03	1.23	1.46	2.21	3.57

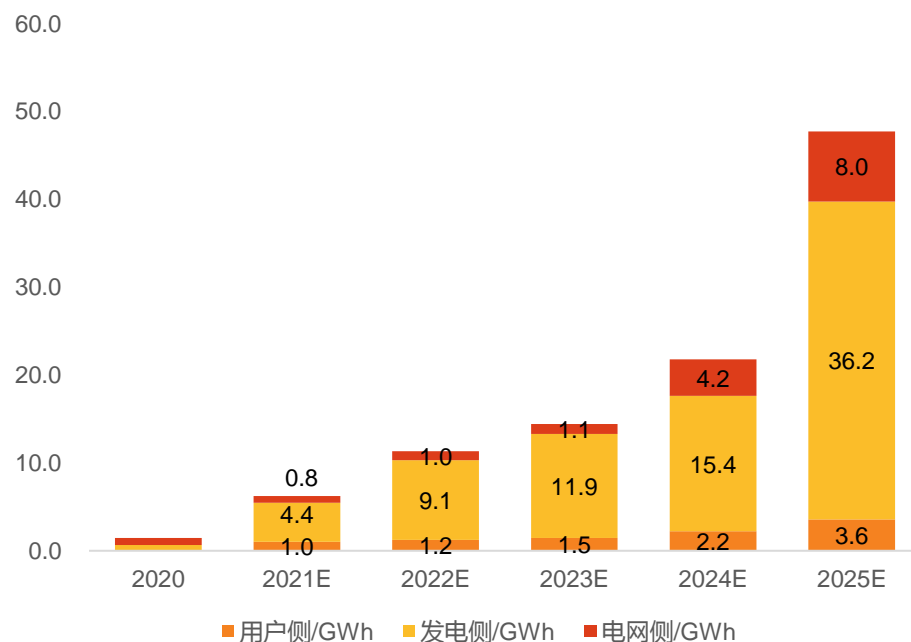
# 中国储能市场测算：预计至2025年可达47.7GWh，主要由发电侧推动

- 在前述三个场景的推算下，我们预计2025年国内储能装机电量可达47.7GWh，CAGR约101%。其中，21年受发电侧政策推行，25年受储能成本下行影响，预计国内储能市场将出现高增。
- 受政策强制装机影响，我国储能市场将主要由发电侧驱动，预计25年新增发电侧储能装机36.2GWh，占比达76%。
- 2025年，中国储能系统累积装机量可达103GWh，以2h充放电时长测算，对应装机约51.5GW，大幅高于政策规定的30GW累计装机量，出现超装；其中受政策强制推行装机影响，预计25年仅发电侧累积装机可达39GW，是超装的主要推动力。

表：2025年中国储能装机规模预测

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
用户侧/GWh	0.0	1.0	1.2	1.5	2.2	3.6
发电侧/GWh	0.7	4.4	9.1	11.9	15.4	36.2
电网侧/GWh	0.8	0.8	1.0	1.1	4.2	8.0
合计	1.4	6.2	11.3	14.4	21.8	47.7
YOY		334.3%	81.5%	27.6%	50.8%	119.2%

