行业研究

深度报告

申港证券股份有限公司证券研究报告

储能：踏上未来电力系统主角之路

——电气设备行业深度报告

申港证券 SHENGANG SECURITIES

投资摘要：

这篇报告，我们选择从自下而上的视角，从电网负荷需求角度出发，定量分析储能需求，并且搭建了考虑光伏、储能、碳排放收益的新型电站系统收益模型，以微观电站收益率分析储能发展潜力。**我们认为今年将会是储能发展史上具有重要意义的一年，行业在政策建设、规模发展将会迎来重大突破。**

1）问题 1：新型电力系统要求下，储能为什么从可选项变为刚需？

中央已经明确要建立以新能源为主体的新型电力系统，新能源装机的快速提升，以及电力系统正在发生的变化，使得储能刚需属性愈发增强。

- **储能是解决新能源消纳问题的最佳方案。**新能源装机的增长，加大了电网消纳压力，配置储能是主要解决方式，政策已明确配置比例要求和优先消纳。
- **电网发电端、负荷端波动性呈现增长态势。**发电端靠自然资源驱动的风电、光伏占比快速提升，负荷端波动性更大的居民用电比例持续上升，未来需要储能提升电网灵活性。
- **储能提供系统惯量支撑，补充电网调频能力。**传统火电、水电、核电、天然气拥有汽轮机组的转动惯量，未来新能源占比提升，将使系统转动惯量降低 30%以上，储能凭借出色的响应速率可以提升电网惯量支撑。

2）问题 2：储能行业正在发生哪些重要的边际变化？

- **政策要求储能在发电侧实现规模化。**多个省份明确了新建光伏、风电机组需要配置 10~20%比例的储能系统，对于储能行业，规模化是发展的第一步。
- **完善电力辅助服务市场制度扩充储能应用场景。**电力辅助服务市场制度明确了储能未来可以参与的服务类别和补偿标准，使储能可以增加收入来源。
- **经济性问题已有解决方案。**配置储能会降低 IRR，但通过成本不断下降，参与调峰、调频，以及出售碳排放指标获得收益，均能够提升项目收益率，我们预计 2~3 年后光储一体将能够实现平价。

3）问题 3：储能行业值得关注的投资机会？

当前储能处于政策驱动规模化阶段，增量业务是主要机会，储能系统成本结构中，电池（占比 60%）、PCS（占比 20%）是占比最高环节，我国企业在该领域已经具备技术及产能优势，在市场扩大时能够快速实现放量，以及集中度提升。

投资策略：看好电池领域龙头宁德时代、PCS 及储能系统集成龙头阳光电源、积极布局储能的组串式逆变器龙头固德威、户用储能领先者派能科技

风险提示：政策风险、储能项目安全事故、原材料成本上升

行业重点公司跟踪

证券简称	EPS(元)			PE			PB	投资评级
	2019	2020E	2021E	2019	2020E	2021E		
阳光电源	0.61	1.37	2.04	118.3	52.6	35.4	10.79	买入
宁德时代	2.09	2.37	3.38	152.4	134.7	94.3	12.23	买入
派能科技	1.28	1.78	3.68	126.6	91.1	44.1	8.96	增持
固德威	1.56	2.87	4.66	132.0	71.7	44.2	12.56	增持

资料来源：公司财报、申港证券研究所

评级　　增持（维持）

2021 年 04 月 01 日

贺朝晖　　分析师

SAC 执业证书编号：S1660520050001

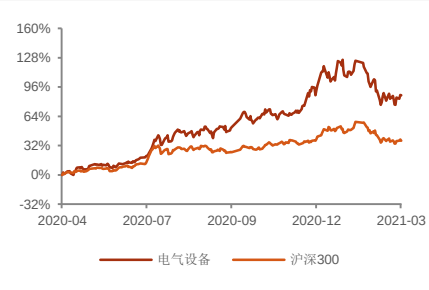
hezhaohui@shgsec.com

010-56931952

行业基本资料

股票家数	212
行业平均市盈率	51.87
市场平均市盈率	20.7

行业表现走势图



资料来源：申港证券研究所

相关报告

1、《电气设备行业研究周报：政策推动储能行业进入规模化发展阶段》2021-03-29

2、《电气设备行业研究周报：风光储一体化应对电网消纳》2021-03-22

3、《电气设备行业研究周报：中欧 2 月新能源车销量韧性强劲》2021-03-15

内容目录

1. 核心观点及关键问题 7
2. 自成体系：我国储能已开发多种场景并成为刚需 8
2.1 储能政策周期已开启 8
2.2 新型电力系统中储能将成为刚需 13
2.2.1 我国电网灵活调节电源占比较低 13
2.2.2 居民用电比例提升增加负荷波动 14
2.2.3 储能是提升电网灵活性的刚需选择 17
2.3 多种场景应用丰富盈利模式 18
2.3.1 发电侧：消纳是新能源发展需突破瓶颈 19
2.3.2 电网侧：源荷波动性增大背景下储能大有可为 25
2.3.3 用户侧：峰谷电价差是最大驱动力 27
2.4 调峰调频需求增长提振储能发展空间 30
2.4.1 电力辅助服务政策与市场建设齐头并进 30
2.4.2 电网调频需求刚性极强 32
2.4.3 电池储能性能完胜传统电源 34
2.4.4 储能参与辅助服务市场已具备经济性 36
2.4.5 电池储能调峰需求定量分析 40
2.4.6 电池储能调频需求定量分析 44
2.5 需求测算：发电侧带动规模继续快速增长 46
2.6 光储一体收益模型将迎来变革 48
2.6.1 未来光储电站收益模型构成 48
2.6.2 光储一体经济性分析 48
3. 他山之石：欧美储能应用启示 50
3.1 欧美储能已经逐渐发展成熟 50
3.1.1 新能源发展提供储能发展机遇 50
3.1.2 我国电价水平较低影响储能盈利能力 53
3.1.3 用户承担是国外电力辅助服务主要方式 54
3.2 美国：政策+技术实现储能规模化 55
3.2.1 加州政策目标清晰，市场调度合理，率先完成储能市场规模化 56
3.2.2 三种资源模型参与交易 DER 技术成为研究热点 57
3.2.3 用户端受政策影响较大 58
3.2.4 技术为科学调峰赋能 59
3.3 欧洲：用户侧成熟度极高 60
3.3.1 家用储能获得高速发展 60
3.3.2 “光伏+储能”模式凭借经济性优势提升规模 61
3.3.3 多样化政策出台带动欧洲光储发展 62
3.3.4 德国：引领欧洲储能市场 63
3.3.5 启示：欧洲市场成熟经验值得借鉴 64
4. 供给侧：电池储能产业链已具备竞争力 66
4.1 各类储能形式对比 66
4.1.1 锂电池性能领先其他储能形式 66
3.1.1 抽水蓄能发展速度在减缓 69
3.1.2 锂电池储能最具发展潜力 69

4.2 成本下降持续提升锂电储能竞争力 70
4.2.1 电池 PACK 是储能系统成本决定因素 70
4.2.2 未来储能系统降本空间巨大 72
4.3 储能产业链蕴藏大机遇 73
4.3.1 产业链分工明确，龙头优势突出 73
4.3.2 我国将继续主导储能产业链 76
5. 投资策略：把握价值量高的增量机会 77
5.1 推荐标的 77
5.1.1 阳光电源（300274）：光伏逆变器龙头超前布局储能市场 77
5.1.2 宁德时代（300750）：动力电池龙头进军储能 77
5.1.3 派能科技（688063）：纯正储能标的增长可期 78
5.1.4 固德威（688390）：组串式逆变器领头羊 78

图表目录

图 1： 全球锂电池储能规模变化 8
图 2： 我国锂电池储能规模持续增长 9
图 3： 新能源比例不断增长 14
图 4： 我国用电量结构正在发生变化 14
图 5： 各国用电结构对比 15
图 6： 各国人均居民用电量对比 15
图 7： 典型工业、工商业、居民用电负荷曲线 16
图 8： 储能可以节省电网为应对尖峰负荷投资 17
图 9： 储能配合光伏进行调峰示意图 18
图 10： 2013-2020 中国电池储能新增装机量（MW） 18
图 11： 储能应用场景 19
图 12： 中国电池储能新增装机量应用场景划分（MW） 19
图 13： 我国 2015-2020 年风电光伏新增装机量（MW） 20
图 14： 我国 2015-2020 年风电光伏发电量（亿瓦时）及占比 20
图 15： 2017~2020 年我国历月弃光率 20
图 16： 2017~2020 年我国历月弃风率 20
图 17： 2016-2020 年全国及部分地区弃风率 21
图 18： 2016-2020 年全国及部分地区弃光率 21
图 19： 各省 2020 年光伏实际装机与国家电网消纳目标对比 21
图 20： 各省 2020 年风电实际装机与国家电网消纳目标对比 23
图 21： 储能在发电侧参与平抑波动的应用模式 25
图 22： 储能参与发电侧平抑波动应用效果 25
图 23： 储能参与电网调频应用效果 26
图 24： 2020 年上半年储能项目规模图 26
图 25： 2020 年上半年不同应用场景储能项目占比图 28
图 26： 用户侧削峰填谷示意图 28
图 27： 工商业及其他用电峰谷电价表（元/kWh） 29
图 28： 大工业用电峰谷电价表（元/kWh） 29
图 29： 我国电力辅助市场政策变迁 30
图 30： 2019H1 电力辅助服务补偿费用构成 32
图 31： 2019H1 电力辅助服务补偿费用来源 32

图 32：按机组类型划分电力辅助服务补偿和分摊费用 32
图 33：电网负荷各分量示意图以及响应应对措施 33
图 34：电力系统频率响应过程 33
图 35：火电机组与储能机组响应 AGC 调频指令区别 35
图 36：广东某实际火电厂安装电池储能前后调频指标数据对比 36
图 37：典型调峰用储能技术的度电成本对比 37
图 38：典型调频用储能技术的里程成本对比 39
图 39：电池储能参与风电调峰示意图 41
图 40：电池储能参与光伏调峰示意图 41
图 41：电池储能上下调频区示意图 44
图 42：各类电源累计装机量（GW） 45
图 43：各类电源累计装机占比（%） 46
图 44：光储一体电站收益模型构成示意图 48
图 45：2019 年各国新增储能占新能源的比例 51
图 46：美国新能源和储能新增装机量（单位：MW） 51
图 47：美国新能源和储能新增装机量 YoY 变化 51
图 48：澳大利亚新能源和储能新增装机量（单位：MW） 51
图 49：澳大利亚新能源和储能新增装机量 YoY 变化 51
图 50：英国新能源和储能新增装机量（单位：MW） 52
图 51：英国新能源和储能新增装机量 YoY 变化 52
图 52：韩国新能源和储能新增装机量（单位：MW） 52
图 53：韩国新能源和储能新增装机量 YoY 变化 52
图 54：中国新能源和储能新增装机量（单位：MW） 53
图 55：中国新能源和储能新增装机量 YoY 变化 53
图 56：2019 年世界各国居民电价（元/kWh） 53
图 57：2019 年世界各国工业电价(元/kWh) 54
图 58：2013~2019 年加州储能新增装机量（单位：KW） 57
图 59：2013~2019 年加州占美国储能新增装机量的比例 57
图 60：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的需求预测数值图 59
图 61：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的需求预测曲线图 59
图 62：2021 年 3 月 26 日晚 23：40 CAISO 的供给数值图 59
图 63：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的供电及可再生能源比例图 59
图 64：2018 年 4 月 10 日 CAISO 用电需求走势曲线图 60
图 65：2018 年和 2021 年风电和光伏发电占比图 60
图 66：2011-2019 欧洲储能新增装机量（MWh） 60
图 67：2016-2019 欧洲家用储能新增装机量（MWh） 61
图 68：2016-2019 欧洲家用储能累计装机量（MWh） 61
图 69：2019 年欧洲家用储能市场格局 61
图 70：德国家用储能市场不断发展 61
图 71：德国居民电价与光储成本（欧分/kWh） 61
图 72：德国可再生能源发电量及占比 63
图 73：2020 年欧洲主要国家居民零售电价 64
图 74：德国居民平均电价构成（欧分/kWh；以每年耗电 3500kWh 计算） 64
图 75：欧洲各国可再生能源在电力供应中的比例目标 64
图 76：欧洲新增储能装机量预测（GWh） 65
图 77：欧洲部分国家新增储能装机量预测（MWh） 65

图 78： 储能主要分类 66
图 79： 我国储能市场各种形式比例（截止 2019 年） 68
图 80： 我国电化学储能累计装机规模（2012-2019） 68
图 81： 全球储能市场累计装机结构（截止 2019 年） 68
图 82： 全球电储能市场累计装机规模（2010-2019） 68
图 83： 中国抽水蓄能新增及累计装机量（2014-2019） 69
图 84： 我国锂电储能新增及累计装机量（2014-2019） 70
图 85： 储能系统主要构成 70
图 86： 储能系统各部分主要功能 70
图 87： 储能系统成本构成 71
图 88： 2018 年不同充放电时长电池储能系统成本构成 71
图 89： 2010-2020 全球锂电池组价格走势（$/kWh） 72
图 90： 20MW/80MWh 储能系统成本构成未来走势（$/kWh） 72
图 91： 储能系统供应链示意图 73
图 92： 储能产业链参与主要企业及分类 74
图 93： 2019 年我国储能电池供货商排名 74
图 94： 2019 年我国储能变流器供货商排名 75
图 95： 2019 年我国储能系统集成商排名 75
图 96： 全球锂电池供应链相关指标排名预测（注：RII：监管、基础设施及创新） 76

表 1： 2020 年至今部分地区关于鼓励可再生能源电站配置储能的指导性政策 9
表 2： 2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的标准规范性政策 11
表 3： 2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的政策要求 11
表 4： 2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的补贴政策 13
表 5： 2021 年 1 月部分省市创历史最高负荷峰值 16
表 6： 大部分省市用电负荷增速高于用电量增速 17
表 7： 各省 2020 年光伏实际装机与电网消纳目标对比 21
表 8： 各省 2020 年风电实际装机与电网消纳目标对比 23
表 9： 储能电网侧的主要用途及说明 25
表 10： 2020 年上半年电网侧项目地区分布 26
表 11： 2017-2019 年中国储能行业主要政策 27
表 12： 储能用电侧的主要用途及说明 27
表 13： 2020 年上半年用电侧项目地区分布 28
表 14： 我国部分省份电力辅助服务市场提供服务类别 30
表 15： 南方区域电力辅助服务补偿标准表 31
表 16： 一次调频和二次调频的区别 34
表 17： 传统发电机组的调频性能存在明显短板 34
表 18： 储能调频性能显著优于传统机组 35
表 19： 部分地区调峰补偿费用计算规则 36
表 20： 不同运行模式下调峰储能电站度电成本计算 38
表 21： 各地 AGC 调频服务补偿标准 38
表 22： 不同运行模式下调频里程成本计算 40
表 23： 基于不同利用小时数和弃光率的调峰电池储能配置比例计算 41
表 24： 以 2020 年弃光计算光伏电站调峰储能需求 41
表 25： 基于不同利用小时数和弃风率的调峰电池储能配置比例计算 42
表 26： 以 2020 年弃风计算风电调峰储能需求 43

表 27：我国储能装机需求预测 46
表 28：光储一体模型主要假设参数 49
表 29：光储一体模型收益构成改变时 IRR 变化（弃光率 2%） 49
表 30：光储一体模型收益构成改变时 IRR 变化（弃光率 5%） 50
表 31：2018 年-2019 年五国新能源发电量与总发电量之比 50
表 32：美国 PJM 辅助服务市场要素 54
表 33：美国储能市场化政策 55
表 34：美国储能六大应用场景和价格目标 56
表 35：2010~2019 加州主要有关储能目标政策汇总 57
表 36：PDR、DER、NGR 参与电力市场交易的性能要求对比 57
表 37：欧洲部分国家储能相关政策 62
表 38：欧洲部分国家光伏相关政策 62
表 39：各类储能运作原理、主要应用方向范围与优缺点对比 66
表 40：不同类型电池储能性能对比 67
表 41：重点跟踪公司 79

1. 核心观点及关键问题

这篇报告，我们选择从自下而上的视角，从电网负荷需求角度出发，定量分析电网调峰、调频需求，并且搭建了考虑光伏、储能调峰和调频收益、碳排放收益的新型电站系统收益模型，以微观电站收益率分析储能发展潜力。并且分析国内储能政策边际变化，以欧洲、美国储能市场进行参考阐述储能市场定位，给出储能未来发展的方向和空间预测。**我们认为今年将会是储能发展史上具有重要意义的一年，行业在政策建设、规模发展将会迎来重大突破。**

1）问题 1：新型电力系统要求下，储能为什么从可选项变为刚需？

在 2030 碳达峰、2060 碳中和目标要求下，中央已经明确未来要建立以新能源为主体的新型电力系统，确立了未来光伏、风电的长期发展道路，预计“十四五”期间，光伏、风电年装机量将达到 120GW。新能源装机的快速提升，以及电力系统正在发生的变化，使得储能刚需属性愈发增强。

- **储能是解决新能源消纳问题的最佳方案。**新能源装机的增长，使得弃风、弃光率存在反弹的可能，加大了电网消纳压力，配置储能是较为灵活且见效快的解决方式，并且政策已明确对于配置储能的新能源电站项目，将给予优先消纳。
- **电网发电端、负荷端波动性呈现增长态势。**发电端风电、光伏输出功率是自然资源驱动型，而传统火电、天然气、核电等输出功率是燃料驱动型，可以人工加以干预调节。风电、光伏装机占比的快速提升，将降低电力系统发电端的灵活性。而负荷端居民用电比例呈现持续上升态势，居民用电负荷曲线较工业、工商业波动性更大，面对极端天气问题更为突出。在供需两端波动性都加大的情况下，未来储能是提升电网灵活性的重要选项。
- **储能提供系统惯量支撑，补充电网调频能力。**传统火电、水电、核电、天然气等发电方式都通过发电机输出电能，当电网出现频率波动时，凭借着汽轮机组的转动惯量可以延缓频率波动趋势。但风电机组转速慢，转动惯量较小，而光伏发电无转动设备，不具备转动惯量，当电网频率突变时，响应能力大幅下降。**未来新能源占比提升，将使系统转动惯量降低 30%以上。**储能具有出色的响应速率，可以在电网频率波动时提升电网惯量支撑，并且自动响应进行一次调频、二次调频。

2）问题 2：储能行业正在发生哪些重要的边际变化？

- **政策要求储能在发电侧实现规模化。**从 2020 年至今，多个省份发布的新能源建设管理办法，均明确了新建光伏、风电机组需要配置 10~20%比例的储能系统，对于弃风、弃光较为严重的地区，储能已经成为必选项。对于储能行业，规模化是发展的第一步，持续提升造血能力为第二步发展方向。
- **完善电力辅助服务市场制度扩充储能应用场景。**自 2017 年各地陆续开展电力辅助服务市场建设以来，制度不断完善，2020 年 12 月南方区域调频服务市场开始试运行，标志着首个区域调频服务市场投运。制度明确了储能未来可以参与的服务类别和补偿标准，使储能可以更加大范围参与电网服务、增加收入来源。
- **经济性问题已有解决方案。**对于光伏、风电机组，配置储能会降低 IRR，但通过电站、储能系统成本不断下降，让储能参与调峰、调频获得服务补偿费，以及在

碳交易市场建设完善后出售碳排放指标获得收益，均能够提升项目收益率，我们预计 2~3 年后光储一体将能够实现平价。

3）问题 3：储能行业值得关注的投资机会？

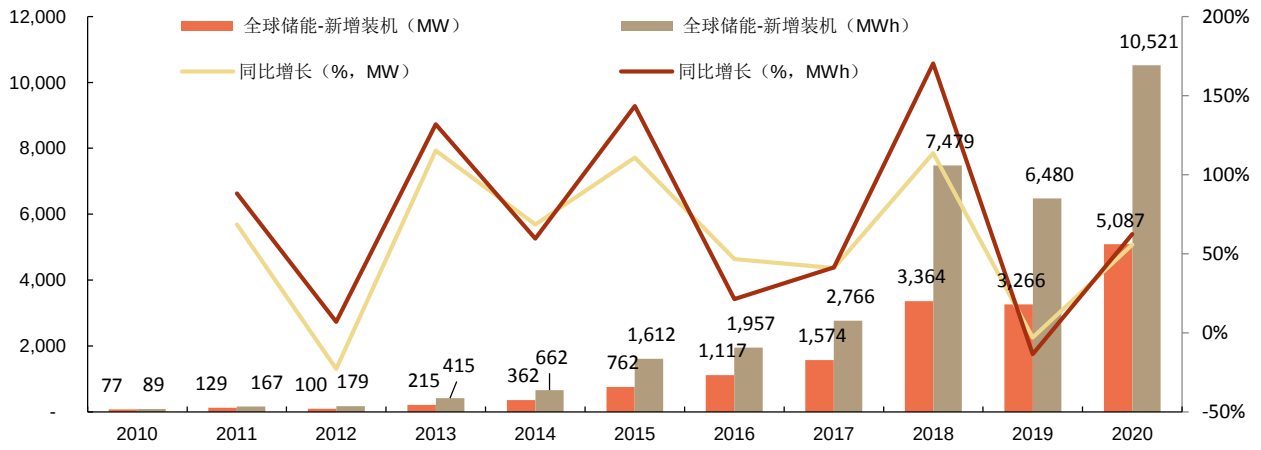
推荐电池和 PCS 龙头公司。当前储能处于政策驱动规模化阶段，增量业务是主要机会，储能系统成本结构中，电池（占比 60%）、PCS（占比 20%）是占比最高环节。而且由于储能电池和动力电池、PCS 和光伏逆变器，都属于同类产品的不同应用场景开发，技术和产能均可共享，我国企业在该领域已经具备技术及产能优势，在市场扩大时能够快速实现放量，以及集中度提升。看好电池领域龙头企业宁德时代、PCS 及储能系统集成龙头企业阳光电源、积极布局储能的组串式逆变器龙头固德威、户用储能领先者派能科技。

2. 自成体系：我国储能已开发多种场景并成为刚需

2.1 储能政策周期已开启

全球储能市场经过多年发展，已经初具规模，2020 年预计总装机量超过 10GWh，相比 2010 年 89MWh 的市场规模，增长 118 倍，相比 2019 年 6.5GWh 装机量，同比增长 61%，**全球储能市场正处于发展快车道。**

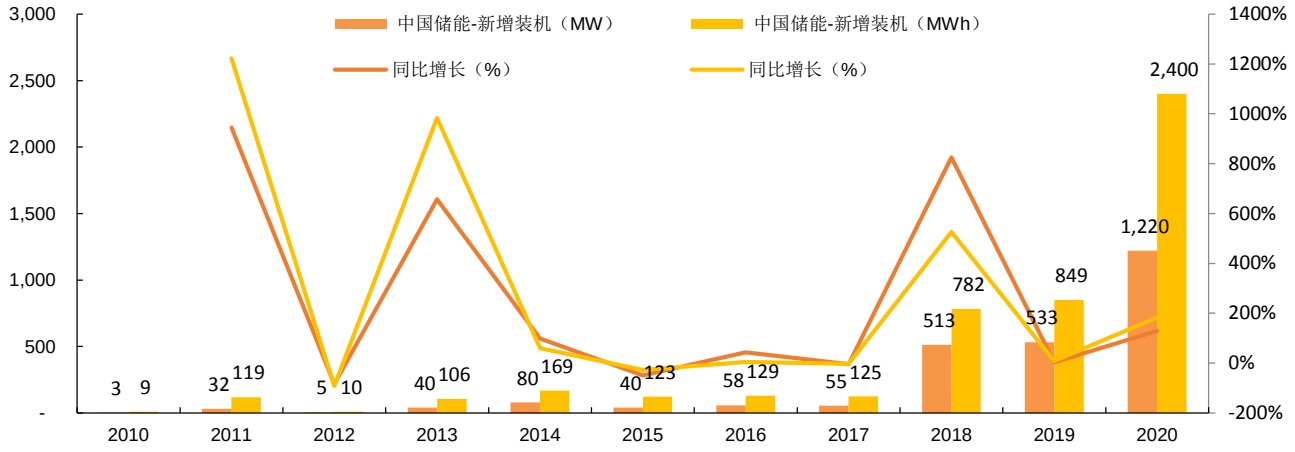
图1：全球锂电池储能规模变化



资料来源：BNEF，申港证券研究所

我国储能同样发展迅速，2020 年预计总装机量超过 2.4GWh，相比 2010 年 9MWh 的市场规模，增长 266 倍，相比 2019 年 0.85GWh 装机量，同比增长 182%，**我国储能规模增速显著高于全球市场，未来将在全球市场扮演愈发重要角色。**

图2：我国锂电池储能规模持续增长



资料来源：BNEF，申港证券研究所

电力辅助服务市场是储能政策的重要方向，也是电力体制改革的重要组成部分。主要运行机制是，并网发电机组、可调节负荷或电储能装置，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力或改变机组运行状态或调节负荷。

电力辅助服务市场可极大推进可再生能源消纳、提高电网灵活性，利好可再生能源发展。自 2018 年 5 月宁夏电力辅助服务市场进入试运行以来，甘肃、新疆、西北区域、青海和陕西电力辅助服务市场建设工作相继开展。2020 年 12 月 28 日，南方区域调频辅助服务市场启动试运行，调频辅助服务市场从原来的广东全省和广西部分水电厂扩展到广东、广西、海南三省(区)，这也是全国首个进入试运行的区域调频市场，标志着“十四五”电力辅助服务创新发展正在展开。

近年来各地政策纷纷支持将储能纳入电力辅助服务市场。2020 年 5 月 19 日，国家能源局发布《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）》，为达到以下三点目标，均提出鼓励电池储能建设与参与：1）加快形成有利于清洁能源消纳的电力市场机制；2）全面提升电力系统调节能力；3）着力推动清洁能源消纳模式创新。

表1：2020 年至今部分地区关于鼓励可再生能源电站配置储能的指导性政策

地区	发布主体	发布时间	文件名称	要点
江苏	江苏省人民政府	2020-01-09	《江苏省电力条例》	提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力，构建源网荷储协调发展、集成互补的能源互联网，促进综合能源服务等新业态发展。
内蒙古	内蒙古自治区能源局	2020-02-27	《2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》	涉及储能项目优先参与 2020 年竞价
湖南	湖南省发改委	2020-03-20	《关于发布全省 2020-2021 年度新能源消纳预警结果的通知 》	电网企业要通过加强电网建设、优化网架结构、研究储能设施建设等措施，切实提高新能源消纳送出能力，为我省新能源高比例发展提供容量空间。
湖南	湖南发改委	2020-04-08	《关于组织申报 2020 年光伏发电平价上网项目的通知》	单个项目规模不超过 10 万千瓦，鼓励项目同步配套建设储能设施。

地区	发布主体	发布时间	文件名称	要点
北京市	北京市朝阳区发改委	2020-04-09	《关于公开征集朝阳区2020年节能专项资金支持项目的通知》	明确将储能技术项目等纳入专项资金的支持范围
吉林	吉林能源局	2020-04-27	《关于做好2020年度风电、光伏发电项目申报有关工作的通知》	重点支持带产业项目，大力支持为落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目。
辽宁	辽宁省发改委	2020-05-14	关于印发《辽宁省风电项目建设方案》《辽宁省光伏发电项目建设方案》的通知	风电项目建设方案提出，优先考虑附带储能设备、有利于调峰的项目。
全国	国家能源局	2020-06-05	《2020年能源工作指导意见》	加大储能发展力度。研究实施促进储能技术与产业发展的政策，开展储能示范项目征集与评选，积极探索储能应用于可再生能源消纳、电力辅助服务、分布式电力和微电网等技术模式和商业模式，建立健全储能标准体系和信息化平台。
浙江	浙江省发改委	2020-06-22	《2020年浙江省深化电力体制改革工作要点》	完善电力辅助服务市场机制。电力现货市场提供调频、备用等多类型市场化辅助服务交易品种，引入负荷集成商、虚拟电厂、抽蓄、储能等新兴市场主体，适时参与电力中长期、现货市场及辅助服务市场，引导电源侧、负荷侧、储能侧资源深入参与电力市场交易。
浙江	浙江省发改委	2020-07-02	《关于开展2020年度电力需求响应工作的通知》	鼓励具备智能控制系统的中央空调、储能设施等负荷量大的用户和负荷集成商参与；广泛发动各类用户参与电力需求响应，实现电力削峰填谷，促进可再生能源消纳，进一步加快源网荷储友好互动系统建设。
安徽	安徽能源局	2020-07-28	《安徽省电力需求侧管理实施细则（修订版）》	通过能源互联网、新能源微电网、充电设施、储能设施、配电网升级改造等建设，提高源网荷储协同调控能力，探索、推广多方共赢的需求响应与可再生能源电力消纳协同模式。
山东	山东省政府	2020-10-21	山东省能源结构优化调整情况新闻发布会	争取利用5年时间，基本形成符合山东实际的储能技术路径，储能系统配置规模基本满足经济社会发展需求，储能产业规模和企业竞争实力大幅提升，支撑服务体系更加完备，发展环境不断优化。
江西	华中能源监管局	2020-10-29	《江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）》的通知	鼓励发电企业配置适当规模的储能设施，实现储能设施与发电机组、电网的协调优化运行。
浙江	浙江省发展改革委	2020-11-26	《关于浙江电网2020-2022年输配电价和销售电价有关事项的通知》	在降低大工业用电成本的基础上，进一步降低谷段电价，拉大峰谷价差，增设季节性电价以引导用户合理用电。

资料来源：公开资料整理，申港证券研究所

储能参与电力辅助服务市场呈现出标准化、规模化的趋势。

- **标准化：**电力辅助服务市场方兴未艾，仍处于探索建设阶段，近年来各地陆续出台多项政策，从参与主体、装机规模、电池功率、技术参数等多方面逐渐完善可再生能源电站配置储能的标准规范，推动市场健康有序发展。

表2：2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的标准规范性政策

地区	发布主体	发布时间	文件名称	要点
福建	福建省能源监管办	2020-05-21	《福建省电力调峰辅助服务交易规则（试行）（2020 年修订版）》（征求意见稿）	参与调峰交易的储能规模不小于 10MW/40MWh。
新疆	新疆发改委	2020-05-21	《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》	要求储能充电功率在 0.5 万 kW 及以上、持续充电 2 小时以上。
东北地区	国家能源局东北能监局	2020-09-22	《东北电力辅助服务市场运营规则》	10MW/40MWh 以上的电储能设施，可参加发电侧调峰辅助服务市场。
全国	中电联	2020-12-09	《集装箱式锂电池储能系统接入直流配电网技术要求（征求意见稿）》	规定了集装箱式锂电池储能系统的接入条件和储能配置、直流配电网的网架结构、电压等级、电气计算、设备选型等技术要求。
华北地区	华北能监局	2020-12-10	《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则（试行）》	分布式储能等第三方独立主体可独立参与调峰市场，第三方独立主体具备稳定提供不少于 10MW 的调节电力、30MWh 的调节电量的能力，可报量报价参与华北市场。
全国	国家能源局	2020-12-15	《2021 年能源行业标准计划立项指南》	包含充电基础设施、发电侧储能、电网侧储能设施、抽水蓄能等行业标准。
青海	青海工信厅	2020-12-25	《青海电力现货市场建设方案（征求意见稿）》	明确储能企业可作为市场主体参与青海电力现货市场的电力中长期交易。
山西	国家能源局山西能监办	2020-12-25	《山西省电力中长期交易实施细则》	独立储能可参与辅助服务，电力用户拥有储能或参加特定时段需求侧响应而产生的偏差电量由电力用户自行承担。
山西	国家能源局山西能监办	2020-12-25	《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交易实施细则（试行）》	电力用户准入条件为最小调节能力不低于 10MW，响应持续时间不小于 2 小时，辅助服务聚合商准入条件为总调节能力不低于 20MW，单日累计响应持续时间不低于 2 小时，独立储能准入条件为不小于 20MW/40MWh。
大同	山西省大同市人民政府	2021-01-13	《大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见》	指定储能产品的起点标准要达到单体电芯容量 280Ah 及以上，循环寿命≥8000 次(25℃，0.5C 充放，容量>80%)。

资料来源：公开资料整理，申港证券研究所

- **规模化：**从政策内容上来看，正在经历从鼓励建立可再生能源配套储能试点工程，到新建光伏、风电项目要求批量化配置储能的转变。2020 年至今，湖南、山东、宁夏等多省市发布强制性或建议性可再生能源电站配置储能的政策，**新建光伏风电项目配置储能的比例大多位于 10~20%，配置储能时长一般要求 2 小时以上。**

表3：2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的政策要求

类型	地区	发布时间	文件名称	要点	配置比例	配置小时	配套类型	2020 弃光率	2020 弃风率
强制配置	湖南	2020-03-23	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	28 家企业承诺配套新能源项目总计建设 388.6MW/777.2MWh 储能设备，与风电项目同期投产。	-	2	风电	0.1%	5.5%
	山东	2020-06-05	《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	项目配备储能 20%，储能时间 2 小时。	20%	2	光伏	1%	3.2%
	湖北	2020-06-08	《关于开展 2020 年平价风电和平价光	风电场项目申报需填写“风电场与储能相结合”的承诺，配置	10%	-	风电	0	0

类型	地区	发布时间	文件名称	要点	配置比例	配置小时	配套类型	2020弃光率	2020弃风率
			伏发电项目竞争配置工作的通知》	储能不得低于10%，且需与风电项目同时建成投产。					
	贵州	2020-11-20	《关于上报2021年光伏发电项目计划的通知 》	在送出消纳受限区域，计划项目需配备10%的储能设施	10%	-	光伏	0.6%	0.3%
	宁夏	2021-01-11	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见 (征求意见稿)》	“十四五”期间，按照不低于新能源装机的10%、连续储能时长2小时以上的原则逐年配置	10%	2	风电光伏	2.5%	2.2%
	大同	2021-01-13	《大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见》	“十四五”期间，大同市增量新能源项目全部配置储能设施，配置比例不低于5%。	5%	-	风电光伏	3%	3%
	青海	2021-01-18	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》	新建新能源项目配置储能比例不低于10%、储能时长2小时以上。并对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持。	10%	2	风电光伏	8%	4.7%
	山东	2021-02-19	《2021年全省能源工作指导意见》	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。全省新型储能设施规模达到20万千瓦左右。	10%	-	风电光伏	1%	3.2%
建议配置	山西	2020-06-02	《关于2020年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	建议新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备15~20%储能，落实消纳协议。	15~20%	-	光伏	3%	3%
	河北	2020-09-25	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》	支持风电、光伏发电项目按10%左右比例配套建设储能设施。	10%	-	风电光伏	1.3%	4.7%
	甘肃	2021-03-25	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作》	鼓励全省在建存量600万千瓦风光电项目按河西5市(酒泉、嘉峪关、张掖、金昌、武威)配置10%-20%、其他地区按5%-10%配置配套储能设施，储能设施连续储能时长均不小于2小时。对配置储能设施的项目业主，后续新增项目竞争性配置方面给予支持	10~20%		风电光伏	2.2%	6.4%

资料来源：公开资料整理，申港证券研究所

除强制性要求可再生能源电站项目配置储能外，多地对电网侧和用户侧储能实行补贴政策，补贴类型涉及固定投资、运营以及自主研发等多方面，多种方式推动储能

渗透率提升。

表4：2020 年至今部分地区关于可再生能源电站配置储能的补贴政策

地区	发布主体	发布时间	文件名称	要点
甘肃	甘肃能源监管办	2020-01-20	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(2020 年修订版)	在新能源场站或虚拟电厂中的储能设施参与调峰辅助服务交易，申报价格由 2018 年版本的上限价格 0.2 元/kWh 提高到 0.5 元/kWh，下限 0.1 元/kWh。
山东	山东省发改委	2020-03-10	《关于开展储能峰谷分时电价政策试点的通知》	参与储能峰谷分时电价政策试点的用户，电力储能技术装置低谷电价在现行标准基础上，每 kWh 再降低 3 分钱（含税）。
新疆	新疆发改委	2020-05-21	《新疆电网发电侧储能管理暂行规则》	对根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施所充电的电量进行补偿，补偿标准为 0.55 元/kWh。
青海	西北能监局	2020-06-03	《青海电力辅助服务市场运营规则（试行）》	在新能源弃电时对未能达成交易的储能进行调用，价格为 0.7 元/kWh。
青海	西北能监局	2020-11-30	《青海电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》	调整储能参与电网调峰的价格，度电补偿由 0.7 元下调至 0.5 元，调峰费用计算方式由充电电量缓存放电电量结算。
陕西	陕西西安工信局	2020-12-25	《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见（征求意见稿）》	支持光伏储能系统应用。对 2021 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间建成运行的光伏储能系统，项目中组件、储能电池、逆变器采用工信部相关行业规范条件公告企业产品，自项目投运次月起对储能系统按实际充电量给予投资人 1 元/kWh 补贴，同一项目年度补贴最高不超过 50 万元。
山东	国家能源局山东监管办公室	2020-12-31	关于修订《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2020 年修订版）》的通知	山东电力辅助服务首次明确有偿调峰，0.4 元/kWh
青海	青海省发改委、科技厅、工信厅、能源局	2021-01-18	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》	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 0.1 元运营补贴，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，补贴对象为 2021、2022 年投产的电化学储能项目，补贴时限暂定为 2021 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。

资料来源：公开资料整理，申港证券研究所

“十四五”期间，可再生能源的装机规模扩大对电网将带来更大冲击，也在推动电力体制改革进程不断加快，储能参与电力辅助服务市场，不仅有利于形成更加灵活的电网调峰机制，同时也可更大限度地发挥储能的经济性效应。在全国及各地方的政策支持下，储能行业将和新能源发电一起，朝着标准化、规模化的方向快速发展。

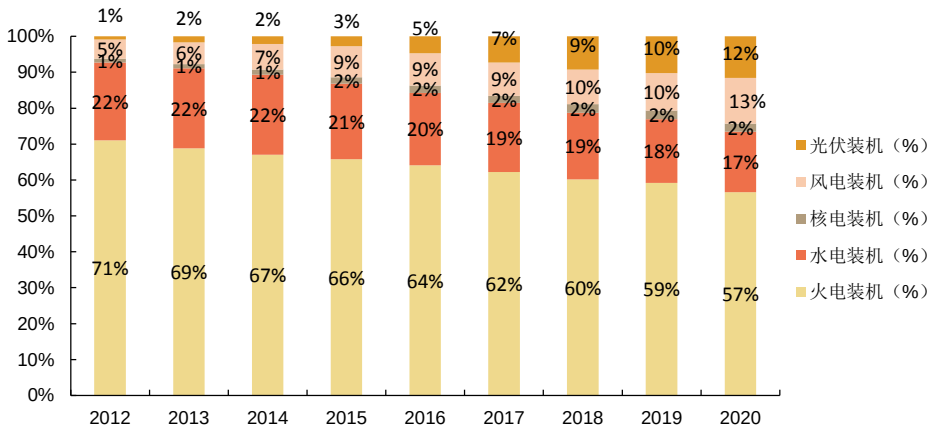
2.2 新型电力系统中储能将成为刚需

2.2.1 我国电网灵活调节电源占比较低

电网系统正在经历着从传统能源向新能源转型，在享受着新能源的清洁、低成本的同时，电网灵活性降低的问题也愈发突出。风电+光伏在发电量中占比，已由 2012 年的 2%，提升至 2020 年的 9.3%，并且根据《2021 风电光伏建设管理办法（征求意见稿）》，此比例将提升至 11%。风电、光伏由于发电输出依赖于可预测性较差的自然资源，出力波动性较大，与用电负荷相关性很低，需要搭配具有调频、调峰性

能的机组，以避免对电网造成的冲击。

图3：新能源比例不断增长



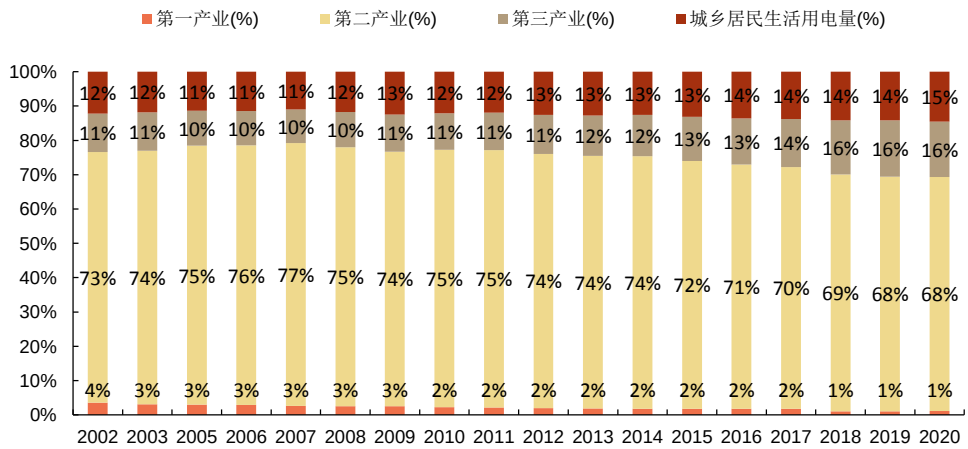
资料来源：国家统计局，申港证券研究所

提升电网灵活性主要依赖调峰和调频能力，实现此功能需依赖电池储能、抽水蓄能、燃气电站等灵活调节电源。根据中电联数据，我国此类灵活电源装机比例不足 6%，“三北”地区新能源装机显著高于全国平均水平，但灵活调节电源更是不足 3%，电网调节能力大打折扣。相较其他国家，天然气发电比例较高的欧美国家普遍灵活电源比重较高，如美国（灵活电源占比 49%）、西班牙（34%）、德国（18%）。

2.2.2 居民用电比例提升增加负荷波动

我国经过多年快速发展，整体用电量逐年增长，电力消费结构也在不断变化，纵向对比来看，虽然第二产业用电仍然占到总用电量的 68%以上，但第一产业、第二产业用电量持续下降，居民、第三产业用电占比不断提高，**2020 年第三产业、居民用电量占比已达到 16%、15%。**

图4：我国用电量结构正在发生变化



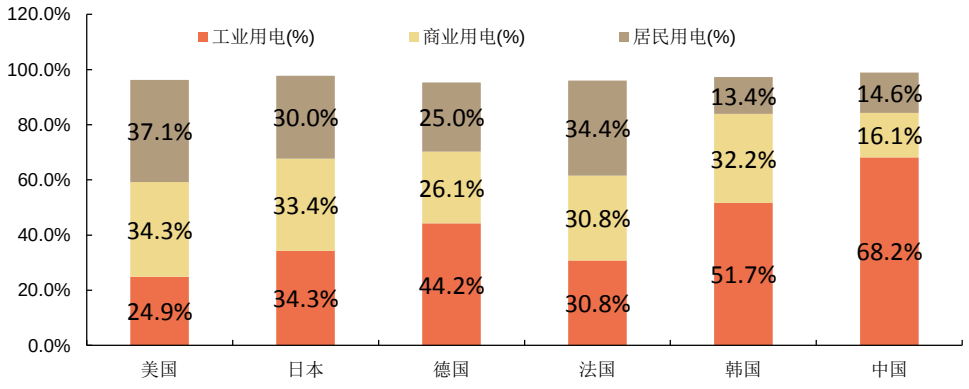
资料来源：Wind，申港证券研究所

虽然我国居民用电占比正在提升，但从用电结构、人均用电量两个维度横向对比欧

美亚发达国家，我国居民用电仍然具有非常大提升空间：

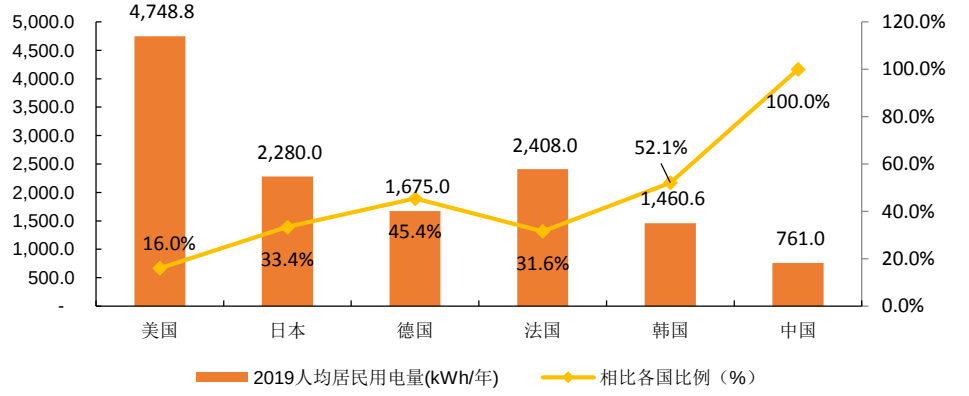
- 我国产业结构仍然以工业为主，服务业、消费正在快速发展过程中，电力消费结构同样如此，**未来城市化、产业转型均会提升第三产业、居民用电比例。**
- 从人均用电量角度横向对比，我国人均居民用电量大幅低于发达国家，仅为美国的 16%，日本的 33%，但中国人均用电量增速远超发达国家，在经济快速发展带动消费的背景下，居民用电量绝对值将保持持续上升势头。

图5：各国用电结构对比



资料来源：中国电力科学研究院，申港证券研究所

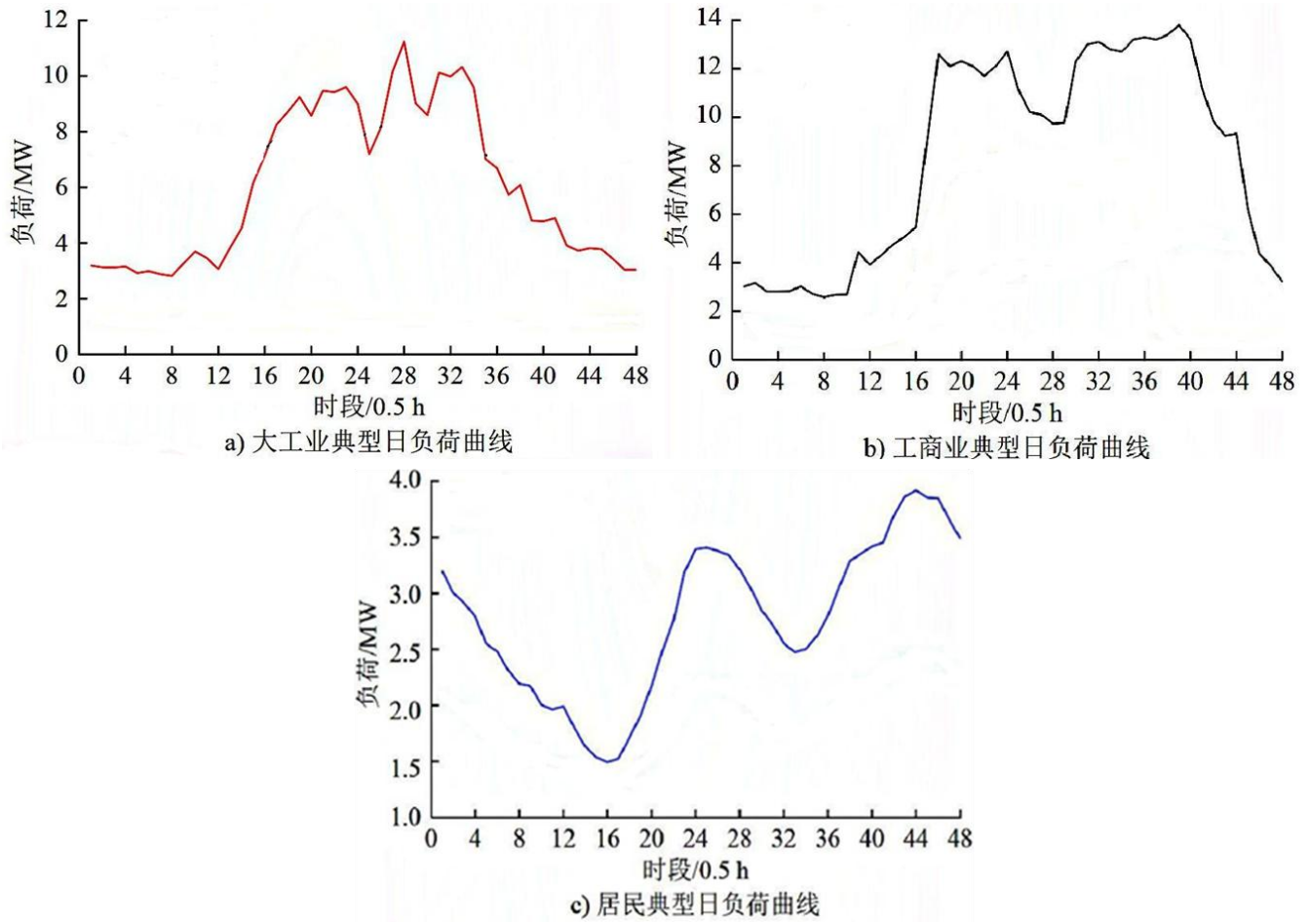
图6：各国人均居民用电量对比



资料来源：IEA，申港证券研究所

未来我国第三产业、居民用电占比预计将继续提升，电网也需要从适应工业负荷过渡到适应民用负荷。工业、工商业、居民用电因为使用习惯的不同，负荷特征截然不同，工业、工商业用电因为规模较大、运行规律稳定，相对负荷较易预测，而居民用电因为规模小且零散，运行极其不规律，因此负荷预测难度较大。而且由于夏季酷暑、冬季极寒等极端天气影响，更加剧了负荷的波动性。

图7：典型工业、工商业、居民用电负荷曲线



资料来源：《考虑负荷发展和用户行为的分时电价优化研究》，申港证券研究所

极端天气导致电网峰值负荷大幅升高。在全球变暖、燃煤供暖逐步取消的背景下，由于空调、电采暖设备的集中使用，峰值负荷被进一步提升，对电网造成了极大的瞬时冲击，导致停电。今年 1 月国内极寒天气下，多地创出历史新高负荷峰值，1 月 7 日国网区域 11 个省级电网负荷创历史新高，而美国德克萨斯州也因为极寒天气导致电力短缺，最高电价甚至达到 65 元/kWh。

表5：2021 年 1 月部分省市创历史最高负荷峰值

区域	时点	峰值负荷(万千瓦)	备注
北京	1 月 7 日 20 时 24 分	2451	新高，采暖占比 48.3%，首超夏季负荷
天津	1 月 7 日 17 时 49 分	1616	新高
上海	1 月 7 日 20 时 30 分	3338.9	新高
浙江	1 月 7 日 10 时 24 分	8842	同比增长 44.2%
安徽	1 月 7 日 19 时 15 分	4706.5	新高，首超夏季负荷

资料来源：能源杂志，申港证券研究所

而由于居民用电比例的持续增长，小型化、不规律的用户终端占比将不断提升，用电负荷波动性将进一步增大。**通过对比过去 10 年主要省市的用电负荷及用电量数据，可以发现大部分省市用电负荷增速已高于用电量增速，我们认为这种趋势未来仍将延续，电网将面临更加复杂的挑战。**

表6：大部分省市用电负荷增速高于用电量增速

地区	用电负荷（万千瓦）			用电量（万千瓦时）			负荷增速-用电增速
	2010	2020	CAGR	2010	2020	CAGR	
上海	2621	3312	2.4%	1296	1576	2.0%	0.4%
江苏	6034	11512	6.7%	3864	6374	5.1%	1.6%
浙江	4183	9268	8.3%	2821	4830	5.5%	2.8%
安徽	1871	4583	9.4%	1078	2428	8.5%	0.9%
福建	2218	4223	6.7%	1315	2483	6.6%	0.1%
广东	6543	12690	6.8%	4060	6926	5.5%	1.3%
广西	1244	2620	7.7%	993	2025	7.4%	0.3%
重庆	1025	2188	7.9%	626	1187	6.6%	1.3%
四川	2091	4701.2	8.4%	1549	2865	6.3%	2.1%

资料来源：能源杂志，申港证券研究所

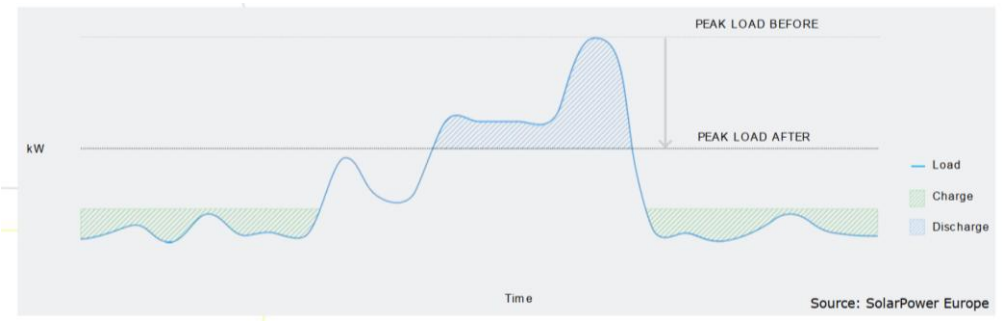
2.2.3 储能是提升电网灵活性的刚需选择

我国电网的灵活性装机较低、居民用电比例不断上升的特征，决定了电网提升灵活性将成为接下来发展刚需。而电池储能凭借着其极快的响应速率、灵活的配置方式，正在电网灵活性提升中作用愈发突出，配置储能可以实现以下功能：

- **提供系统惯量支撑，补充电网调频能力。**传统火电、水电、核电、天然气等发电方式都通过发电机输出电能，当电网出现频率波动时，凭借着汽轮机组的转动惯量可以延缓频率波动趋势。但风电机组转速慢，转动惯量较小，而光伏发电无转动设备，不具备转动惯量，当电网频率突变时，响应能力大幅下降。**未来新能源占比提升，将使系统转动惯量降低30%以上。**储能具有出色的响应速率，可以在电网频率波动时提升电网惯量支撑，并且自动响应进行一次调频、二次调频。

- **保障短时尖峰负荷供电，大幅节省电网投资。**传统电网投资需建设能够满足尖峰负荷的容量，但尖峰往往持续时间非常短，例如2019年江苏最大负荷为1.05亿千瓦，超过95%最高负荷持续时间只有55小时，在全年运行市场占比仅有0.6%，但满足此尖峰负荷供电所需投资高达420亿。而如果采用500万千瓦/2小时的电池储能来保障尖峰负荷供电，所需投资约200亿，投资额大幅节省。

图8：储能可以节省电网为应对尖峰负荷投资

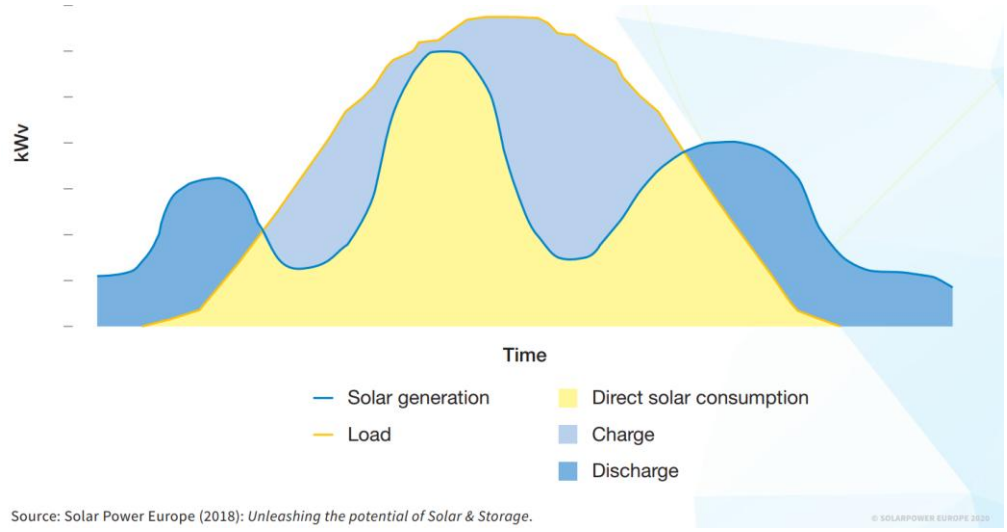


资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

- **促进新能源消纳，进行电网容量灵活调度。**传统火电、核电、天然气等发电方式，输出功率和燃料供给相关，也就意味着可以人为控制，而风电、光伏输出功率与资源相关，可预测性较差，而且无法控制，新能源占比的提升，降低了电网灵活性。从负荷特性来看，居民用电晚上负荷最高，而随着居民用电占比提升，光伏

白天输出功率最高、夜间为零的特点与负荷之间背离将愈发明显，增加储能系统实现白天发电量向夜晚用电高峰转移，促进了新能源消纳，也为电网调峰增加了手段。

图9：储能配合光伏进行调峰示意图

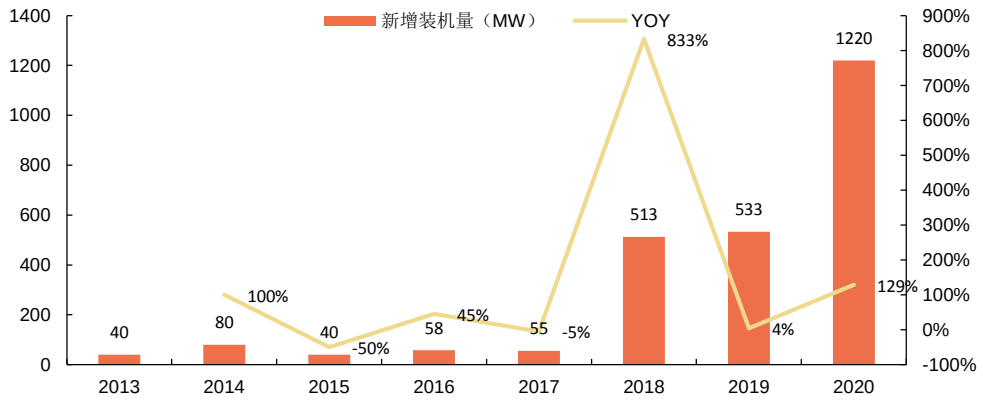


资料来源：Solar Power Europe，申港证券研究所

2.3 多种场景应用丰富盈利模式

国内电池储能市场在 2017 年以前发展较为平淡，年度新增装机量均在 100MW 以下。2018 年，在电网侧大规模投资驱动下，储能呈现快速增长，年度新增装机量达到 513MW，同比增长 833%。2020 年，中国新增装机量突破 1000MW，相对 2019 年同比增长 129%。

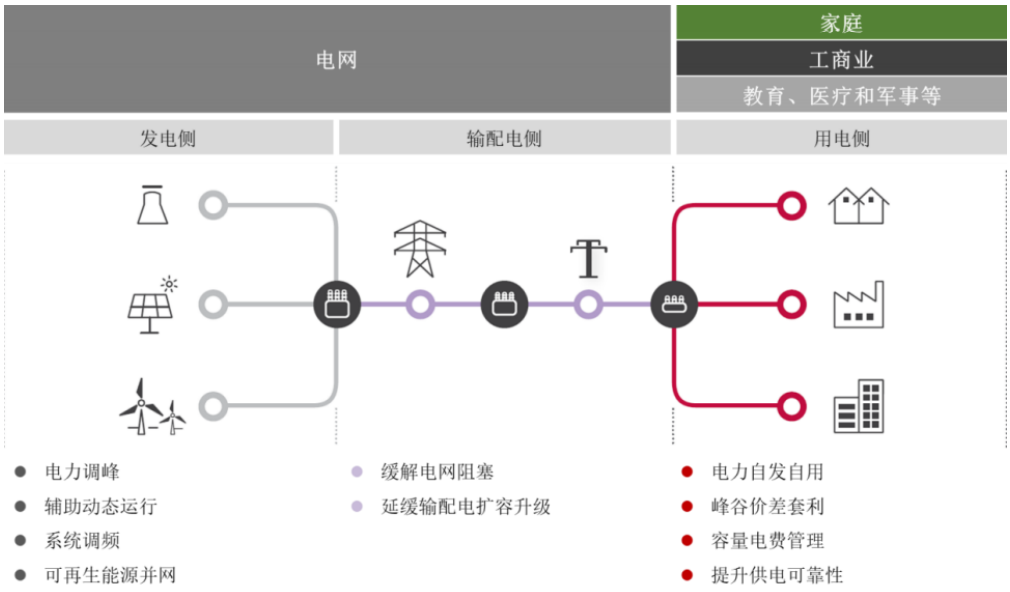
图10：2013-2020 中国电池储能新增装机量（MW）



资料来源：BNEF，申港证券研究所

储能行业应用场景丰富，主要可分为发电侧、电网侧、用电侧三类。发电侧对储能的需求场景类型较多，包括电力调峰、系统调频、可再生能源并网等；电网侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电扩容升级等；用户侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提高供电可靠性等。