图：2025年中国储能装机规模预测



# 4

## 推演：未来国内发电侧储能商业模式&建议关注公司

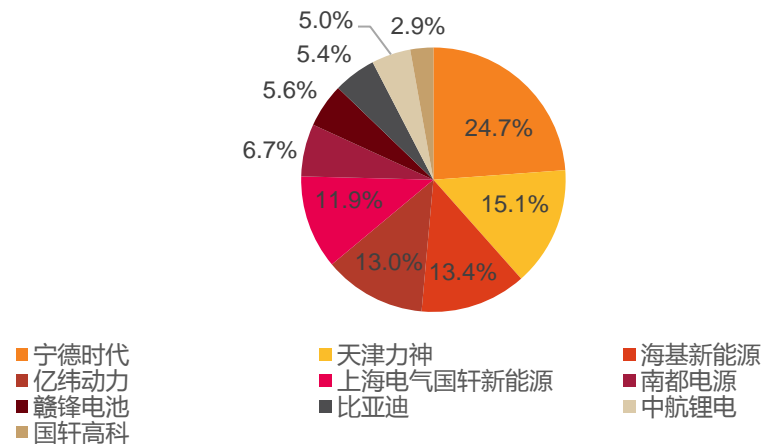
# 锂电储能系统由电池、PCS等组成，集中度以电池组最高

□ 锂电储能系统主要由电池组、储能变流器（PCS）以及其他电气设备构成；一般由集成企业采购各零部件进行系统组装。

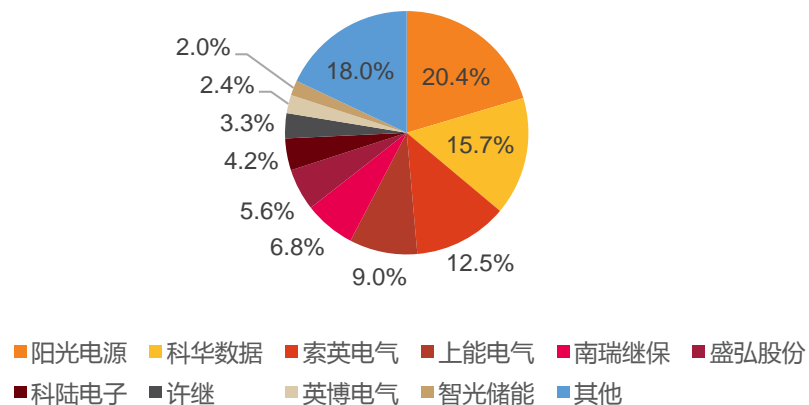
□ 以2020年为例，中国市场，储能电池的供应商主要是宁德、天津力神等，PCS的供应商主要是阳光电源、科华数据等，集成企业的供应商主要是阳光电源、海创思博等。