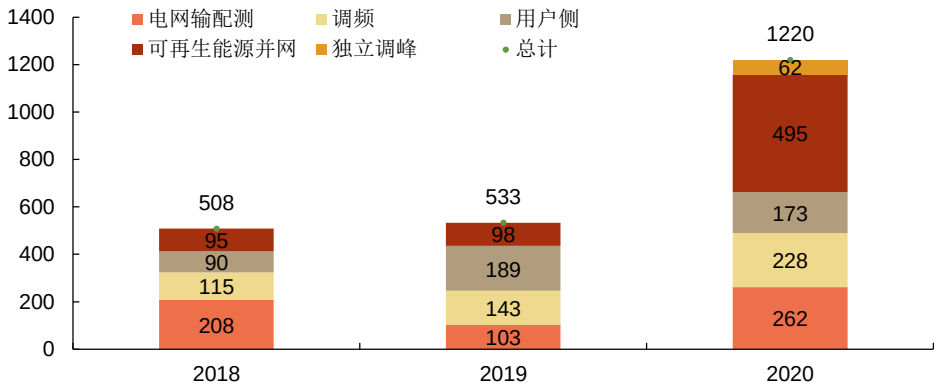
图11：储能应用场景



资料来源：上海派能能源科技公司招股说明书，申港证券研究所

2020 年，可再生能源并网应用达到 495MW，同比增长 405%，成为储能新增装机增长的重要驱动力。预计未来几年，可再生能源并网应用将不断增长，2023 年将达到 850MW，占比高达 41%，用户侧、独立调峰不断增长，电网输配侧、调频保持稳定。

图12：中国电池储能新增装机量应用场景划分（MW）

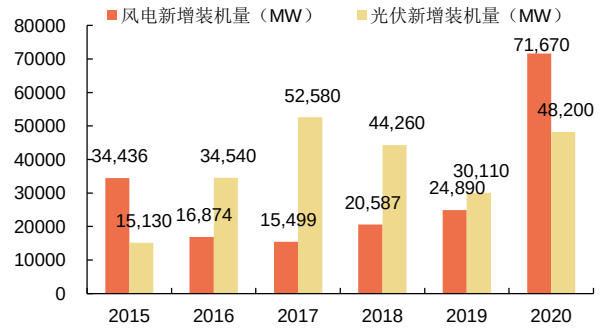


资料来源：BNEF，申港证券研究所

2.3.1 发电侧：消纳是新能源发展需突破瓶颈

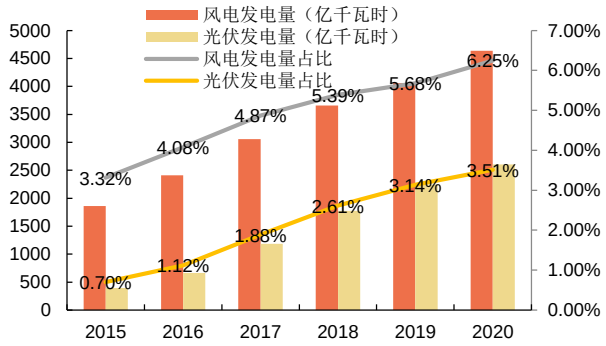
随着能源革命全面推进，我国风电、光伏装机规模不断扩大，发电量占比持续提升。2020 年风电装机 71.6GW，同比增长 178%，光伏装机 48.2GW，同比增长 60%，风电发电量占比 6.25%，光伏发电量占比 3.51%，且呈逐年上升趋势。在碳达峰、碳中和目标指引下，风电、光伏装机将迎来快速增长，快速发展的可再生能源为我国电力行业带来重要问题，即**现阶段高比例的弃风弃光问题与未来电网对大比例可再生能源并网消纳的调节问题。**

图13：我国 2015-2020 年风电光伏新增装机量（MW）



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

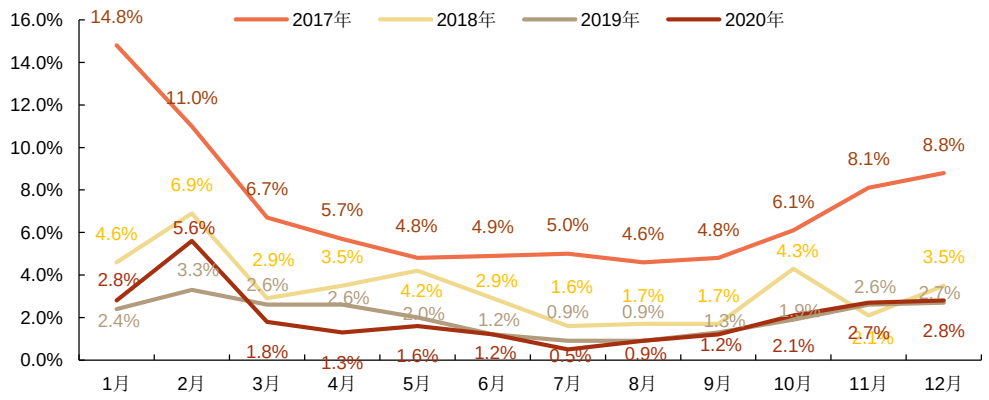
图14：我国 2015-2020 年风电光伏发电量（亿瓦时）及占比



资料来源：Wind，国家能源局，申港证券研究所

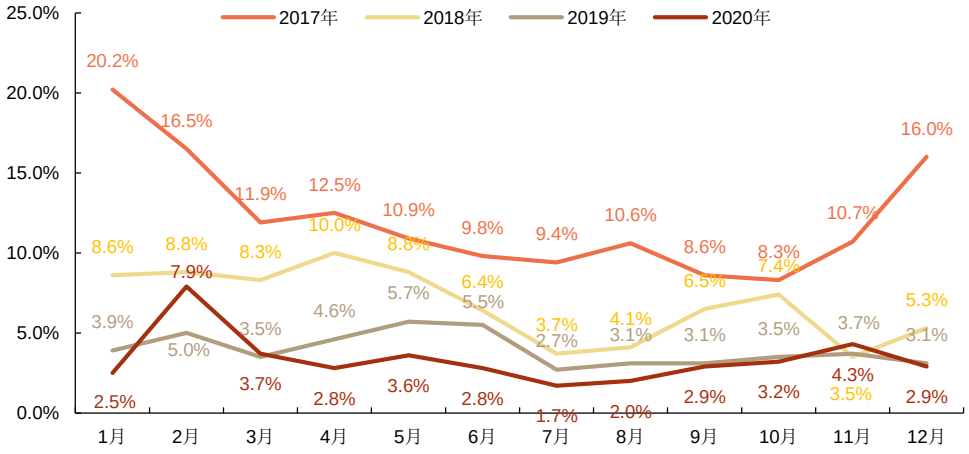
可再生能源的消纳问题重视程度不断升高，近几年弃风弃光已经得到了较好控制。2020 年风电累计发电量 4,743 亿 kWh，同比增长 14.4%，光伏发电 2,605 亿 kWh，同比增长 16.9%，风电、光伏累计发电量占全部发电量的比重为 9.5%，同比提升 0.9 pct。2020 年全国弃风率 3.4%，同比减少 0.6pct，全国弃光率 2%，同比持平。

图15：2017~2020 年我国历月弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，申港证券研究所

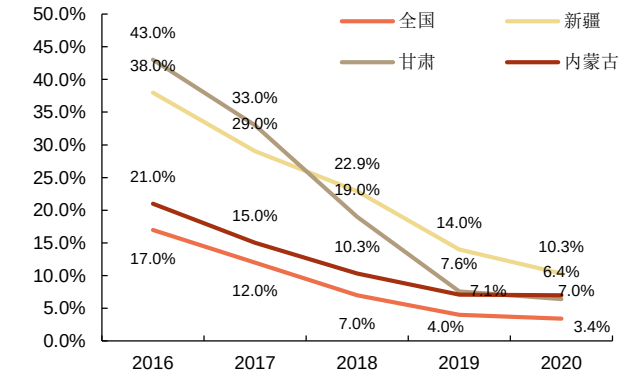
图16：2017~2020 年我国历月弃风率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，申港证券研究所

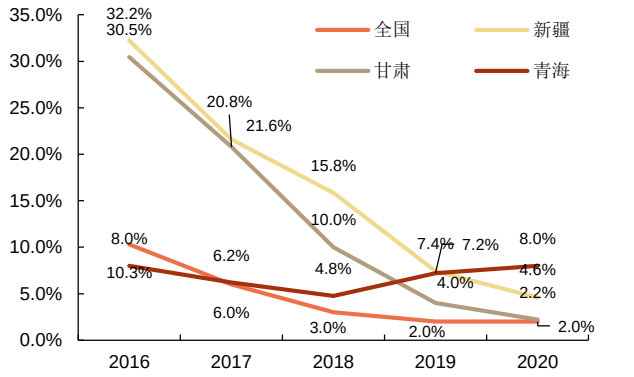
但从各省份表现来看，**部分西北部省份的弃光、弃风现象依然较严重**，且装机量普遍超过年初电网对非水可再生电力消纳目标。

图17：2016-2020 年全国及部分地区弃风率



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

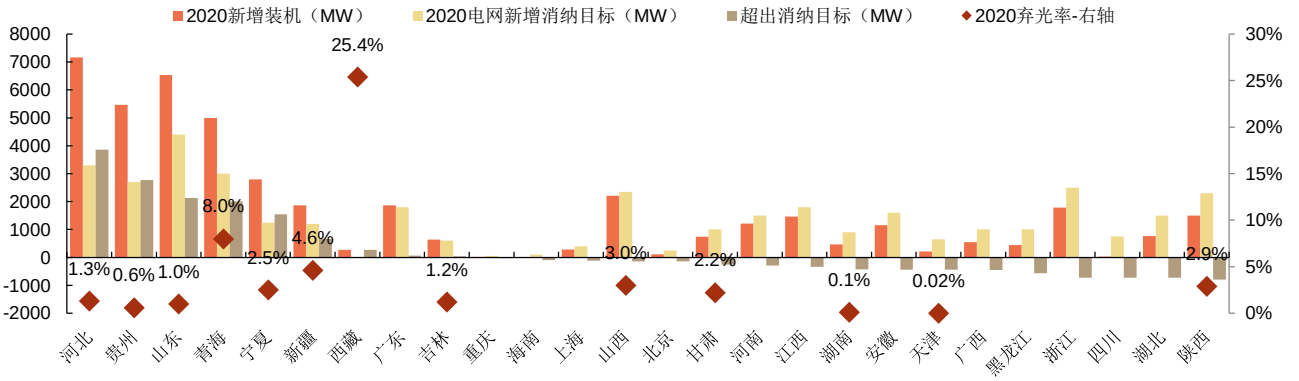
图18：2016-2020 年全国及部分地区弃光率



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

- 2020 年弃光率排名前三的省份是西藏（25.4%）、青海（8%）、新疆（4.6%），与 2019 年弃光率前三的省份相同，排名略有变化，西藏（24.1%）、新疆（7.4%）、青海（7.2%），三个省份的弃光率均有所下降。
- 从装机量来看，实际装机量超过电网年初规划消纳目标的共有 9 个省份，这些省份均有不同程度的弃光现象。实际装机低于国网消纳目标的省份中，山西（3%）、陕西（2.9%）、甘肃（2.2%）、内蒙古（2.8%）弃光率高于全国平均水平（2%），高弃光率对 2021 年装机将产生一定的抑制。

图19：各省 2020 年光伏实际装机与国家电网消纳目标对比



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国家电网，能源局，智汇光伏，申港证券研究所

表7：各省 2020 年光伏实际装机与电网消纳目标对比

省份	2019 新增装机（MW）	2020 新增装机（MW）	装机量同比增长（%）	2020 电网新增消纳目标（MW）	超出消纳目标（MW）	2019 弃光率	2020 弃光率	2020 弃光率增长(pct)
河北	2400	7160	198.3%	3300	3860	1.3%	1.3%	0 pct
贵州	3400	5470	60.9%	2700	2770	0.4%	0.6%	0.2 pct
山东	2580	6530	153.1%	4400	2130	0.1%	1.0%	0.9 pct
青海	1450	5000	244.8%	3000	2000	7.2%	8.0%	0.8 pct
宁夏	1020	2790	173.5%	1250	1540	3.4%	2.5%	-0.9 pct

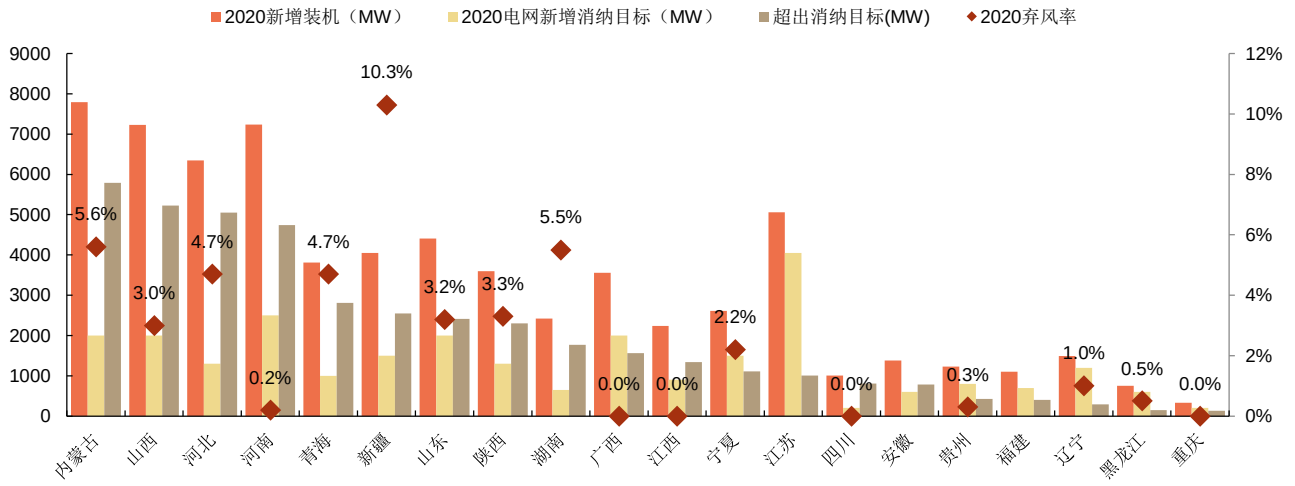
省份	2019 新增装机（MW）	2020 新增装机（MW）	装机量同比增长（%）	2020 电网新增消纳目标（MW）	超出消纳目标（MW）	2019 弃光率	2020 弃光率	2020 弃光率增长(pct)
新疆	880	1860	111.4%	1200	660	7.4%	4.6%	-2.8 pct
西藏	120	270	125.0%	0	270	24.1%	25.4%	1.3 pct
广东	830	1870	125.3%	1800	70			
吉林	90	640	611.1%	600	40	1.4%	1.2%	-0.2 pct
重庆	220	20	-90.9%	50	-30			
海南	40	0	-100.0%	100	-100			
上海	200	280	40.0%	400	-120			
山西	2240	2210	-1.3%	2350	-140	0.2%	3.0%	2.8 pct
北京	110	110	0.0%	250	-140			
甘肃	790	740	-6.3%	1000	-260	4.1%	2.2%	-1.9 pct
河南	630	1210	92.1%	1500	-290			
江西	930	1460	57.0%	1800	-340			
湖南	520	470	-9.6%	900	-430		0.1%	0.1 pct
安徽	1360	1160	-14.7%	1600	-440			
天津	150	210	40.0%	650	-440		0.02%	0.02 pct
广西	120	550	358.3%	1000	-450			
黑龙江	590	440	-25.4%	1000	-560			
浙江	2010	1780	-11.4%	2500	-720			
四川	70	30	-57.1%	750	-720			
湖北	1110	770	-30.6%	1500	-730			
陕西	2230	1500	-32.7%	2300	-800	3.8%	2.9%	-0.9 pct
辽宁	410	570	39.0%	1400	-830			
福建	210	330	57.1%	1300	-970			
内蒙古	1530	1560	2.0%	2800	-1240	1.5%	2.8%	1.3 pct
江苏	1530	1980	29.4%	3250	-1270			
云南	330	180	-45.5%	1800	-1620	0.4%	0.5%	0.1 pct
全国合计	**30110**	**48200**	**60.1%**	**48450**	**700**	**2.0%**	**2.0%**	**0 pct**

资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国家电网，能源局，智汇光伏，申港证券研究所

- 2020 年弃风率排名前三的省份是新疆（10.3%）、甘肃（6.4%）、内蒙古（5.6%），与 2019 年弃风率前三的省份排名相同，排名略有变化，新疆（14%）、甘肃（9%）、内蒙古（7.6%），三个省份的弃风率均有所下降。另外青海（4.7%）、河北（4.7%）的弃风率也较高。

- 从装机量来看，实际装机量超过电网年初规划消纳目标的共有 20 个省份，这些省份中，除广西、福建、安徽、江苏、江西、四川外，均有不同程度的弃风现象。实际装机低于国网消纳目标的省份中，仅甘肃省弃风率高于全国平均水平（3.4%），可以看出年初消纳目标指引对弃风率下降起到了非常积极作用。

图20：各省 2020 年风电实际装机与国家电网消纳目标对比



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国家电网，能源局，申港证券研究所

表8：各省 2020 年风电实际装机与电网消纳目标对比

省份	2019 新增装机（MW）	2020 新增装机（MW）	装机量同比增长（%）	2020 电网新增消纳目标（MW）	超出消纳目标(MW)	2019 弃风率	2020 弃风率	2020 弃光率增长(pct)
内蒙古	1380	7790	464.5%	2000	5790	9.0%	5.6%	-3.4 pct
山西	2080	7230	247.6%	2000	5230	1.1%	3.0%	1.9 pct
河北	2480	6350	156.0%	1300	5050	4.8%	4.7%	-0.1 pct
河南	3260	7240	122.1%	2500	4740		0.2%	
青海	1950	3810	95.4%	1000	2810	2.5%	4.7%	2.2 pct
新疆	350	4050	1057.1%	1500	2550	14.0%	10.3%	-3.7 pct
山东	2080	4410	112.0%	2000	2410	0.1%	3.2%	3.1 pct
陕西	1270	3600	183.5%	1300	2300	0.6%	3.3%	2.7 pct
湖南	790	2420	206.3%	650	1770	1.8%	5.5%	3.7 pct
广西	790	3560	350.6%	2000	1560			
江西	610	2240	267.2%	900	1340			
宁夏	1050	2610	148.6%	1500	1110	1.9%	2.2%	0.3 pct
江苏	1760	5060	187.5%	4050	1010			
四川	720	1010	40.3%	200	810			
安徽	280	1380	392.9%	600	780			
贵州	710	1230	73.2%	800	430	0.4%	0.3%	-0.1 pct
福建	760	1100	44.7%	700	400			
辽宁	710	1490	109.9%	1200	290	0.4%	1.0%	0.6 pct
黑龙江	130	750	476.9%	600	150	1.3%	0.5%	-0.8 pct
重庆	140	330	135.7%	200	130			
西藏	0			0	0			
海南		0		0	0			
云南	60	180	200.0%	200	-20	0.2%	0.6%	0.4 pct
上海	100	10	-90.0%	50	-40			
北京	0	0		50	-50		0.3%	

省份	2019 新增装机（MW）	2020 新增装机（MW）	装机量同比增长（%）	2020 电网新增消纳目标（MW）	超出消纳目标(MW)	2019 弃风率	2020 弃风率	2020 弃光率增长(pct)
天津	80	250	212.5%	300	-50		0.2%	
浙江	120	260	116.7%	350	-90			
甘肃	150	760	406.7%	1000	-240	7.6%	6.4%	-1.2 pct
湖北	740	970	31.1%	1500	-530			
吉林	430	200	-53.5%	1000	-800	2.5%	2.4%	-0.1 pct
广东	860	1210	40.7%	3200	-1990			
全国合计	**25790**	**71670**	**177.9%**	**34650**	**36850**	**4.0%**	**3.4%**	**-0.6 pct**

资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国家电网，能源局，申港证券研究所

通过光伏、风电消纳数据的对比，我们可以发现以下现象：

- **弃光、弃风率与装机量相互制约，2021 年消纳压力增大。**由于新增装机对发电运行的结果反映在第二年，而弃风、弃光率高的地区，解决存量机组消纳的优先级也会高于开发新机组，弃光弃风率和装机量存在非常明显相互制约效果。2020 年的高装机量，势必让 2021 年消纳面临非常大压力，特高压、储能等技术手段解决消纳问题的刚需特性增强。
- **电网指引作用突出，消纳指标制定与上一年弃光弃风率强相关。**监管层对于新能源建设旨在加强预期管理，避免行业大幅波动，2020 年首次发布电网消纳指标，突出了对于行业指引作用，而且 2020 年消纳目标与 2019 年弃光弃风率相关性极强。我们认为 2021 出台指标有望延续此思路，2020 年消纳表现不佳的地区，指标可能减少。

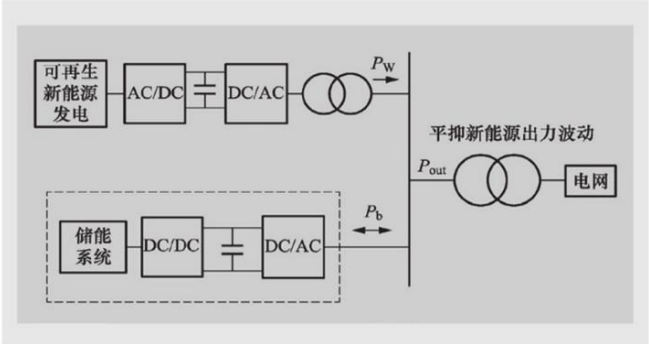
我国弃风、弃光情况已连续多年改善，面对“碳中和”目标，预计可再生能源装机需求未来持续高增，对电网消纳提出更高要求。**我们认为当下解决光伏风电消纳问题的主要途径有两个：一是风光项目及配套特高压项目同步配合建设；二是利用储能平衡电网调峰，风光储一体化保障可再生能源的有效消纳。**

在 3 月 5 日国家发改委、国家能源局发布的《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》中明确提出，利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

配置储能可以有效减少弃光、弃风率，避免弃电损失。以光伏发电为例，中午时段光伏出力达到高峰，出力超过电力系统需求，储能系统开始充电；下午进入出力低谷，出力小于电力系统需求，储能系统开始放电，填补了光伏出力不足。

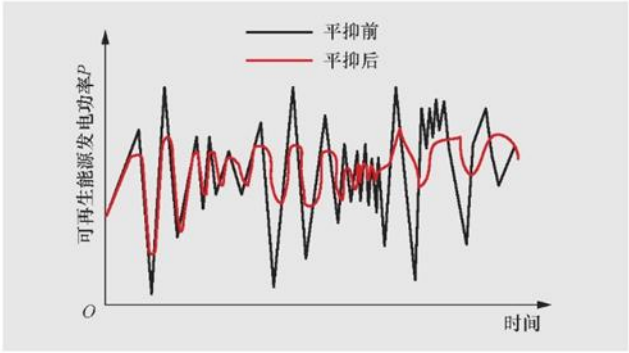
储能系统参与发电侧的平抑波动，可从源头降低可再生能源发电并网功率的波动性，大幅提升可再生能源并网消纳能力。储能配置通过 PCS 变流器接入新能源电厂（风电场或光伏电站）的出线母线，抑制爬坡、平滑风电场或光伏电站等可再生能源电厂的出力，提高大容量可再生能源电厂的并网接入能力，为可再生新能源的大规模发电外送与应用提供技术支撑。

图21：储能在发电侧参与平抑波动的应用模式



资料来源：《储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术》，申港证券研究所

图22：储能参与发电侧平抑波动应用效果



资料来源：《储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术》，申港证券研究所

在“30·60”顶层目标的指引下，我国已有近 20 省出台“新能源+储能”配套的鼓励政策。政策内容主要分为两类：1）给予储能补贴；2）划定配储比例，优先支持新能源配储项目。短期内，“新能源+储能”项目将主要由强制配套等外部因素推动，随着电力市场化的推进，储能成本将由电力系统各环节共同承担，储能项目自身的经济性将逐渐显现。

2.3.2 电网侧：源荷波动性增大背景下储能大有可为

在电源侧，新能源占比不断提升增大了输出端的日间波动，在负荷侧，居民用电占比提升使得电网负荷波动更加剧烈，在这种情况下，电网调节能力必须提升以适应未来更为复杂的源荷波动，具有快速调节速率、配置方式灵活的储能能够胜任此任务。

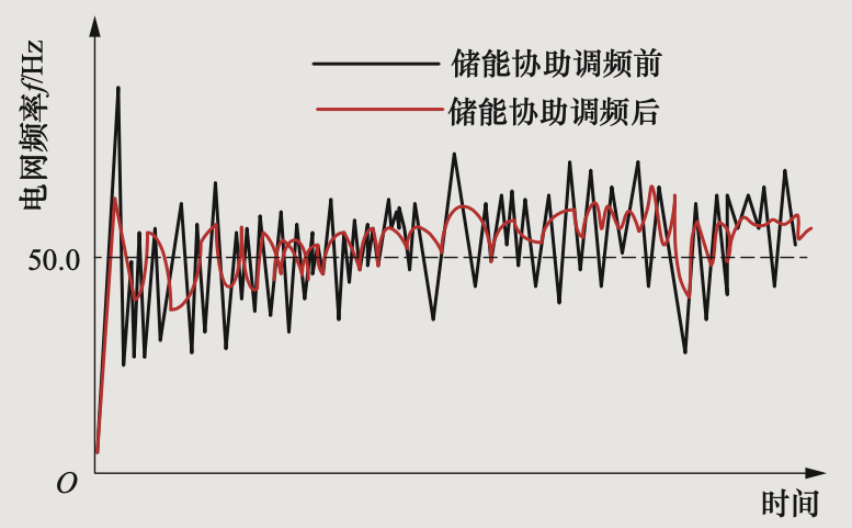
电网侧储能能够提高电力系统安全性，在辅助服务市场也大有可为。储能在电网侧的应用能够缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级、辅助发电侧进行调峰，还能参与电力辅助市场服务，包括系统调频和备用容量，尤其在调频方面发挥了非常大作用。

表9：储能电网侧的主要用途及说明

主要用途	说明
缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。
系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。储能配置在电网侧，通过 PCS 变流器经变压器接入电网参与电网调频，降低电网频率的波动，从而提高电网频率稳定性。
备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。

资料来源：派能科技招股书，CNKI，申港证券研究所

图23：储能参与电网调频应用效果

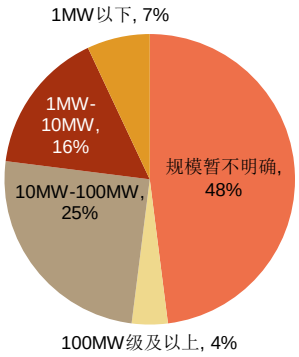


资料来源：《储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术》，申港证券研究所

储能参与电网调频的应用示范已较成熟，调频已具备经济性。储能在电网侧辅助调频，可改善系统波动性、不确定性加深造成的电网频率稳定性问题，从电网侧角度提升电网接纳风电、光伏等可再生能源的能力。受国家政策支持，对电力调频服务提供补偿，在补偿费用的前提下调频已经具备经济性，能够实现盈利。

我国储能电网侧项目正在发展，独立储能项目开发商较少。2020 年上半年，电网侧一共有 23 个储能项目，占已记入统计的储能项目的 15.4%，100MW 及以上的项目数量较少，分布在福建、西藏、广东、北京、安徽、江苏、甘肃、青海、重庆、天津、浙江、辽宁等 12 个地方。独立储能项目开发商有睿能世纪、万克和库博能源三家，目前数量相对较少，行业集中度较高。

图24：2020 年上半年储能项目规模图



资料来源：EESA，申港证券研究所

表10：2020 年上半年电网侧项目地区分布

地区	项目个数
广东	4 个
浙江、甘肃、北京	各 3 个
江苏、安徽	各 2 个
福建、西藏、青海、辽宁、重庆、天津	各 1 个

资料来源：EESA，申港证券研究所

电网侧储能 2018 年发展速度快，2019 年受政策影响发展停滞。2017 年和 2018 年，国家相继出台了有关促进储能技术与产业发展、完善电力辅助服务补偿市场机制、绿色发展价格机制、清洁能源消纳等政策，电网侧储能技术蓬勃发展，2018 年储能装机量相比 2017 年增加 458MW，从 55MW 上升至 513MW。

2019 年，国家电网发布两条方案，规定不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧电化学储能设施建设。虽是出于宏观经济目标而降电价的压力，却对电网侧电化学储能造成了严重的打击。**从长期看，新能源发电比例的进一步增长，也会带起电网侧储能的市场化发展和竞争，为电网侧储能带来新一轮的活力。**

表11：2017-2019 年中国储能行业主要政策

时间	政策	主要内容
2017.03	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见（征求意见稿）》	明确了储能装备的关键作用和参与调峰的角色以及定位
2017.11	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组，按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务
2018.07	《国家发展改革委关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》	利用峰谷电价差、辅助服务补偿等市场化机制，促进储能发展。完善居民阶梯电价制度，推行居民峰谷电价。
2018.11	《关于印发清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》	全面推进辅助服务补偿（市场）机制建设。进一步推进京北、山西、福建、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃等电力辅助服务市场改革试点工作，推动华北、华东等地辅助服务市场建设。
2019.05	《输配电定价成本监审办法》	规定抽水蓄能电站和电储能设施的成本费用不得计入输配电定价成本。
2019.12	《关于进一步严格控制电网投资的通知》	规定不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧电化学储能设施建设。

资料来源：北极星储能网，申港证券研究所整理

2.3.3 用户侧：峰谷电价差是最大驱动力

储能应用在电力系统用电侧，主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等方面。用户主要是工商业企业和家庭用户，通过储能可以降低用电成本，并提高用电的稳定性，实现低碳化、智能化的目标。

表12：储能用电侧的主要用途及说明

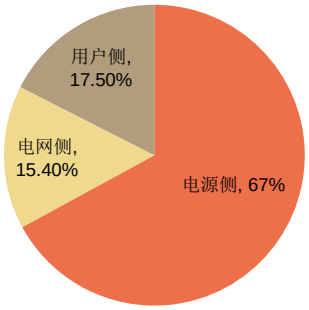
应用场景	主要用途	具体说明
用电侧	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时给储能系统充电，高电价时给储能系统放电，实现峰谷点价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
	提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：派能科技招股说明书，申港证券研究所

我国用户侧储能项目规模较小，多为工业用户，家庭用户较少。2020 年上半年，用

户侧在全国有 26 个储能项目，大多处于 kW 级及以上、5MW 级及以下的规模区域，占上半年储能项目总数的 17.5%。在上海、北京、天津、重庆、四川等 13 个地区均有项目在进行建设。

图25：2020 年上半年不同应用场景储能项目占比图



资料来源：EESA，申港证券研究所

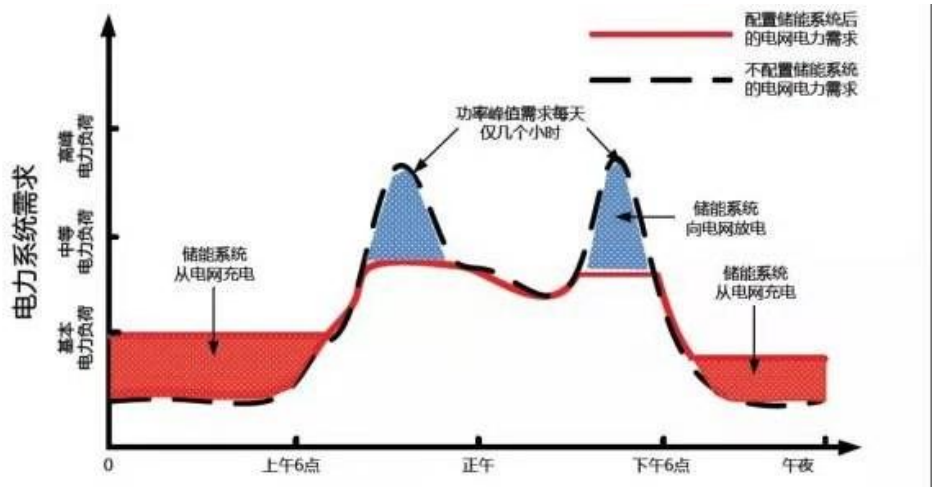
表13：2020 年上半年用电侧项目地区分布

地区	项目个数
江苏	7 个
广东	5 个
四川、上海	各 2 个
广西、重庆、青海、浙江、安徽、河北、北京、天津	各 1 个

资料来源：EESA，申港证券研究所

削峰填谷是用户侧储能的重要应用之一。将储能应用于电网中，使其在电网负荷低谷时充当负荷，以谷时电价购买电能并吸收储存；在电网负荷高峰时充当电源，以峰时电价向电网释放电能。储能个人或企业可以通过“低储高发”模式获取收益。

图26：用户侧削峰填谷示意图



资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

用户侧削峰填谷的经济性主要取决于峰谷电价差，我国部分地区已经具备盈利空间。根据北极星售电网，近期各地陆续明确 2021 年销售电价，其中 15 个地区制定了峰谷分时电价。工商业及其他用电方面，北京峰谷价差最大，达到 0.98-1 元/kWh；

大工业用电方面，上海峰谷价差最大，夏季达到 0.8-0.83 元/kWh。

图27：工商业及其他用电峰谷电价表（元/kWh）

地区	不满1kV			1-10kV			35kV		
	峰	谷	价差	峰	谷	价差	峰	谷	价差
北京	1.293	0.2939	0.9991	1.271	0.2849	0.9861	1.256	0.2699	0.9861
江苏	1.1141	0.2987	0.8154	1.0724	0.2904	0.782	1.0307	0.2821	0.7486
上海（两部制，夏季）	0.94	0.218	0.722	0.916	0.213	0.703	0.891	0.208	0.683
上海（两部制，非夏季）	0.912	0.27	0.642	0.888	0.266	0.622	0.864	0.261	0.603
山东（单一制）	0.9203	0.3249	0.5954	0.8998	0.318	0.5818	0.8791	0.3111	0.568
山东（两部制）	/	/	/	0.8948	0.3177	0.5771	0.8663	0.3082	0.5581
甘肃	0.895	0.3136	0.5814	0.88	0.3086	0.5714	0.865	0.3036	0.5614
天津	1.0436	0.3923	0.6513	0.9441	0.3891	0.555	0.8822	0.3402	0.542
安徽（单一制，非789月）	0.9389	0.3716	0.5673	0.9158	0.3629	0.5529	0.8927	0.3542	0.5385
陕西	0.8479	0.3135	0.5344	0.8179	0.3035	0.5144	0.7879	0.2935	0.4944
浙江（非78月）	0.9014	0.3784	0.523	0.8656	0.3536	0.512	0.8373	0.3343	0.503
云南	0.73823	0.24608	0.49216	0.72023	0.24008	0.48016	0.70223	0.23408	0.46816
青海（100kVA以上）	0.5967	0.1521	0.4446	0.5886	0.1502	0.4384	0.5804	0.1484	0.432
山西	0.7667	0.3116	0.4551	0.7367	0.3009	0.4358	0.7142	0.2929	0.4213
河北（两部侧）	/	/	/	0.7784	0.3474	0.431	0.7574	0.3384	0.419
河北（单一侧）	0.7805	0.3483	0.4322	0.7595	0.3393	0.4202	0.7455	0.3333	0.4122
冀北（两部侧）	/	/	/	0.737	0.3296	0.4074	0.716	0.3206	0.3954
冀北（单一侧）	0.7383	0.3301	0.4082	0.7173	0.3211	0.3962	0.7033	0.3151	0.3882
宁夏（单一制）	0.6751	0.3015	0.3736	0.6471	0.2895	0.3576	0.6191	0.2775	0.3416
宁夏（两部制）	/	/	/	0.5443	0.2455	0.2988	0.5233	0.2365	0.2868

资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

图28：大工业用电峰谷电价表（元/kWh）

地区	1-10kV			35kV			110kV		
	峰	谷	价差	峰	谷	价差	峰	谷	价差
上海（两部制，夏季）	1.062	0.232	0.83	1.055	0.229	0.826	1.033	0.224	0.809
江苏	1.0347	0.2589	0.7758	0.9997	0.2439	0.7558	0.9647	0.2289	0.7358
上海（两部制，非夏季）	1.02	0.297	0.723	1.013	0.294	0.719	0.991	0.289	0.702
北京	0.944	0.3342	0.6098	0.916	0.3222	0.5938	0.891	0.3072	0.5838
陕西	0.7976	0.2168	0.5808	0.765	0.2094	0.5556	0.7324	0.202	0.5304
天津	0.9359	0.3809	0.555	0.8984	0.3564	0.542	0.8784	0.3364	0.542
云南	0.78341	0.26114	0.52227	0.742	0.2473	0.4947	0.66173	0.22058	0.44115
浙江（非78月）	0.8529	0.3539	0.499	0.8179	0.3299	0.488	0.7909	0.3119	0.479
新疆	0.62	0.136	0.484	0.584	0.128	0.456	0.5505	0.1215	0.429
山西	0.7303	0.2916	0.4387	0.6853	0.2755	0.4098	0.6478	0.2622	0.3856
青海	0.5703	0.1461	0.4242	0.554	0.1424	0.4116	0.5377	0.1387	0.399

资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

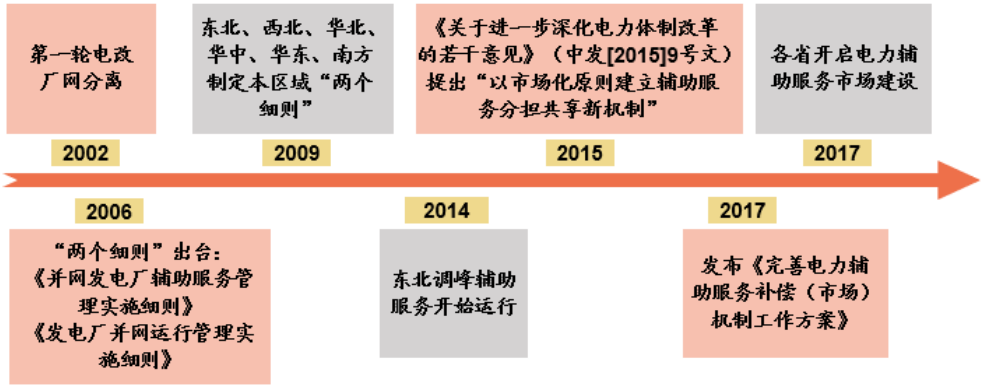
储能装机降低度电成本和容量电价支出，具备一定的经济性。部分省份针对大工业用电采用两部制电价，即电度电价和容量电价。电度电价计价由用户的用电量决定，容量电价由用户最大用电需求功率或最大变压器功率决定。当前我国各地平均按最大需量基本电价平均为 35.1 元/kW·月，按变压器容量平均约为 24.4 元/kW·月。**安装储能设备后，用户可以降低最大需量及变压器容量配置，由储能补充部分输出功率，降低容量电价成本。**

2.4 调峰调频需求增长提振储能发展空间

2.4.1 电力辅助服务政策与市场建设齐头并进

我国电力辅助市场经历了近 20 年发展历程，在 2015 年电改 9 号文明确建立辅助服务市场后，获得了突飞猛进的发展，从能源局层面框架建设，到具体省一级电力辅助服务市场制度完善、进度推进，为各类电源参与电力辅助服务奠定了基础。截止目前，全国五个区域（东北、华北、华东、华中、南方）均已启动或试运行辅助服务市场，27 个省级电网也启动、或试运行、或筹备市场建设。**新能源装机占比提升对电网灵活性提出了更大的挑战，电力辅助服务的迫切性进一步凸显。**

图29：我国电力辅助市场政策变迁



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

电力辅助服务包含调峰、旋转备用、AGC 调频、AVC 自动电压控制、黑启动等，我国大部分省区已经建立自己的电力辅助服务市场，并根据地区电力结构特点确定提供服务类别，大部分省份均覆盖调峰、AGC 调频服务。

表14：我国部分省份电力辅助服务市场提供服务类别

省份区域	征求意见稿公开时间	有偿辅助服务										
		有偿调峰						旋转备用	AGC	AVC	抽蓄调频使用	黑启动
		深度调峰	启停调峰	可中断负荷调峰	电储能调峰	火电应急启停调峰	跨省调峰					
东北	2017 年 1 月	√	√	√	√	√	√	√	-	-	√	√
山东	2017 年 6 月	√	-	-	-	-	√	-	√	-	-	-
福建	2017 年 7 月	√	√	√	√	-	-	-	√	-	-	-
新疆	2017 年 9 月	√	√	√	√	-	-	-	-	√	-	-
山西	2017 年 10 月	√	√	√	√	√	√	-	√	√	-	√
宁夏	2018 年 3 月	√	√	√	√	√	-	-	-	-	-	-
广东	2018 年 8 月	-	-	-	-	-	-	-	√	-	-	-
四川	2019 年 5 月	-	-	-	-	-	-	-	√	-	-	√
甘肃	2019 年 9 月	√	√	√	√	-	-	-	√	-	-	-
湖南	2020 年 5 月	√	√	√	√	-	-	√	-	-	-	-
湖北	2020 年 6 月	√	√	-	√	-	-	-	-	-	-	-
江苏	2020 年 7 月	-	-	-	-	-	-	-	√	-	-	-
江西	2020 年 8 月	√	√	-	-	-	√	-	-	-	-	-

资料来源：华南理工大学，申港证券研究所

2020 年 12 月，南方区域调频辅助服务市场，作为全国首个区域调频市场正式启动试运行，标志着南方区域统一电力市场建设迈出重要一步，对南方区域各项电力辅助服务价格进行了明确，广东辅助服务费用显著高于其他地区，显示出市场化效应。

表15：南方区域电力辅助服务补偿标准表

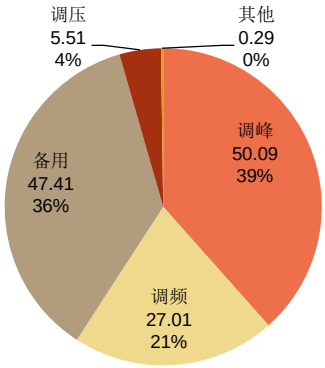
辅助服务补偿标准类型	细则中对应的符号	单位	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
AGC 服务调节容量补偿标准	R1	元/兆瓦时	12	5	5	10	10
AGC 服务调节电量补偿标准	R2	元/兆瓦时	80	20	40	80	80
启停调峰补偿标准	R3	万元/万千瓦	2.5	2	2	2.5	2
旋转备用补偿标准	R4	元/兆瓦时	22	11	18.4（火电）/44.35（水电）	6.6	16.5
深度调峰补偿标准	3×R4	元/兆瓦时	66	33	26.4	19.8	49.5
迟相运行无功调节补偿标准	R5	元/兆瓦乏小时	1	1	1	1	1
进相运行无功调节补偿标准	3×R5	元/兆瓦乏小时	3	3	3	3	3
黑启动服务能力补偿标准	R6-1	非 FCB 机组：万元/月/台	30（火电）/6（水电）	30（火电）/3（水电）	30（火电）/3（水电）	30（火电）/3（水电）	30（火电）/3（水电）
	R6-2	FCB 机组：万元/万千瓦/月	1	1	1	1	1
黑启动服务使用补偿标准	R7	万元/台次	480	360	300	300	150
冷备用补偿标准	R8	元/兆瓦时	12.5	15	2.5	5	25
自动电压控制（AVC）容量补偿标准	R9	万元/每月/每台	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
自动电压控制（AVC）效果补偿标准	R10	元/兆瓦时	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

资料来源：南方能源监督局，申港证券研究所

电力辅助服务市场增长迅速，每年服务补偿费市场在百亿级以上。2018H1、2018H2、2019H1 的服务补偿费分别为 70.1、77.5、130.3 亿元，呈现快速增长态势。服务补偿费主要呈现以下 4 个特征：

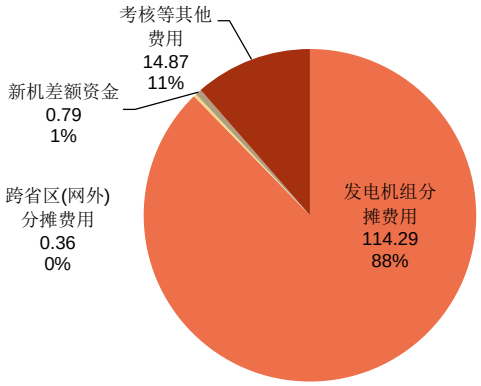
- 调峰（39%）、调频（21%）、备用（36%）在电力辅助服务补偿费用占比最高，合计占比超过 90%。
- 电力辅助服务补偿费用主要来源于发电机组分摊，与国外“谁用电、谁付费”的原则存在部分差异。
- 火电机组在电力辅助服务市场仍是绝对主力，占据补偿费用的 95%，反映了当前电网主要依赖火电机组进行调峰、调频。
- 火电、风电、水电在电力辅助服务费用分摊分别占比 56%、24%、8%，风电分摊费用高于水电，反映不稳定电源的电网接入成本更高。

图30：2019H1 电力辅助服务补偿费用构成



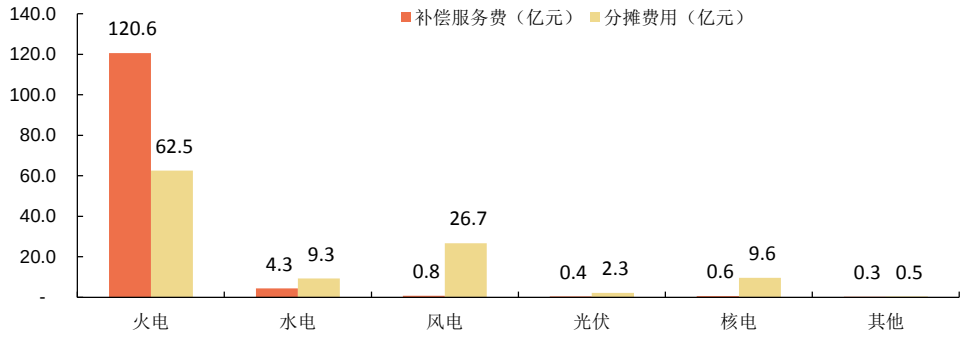
资料来源：国家能源局，申港证券研究所

图31：2019H1 电力辅助服务补偿费用来源



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

图32：按机组类型划分电力辅助服务补偿和分摊费用



资料来源：国家能源局，申港证券研究所

2.4.2 电网调频需求刚性极强

我国电网运行要求稳定在 50Hz 的频率，也就意味着系统实时发电与负载必须稳定在毫秒级别的时间间隔上，但由于实际电网运行过程中负载端和发电端一直在波动，因此实际电力系统频率是一直变化的。国内对 3GW 以上的大容量电力系统允许频率偏差为±0.2Hz，对中小容量电力系统允许偏差为±0.5Hz。**调频操作一般在发电端进行。**

- **负载端：**由于用户极其分散且使用习惯不可预测，因此利用负载端调频难度极大，电力系统统一通过发电端进行调频操作。
- **发电端：**正常运行情况下发电机组功率和负载匹配，但当发电减少（发电机组故障、脱网、负荷突然减小等情况）或发电增加（风电、光伏机组输出增大、负荷突然增大）情况发生时，电力系统频率将下降或上升，此时需要调频机组介入，以避免频率超出规定范围。

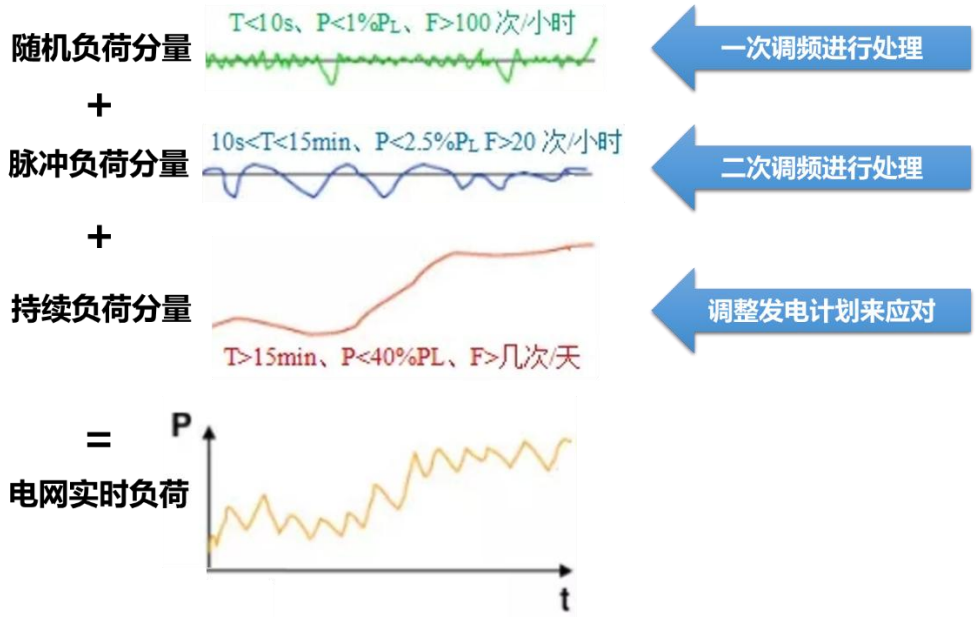
电力系统负荷由不同频率成分组合而成，因此调频也需要针对不同负荷分量来分阶段执行。**电力系统负荷主要包含 3 种不同规律的变动负荷：**

- **随机负荷分量：**变动幅度较小，变化周期较短，一般 10s 以内，浮动在区域负荷

1%以内，每小时波动达上百次，是一次调频主要处理的对象；

- **脉动负荷分量：**变动幅度较大，变化周期较长，一般为 10s 至 15min，浮动在区域负荷的 2.5%以内，每小时波动 20 到 30 次，这类负荷包括电炉、轧钢机械等；
- **持续负荷分量：**变化缓慢，浮动在区域负荷的 40%左右，每天波动 10 次以内，引起负荷变化的主要包括工厂作息制度、居民生活规律等。

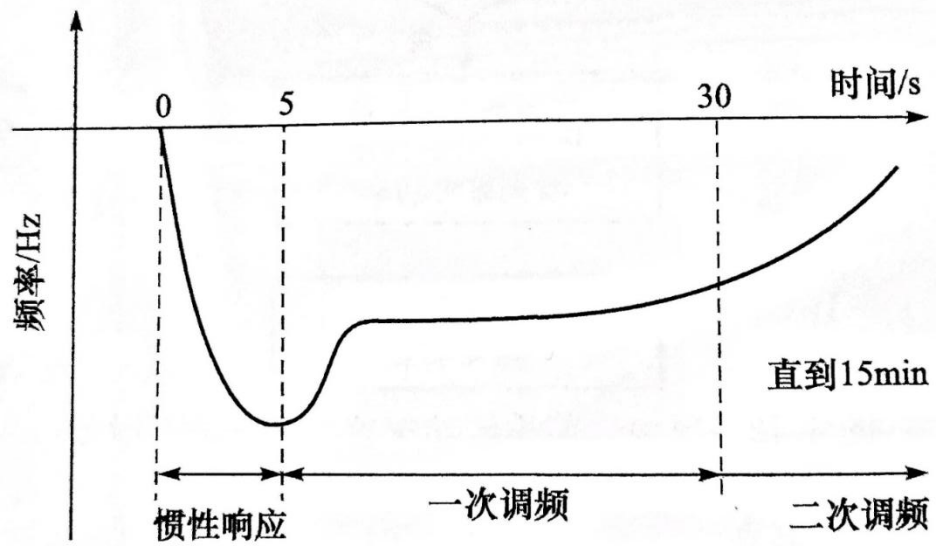
图33：电网负荷各分量示意图以及响应应对措施



资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

电网在频率偏离正常范围后，会顺序进行惯性响应、一次调频和二次调频来纠正，如果频率还未恢复正常值，将进行三次调频。以上调频动作的机理以及实现方式存在很大差别。

图34：电力系统频率响应过程



资料来源：《电池储能与清洁能源消纳》，申港证券研究所

- **惯性响应：**主要依赖同步发电机组储存于旋转质体中转子动能对系统跌落的阻尼作用，只能在频率变化后依靠系统惯性维持几秒；
- **一次调频：**主要利用同步发电机组调速器等系统设备稳定频率，更多利用系统自身特性自动调节，但只能缓和，主要平衡随机负荷分量；
- **二次调频：**引入发电机组外部设备完成全部调频动作，主要依赖 AGC（自动发电控制，Automatic Generation Control），能够平衡更长周期负荷波动，两次调频协调进行对系统快速恢复正常频率非常重要。

表16：一次调频和二次调频的区别

类别	机理	响应速度	作用	效果	容量需求
一次调频	利用系统固有负荷频率特性，及发电机调速器	10~30s	平衡随机负荷分量	属于有差调节，能够缓冲，但不能保证解决	系统最高负荷 1~3%
二次调频	人为或通过自动控制系统(AGC)增减机组负荷，以恢复电网频率	1-2min	平衡分钟级和更长周期负荷波动	属于无差调节，能够解决	我国要求参与 AGC 额定容量占总装机 50%以上，参与 AGC 可调容量占系统最高负荷 15%以上

资料来源：《电池储能系统调频技术》，申港证券研究所

2.4.3 电池储能性能完胜传统电源

传统用于调频的机组主要包括火电、燃气、水电等，这些机组都存在明显的短板，比如火电响应时滞长、机组爬坡速率低，水电受地理位置和枯水期限制，并且技术上较难解决，对于速率、全时长覆盖要求很高的 AGC 调频，不是理想的调频机组。

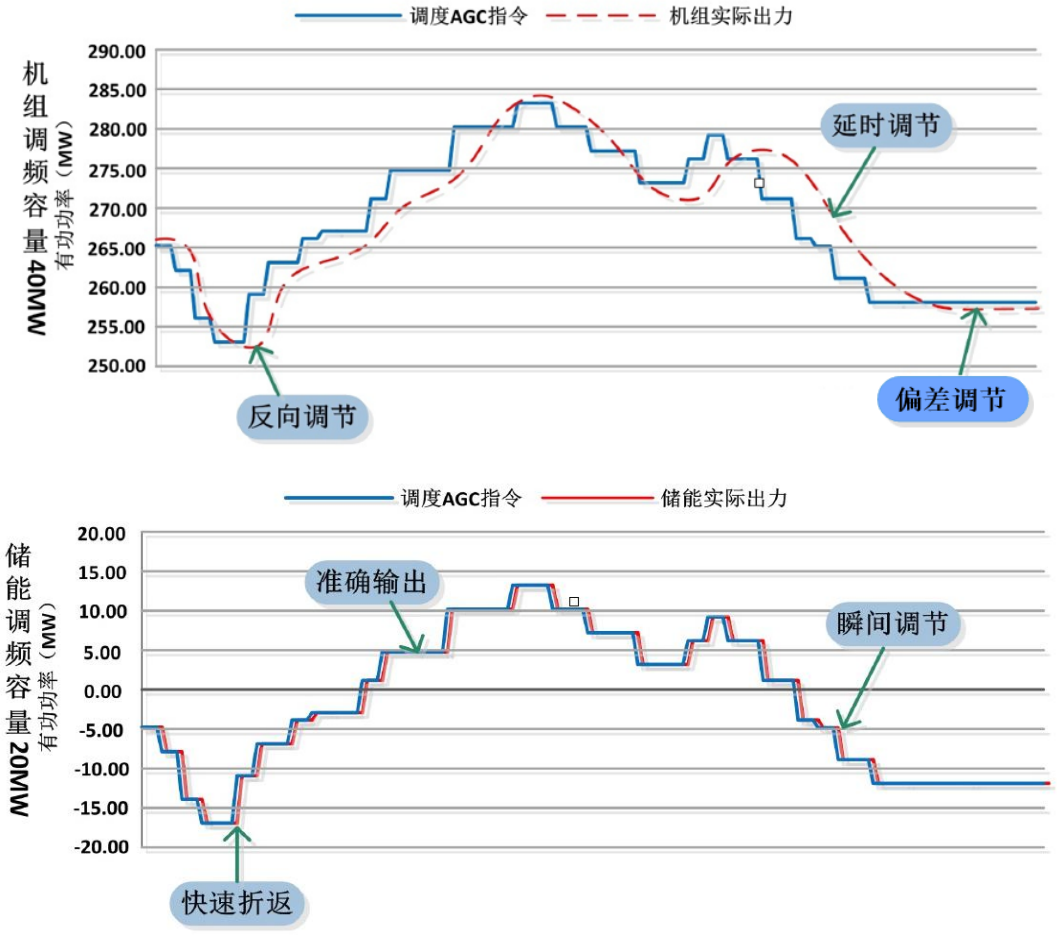
表17：传统发电机组的调频性能存在明显短板

发电机类型	响应特性	在系统调频中的作用	制约条件
汽包炉式蒸汽发电机组	调节范围：30%额定出力 响应速率最高：3% MCR/min	响应速率低，不易改变调节方向	1、锅炉在能量转换过程中的延迟和惯性 2、调速系统有不灵敏区 3、AGC 机组经常处于变化状态，影响机组寿命
直流炉式蒸汽发电机组	响应速率最高：20% MCR/10min	响应速率低，不易改变调节方向	
联合循环燃气轮机	调节范围：52%额定容量 响应速率：大于 5% MCR/min	宜参与 10s 到数分钟之间的负荷分量的调节	机组功率大幅度地频繁变化对通流部件的寿命有较大的影响
核电机组	在其可调范围内 响应速率最高：3% MCR/min	响应速率低，不易改变调节方向	大范围改变发电机功率需调整核反应堆内的控制棒
水电机组	发电功率变化范围大 响应速率最高：1~2% MCR/s	宜参与到 10s 到数分钟之间的负荷分量的调节	水资源的限制，水电机组本身如振动区、汽蚀区等限制

资料来源：《电池储能系统调频技术》，申港证券研究所

电池储能具有理想的 AGC 调频性能，并且**避免了火电 AGC 调频出现的反向调节、偏差调节、延迟调节等问题，能够非常好地匹配 AGC 调节指令。**

图35：火电机组与储能机组响应 AGC 调频指令区别



资料来源：中国电力科学研究院，申港证券研究所

对于各种类型的 AGC 调频机组，有量化参数来对比各项性能，包括调节速率 K_1、响应时间 K_2、调节精度 K_3 及综合指标 K。

- **调节速率 K_1：**指发电机组响应 AGC 控制指令的速率，以%/min 表示，公式为

  K_1=本台机组实测调节速率/控制区域内所有 AGC 机组平均调节速率

电池储能可以在 2s 内完成指定功率输出，响应速度可以满足 AGC 调频需求，燃煤机组调节速率最慢，只有 1~3%/min。**从调节速率角度，储能调频效果平均可达水电机组 1.7 倍、燃气机组 2.5 倍、燃煤机组 25 倍。**由于我国大部分地区火电装机占比超 50%，因此区域内 AGC 平均调节速率被火电拉低，电池、水电、燃气机组计算出 K_1 均远大于 1，为了避免机组响应 AGC 指令时过调节，K_1 一般要设置封顶，比如南网、蒙西设置 K_1 封顶为 5，山东设置 K_1 封顶为 1.2。

表18：储能调频性能显著优于传统机组

机组类型	发电设备爬坡能力（%/min）	电网的短时爬坡能力需求（MW/min）	相应发电设备总功率需求（MW）	储能功率（MW）	储能相对传统电源的替代效果（倍）
水电机组	30	10	33.3	20	1.7
燃气机组	20	10	50	20	2.5
燃煤机组	2	10	500	20	25

资料来源：中国电力科学研究院，申港证券研究所

- **响应时间 K_2：**指发电机组响应 AGC 指令的时间延时，公式为

K_2=1-发电机组响应延迟时间/5min

传统机组响应时间普遍在 0.5~2min，因此 K_2 值普遍位于 0.6~0.9，水电响应时间在 20s 内，其 K_2 值可达 0.93。电池储能可在 6s 内响应，K_2 值可达 0.98。

- **调节精度 K_3：**指发电机组响应 AGC 指令的精度，公式为

K_3=1-发电机组调节误差/发电机组调节允许误差

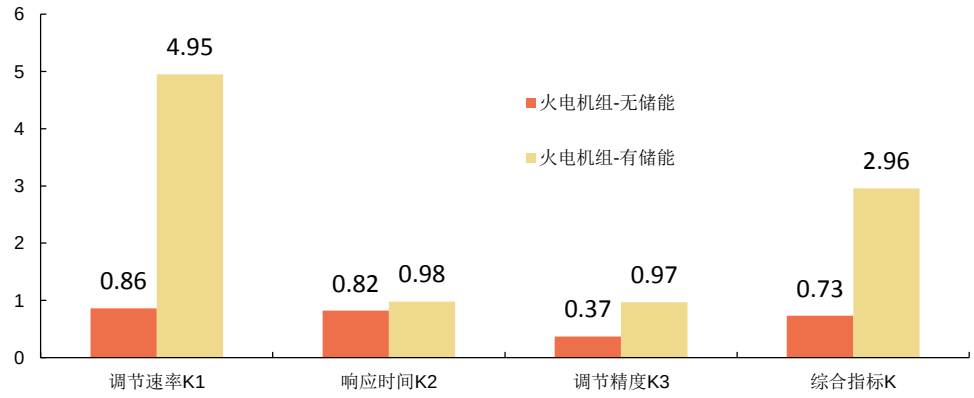
发电机组调节允许误差为额定出力的 1.5%，大部分机组误差在 1%以内，火电机组调节误差为 1%，K_3 值范围为 0.35~0.9。

- **综合指标 K：**不同地区计算公式不同，以广东电网为例，上述 3 个指标综合计算

$K=0.25*(2K_1+K_2+K_3)$

电池储能凭借着优异的调节速率、响应速度、调节精度，大幅提升综合指标值，配置电池储能的火电厂调频综合指标 K 可由 0.73 提升至 2.96 的水平。部分省份调频相关政策明确对综合指标 K 值进行了要求，**电池储能在政策端已跨过准入门槛，并且搭配传统火电机组，可以将 K 值提升 2~3 倍，大幅提升调频收入。**