□ 从集中度看，各环节的集中度分别为电池组>PCS>集成商，表明储能电池的行业壁垒最高，PCS次之，集成企业的壁垒最低。

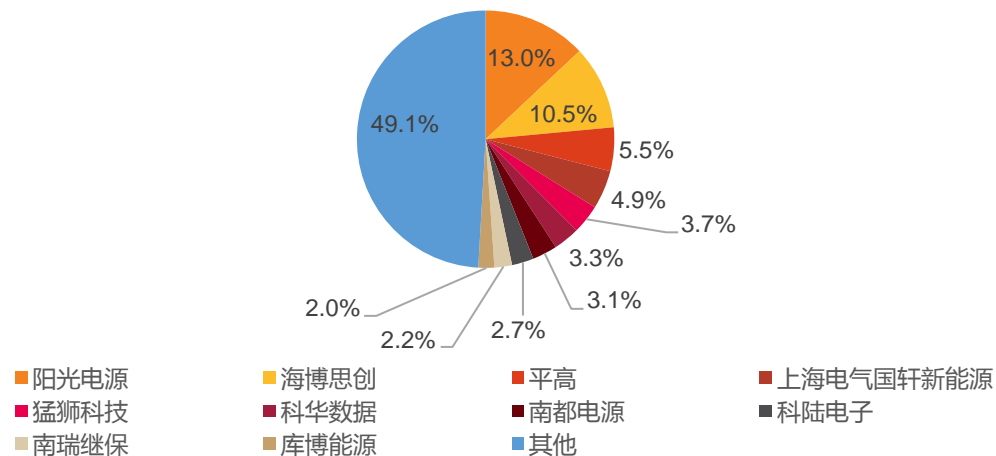
图：2020年中国储能系统电池竞争格局



图：2020年中国储能系统PCS竞争格局

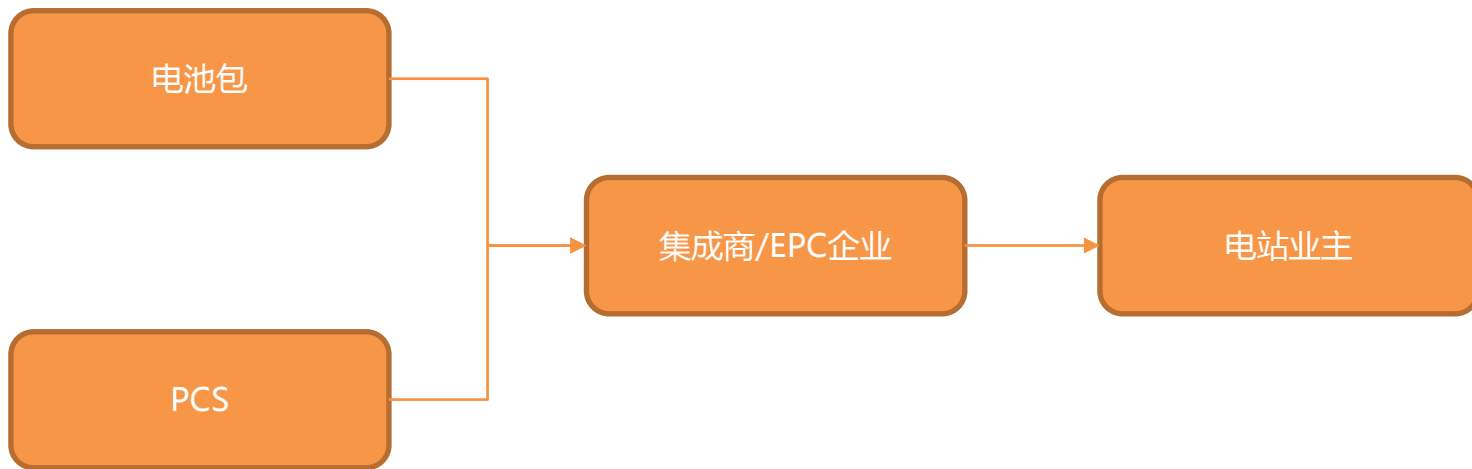


图：2020年中国储能系统集成商竞争格局



## 预计发电侧储能将利好低成本+性能达标的电池及PCS企业

- ✓ 由于发电侧的终端业主对储能系统多为招标采购，因此系统集成商/储能EPC企业的渠道优势不明显。
  - ✓ 由于当下储能系统对发电侧的经济性贡献为负，预计终端业主在选择储能产品时，价格为首要考虑因素。
  - ✓ 性能方面，前期由于发电侧储能尚不具备经济性，而部分地区政策要求强制配储能，业主为尽量减少储能对光伏电站经济性的负面影响，倾向于选择价格更低，但性能较差、安全隐患较高的储能产品。为解决对应问题，前期国家下发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中，明确在安装并网前，需对储能的系统价值和技术水平进行评估验收。预计该政策将为发电侧储能划定性能红线，下游安装需满足一定的性能及安全性要求。
- 因此我们认为，未来国内发电侧市场中，在性能满足标准的前提下，成本会是下游客户首要的考虑因素。预计发电侧储能兴起将推动低成本+产品性能达标的电池和PCS企业获得更高市场份额。



## 投资建议

- 锂电储能系统的最主要组成部分是锂电池，但储能锂电池更看重经济性和高循环次数，动力锂电池更看重高能量密度。我们认为国内发电侧需要有大型项目经验+品质过硬+技术积累深厚的企业，推荐项目经验丰富的【**宁德时代**】。
- 锂电储能系统的另一重要组成为储能逆变器，以光储系统为例，储能逆变器除需要满足光伏逆变器对直流电转交流的逆变要求外，增加了因储能系统既要充电又要放电所带来的双向变流的需求，技术壁垒相较普通逆变器更高，因此预计较早布局该领域，技术积累强的企业有望更快速的实现储能逆变器成本&价格下行。推荐在储能逆变器领域布局较早并已有成效的厂商【**阳光电源**】。
- 发电侧储能将有效解决光伏弃光问题，跟踪支架发电量增益的经济性将进一步凸显，在国内地面电站中的渗透率有望持续提升。推荐跟踪支架国内龙头【**中信博**】。
- 同时，看好在储能集成、建设、运维领域具备大量技术及项目积淀的EPC企业【**永福股份**】、【**宁德时代**】材料供应链及逆变器供应链【**中熔电气**】、【**法拉电子**】。

## 风险提示

- **储能需求不及预期：**如果由于电网的线路改造或者火电机组的灵活性改造导致电力系统对储能的需求降低，则会影响相关公司业绩增速。
- **政策力度不及预期：**如果在锂电储能尚不具备经济性的市场上取消补贴或者大幅下调补贴，则相应的储能需求将大幅调整。
- **锂电池价格下降不及预期：**若锂电池价格下降速度太慢，则在锂电储能不具备经济性的场景很难获得较高增速。
- **其他储能方式发展超预期：**若铅蓄电池、液流电池等其他电化学储能方式快速发展，使其性价比快速提升，可能会降低锂电储能的需求。
- **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