图36：广东某实际火电厂安装电池储能前后调频指标数据对比



资料来源：阳光电源，申港证券研究所

2.4.4 储能参与辅助服务市场已具备经济性

各地已经发布的辅助服务市场规则，对于调峰、调频服务均已给出具体的补偿标准，储能参与电力辅助服务市场，**综合性能指标、规模已经不构成障碍，经济性是决定未来储能参与服务市场力度的最主要因素。**

调峰是一种容量调节，参与机组需要具有较大容量。综合各地调峰补偿费用规则，调峰补偿费用普遍在 0.2~0.6 元/kWh 的水平，并且参与调峰的储能都有规模要求，普遍在 10MW/20MWh 以上，储能机组需具备 2 小时时长，其中安徽、东北、福建、湖北要求在 10MW/40MWh 以上，即储能机组需具备 4 小时时长。

表19：部分地区调峰补偿费用计算规则

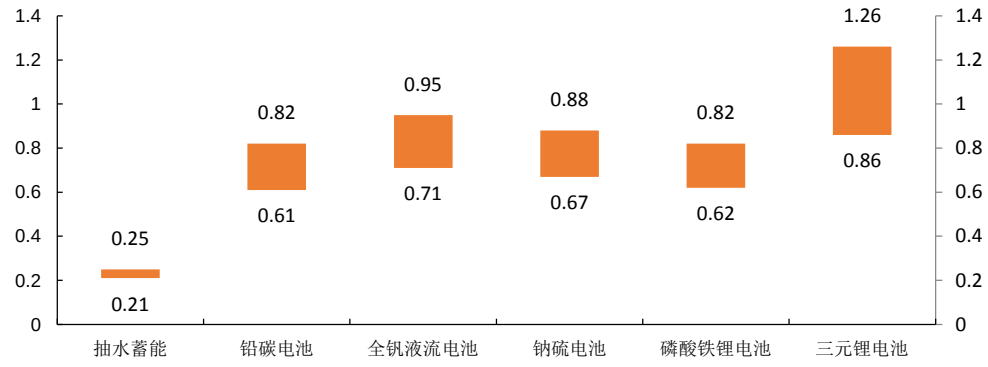
地区	储能规模准入门槛	补偿价格
湖南	紧急短时调峰：10MW 及	深度调峰：上限 200 元/MWh

地区	储能规模准入门槛	补偿价格
	以上	紧急短时调峰：上限 600 元/MWh
青海	10MW/20MWh 及以上	储能与风电场、太阳能电站双边协商价格 储能参与电网调峰 0.5 元/kWh
安徽	10MW/40MWh 及以上	储能调峰上限 800 元/MWh
东北	发电侧 10MW/40MWh 及以上	深度调峰：0.4-1 元/kWh 用户侧储能双边交易：0.1-0.2 元/kWh
江苏	启停调峰 20MW/40MWh 及以上	中长期可调负荷调峰：谷段上限 0.25 元/kWh 平段上限 0.6 元/kWh，峰段上限 0.9 元/kWh 短期可调负荷调峰：需求时段≥4 小时上限 1 元/kWh 需求时段<4 小时上限 2 元/kWh 深度调峰：上限 600 元/MWh
山西	20MW/40MWh 及以上	独立储能市场主体调峰按照火电机组参与电力调峰交易末档区间
福建	10MW/40MWh 及以上	火电深度调峰最高 600 元/MWh
湖北	10MW/40MWh 及以上	火电深度调峰最高 600 元/MWh
新疆	5MW/10MWh 及以上	发电侧储能：0.55 元/kWh
山东	5MW/10MWh 及以上	储能调峰 400 元/MWh
华北	第三方主体 10MW/30MWh 及以上	最高上限 600 元/MWh
贵州	/	储能调峰上限 0.2 元/kWh
甘肃	/	储能调峰上限 0.5 元/kWh
江西	/	最高上限 600 元/MWh
河南	/	最高 0.5-0.7 元/kWh
冀南	/	火电调峰上限为 500 元/MWh

资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

对比用于调峰的灵活性电源的度电成本，抽水蓄能度电成本最低，三元电池最高，磷酸铁锂位于中间。但抽水蓄能由于地理位置限制，不能灵活布置于所有需要调峰场地，三元电池倍率性强，但受制于循环寿命，而**磷酸铁锂电池兼顾了放电速率和循环寿命，是最理想的调峰电源。**

图37：典型调峰用储能技术的度电成本对比



资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，申港证券研究所

假设采用 10MW/40MWh 储能系统用于调峰，使用下表假设参数计算储能系统进行调峰的度电成本 LCOE。储能系统运行模式对结果影响非常大，采用每天“两充两

放”方式，较“一充一放”方式减少一半使用时间，但运行费用同样节省，考虑 8%贴现率下，**LCOE 从“一充一放”的 0.7 元/kWh，降低至“两充两放”的 0.5 元/kWh，考虑大部分地区调峰补偿费率最高 0.6 元/kWh，已经具备经济性。**

表20：不同运行模式下调峰储能电站度电成本计算

参数类型	参数名称	设置值	单位	备注
储能电站参数	储能电站功率	10,000	kW	
	放电时间	4	h	
	电池配置容量	40,000	kWh	
	年运营天数	350	天	假设每年 15 天用于检修
	锂电池放电深度(DOD)	95%		放电时长越长，深度值越高
	锂电池衰减率	3%	每年	
	残值率	5%		仅有电池可回收金属
	循环次数	5000	次	
	使用年限	14.29	年	
	贴现率	8%		
成本测算	**电站单位投资成本**	**1.89**	**元/Wh**	**成本占比**
	电池组 PACK	1.2	元/Wh	63.5%
	储能变流器(PCS)	0.25	元/Wh	13.2%
	升压变	0.05	元/Wh	2.6%
	能量管理系统	0.04	元/Wh	2.1%
	EPC-线路、施工、土建	0.30	元/Wh	15.9%
	前期开发、设计	0.05	元/Wh	2.6%
	电站投资总额	**7,560.0**	**万元**	
	运维成本	**1.5**	**万元/年**	
计算结果	**每天：一充一放**			
	系统工作年限	14.29	年	
	LCOE	0.7	元/kWh	
	每天：两充两放			
	系统工作年限	7.14	年	
	LCOE	0.5	元/kWh	

资料来源：申港证券研究所

调频是一种功率调节，输出的是调节里程。各地调频服务补偿费计算需要综合调频性能参数 K，而电池储能凭借优异的响应速度 K_1、响应时间 K_2、调节精度 K_3，综合调频性能参数 K 均能满足准入门槛要求，电池储能计算 K 值为火电的 2~3 倍，且均大于 1。按照各地 AGC 调频服务补偿标准，最高调节里程收入可达 6~15 元/MW。

表21：各地 AGC 调频服务补偿标准

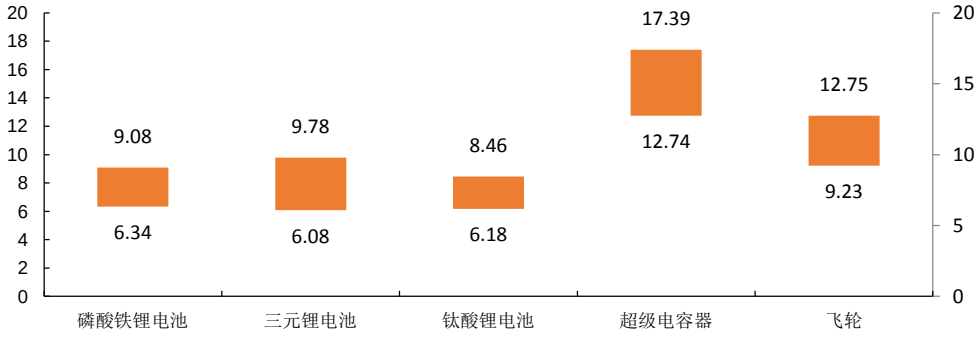
地区	补偿方式	可用时间	调节里程	调节容量	准入门槛
福建	容量补偿+里程补偿	/	调节里程*12 元/MW	调节容量*调用率*240 元/MW(华东)	综合调频性能指标不小于 0.53
广东	调频里程+调频容量	/	调节里程*调节性能*(5.5-15)元/MW	中标容量*3.56 元/MW	/
蒙西	调频里程+调频容量	/	调节里程*调节性能*(2-12)元/MW	中标容量*50 元	所有新建AGC单

地区	补偿方式	可用时间	调节里程	调节容量	准入门槛
				/MW	元
山西	投运时间+调节里程	10 元/小时	调节深度*调节性能*(5-10)元/MW	/	/
京津唐	调节里程	/	调节里程*调节性能*(0-12)元/MW	/	/
山东	调节里程	/	调节里程*调节性能*(0-6)元/MW	/	/
甘肃	调节里程	/	调节里程*调节性能*(0-15)元/MW	/	/
四川	/	/	合格贡献量*50 元/MWh	/	综合调频性能不小于 0.7 可申报，>1 必须参与充放功率 10MW/40MWh 以上
江苏	基本补偿+调节里程	/	调节深度*调节性能*2 元/MW	中标容量*(0.1-1.2)元/MW	可申报
云南	调频里程+调频容量	/	调节里程*调节性能*(3-8)元/MW	容量*服务时长*(未中标 4 元/MWh、中标 5 元/MWh)	综合调频性能指标不小于 0.3

资料来源：北极星电力网，申港证券研究所

调频属于功率型调节，对响应速度、瞬时功率要求较高，电池、超级电容器、飞轮都可以满足需求。对比用于调频的灵活性电源的里程成本，钛酸锂电池最低，超级电容器最高，磷酸铁锂电池位于中间。但钛酸锂的能量密度较低，而且成本较高，超级电容器和飞轮的放电时间低于锂电池，**磷酸铁锂电池能够平衡成本、放电时长、相应速度，是比较理想的调频电源。**

图38：典型调频用储能技术的里程成本对比



资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，申港证券研究所

假设采用 9MW/6MWh 储能系统用于调频，放电时间 40min，可以满足 50% SOC 状态下 15min 的二次调频需求，倍率介于 1C 和 2C 中间，倍率太高充放电次数太多会影响寿命，使用下表假设参数计算储能系统进行调频的里程成本。用于调频电池倍率高，电池 PACK 单价相应更高，而且储能变流器成本占比较调峰用途提升。电网常规 AGC 调频指令一般持续 2min 左右，考虑回到稳定 SOC 时间，每天可响应 360 次调频指令，输出调节里程 3240MW。

调频响应不同时长的 AGC 指令，对储能系统运行结果影响非常大，响应 2min 的 AGC 调频指令，相较响应 3min 的 AGC 指令，考虑 8%贴现率下，**里程成本从 6.56**

元/MW，降低至 4.37 元/MW，目前 AGC 指令一般持续时间 2min，因此考虑大部分地区调频补偿费率最高 6~15 元/MW，已经具备经济性。

表22：不同运行模式下调频里程成本计算

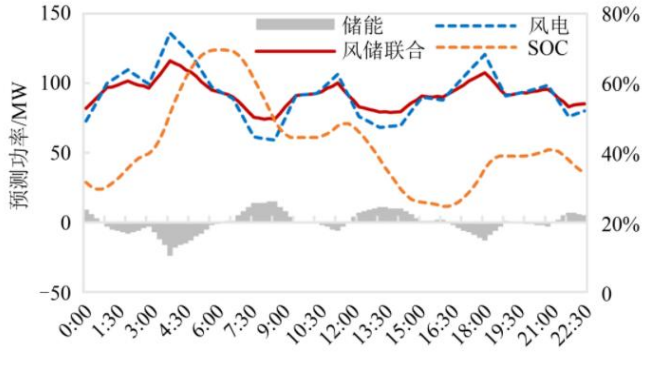
类别	参数	设置值	单位	备注
储能电站参数	储能电站功率	9	MW	
	放电时间	0.67	h	考虑 40min 时长，可以满足最长 15min 二次调频需求
	电池配置容量	6	MWh	
	年运营天数	300	天	假设每年使用天数 300 天
	锂电池放电深度(DOD)	80%		放电时间短，对应深度低
	锂电池衰减率	3%	每年	
	残值率	5%		
	循环次数	5000	次	
	使用年限	5	年	
	贴现率	8%		
成本测算	**电站单位投资成本**	**3.09**	**元/Wh**	**成本占比**
	电池组 PACK	1.50	元/Wh	48.6%
	储能变流器(PCS)	0.90	元/Wh	29.0%
	升压变	0.30	元/Wh	9.7%
	能量管理系统	0.04	元/Wh	1.4%
	EPC-线路、施工、土建	0.30	元/Wh	9.7%
	前期开发、设计	0.05	元/Wh	1.6%
	电站投资总额	**1,745.0**	**万元**	
	运维成本	**1.0**	**万元/年**	
计算结果	**每天：应对 3min 级别 AGC 调频指令**			
	每天可输出调节里程	2,160	MW	
	里程成本	6.56	元/MW	
	每天：应对 2min 级别 AGC 调频指令			
	每天可输出调节里程	3,240	MW	
	里程成本	4.37	元/MW	

资料来源：申港证券研究所

2.4.5 电池储能调峰需求定量分析

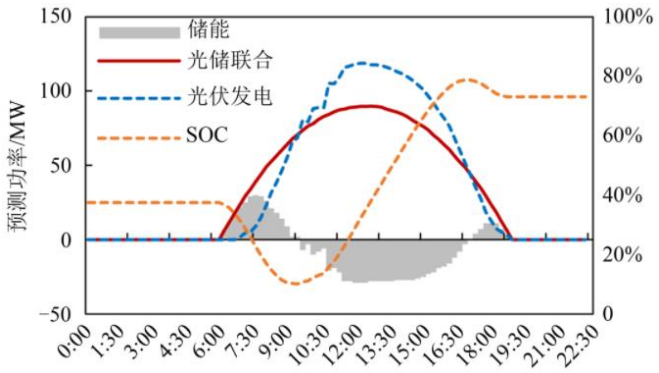
电池储能在风电、光伏电站最重要的作用是降低弃风、弃光率，在新能源装机快速增长的背景下，储能是实现消纳的刚需手段。

图39：电池储能参与风电调峰示意图



资料来源：《西北电网储能独立参与调峰模拟分析》，申港证券研究所

图40：电池储能参与光伏调峰示意图



资料来源：《西北电网储能独立参与调峰模拟分析》，申港证券研究所

2019、2020 年我国平均弃光率均为 2%，除最高的西藏 25.4%、青海 8%之外，大部分有弃光地区的弃光率在 1%~5%之间，全年利用小时数在 1000~1600h 左右。以光伏、储能电站全年工作 350 天，配置 2 小时电池储能，可以调节每日 40~60%的发电量，计算得到配置 10%比例的电池储能，能够应对 5%以内的弃光率。

表23：基于不同利用小时数和弃光率的调峰电池储能配置比例计算

利用小时数 弃光率	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
1%	1.1%	1.3%	1.4%	1.6%	1.7%	1.9%	2.0%	2.1%	2.3%	2.4%
2%	2.3%	2.6%	2.9%	3.1%	3.4%	3.7%	4.0%	4.3%	4.6%	4.9%
3%	3.4%	3.9%	4.3%	4.7%	5.1%	5.6%	6.0%	6.4%	6.9%	7.3%
4%	4.6%	5.1%	5.7%	6.3%	6.9%	7.4%	8.0%	8.6%	9.1%	9.7%
5%	5.7%	6.4%	7.1%	7.9%	8.6%	9.3%	10.0%	10.7%	11.4%	12.1%
6%	6.9%	7.7%	8.6%	9.4%	10.3%	11.1%	12.0%	12.9%	13.7%	14.6%
7%	8.0%	9.0%	10.0%	11.0%	12.0%	13.0%	14.0%	15.0%	16.0%	17.0%
8%	9.1%	10.3%	11.4%	12.6%	13.7%	14.9%	16.0%	17.1%	18.3%	19.4%
9%	10.3%	11.6%	12.9%	14.1%	15.4%	16.7%	18.0%	19.3%	20.6%	21.9%
10%	11.4%	12.9%	14.3%	15.7%	17.1%	18.6%	20.0%	21.4%	22.9%	24.3%

资料来源：申港证券研究所

根据 2020 年各地区的实际利用小时数、弃光率、累计装机量，计算需配置储能容量至少要大于每日弃光电量，考虑配置 2 小时电池储能。**最终计算应对 2020 年弃光状况，需要对全国光伏总装机配置 3.4%的储能机组，所需电池储能至少 8.6GW/17.2GWh。**

表24：以 2020 年弃光计算光伏电站调峰储能需求

省份	2020 累计装机(GW)	2020 年利用小时数	2020 弃光率	需配置储能功率(GW)	需配置储能容量（GWh)	需配置储能比例
贵州	10.6	1,032	0.6%	0.09	0.19	0.9%
山东	22.7	1,225	1.0%	0.40	0.80	1.8%
河北	21.9	1,336	1.3%	0.54	1.09	2.5%
山西	13.1	1,277	3.0%	0.72	1.43	5.5%
陕西	10.9	1,392	2.9%	0.63	1.26	5.8%

省份	2020 累计装机(GW)	2020 年利用小时数	2020 弃光率	需配置储能功率(GW)	需配置储能容量（GWh)	需配置储能比例
浙江	15.2	998		-	-	
内蒙古	12.4	1,654	2.8%	0.83	1.66	6.7%
江苏	16.8	1,165		-	-	
青海	16.0	1,376	8.0%	2.52	5.04	15.7%
安徽	13.7	1,071		-	-	
湖北	7.0	1,013		-	-	
宁夏	12.0	1,393	2.5%	0.60	1.19	5.0%
江西	7.8	917		-	-	
新疆	12.3	1,416	4.6%	1.14	2.28	9.3%
广东	8.0	993		-	-	
甘肃	9.8	1,511	2.2%	0.47	0.93	4.7%
河南	11.8	1,055		-	-	
黑龙江	3.2	1,604		-	-	
湖南	3.9	902	0.1%	0.01	0.01	0.1%
辽宁	4.0	1,453		-	-	
云南	3.9	1,332	0.5%	0.04	0.07	1.0%
重庆	0.7	653		-	-	
福建	2.0	1,063		-	-	
上海	1.4	861		-	-	
天津	1.6	1,265	0.02%	0.00	0.00	0.0%
广西	1.9	1,103		-	-	
西藏	1.4	1,116	25.4%	0.55	1.11	40.5%
北京	0.6	1,242		-	-	
吉林	3.4	1,531	1.2%	0.09	0.18	2.6%
四川	1.9	1,466		-	-	
海南	1.4	1,063		-	-	
全国	**253.1**	**1,281**	**2.0%**	**8.6**	**17.2**	**3.4%**

资料来源：国家能源局，申港证券研究所

2019、2020 年我国平均弃风率分别为 4%、3.4%，除新疆最高 10.3%之外，大部分有弃风地区的弃风率在 3%~6%之间，全年利用小时数在 1400~2400 左右。以风电、储能电站全年工作 350 天，配置 4 小时电池储能，可以调节每日 50~60%的发电量，计算得到配置 10%比例的电池储能，能够应对 6%以内的弃风率。

表25：基于不同利用小时数和弃风率的调峰电池储能配置比例计算

利用小时数 弃风率	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000
1%	1.0%	1.1%	1.3%	1.4%	1.6%	1.7%	1.9%	2.0%	2.1%
2%	2.0%	2.3%	2.6%	2.9%	3.1%	3.4%	3.7%	4.0%	4.3%
3%	3.0%	3.4%	3.9%	4.3%	4.7%	5.1%	5.6%	6.0%	6.4%
4%	4.0%	4.6%	5.1%	5.7%	6.3%	6.9%	7.4%	8.0%	8.6%
5%	5.0%	5.7%	6.4%	7.1%	7.9%	8.6%	9.3%	10.0%	10.7%
6%	6.0%	6.9%	7.7%	8.6%	9.4%	10.3%	11.1%	12.0%	12.9%

利用小时数 弃风率	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000
7%	7.0%	8.0%	9.0%	10.0%	11.0%	12.0%	13.0%	14.0%	15.0%
8%	8.0%	9.1%	10.3%	11.4%	12.6%	13.7%	14.9%	16.0%	17.1%
9%	9.0%	10.3%	11.6%	12.9%	14.1%	15.4%	16.7%	18.0%	19.3%
10%	10.0%	11.4%	12.9%	14.3%	15.7%	17.1%	18.6%	20.0%	21.4%

资料来源：申港证券研究所

根据 2020 年各地区的实际利用小时数、弃风率、累计装机量，计算需配置储能容量至少要大于每日弃风电量，考虑配置 4 小时电池储能。**最终计算应对 2020 年弃风状况，需要对全国风电总装机配置 5%的储能机组，所需电池储能至少 14GW/56GWh。**

表26：以 2020 年弃风计算风电调峰储能需求

地区	2020 累计装机(GW)	2020 年利用小时数	2020 弃风率	需配置储能功率(GW)	需配置储能容量（GWh)	需配置储能比例
河南	15.2	1,536	0.2%	0.03	0.13	0.2%
河北	22.7	2,145	4.7%	1.64	6.55	7.2%
山西	19.7	1,680	3.0%	0.71	2.84	3.6%
山东	18.0	1,798	3.2%	0.74	2.95	4.1%
青海	8.4	1,474	4.7%	0.42	1.67	4.9%
江苏	15.5	2,001		-	-	
内蒙古	37.9	2,375	5.6%	3.61	14.45	9.5%
陕西	8.9	1,748	3.3%	0.37	1.47	4.1%
宁夏	13.8	1,653	2.2%	0.36	1.43	2.6%
广东	5.6	1,826		-	-	
湖南	6.7	2,028	5.5%	0.53	2.13	8.0%
广西	6.4	2,745		-	-	
福建	4.9	2,880		-	-	
湖北	5.0	1,881		-	-	
四川	4.3	2,537		-	-	
辽宁	9.8	2,244	1.0%	0.16	0.63	1.6%
贵州	5.8	2,049	0.3%	0.03	0.10	0.4%
江西	5.1	2,104		-	-	
吉林	5.8	2,309	2.4%	0.23	0.91	4.0%
新疆	23.6	2,184	10.3%	3.79	15.17	16.1%
安徽	4.1	1,819		-	-	
甘肃	13.7	1,904	6.4%	1.20	4.78	8.7%
重庆	1.0	2,108		-	-	
黑龙江	6.9	2,266	0.5%	0.06	0.22	0.8%
浙江	1.9	2,131		-	-	
上海	0.8	2,289		-	-	
天津	0.9	1,769	0.2%	0.00	0.01	0.3%
云南	8.8	2,837	0.6%	0.11	0.43	1.2%
北京	0.2	2,005	0.3%	0.00	0.00	0.4%

地区	2020 累计装机(GW)	2020 年利用小时数	2020 弃风率	需配置储能功率(GW)	需配置储能容量（GWh)	需配置储能比例
海南	0.3	1,984		-	-	
全国	**281.55**	**2,097**	**3.4%**	**14.0**	**55.9**	**5.0%**

资料来源：国家能源局，申港证券研究所

根据我们的测算，使用电池储能应对 2020 年实际弃光、弃风状况，需配置 8.6GW/17.2GWh 的电池储能应对弃光，以及 14GW/56GWh 的电池储能应对弃风，共计 73.2GWh。未来随着新能源占比进一步提升，应对弃光、弃风的电池储能需求将进一步增加。

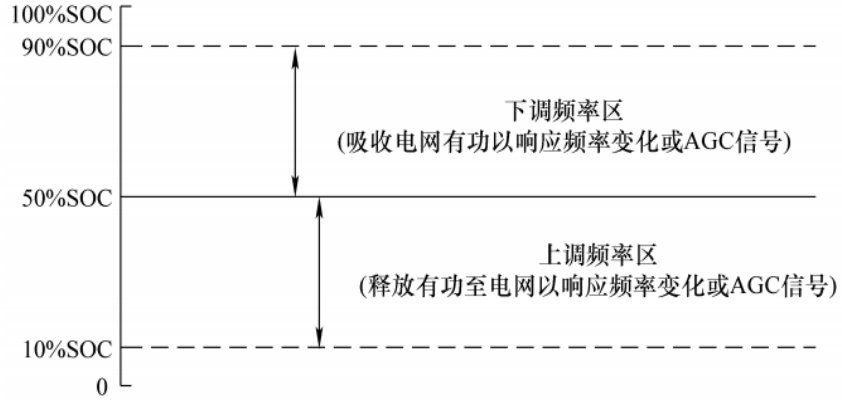
2.4.6 电池储能调频需求定量分析

电池储能需要进行容量控制，通过一次、二次调频实现上调、下调频率，对应放电、充电动作，保证有足够的容量能够稳定输出功率，因此电池容量要在调频结束时保持在 50% SOC 位置。进行充放电操作时，为保证电池寿命和效率，要避免充放电深度过大，一般充放电都预留 10% SOC 的余量。储能电池充放电输出功率 P 是相同的，放电时间 t 为一次调频和二次调频需要时间总和，因此电池储能总容量应满足如下要求：

Q=上调频率放电容量+10%SOC+下调频率充电容量+10%SOC

=2Pt+10%Q+10%Q

图41：电池储能上下调频区示意图



资料来源：《电池储能系统调频技术》，申港证券研究所

我们使用电池储能为一台 600MW（后用 Pe 代替）火电机组进行一次、二次调频，设定机组参数如下：额定转速 3000r/min，机组转速不等率（额定负荷从 100%到 0%转速升高）一般为 3~6%，设置二次调频处理负荷范围±3%Pe。分别计算一次、二次调频所需要的电池储能功率及容量：

- **一次调频：**响应时间 5s，稳定时间 40s。火电机组标准频差死区为△f_{SQ}=±0.033Hz 或 2r/min，当越过频差死区后，进行一次调频，所需调频电源功率为

  P_1=火电机组负荷变化限幅=3%Pe=3%*600MW=18MW

  所需容量 Q_1，为避免储能电池深充深放，并保证有足够的调频深度，根据一次调

频稳定 40s，电池设定安全 SOC 上下限分别为 10%，设置容量为

$Q_1=2P_1t+SOC_{下限幅}+SOC_{上限幅}=2*18MW*40s+10\%Q+10\%Q$

计算得到 0.8 $Q_1=0.4MWh$，即 $Q_1=0.5MWh$

- **二次调频：**AGC 功能在 30s 启动，至少持续到 15min，功率调节范围 50%~100%Pe，功率爬坡能力>1% Pe/min，实际火电机组功率爬坡能力最高 3% Pe/min，而电池储能可以在 2s 内达到指定功率，因此储能输出功率完全可以满足二次调频功率要求，即 $P_2=P_1=18MW$。

所需容量 Q2 需至少持续 15min，则设置容量为

$Q_2=2P_2t+SOC_{下限幅}+SOC_{上限幅}=2*18MW*（15min-30s）+10\%Q+10\%Q$

计算得到 0.8 $Q_2=8.7MWh$，即 $Q_2=10.875MWh$

- **能够完成一次、二次调频功能的电池储能总需求：**在一次、二次调频电池功率、容量基础上，功率取最大值，容量取累计值，计算总功率及容量需求

$P=max(P_1,P_2)=max(18MW,18MW)=18MW$

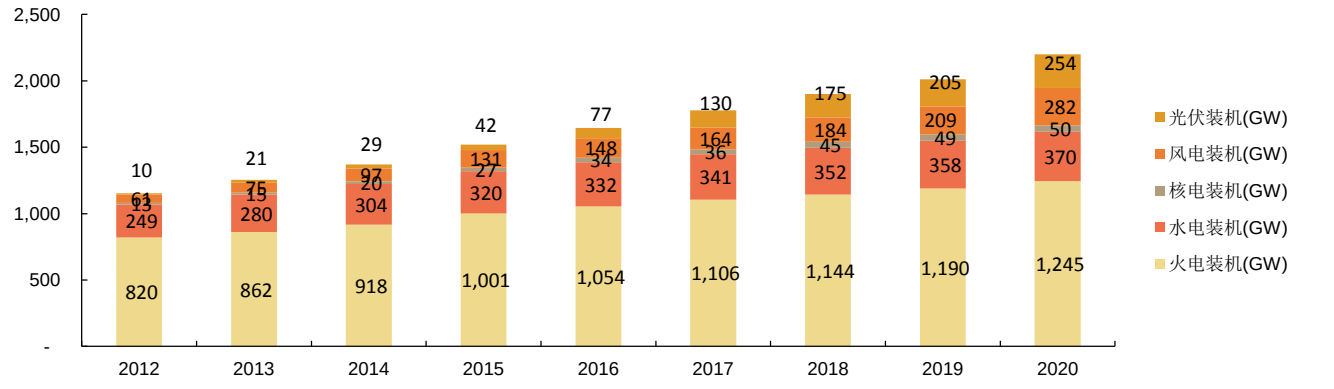
$Q=Q_1+Q_2=0.5MWh+10.875MWh=11.375MWh$

根据计算，能够完成 600MW 火电机组一次、二次调频动作的电池储能功率和容量为 18MW/12MWh，储能对应机组功率 3%，储能时长 0.67h。

在之前实际项目中，配套火电用于调频储能机组，通常按照机组额定出力 3%、电池容量按 0.5h 配置，但实际过程中遇到 0.5h 电池容量的日循环次数太多缩短电池寿命的问题，**因此我们认为未来配置额定出力 3%、放电时长 40min 的储能系统会是主要方向。**

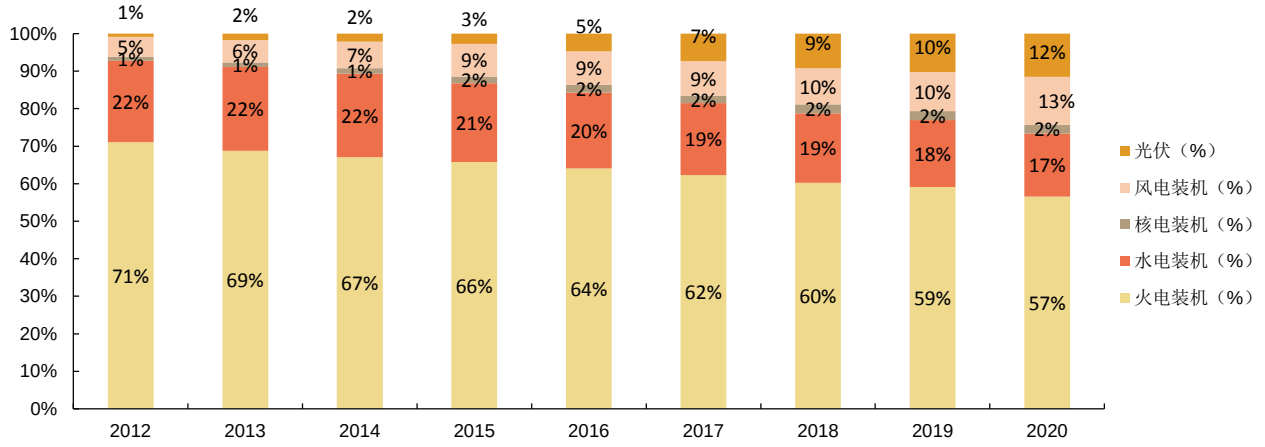
截止 2020 年底，我国各类电源总装机已达 2200GW，其中火电装机 1245GW，占比最高达到 57%，但新能源装机占比已增长至 25%。未来随着新能源占比提升，电网调频需求将进一步增加，按照我们以 600MW 火电机组一次、二次调频需求计算结果，为所有电源配置额定出力 3%、放电时长 40min 的电池储能系统，**2200GW 电源总装机需要 66GW/44GWh 的储能调频电源。根据中科院预测，国内储能调频装机量将保持 8%的年复合增速，未来年调频装机需求 1.5~2GW。**

图42：各类电源累计装机量（GW）



资料来源：Wind，申港证券研究所

图43：各类电源累计装机占比（%）



资料来源：Wind，申港证券研究所

2.5 需求测算：发电侧带动规模继续快速增长

我们对不同场景储能装机需求进行量化测算，**发电侧在政策推动下，将是驱动储能规模扩大的最快增长极。**2021、2022 年预计发电侧储能装机可达 4.6GWh、9.3GWh，而三个场景储能总需求规模达到 6.4GWh、12GWh，储能规模保持每年成倍增长。

表27：我国储能装机需求预测

类型	参数	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧	**光伏新增装机**						
	新增装机（GW）	48.2	55	60	65	70	75
	新增装机配置储能占比（%）	5%	20%	25%	30%	35%	40%
	单系统配置功率比例（%）	10%	10%	15%	20%	25%	30%
	配置时长（h）	2	2	2	2	2	2
	光伏新增装机-储能功率需求（GW）	0.2	1.1	2.3	3.9	6.1	9.0
	光伏新增装机-储能容量需求（GWh）	0.5	2.2	4.5	7.8	12.3	18.0
	风电新增装机						
	新增装机（GW）	72.4	30	32	34	36	38
	新增装机配置储能占比（%）	3%	20%	25%	30%	35%	40%
	单系统配置功率比例（%）	10%	10%	15%	20%	25%	30%
	配置时长（h）	4	4	4	4	4	4
	风电新增装机-储能功率需求（GW）	0.2	0.6	1.2	2.0	3.2	4.6
	风电新增装机-储能容量需求（GWh）	0.9	2.4	4.8	8.2	12.6	18.2
	发电侧合计-储能功率需求（GW）	**0.5**	**1.7**	**3.5**	**5.9**	**9.3**	**13.6**
	发电侧合计-储能容量需求（GWh）	**1.4**	**4.6**	**9.3**	**16.0**	**24.9**	**36.2**
电网侧	**调频储能需求**						
	新增装机（GW）	189.5	145.5	141.4	137.4	133.6	129.8

类型	参数	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
	火电-新增（GW）	55.6	45.6	35.6	25.6	15.6	5.6
	水电-新增（GW）	12.1	10.9	9.8	8.8	8.0	7.2
	核电-新增（GW）	1.2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
	光伏-新增（GW）	48.2	55.0	60.0	65.0	70.0	75.0
	风电-新增（GW）	72.4	30.0	32.0	34.0	36.0	38.0
	配置储能装机占比（%）	3%	5%	7%	9%	11%	13%
	单系统配置功率比例（%）	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	配置时长（h）	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
	新增装机-储能功率需求（GW）	**0.2**	**0.2**	**0.3**	**0.4**	**0.4**	**0.5**
	新增装机-储能容量需求（GWh）	**0.1**	**0.1**	**0.2**	**0.2**	**0.3**	**0.3**
	累计装机（GW）	2200.4	2346.0	2487.4	2624.8	2758.4	2888.1
	火电-累计（GW）	1245.2	1290.8	1326.4	1352.0	1367.6	1373.2
	水电-累计（GW）	370.2	381.1	390.9	399.7	407.7	414.8
	核电-累计（GW）	49.9	53.9	57.9	61.9	65.9	69.9
	光伏-累计（GW）	253.7	308.7	368.7	433.7	503.7	578.7
	风电-累计（GW）	281.5	311.5	343.5	377.5	413.5	451.5
	配置储能装机占比（%）	0.6%	0.8%	1.0%	1.2%	1.4%	1.6%
	单系统配置功率比例（%）	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	配置时长（h）	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
	累计装机-储能功率需求（GW）	**0.4**	**0.6**	**0.7**	**0.9**	**1.2**	**1.4**
	累计装机-储能容量需求（GWh）	**0.3**	**0.4**	**0.5**	**0.6**	**0.8**	**0.9**
	电网侧合计-储能功率需求（GW）	**0.6**	**0.8**	**1.0**	**1.3**	**1.6**	**1.9**
	电网侧合计-储能容量需求（GWh）	**0.4**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**1.1**	**1.3**
	分布式储能需求						
	分布式新增装机（GW）	16	18	20	22	24	26
	配置储能装机占比（%）	3%	5%	7%	9%	11%	13%
	单系统配置功率比例（%）	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	配置时长（h）	4	4	4	4	4	4
	新增装机-储能功率需求（GW）	**0.1**	**0.2**	**0.3**	**0.4**	**0.5**	**0.7**
	新增装机-储能容量需求（GWh）	**0.4**	**0.7**	**1.1**	**1.6**	**2.1**	**2.7**
用户侧	分布式累计装机（GW）	78.82	96.82	116.82	138.82	162.82	188.82
	配置储能装机占比（%）	0.5%	0.7%	0.9%	1.1%	1.3%	1.5%
	单系统配置功率比例（%）	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	配置时长（h）	4	4	4	4	4	4
	累计装机-储能功率需求（GW）	**0.1**	**0.1**	**0.2**	**0.3**	**0.4**	**0.6**
	累计装机-储能容量需求（GWh）	**0.3**	**0.5**	**0.8**	**1.2**	**1.7**	**2.3**
	用户侧合计-储能功率需求（GW）	**0.2**	**0.3**	**0.5**	**0.7**	**1.0**	**1.2**
	用户侧合计-储能容量需求（GWh）	**0.7**	**1.3**	**2.0**	**2.8**	**3.8**	**5.0**

类型	参数	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
合计	储能功率需求(GW)	1.20	2.80	4.98	7.96	11.83	16.69
	储能容量需求（GWh）	2.43	6.39	11.96	19.65	29.73	42.48

资料来源：申港证券研究所

2.6 光储一体收益模型将迎来变革

2.6.1 未来光储电站收益模型构成

随着储能在发电侧应用的不断推广，未来光伏电站收益模型，储能将成为不可或缺的一部分。而随着储能大量接入电网，其在调峰、调频领域发挥的作用也将成为光储新拓展的领域。我们认为未来光储收益模型需要考虑的因素主要包括以下：

- **弃光率对 IRR 的影响。**虽然 2019、2020 年全国弃光率都控制在 2%，但 20Q4 光伏大规模装机，以及未来对于新能源作为电网主力的定位，都将大幅提升光伏、风电装机占比，控制弃光率的压力越来越大。
- **储能对降低弃光率起到积极作用。**按照我们的测算，配置 10%功率比例、2 小时充放电时长的储能系统，可以应对 5%以内的弃光，通过调峰降低弃光率。
- **储能额外容量参与调峰。**典型光伏电站储能参与方式为每天一充一放，如果弃光率较低，储能容量除了消纳弃光外剩余部分可以参与调峰，获取额外电力辅助服务收益。
- **储能非调峰时段参与调频。**在非调峰时段，如果电池储能能够响应电网 AGC 指令，参与补偿费用相对较高的调频服务，可以获取额外电力辅助服务收益。
- **出售碳排放指标获得收益。**随着碳中和目标推进、全国性碳交易市场建设，未来清洁能源发电机组如果认证为 CCER 机组，可以出售 CCER 获得收益。

图44：光储一体电站收益模型构成示意图



资料来源：申港证券研究所

2.6.2 光储一体经济性分析

我们以 2020 年全国平均情况作为模型输入条件：全年利用小时数 1160 小时，弃光率 2%，平均燃煤标杆上网电价 0.36 元/kWh，考虑近期组件价格上涨，假设电站造

价 3.9 元/W。

表28：光储一体模型主要假设参数

类别	参数	设置值	单位	备注
光伏电站	装机容量	100	MW	
	利用小时数	1,160	h	2020 全国平均光伏利用小时数
	弃光率	2%	百分比	
	上网电价	0.36	元/kWh	全国平均燃煤标杆上网电价
	光伏电站单位投资	3.90	元/W	
	项目运营期限	25	年	
	固定资产残值率	5%	百分比	
储能系统	储能配置比例	10%	百分比	
	储能功率	10	MW	
	日储能能力-放电时间	2	小时	
	储能容量	20	MWh	
	循环次数	5000	次	按磷酸铁锂平均次数计算
	年运营天数	350	天	假设每年 15 天用于检修
	储能单位投资	1.89	元/Wh	
	电池残值	5%	百分比	
	调峰补偿标准	0.6	元/kWh	
	调频补偿标准	6	元/MW	
	参与调频时间占比	50%	百分比	
碳排放收益	CCER 项目开发费用	20	万元	项目开发到减排签发 8-12 个月，费用 10-20 万元
	碳排放基准	0.877	tCO2/MWh	采用 2019-2020 年碳排放基准值，300MW 以上常规燃煤机组数据
	CCER 价格	31.1	元/tCO2	根据 2021-3-1 碳市场平均价格

资料来源：申港证券研究所

通过我们的模型分析，虽然加装储能后，电站收益率出现下滑，但当储能参与电网调峰、调频服务后，系统收益率已大幅提升并超过无弃光时的光伏电站收益率，再叠加碳排放收益，综合光储一体化电站收益可提升 1.2 pct。

表29：光储一体模型收益构成改变时 IRR 变化（弃光率 2%）

收益模型构成		变动		来源		全投资 IRR
光伏电站					=	7.74%
+ 有弃光	+	-0.24%	（弃光）		=	7.50%
+ 储能消纳弃光	+	-0.93%	（加储能仅消纳弃光）		=	6.57%
+ 储能消纳弃光+调峰	+	0.63%	（储能调峰）		=	7.20%
+ 储能消纳弃光+调峰+调频	+	0.75%	（储能调频）		=	7.95%
+ 储能消纳弃光+调峰+调频+碳排放收益	+	0.96%	（碳排放收益）		=	8.91%

资料来源：申港证券研究所

如果面临更高的弃光率，配置同样比例的储能电池，考虑储能参与调峰、调频，以及碳排放交易收益，可以超过初始电站收益率。设置弃光率 5%时，弃光造成的 IRR 降低达 0.59 pct，配置 10%的电池储能，在消纳弃光后容量所剩无几，因此能够参与调峰容量较小，此部分收益较少，叠加调频、碳排放收益可以将收益率提升至

8.33%，较初始电站状态 IRR 提升 0.6 pct。

表30：光储一体模型收益构成改变时 IRR 变化（弃光率 5%）

	收益模型构成		变动幅度	来源		全投资 IRR
	光伏电站	+			=	7.74%
+	有弃光	+	-0.59%	（弃光）	=	7.15%
+	储能消纳弃光	+	-0.67%	（加储能仅消纳弃光）	=	6.48%
+	储能消纳弃光+调峰	+	0.16%	（储能调峰）	=	6.64%
+	储能消纳弃光+调峰+调频	+	0.74%	（储能调频）	=	7.38%
+	储能消纳弃光+调峰+调频+碳排放收益	+	0.95%	（碳排放收益）	=	8.33%

资料来源：申港证券研究所

我们认为未来提升光储一体电站的收益率主要途径有两条：

1）**分母端：持续降低系统造价。**在规模化和技术进度共同作用下，光伏系统、电池组保持了每年 10%以上的成本下降，按照此速度，未来需要 2~3 年，配置 10%储能的光伏发电项目即可实现平价，降本实现收益模型分母端降低。

2）**分子端：拓展电站收益来源。**配置储能仅仅用来改善弃光、弃风，对于储能容量未能实现完全利用，随着电力辅助服务市场的进一步完善，让储能更多参与电网调峰、调频服务，获得服务补偿费，并且在碳排放交易市场搭建完善后，出售碳排放指标获得收益，打通多种收益来源，提升收益模型分子端。

3. 他山之石：欧美储能应用启示

3.1 欧美储能已经逐渐发展成熟

3.1.1 新能源发展提供储能发展机遇

近年来，随着全球对环境的关注，各国的政策都显示出对新能源的偏移和重视。**随着各国新能源装机量的大幅提升，其储能装机量也有大幅度的增长。**新能源以风电和光伏为代表，具有间断式供应的特点，波动性较大，无法保证持续功能，这催生了储能需求。储能能够将能源在生产时多余的部分储存起来，在停产时将储存起来的能量释放，提高了新能源的持续性。

全球新能源装机占比持续增长，英国领跑能源结构性改革。2018~2019 年，英国的新能源发电量占全国总发电量的比例超过 30%，2019 年新增储能与新能源的比例为 18.5%，大幅领先其他国家。2008 年，英国颁布《2008 气候变化法案》，使英国成为世界上第一个为减少温室气体排放、适应气候变化而建立具有法律约束性长期框架的国家。

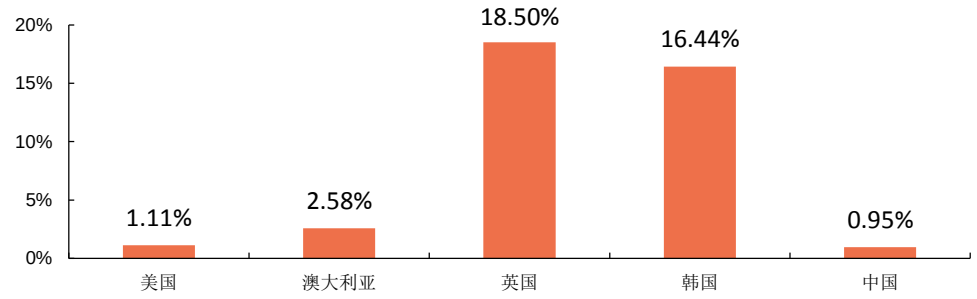
表31：2018 年-2019 年五国新能源发电量与总发电量之比

	2018 年	2019 年
美国	10.13%	11.13%
澳大利亚	12.24%	15.50%
英国	31.39%	35.03%
韩国	4.03%	4.99%

	2018 年	2019 年
中国	8.88%	9.76%

资料来源：BP，申港证券研究所

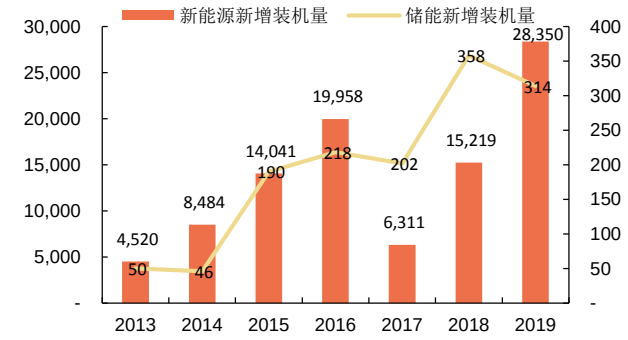
图45：2019 年各国新增储能占新能源的比例



资料来源：BNEF，申港证券研究所

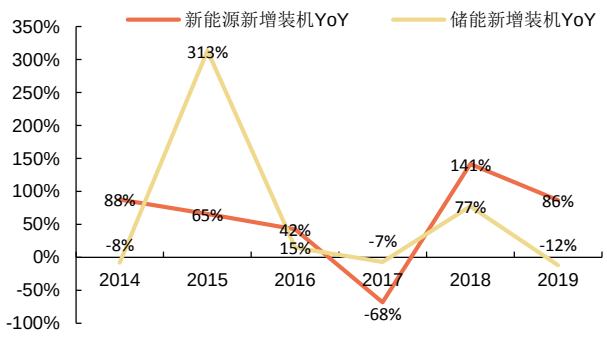
美国储能市场发展较为成熟，已实现储能随新能源需求自动调整。**美国的新能源发展较早，增幅较大。2019 年新能源新增装机量达 28.35GW，较 2013 年增长 527%。**受美国政策推动和市场机制的引入，其储能新增装机量实现大规模上涨，**2019 年美国储能新增装机量达 314MW，较 2013 年增长 528%。2015 年，储能新增装机实现较大飞跃，之后随新能源装机量变化呈线性关系。**

图46：美国新能源和储能新增装机量（单位：MW）



资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

图47：美国新能源和储能新增装机量 YoY 变化

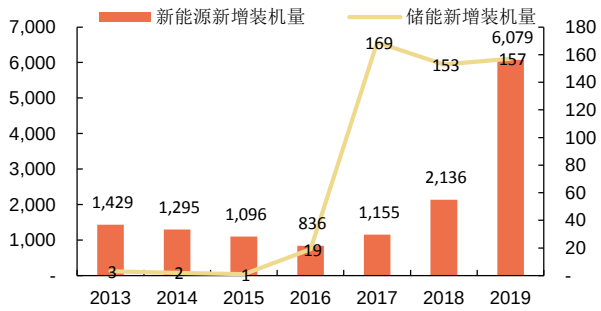


资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

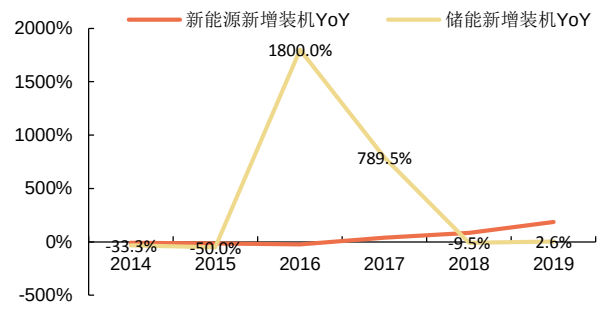
政策鼓励和监督驱动下，澳大利亚储能产业实现快速发展。澳大利亚具有丰富的风能、太阳能和核能等资源，新能源装机量占总装机量 15.5%，能源结构已经发生变化。2016 年 9 月，南澳大利亚州发生大范围停电事故，引起该国对储能的重视。2017 年，各州政府相继推出一系列资金扶持性措施推动储能示范性项目的建立，该年储能新增装机较 2016 年增长近 8 倍，并逐年趋于稳定。

图48：澳大利亚新能源和储能新增装机量（单位：MW）

图49：澳大利亚新能源和储能新增装机量 YoY 变化



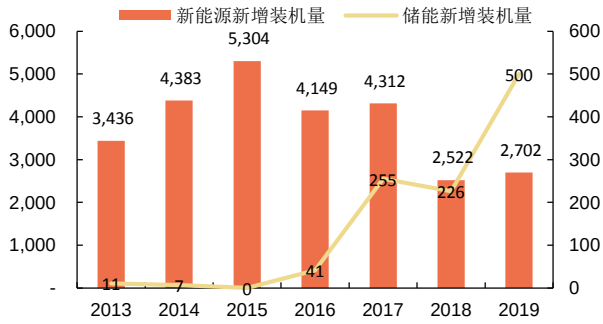
资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所



资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

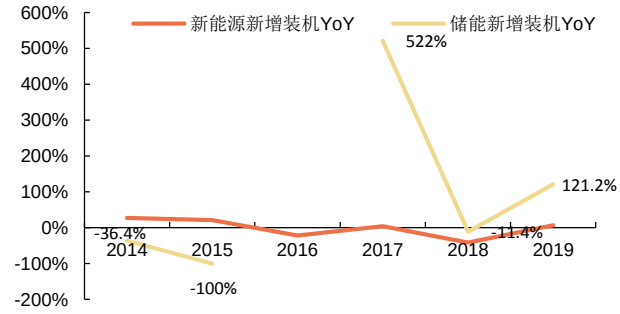
英国新能源和储能发展不同步，储能市场规模自 2017 年迎来快速增长。欧洲对新能源的发展较为重视，以英国为代表，其新能源装机量处于世界前列。2016 年以来，英国大幅度推进储能相关政策及电力市场规则的修订工作，确保储能市场的大规模发展。同时，英国取消光伏发电补贴政策，客观上刺激了用户侧储能的发展。因此，英国储能装机量不断上涨，2019 年新增装机 500MW，较 2013 年实现了 44.5 倍的增长，已初步实现随新能源装机需求而调整储能需求。

图50：英国新能源和储能新增装机量（单位：MW）



资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

图51：英国新能源和储能新增装机量 YoY 变化

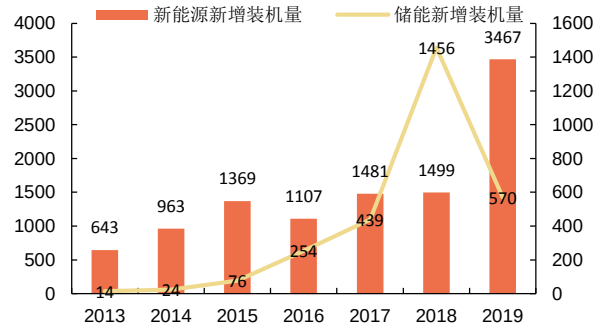


资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

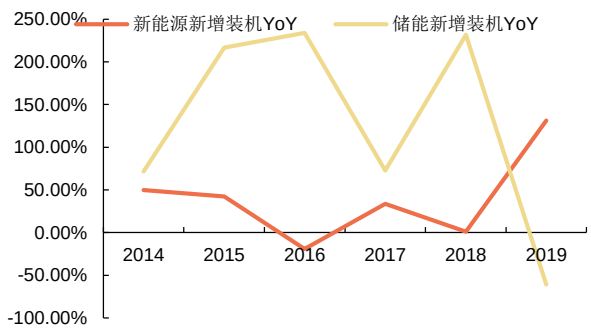
韩国的新能源和储能实现了同时同步发展，规模较小但增长较快。韩国新能源装机量逐年稳步提升，2019 年相比 2013 年增长 444%。自 2016 年起，韩国的储能行业实现较大增长。受新能源装机需求的推动，2018 年，韩国的储能装机量达 1456MW，较 2013 年增长 103 倍，LG 化学公司、三星 SDI 公司等积累了较好口碑。2018 年 5 月至 2019 年 12 月，韩国储能行业共发生 27 起严重火灾，导致韩国 2019 年储能装机量大幅下降。

图52：韩国新能源和储能新增装机量（单位：MW）

图53：韩国新能源和储能新增装机量 YoY 变化



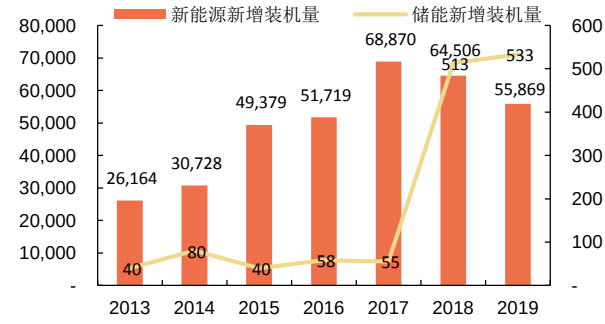
资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所



资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

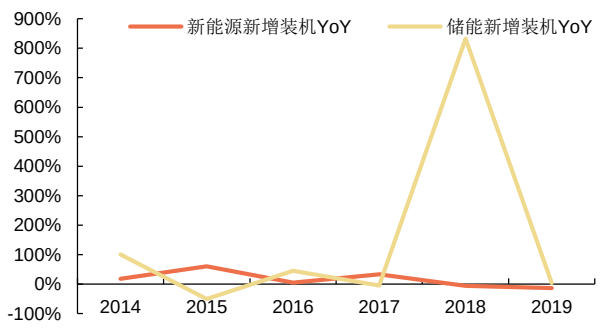
中国光伏近年发展速度加快，储能仍处于起步阶段。中国的风电行业发展较早，已形成一定规模。近十年来，光伏行业迅速发展，使新能源装机量不断攀升。2019 年新增装机 55.87GW，较 2013 年增长 113.53%。中国的新增储能在 2018 年有了较大的增长，较 2017 年增长超过 8 倍。但是，中国的储能产业仍处于起步阶段，2019 年新增储能只占总新增装机量的 0.95%，储能产业仍有较大的成长空间。

图54：中国新能源和储能新增装机量（单位：MW）



资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

图55：中国新能源和储能新增装机量 YoY 变化

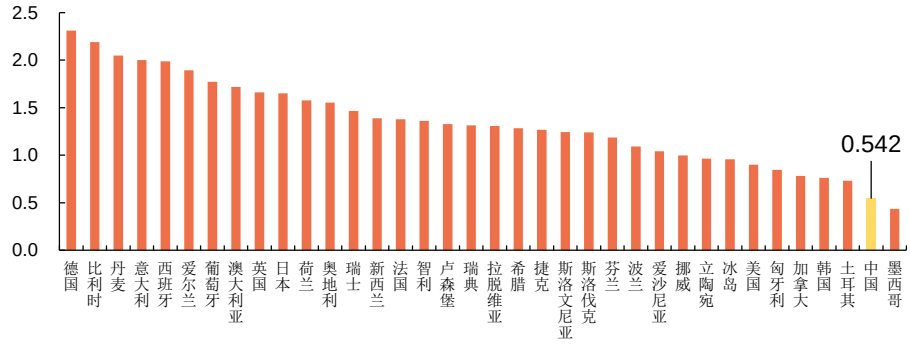


资料来源：IRENA，BNEF，申港证券研究所

3.1.2 我国电价水平较低影响储能盈利能力

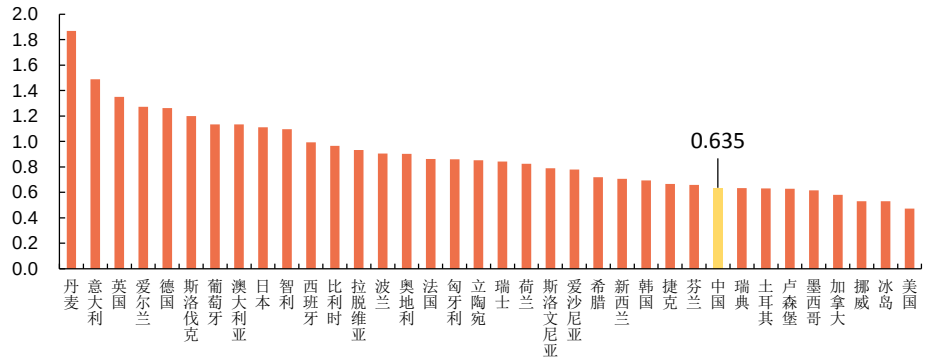
从全球范围看，我国电价处于较低水平。与可获得数据的 35 个 OECD 国家相比，我国居民电价位列倒数第二，仅为 0.542 元/kWh；工业电价位列倒数第九，为 0.635 元/ kWh，远低于丹麦、意大利等欧洲发达国家。**而储能收入端受电价水平决定，较低的电价使得我国储能应用场景受限，需要进一步提升降本能力，才能保证有稳定的盈利能力。**

图56：2019 年世界各国居民电价（元/kWh）



资料来源：国家电网，申港证券研究所

图57：2019 年世界各国工业电价(元/kWh)



资料来源：国家电网，申港证券研究所

3.1.3 用户承担是国外电力辅助服务主要方式

欧美发达国家在电力辅助服务领域经过多年建设，形成了各自体系。美国 PJM 辅助服务市场是全球电力辅助服务市场领域较成熟的案例，PJM 辅助服务将电能量与调频、备用联合出清，以达到成本的最小化。PJM 市场能够每 5 分钟进行一次联合出清，产生节点边际电价、调频服务的里程价格和容量价格、同步备用出清价、非同步备用出清价，负荷服务商(Loading-serving entities，LSE)有义务根据其占总负荷的比例购买调频和备用服务。**PJM 辅助服务市场将电力现货与辅助市场联系起来，并且传导至电力用户进行费用分摊，使得市场得以有效运行并产生效益。**

表32：美国 PJM 辅助服务市场要素

辅助服务类型	产品类型	服务商	响应时间	需求量	交易方式
调频辅助服务	基于传统调频信号（RegA）	爬坡速率受限的资源，如蒸汽机组、燃气轮机、水电机组等	5min 之内	峰段 800MW，谷段 525MW	PJM 统一购买，双边交易
	基于动态调频信号（RegD）	能量受限资源，如电池、飞轮等	几秒开始响应，能在 1~2min 内达到指定出力		
备用辅助服务	同步备用	与系统同步运行的发电机组	10min 之内	初级备用=150%*系统最大单一故障 同步备用=系统最大	
	非同步备用	与系统非同步运行，但			

能在 10min 内投运的发电机组	单一故障

资料来源：华南理工大学，申港证券研究所

除了 PJM 辅助服务市场，其他国家也建立了辅助服务市场：

- **英国电力辅助服务市场：**英国电力市场包括远期合同（电能量市场）、短期现货（电能量市场）、平衡机制（辅助服务），辅助服务包括调频、备用、无功调节和黑启动，主要通过招标和签订双边合同方式获取，有发电企业和电力用户共同承担。
- **北欧辅助服务市场：**辅助服务包括频率控制备用、频率恢复调频、替代备用、电压控制、黑启动等，通过双边协商或公开竞标以长期合同方式获得，费用由用户侧分摊。
- **澳大利亚辅助服务市场：**提供的辅助服务包括频率控制、网络支持控制辅助服务，其中频率控制采用招投标，网络支持控制服务采用签订长协方式，费用有发电企业和用户共同承担。

综合对比，我国与国外电力辅助服务市场存在以下主要不同：

- **调峰在国外一般不作为辅助服务品种出现。**我国电价体系仍然偏计划性质，将调峰列为服务内容，而国外调峰主要通过电力现货市场价格发展作用实现，因此调峰在国外一般不作为辅助服务品种出现。
- **在国外电力用户承担部分或全部辅助服务费用。**我国电力服务辅助补偿费用主要由发电企业承担，2019H1 火电、风电、水电在电力辅助服务费用分摊分别占比 56%、24%、8%。而国外主要由电力用户承担此费用。

3.2 美国：政策+技术实现储能规模化

美国的储能产业开发早于中国，目前主要通过市场化和优惠政策已经实现了储能的规模化。从 2007 年开始，美国就对储能进行了市场化探索。从电力公司和零售商支付大客户利用储能来替代电网调峰费用开始，到电力零售市场的服务补偿机制，最后制定出了一套适用于储能市场化的市场规则，一步步完善储能行业的商业化探索道路。

表33：美国储能市场化政策

法令/案	内容
2007 年 890 号法令	为储能进入电能批发市场提供制度保障
2008 年 719 号法令	
2011 年 745 号法案	电力公司和零售商支付大客户利用储能来替代电网调峰的费用
2011 年 755 号法令	制定电力零售市场调频辅助服务按效果付费补偿机制
2013 年 784 号法令	提出输电网运营商可以选择从第三方直接购买辅助服务以及电储能提供辅助服务的结算机制
2013 年 792 号法案	解决储能并网的程序问题，首次将储能定义为小型发电设备
2018 年 841 号法令	要求 RTOs 和 ISOs 制定出一套适用于储能参与其运营的电力批发市场的市场规则

资料来源：《美国电化学储能产业政策分析及对我国储能产业发展的启示与建议》，申港证券研究所

美国对储能的优惠政策分为补贴支持和税收减免，持续为企业减负，为行业赋能。

1) 2009 年美国通过复苏与再投资法案，利用 1.85 亿美元资助 16 个储能示范项目；
2) 能源部资助计划主要针对储能研发与示范项目提供资金支持，2020 年约 6687 万美元；
3) 发布一系列《可再生与绿色能源存储技术方案》，给电网规模储能投资提供 15 亿美元的税收优惠；
4) 投资税收抵减和五年期加速折旧政策，投资税收抵免覆盖与可再生能源进行配套的储能容量，允许储能项目按 5~7 年的折旧期加速折旧；
5) 2019 年发布《储能税收激励与部署法案》，允许为独立储能系统提供类似的投资税收抵减。

提出价格相关产业发展目标，具体化应用场景。2020 年 12 月，美国能源部首次发布《储能大挑战路线图》，旨在加速下一代储能技术的研发、制造和应用，并建立美国在储能领域的全球领导地位。路线图按照各种工业文献中指出的技术水平，提出了一些价格相关的产业发展目标，从驱动力和价格目标两方面积极具体化应用场景，实现储能的进一步市场化。

表34：美国储能六大应用场景和价格目标

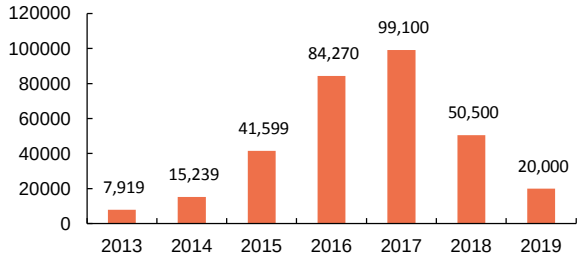
促进电网发展		移动设备电气化	
驱动力	价格目标	驱动力	价格目标
• 新材料的使用 • 用户需求增加	• 储能平准化成本降至$0.03~0.05/kWh • 储能系统成本降至$200/kWh	• 降低制造成本 • 提升电池性能	• 电池包生产成本$80/kWh • 存储资本支出每年$104/kW
关键服务		**服务偏远社区**	
驱动力	价格目标	驱动力	价格目标
• 灾害等导致停机	• 为保障可靠性每年支出$77/kW • 为发电机备份每年支出$1392/kW	• 燃料运输导致的电力溢价 • 燃料供应中断	• 供电价格$65/MWh
相互依存的网络基础设施		**设施灵活性、效率和增值**	
驱动力	价格目标	驱动力	价格目标
• 电网相互依存导致的功能和服务丧失将产生长远的成本和影响	• 存储资本支出$77/kW	• 增强业主、运营方和终端用户的整体设施价值	• 商业和居民建筑价格$85/kWh、每年$52/kW • 用电大户每年$20~$50/kW

资料来源：赛迪工业和信息化研究院，申港证券研究所

3.2.1 加州政策目标清晰，市场调度合理，率先完成储能市场规模化

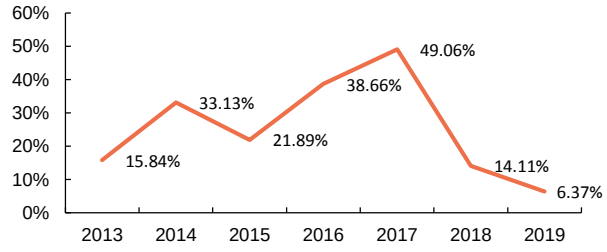
由于各州资源、特点和电力市场的规则不同，其储能市场的发展有差异，储能政策也有差异。加利福尼亚州电力市场是储能能量规模最大的地区，2013 年至 2019 年加州储能新增装机量占美国储能新增装机量的比例平均超过 25%。

图58：2013~2019 年加州储能新增装机量（单位：KW）



资料来源：BNEF，申港证券研究所

图59：2013~2019 年加州占美国储能新增装机量的比例



资料来源：BNEF，申港证券研究所

政府推进储能市场化进程，电网总体协调与用电预测为电力灵活调度赋能。加州在产业政策上出台法案，规定 2030 年可再生能源发电 60%，2045 年可再生能源发电 100%。由于需求供给不平衡，电力安全供应难等问题，对储能提出了新的要求。加州要求三家公用事业公司实现 2020 年储能装机 1.8GW 的目标，并要求所有公用事业公司纳入综合资源计划进行统筹规划。

表35：2010~2019 加州主要有关储能目标政策汇总

年份	内容
2013 年	要求三家公用事业公司在未来 10 多年完成 1.3GW 储能的采购和安装
2016 年	要求三家公用事业公司实现 2020 年储能装机 1.8GW，并将储能纳入综合资源计划进行统筹规划
2019 年	规定 2030 年全州可再生能源发电占比为 60%，在 2045 年实现电力需求 100%由可再生能源与零碳能源供应

资料来源：北极星储能网，申港证券研究所

实时市场调度、需求响应系统配置使成熟的电力市场成为可能。2014 年，加州建立新的实时市场，允许电网运营商将能量转移到更大的地理区域以及不同的时区，安排使用成本较低的可再生能源，满足更大地区的用电需求。创建净负荷曲线，预测负荷和预期用电量之间的差值；增加能源储存、能源效率和需求响应系统，匹配能源生产时间的使用时间率。

储能市场中，各类型的储能设施可同时参与日前和实时能量、调频、旋转备用等多个电力市场获取收益。加州电网侧储能项目通过调频与能量收益盈利，用户侧储能主要通过分时电价、激励补贴与电力市场等方式获取收益，其中用户激励补贴是推动用户侧储能发展的重要因素。

3.2.2 三种资源模型参与交易 DER 技术成为研究热点

为方便储能装置参与电力市场交易，CAISO 定义了三种资源模型：**代理需求响应资源（PDR）、分布式能源（DER）和非发电资源（NGR），这类辅助服务资源可获得容量费和调用的能量费。**

表36：PDR、DER、NGR 参与电力市场交易的性能要求对比

参与市场的资源模型	代理需求响应资源（PDR）	分布式能源（DER）	非发电资源（NGR）
关于资源模型	根据价格信号自主降低负荷，并在电力	多个分布式能源以聚合的形式	输出容量范围可以从负到正进

参与市场的资源模型	代理需求响应资源（PDR）	分布式能源（DER）	非发电资源（NGR）
的描述	批发和辅助服务市场参与竞标	作为一个单独的“虚拟”单元参与电力市场交易	行连续不间断调节的模型
可参与的市场	日前和实时能量市场； 日前和实时旋转/非旋转备用市场	日前和实时能量市场； 日前和实时旋转/非旋转备用市场	日前和实时能量市场； 日前和实时旋转备用/非旋转备用市场以及上调频和下调频； 日前和实时上调频和下调频
容量聚合要求	能量市场：要求具有最低 100 kW 的容量，并能够在竞标时段内一直持续输出 辅助服务市场：要求具有最低 500 kW 容量， 在日前能量市场能够持续输出 60 min， 在实时能量和旋转备用 / 非旋转备用市场能够持续输出 30 min； 小于最低容量要求的负载可以用聚合的形式来达到容量要求， 参加聚合的容量可以不从属于一个运营商	最低聚合容量不小于 0.5 MW； 在为网络中多个节点提供 旋转备用时，最低聚合容量 不小于 20 MW； 对于参加聚合的每个单独 分布式资源，其容量不超过 1 MW，且分布在同一个负荷聚合点	最低容量要求为 500 kW
计量与遥测要求	能量市场： 1）10 MW 以下无需遥测； 2）每 4 s 提供状态信息； 3）每 5 min 更新状态 辅助服务市场（旋转和非旋转备用）： 1）无论任何容量都需要遥测； 2）每 4 s 提供状态信息； 3）每 1 min 更新状态	能量市场： 10 MW 以下无需遥测 辅助服务市场（旋转和非旋 转备用）： 1）无论任何容量都需要遥测； 2）每 4 s 提供状态信息	能量市场： 1）10 MW 以下无需遥测； 2）每 4s 提供状态信息； 3）每 5 min 更新状态 辅助服务市场（旋转和非旋转备用，调频）： 1）无论任何容量都需要遥测； 2）每 4 s 提供状态信息； 3）每 4 s 更新状态

资料来源：《美国加州分布式储能参与电力市场分析》，申港证券研究所

分布式储能具有规模小、分布散的特点，多点聚合成为分布式储能发展的趋势之一。DER 形式可以聚合任意形式的分布式资源。分布式资源供应商（DERP）只能通过调度协调员在批发能量市场和辅助服务市场进行竞标。当 DERP 的聚合资源跨越多个定价节点时，调度协调员需要聚合每个节点的资源份额。美国加州独立系统运行机构(CAISO)会针对聚合层面发布调度指令，由 DERP 将这些指令分解到 DERs。DERs 在定价节点级别提供一个与调度指令一致的净响应。

DER 目前参与比较有限，面临多方面障碍。在经济效益方面，DER 净收入较低，预测设备、监控设备等设备的大量投入提高了成本。其他两个模型由于具有较高的收益，对 DER 构成竞争。在技术方面，每个 DER 都要配备表计或相关设备，提供辅助服务时，必须安装能够每隔 1min 传送数据的遥测系统。此外，还要解决电网末端双向流动带来的电力供需平衡问题。

3.2.3 用户端受政策影响较大

用户端储能发展受补贴政策影响较大，补贴政策力度逐渐减小，市场长期发展趋好。加州在 2001 年推出自发电激励计划（SGIP 计划），并在 2008 年将储能纳入该计划中。该计划使用户自发电能够得到补贴，鼓励储能的发展。2016 年，加州公共事业委员会将补偿分阶段逐渐降低；2017 年，加州政府发布投资税收减免政策，由光

伏充电的储能项目可按照储能设备投资额的 30%抵扣应纳税。2020 年，新装居民及商业用户光伏设备减免比例降为 26%，2021 年降至 22%。从 2022 年开始，仅商业用户光伏设备可享受 10%的减免比例。

3.2.4 技术为科学调峰赋能

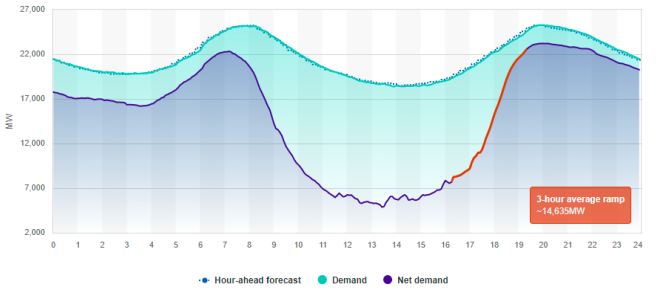
CAISO 建立了综合能源管理平台，联合了加州的各类发电厂和州政府，预测并实时更新加州用电的需求以及储能的可用供给量，计算出用电的净需求。同时提供各类能源的发电数据以及可再生能源的发电数据，使数据使用者对加州的储能发展、能源结构、新能源发展情况有了进一步的认知。同时，**通过预测未来峰值变化，变被动调峰为主动调峰，优化了储能配置，提高了储能利用率。**

图60：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的需求预测数值图



资料来源：CAISO，申港证券研究所

图61：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的需求预测曲线图



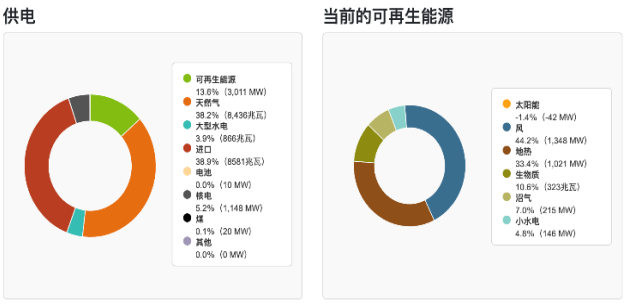
资料来源：CAISO，申港证券研究所

图62：2021 年 3 月 26 日晚 23：40 CAISO 的供给数值图



资料来源：CAISO，申港证券研究所

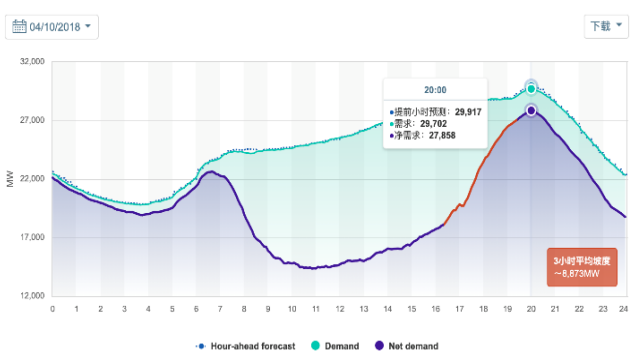
图63：2021 年 3 月 26 日 CAISO 的供电及可再生能源比例图



资料来源：CAISO，申港证券研究所

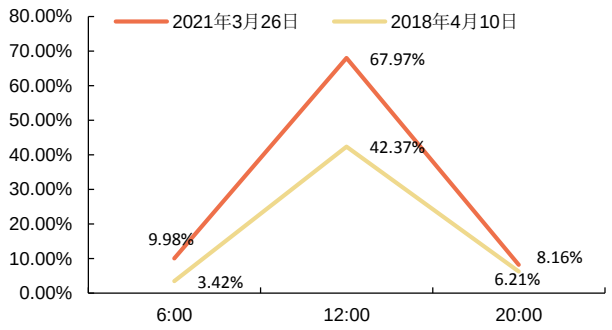
加州风电和光伏发电比例增长迅速，储能应用规模增大。CAISO 还可以自动生成当日实际用电需求曲线以及除去风电和光伏发电后的净需求曲线。在每日 8 至 17 点，新能源发电主要由光伏提供。在太阳落山后，新能源发电主要由风电提供。从时间进行纵向对比，2021 年相比 2018 年，风电和光伏发电占比有了明显的上涨，正午 12 点的占比从 42.37%上涨至 67.97%，对储能应用的需求进一步提高，规模也进一步扩大。

图64：2018 年 4 月 10 日 CAISO 用电需求走势曲线图



资料来源：CAISO，申港证券研究所

图65：2018 年和 2021 年风电和光伏发电占比图



资料来源：CAISO，申港证券研究所

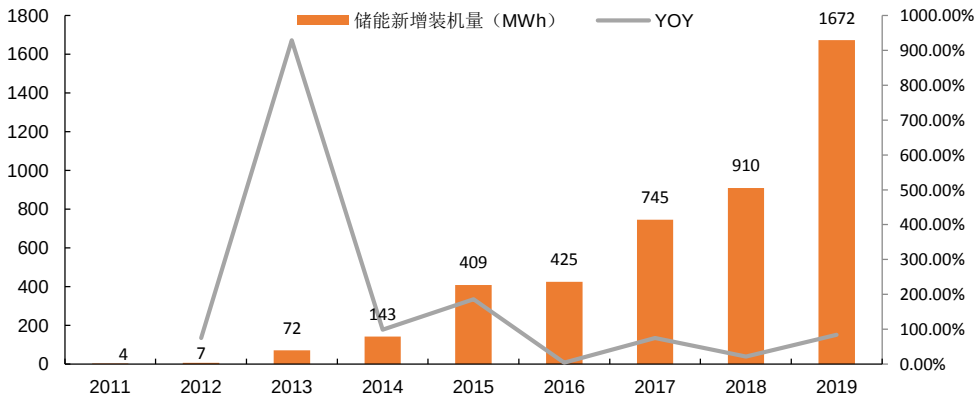
我国在新能源政策方面，有望加大储能补贴以及对负荷预测有关技术的投入力度。在“十四五”规划纲要草案中，明确提出建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提出要加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，将促进国家新能源及储能的发展。我国可以加大对技术的研发力度，借鉴 CAISO 的模式，实时对国内电力供应、需求负荷进行监测，在大量数据积累基础上实现出力、负荷预测，提升电力系统运营效率及储能使用率。

3.3 欧洲：用户侧成熟度极高

3.3.1 家用储能获得高速发展

过去十年，欧洲储能市场取得了显著增长，每年新增装机量快速提升。2011 年，欧洲新增装机量仅为 4MWh，储能市场雏形初现。2019 年，新增装机量跃升至 1672MWh，相对 2018 年同比增长 83.74%。

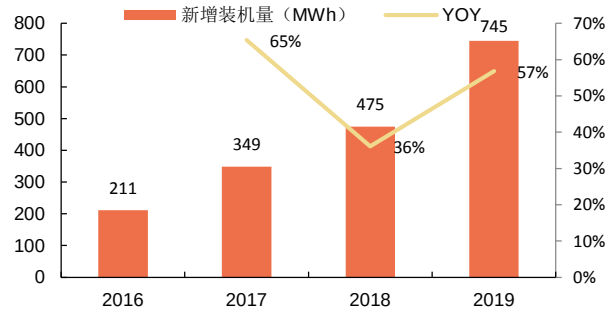
图66：2011-2019 欧洲储能新增装机量（MWh）



资料来源：BloombergNEF，申港证券研究所

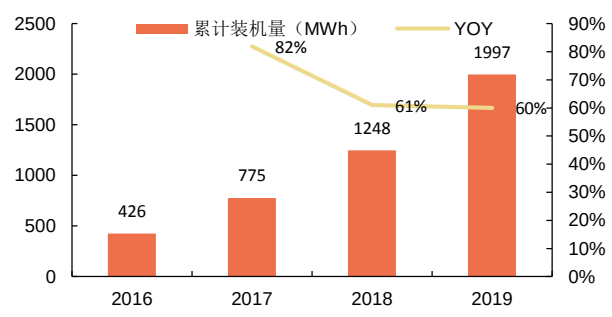
随着欧洲各国加速能源结构调整，家用储能市场快速发展。目前，欧洲已成为全球最大的家用储能市场。根据 SolarPower Europe 数据显示，2019 年欧洲家用储能新增装机量达到 745MWh，同比增长 57%；累计装机量达到 1997MWh，同比增长 60%。

图67：2016-2019 欧洲家用储能新增装机量（MWh）



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

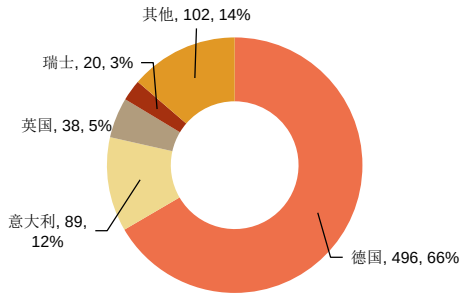
图68：2016-2019 欧洲家用储能累计装机量（MWh）



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

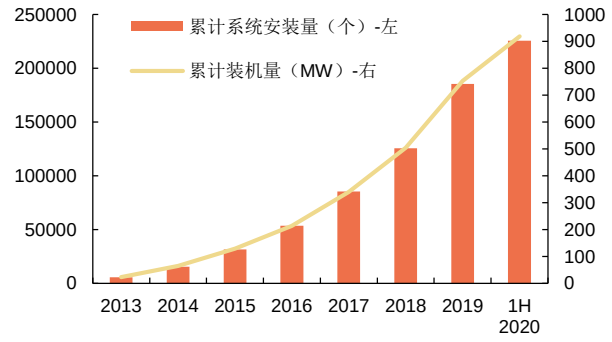
德国是欧洲家用储能市场领导者，2019 年新增装机量占比达到 66%。虽然受到新冠疫情影响，德国家用储能市场在 2020Q1 仍保持较好增势，累计装机即将突破 1000MW。

图69：2019 年欧洲家用储能市场格局



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

图70：德国家用储能市场不断发展



资料来源：BNEF，申港证券研究所

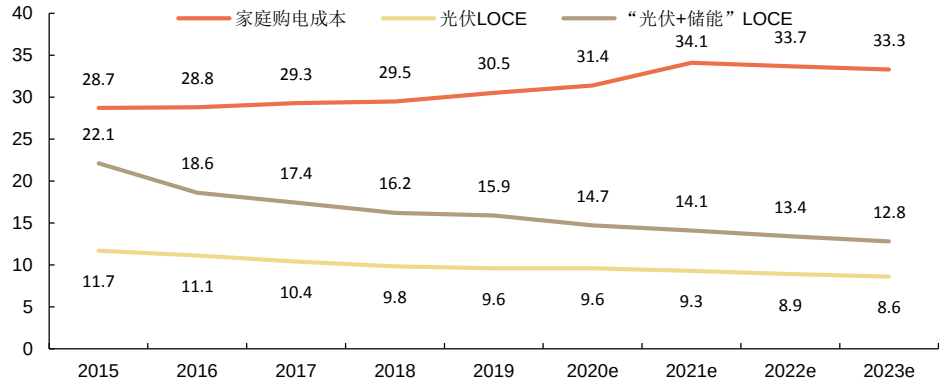
3.3.2 “光伏+储能”模式凭借经济性优势提升规模

欧洲用户侧主要存在三种用电方案：

- **完全电网购电：**没有安装屋顶光伏和储能系统，电力需求完全从电网采购。
- **仅安装光伏系统，未安装储能系统：**自发自用比例仅占 20-35%，午间光伏高发电量时将过剩电力卖回给电网，夜间光伏不工作时从电网回购部分电力。
- **“光伏+储能”配套使用：**自发自用比例提升至 60-90%，将午间富余电力卖回给电网。

随着欧洲居民电价上涨，光储成本下探，光储配套经济性日益显著。德国、意大利、英国、瑞士等欧洲发达国家购电成本高昂，且呈现持续上升的趋势。以德国为例，家庭购电成本从 2015 年的 28.7 欧分/kWh 上升至 2019 年的 30.5 欧分/kWh，且在未来预期继续上涨。与此同时，光伏与“光伏+储能”的 LCOE 不断下降，光伏配套、电力自发自用模式的经济性越来越显著。

图71：德国居民电价与光储成本（欧分/kWh）



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

此外，“光伏+储能”模式带来更多灵活性，促进光储领域创新商业案例的出现。不同设备与虚拟电厂（VPP）的结合，为家用储能市场带来更多价值创造途径。

3.3.3 多样化政策出台带动欧洲光储发展

2019 年，欧盟出台 CEP（Clean Energy Package）计划，提出欧洲能源政策最新框架。CEP 计划包括 8 项立法法案以及旨在促进清洁能源过渡的各项措施，其中 2019/943 法规与 2019/944 指令特别提到，**将大力支持家用储能市场发展，消除发展中可能存在的财务障碍。**

CEP 计划之外，各国出台多样化政策促进家用储能发展。常见政策包括对终端消费者进行直接财务激励、对储能系统实施税收减免、拨款进行建筑综合改造，低成本装配家用储能系统等。

其中，**现金补贴是支持家用储能系统部署最快速且最直接的方式，通过减少储能系统安装成本，鼓励光伏客户配套储能系统。**实践表明，定额补贴（例如 2000 欧元/光储系统）激励效果不佳，更有效的补贴可以分为基准补贴与基于容量（例如 200 欧元/kWh）的变动部分。目前，德国、意大利、奥地利、比利时等国家均实施该项政策。

表37：欧洲部分国家储能相关政策

国家	政策内容
德国	德国 16 个州中，10 个州实施基于容量的直接财务补贴政策。补贴力度通常为 200-300 欧元/kWh
意大利	一旦住户接受房屋改造，可以免费安装光伏系统与储能系统
瑞典	预计自 2021 年起向安装家用储能系统的个人提供税收减免

资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

此外，光伏行业发展初期，欧洲各国出台大量补贴政策以推动行业迅速发展。常见政策包括上网电价补贴政策（Feed-in tariff，FIT）与净计量政策（Net-metering，NEM）等。随着光伏行业不断成熟，欧洲电力市场由政策化逐步向市场化发展，各国的 FIT 和 NEM 政策正逐步到期或削减。**储能的推广应用可以减少行业对光伏补贴政策的依赖，“光伏+储能”模式有望得到进一步推广。**

表38：欧洲部分国家光伏相关政策

国家	政策类型	政策细节	未来变化
德国	Feed-in tariff	20 年合约期限，适用于 10kW 以下的光伏系统；补贴力度逐步削减	预计对该政策进行进一步修订
意大利	Net-billing	仅涵盖部分零售电价中包含的费用和税收	预计 2025 年前停止执行该政策
荷兰	Full net-metering	适用于 15kW 以下的光伏系统	预计自 2023 年起停止执行该政策

资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

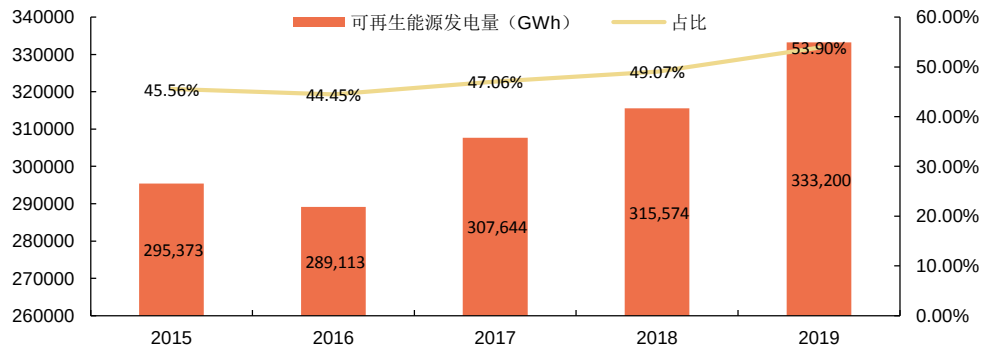
3.3.4 德国：引领欧洲储能市场

德国是用户侧储能发展最为成熟的国家之一，其中家用储能是德国储能市场的主要构成部分。据 BNEF、SolorPower Europe 数据统计，2019 年德国储能新增装机量为 910MWh，其中家用储能新增装机量达到 496MWh，占比 54.51%。

德国家用储能市场发展成熟的主要原因包括**高比例的可再生能源发电、居民零售电价整体上升以及光伏补贴转向家用储能：**

- **可再生能源供电比例不断提高，促进储能市场向前发展。**2010 年，德国联邦政府发布《能源规划纲要》，推动能源转型战略发展。近年来，德国可再生能源发电量呈逐步上升趋势，2019 年达到 333,200GWh，占比达到 53.9%。随着可再生能源供电比例不断提高，电网波动性加强，储能将有助于维持电网稳定性，保障用电质量，与可再生能源一同向前发展。

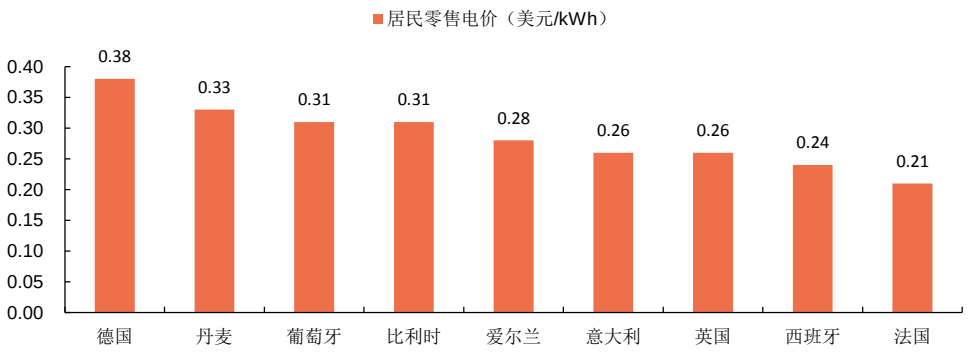
图72：德国可再生能源发电量及占比



资料来源：IEA，申港证券研究所

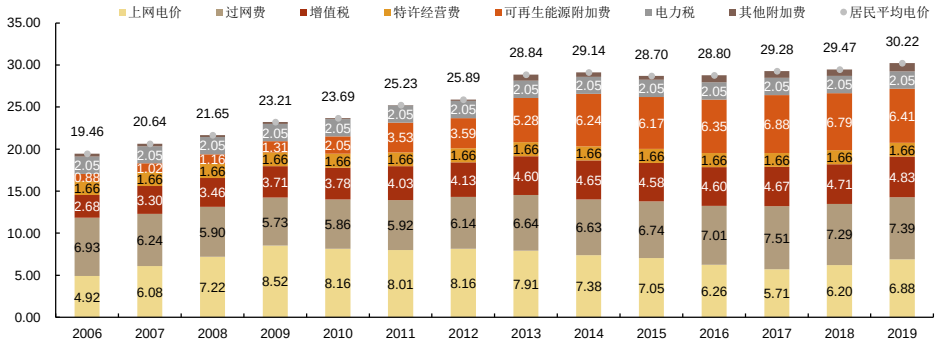
- **家庭购电成本高昂，居民零售电价不断上涨。**2020 年，德国居民零售电价为 0.38 美元/kWh，在欧洲主要国家中高居榜首。2019 年德国平均电价水平为 2006 年的 1.55 倍，其中可再生能源附加费从 2006 年的 0.88 欧分/kWh 增至 2019 年的 6.41 欧分/kWh，增幅达 7.28 倍。随着未来电价不断上涨，德国居民将逐步提高电力自发自用比例，家用储能将进一步发展。

图73：2020 年欧洲主要国家居民零售电价



资料来源：statista，申港证券研究所

图74：德国居民平均电价构成（欧分/kWh；以每年耗电 3500kWh 计算）



资料来源：CLEAN ENERGY WIRE，申港证券研究所

- **光伏 FIT 逐年下降，补贴政策转向家用储能。**德国的并网补贴自 2009 年后大幅减少，以装机容量低于 10kW 的居民屋顶项目为例，并网补贴价格从 2009 年的 0.43 欧元/kWh 降低到 2012 年的 0.24 欧元/kWh。与此同时，德国复兴发展银行通过 KFW275 计划，为现有和新增光伏用户配套储能提供补贴，推动德国居民自发自用，降低用电成本。

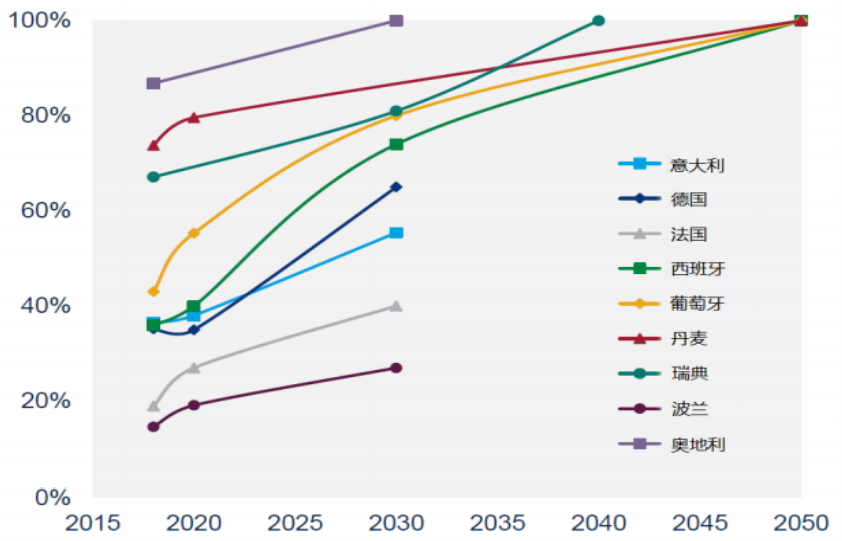
在能源转型和欧盟碳中和目标的引领下，德国电力系统向更高比例新能源不断迈进。未来，蓬勃发展的用户侧储能将为电力系统灵活性提供支撑。与此同时，完善的政策与市场机制也将驱动德国储能行业焕发全新活力。

3.3.5 启示：欧洲市场成熟经验值得借鉴

我们认为欧洲储能市场蓬勃发展的原因主要有以下三点：

- **积极挖掘电力灵活性资源，应对高比例风光消纳带来的挑战。**欧洲主要国家可再生能源发电比例较高且不断提升，为保障电网稳定性与供电可靠性，各个国家积极挖掘灵活性资源，充分发挥调节能力。当煤电和气电等传统手段无法完全应对挑战，新能源配储成为良好的解决方案，储能市场伴随新能源快速发展。

图75：欧洲各国可再生能源在电力供应中的比例目标



资料来源：Wood Mackenzie，申港证券研究所

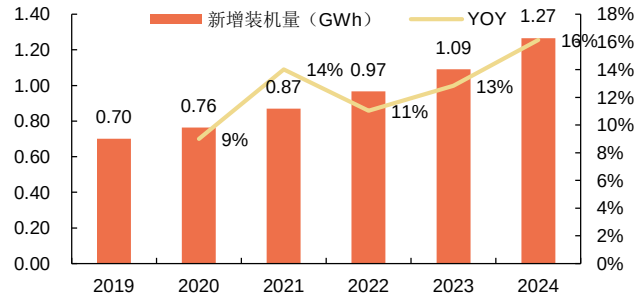
- **电力市场化程度较高，电价体系灵活性强。**欧盟是电力市场化改革的先行者，经过 20 年时间，欧洲电力市场化程度已经达到较高水平。自由化的电力市场中，储能资源可参与现货市场、辅助服务市场等多个电力市场并获取收益。随着欧洲电力市场化进程的持续推进，储能系统将朝向商业化继续发展。

  以德国为例，电力现货市场的出清价格调节机制，有利于灵活性资源的发展。电力现货市场的价格往往与清洁能源发电量的盈余程度成反比。当风光出力不足，现货市场出清价上涨时，灵活性资源得益于其快速响应能力，会在秒级和分钟级别快速响应提高出力，达成较好的盈利。因此，建设灵活性资源的商业成熟度会大大增强，储能作为优质灵活性资源将得以发展。

- **政策补贴推动储能行业不断发展。**政策补贴在行业发展初期起到极为重要的驱动作用，随着光伏技术不断成熟，市场化导向愈发明确，欧洲国家纷纷削弱光伏补贴，逐步转向储能市场，推动储能市场高速发展。

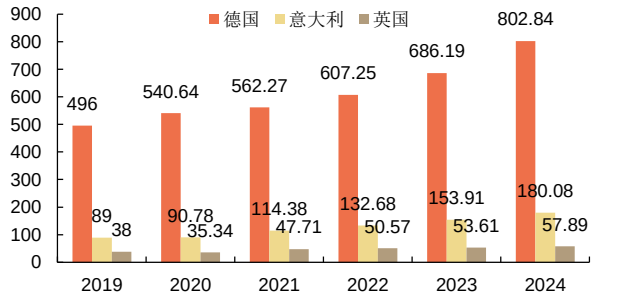
未来，随着光伏渗透率及光伏配储渗透率的进一步提升，欧洲储能市场发展前景广阔。根据 SolorPower Europe 预测，2023 年，欧洲家用储能市场新增装机量将突破 1GWh。细分来看，德国、意大利、英国家用储能市场都将蓬勃发展，

图76：欧洲新增储能装机量预测（GWh）



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

图77：欧洲部分国家新增储能装机量预测（MWh）



资料来源：SolarPower Europe，申港证券研究所

目前，中国储能市场已度过从 0 到 1 阶段，正在从 1 到∞的发展阶段。随着“30·60”

目标的提出，如何应对可再生能源发展成为重要议题。与此同时，政府提出深化电力市场化改革，并积极部署储能政策补贴。**中国应当立足自身国情，学习借鉴欧洲储能市场成熟经验，推动中国储能市场向前发展。**

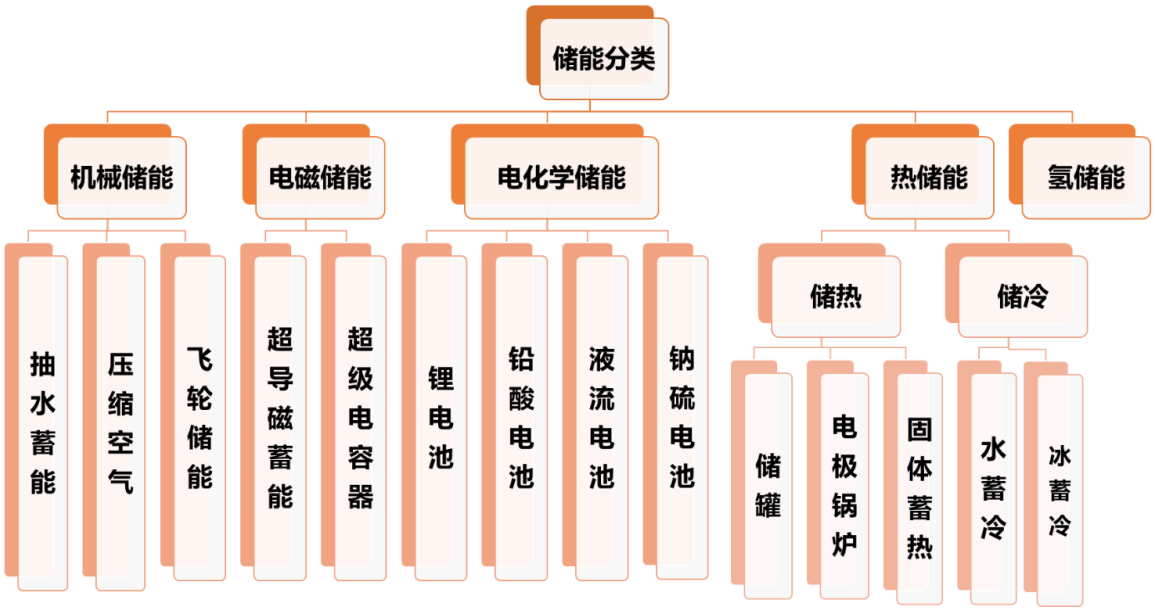
4. 供给侧：电池储能产业链已具备竞争力

4.1 各类储能形式对比

4.1.1 锂电池性能领先其他储能形式

储能主要是指能量的存储，主要作用是将电能以各种形态存储起来，在需要时释放出来，实现时间维度上能源转移。**储能按形式分为几大类：机械类储能、电磁类储能、电化学类储能、热储能、氢储能等。**

图78：储能主要分类



资料来源：国家电投，申港证券研究所

从各种储能形式的综合性能对比，电池储能在使用效率、布局灵活性、循环寿命、投资成本等方面具有综合优势，是目前最适合规模化发展的储能形式。

表39：各类储能运作原理、主要应用方向范围与优缺点对比

储能	应用形式	应用原理	应用形式	应用优点	使用效率	应用缺点
机械类储能	抽水蓄能	电力负荷低谷时电能抽水至上水库，电力负荷高峰期放水发电	调峰、削峰填谷、紧急事故备用	寿命周期长、容量大、技术成熟	65%-75%	厂址依赖地理、局限性较大
	压缩空气储能	电网负荷低谷的剩余电力压缩空气并将其储藏在高压密封设施，高峰释放驱动燃气轮机发电	大规模风场调峰	能量密度高	不超过 50%	厂址依赖地理条件、局限性较大
	飞轮储能	利用电动机带动飞轮高速旋转带动发电机发电	航天太空飞行器、交通运输、UPS、军用车辆	寿命周期长、容量大、技术成熟	不超过 90%	能量密度低、自放电损耗

电磁类储能	超级电容器储能	通过电极与电解质之间形成的界面双层来存储能量	公共交通工具、微网、建筑&电梯节能等	充放电时间长；效率高、维护次数相对较少	70%-80%	能量密度低、自放电损耗、投资成本高
	超导储能(SMES)	利用超导线圈储存电磁能，需要时将电磁能返回电网	能量存储、稳定电压动态性能及风力发电机	充放电响应速度快、且功率密度高	70%-80%	能量密度低、自放电损耗
电化学类储能	铅酸电池	铅酸电池内的阳极及阴极浸到电解液中两极间会产生电势	电力系统的事故电源及备用电源	技术成熟、价格低廉效率高	70%-80%	能量密度较低；寿命短
	锂离子电池	依靠锂离子在正负极之间移动充放电	移动设备、电力系统	应用最广泛、比能量最高、响应快速、放电时间长、效率高	95%	价格高且易发热存在安全隐患
	钠硫电池	通过氧化还原电化学反应储存或释放电能	负荷调平、移峰、改善电能质量及可再生能源发电	技术成熟、比能量高、放电时间长、效率高	75%	金属钠在高温运行下存在安全隐患
	液流电池	利用正负极电解液分开后各自循环的高性能蓄电池	大规模电力储能要求及电能质量、削峰填谷、调频等	寿命长、循环次数可超万次以上，安全性较高	65%-75%	对环境温度要求高；比锂离子电池价格更高
化学类储能	氢 合成天然气(甲烷)	利用待弃掉的风电制氢通过电解水分解从而获得氢 将氢与二氧化碳反应成为合成天然气	分布式发电、微电网、智能配电网	储存能量大使用时间最长	30%-40%	效率低

资料来源：北极星储能网，北极星电力网，国际能源网，动力电池网，申港证券研究所

电化学储能有多种形式，包括磷酸铁锂、三元、钛酸锂、铅酸、铅炭、液流等，电池储能容量和抽水蓄能等储能形式不具备优势，因此倍率性能、循环寿命非常重要，**磷酸铁锂电池凭借在这两项优异性能，以及相对较低的成本，成为目前最具有发展潜力的电池储能形式。**

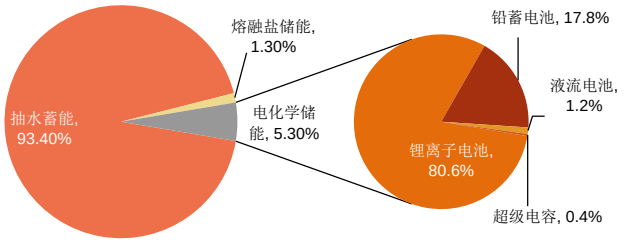
表40：不同类型电池储能性能对比

电池种类	倍率	安全性	成本	循环寿命	备注
磷酸铁锂	0.5C~2C	B+	较低	≥5000 次	适用调频工况
三元	2C~6C	C	较高	≥3000 次	安全性存隐患
钛酸锂	4C~6C	A	最高	≥10000 次	价格太高
铅酸	<0.5C	A	最低	500 次	倍率低 不适用调频工况
铅炭		A	较低	3000 次	
液流		B	较高	20000 次	

资料来源：国家电投，申港证券研究所

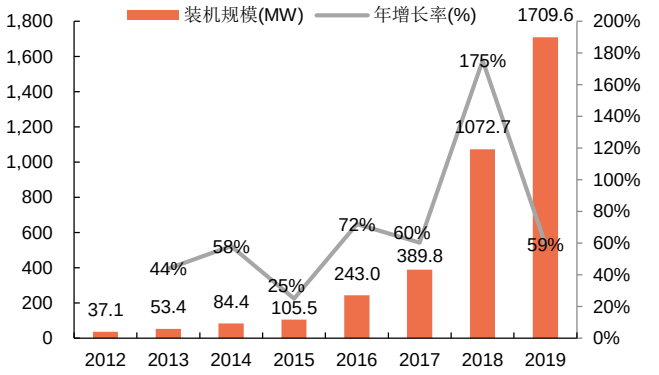
根据 CNESA 全球储能项目库的统计，2000 年至 2019 年底中国储能市场累计装机中，抽水蓄能占比 93.4%，电化学储能占比 5.3%。锂电池是电化学储能中占比最高储能形式，占比达到 80.6%。

图79：我国储能市场各种形式比例（截止 2019 年）



资料来源：CNESA，申港证券研究所

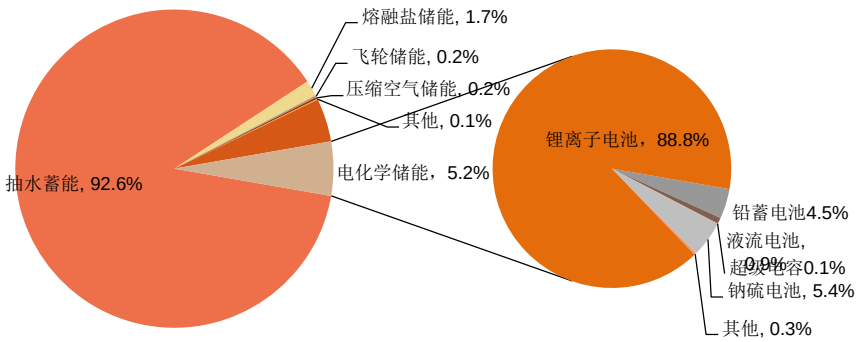
图80：我国电化学储能累计装机规模（2012-2019）



资料来源：CNESA，申港证券研究所

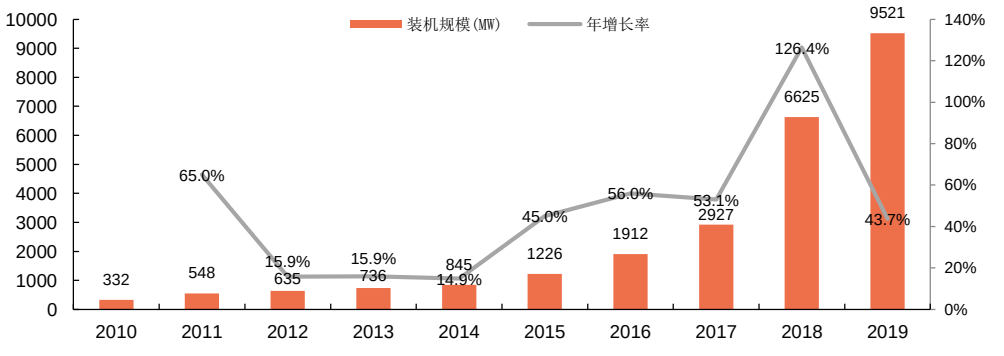
从全球储能装机比例来看，2000~2019 年全球的储能市场累计装机中，抽水蓄能占 92.6%，电化学类储能占比 5.2%，其中锂电池占电化学储能 88.8%的比例，具有压倒性优势。从我国及全球的装机规模比例可以得出：**不论是我国还是全球的趋势中，抽水蓄能和锂离子电池是当下最为广泛的储能技术，未来也仍将是储能的主要发展方向。**

图81：全球储能市场累计装机结构（截止 2019 年）



资料来源：CNESA，申港证券研究所

图82：全球电储能市场累计装机规模（2010-2019）



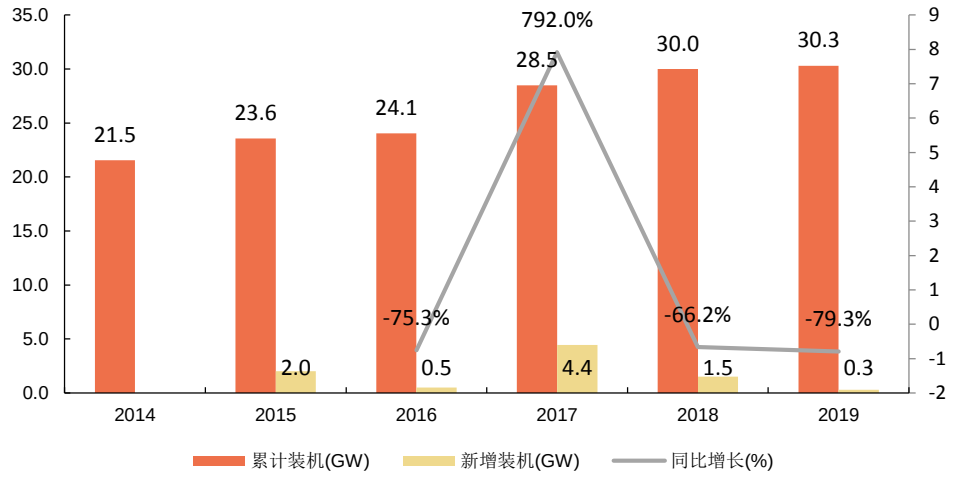
资料来源：CNESA，申港证券研究所

3.1.1 抽水蓄能发展速度在减缓

世界上第一座抽水蓄能电站诞生于 20 世纪上半期的欧洲，当时主要用于调节常规水电站发电的季节不确定性，汛期蓄水干涸季节发电。后随着时代的变迁，不仅发达国家包括许多发展中国家逐渐建立大量核电站，从而抽水蓄能电站辅佐核电站，主要用于调峰及备用功能。

2014~2019 年中国抽水蓄能累计装机量增加近 10GW，截止 2019 年底，我国累计装机量已达到 30.3GW。2017 年抽水蓄能新增装机突破 4GW，为近几年新增装机最高年份。

图83：中国抽水蓄能新增及累计装机量（2014-2019）



资料来源：CNESA，申港证券研究所

20 世纪 90 年代初开始液化天然气及石油气电站大量增加，抽水蓄能电站发展逐渐缓慢。21 世纪新能源的问世、特高压电网快速发展，抽水蓄能发展迎来新的高峰且逐渐全球化，从 2000 年到 2019 年抽水蓄能在我国及全球累计装机规模都处于压倒性优势。

但在所有储能形式中，抽水蓄能的劣势在于局限性较大，厂址建设非常依赖地理条件，建设成本高，并且建设周期长达 7-8 年，**大型建设容易破坏生态平衡，所以抽水蓄能无法在世界各地简易地被随时随地使用，抽水蓄能更适合作为大型发电项目配套。**

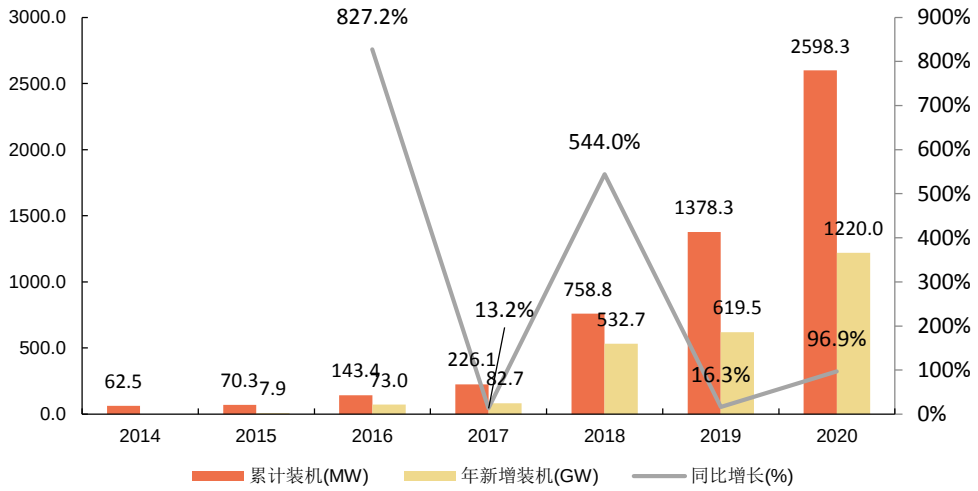
3.1.2 锂电池储能最具发展潜力

从 20 世纪 50 年代的石油危机使人类开始寻找新的能源，同时军事、航空、医药等领域也对此提出了需求，锂电池最早于 20 世纪 90 年代才由日本索尼公司开发成功实现商品化。随着时代的发展和科技的更新，近十年问世的智能手机、笔记本电脑及各类电子移动设备及交通工具及储能方向的广泛应用，使目前锂电池储能的市场规模目前仅次于有着近百年发展历史的抽水蓄能。

2014 年至 2019 年中国锂电储能发展进入快车道。截止 2020 年底，我国锂电储能累计装机量已达到 2.14GW，2016、2018 新增装机同比增长达 827%、544%，2020

年累计装机量已是 2014 年的 34 倍，显示了锂电储能的飞速发展。

图84：我国锂电储能新增及累计装机量（2014-2019）



资料来源：CNESA，申港证券研究所

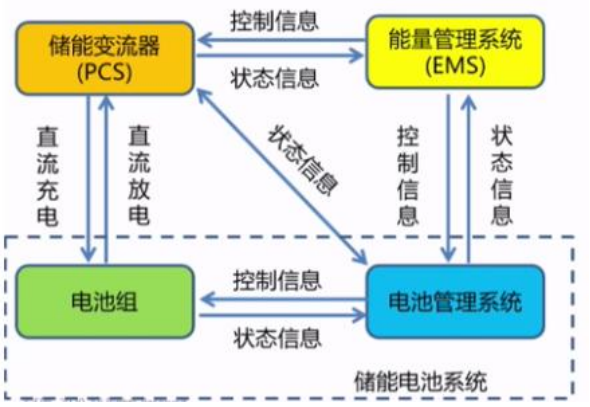
随着锂电池的广泛应用，我国已出台各种锂电池材料标准，锂电池价格虽高，但应用效率可在 95%以上。与抽水蓄能不同的是，锂电储能选址建设灵活且建设周期短，并且循环寿命长。**锂电池技术由于在新能源汽车、5G 基站、电动工具等领域的广泛应用，技术进步及成本下降速度飞快，未来仍然具有很大潜力可以挖掘，在储能领域也将发挥更大的作用。**

4.2 成本下降持续提升锂电储能竞争力

4.2.1 电池 PACK 是储能系统成本决定因素

储能系统主要由电池组 PACK、储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS），以及变压器、配置系统等构成。

图85：储能系统主要构成



资料来源：派能科技，申港证券研究所

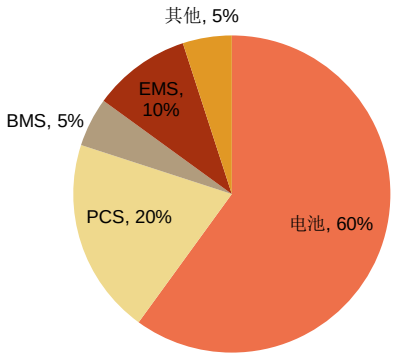
图86：储能系统各部分主要功能

电池组	•储能系统最主要构成部分，成本占比最高
储能变流器(PCS)	•控制电池组的充电盒放电过程，进行交直流变换
电池管理系统(BMS)	•负责电池监测、评估、保护及均衡等
能量管理系统(EMS)	•负责数据采集、网络监控和能量调度等

资料来源：国家电投，申港证券研究所

储能系统建造成本除了设备购置成本外，还有 EPC 及管理费用。**电池组 PACK 在储能系统中成本占比最高，往往在 50~60%左右的水平，电池成本直接决定了储能系统在成本上的竞争力。**

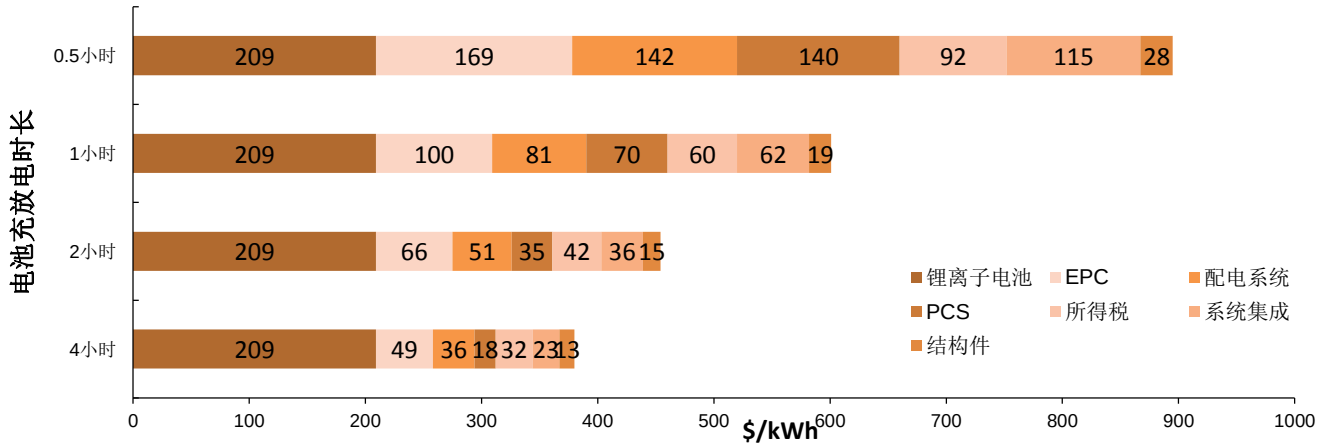
图87：储能系统成本构成



资料来源：阳光电源，申港证券研究所

储能系统成本与配置充放电时长存在负相关，即充放电时长越长的系统，系统单位成本会越低。这是由于储能系统中，**电池组是以容量为单位计算成本，而 PCS 以功率为单位计算成本，**长时长的储能系统能够通过大容量减小各部分单位成本。充放电时长 4h 的储能系统电池成本占比 55%，而 0.5h 的储能系统中电池成本降为 24%。

图88：2018 年不同充放电时长电池储能系统成本构成

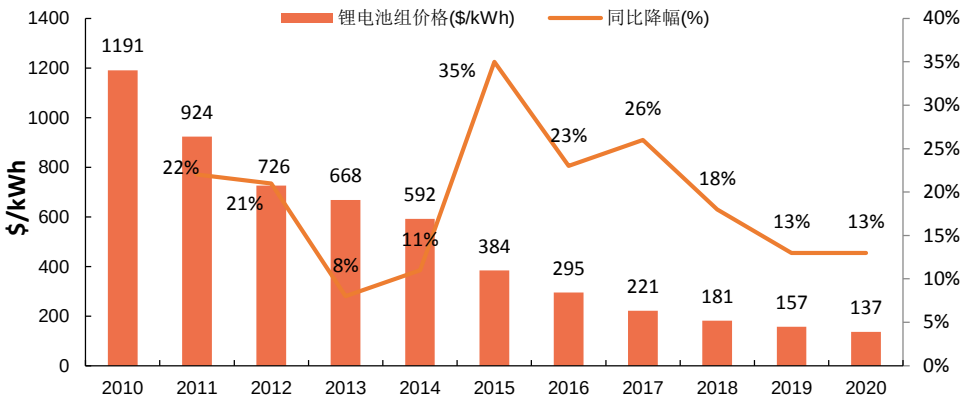


资料来源：北极星储能网，申港证券研究所

4.2.2 未来储能系统降本空间巨大

锂电池价格下降潜力给了储能系统降本最大信心和动力。储能电池作为锂电池众多应用领域之一，充分享受到了锂电池降本的红利。由于在动力电池、电动工具、5G基站等领域的规模化应用和持续技术迭代，锂电池价格不断下降，从2010年的1191美元/kWh，下降至2020年137美元/kWh，整体降幅达87%，CAGR=-19.4%。**锂电池领域仍然在不断进行产品研发、工艺提升，预计仍可保持每年10%以上的降本幅度。**

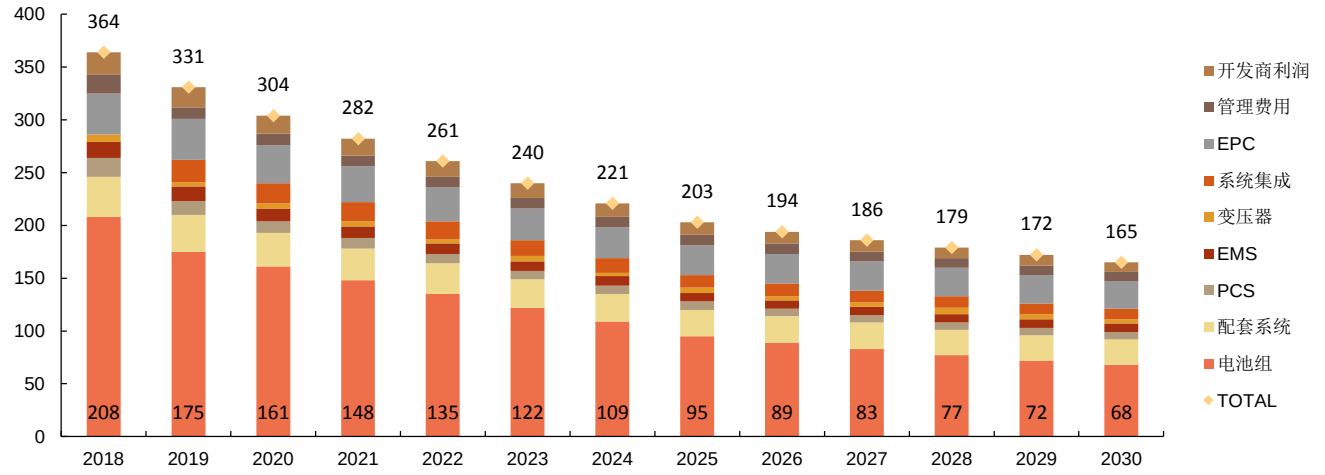
图89：2010-2020全球锂电池组价格走势（$/kWh）



资料来源：BNEF，申港证券研究所

由于储能系统中最大成本项的电池组成本不断下降，储能系统综合成本亦处于下降通道。预计2030年储能综合成本可以降至165美元/kWh，**较2020年的304美元/kWh下降45.7%，持续降本是不断提升储能竞争力的最有力支持。**

图90：20MW/80MWh储能系统成本构成未来走势（$/kWh）



资料来源：BNEF，申港证券研究所

电池是最大成本下降贡献项。从绝对值角度，从 2020 到 2030 年，储能系统 139 美元/kWh 的成本降幅中，有 93 美元/kWh 来自电池成本下降，占比达到 67%。电池自身成本从 2020 的 161 美元/kWh，下降到 2030 年的 68 美元/kWh，共下降 57.8%，体现了极强降本能力。

从储能系统各部分成本占比角度，未来电池成本不断下降，但部分成本如 PCS、EMS、变压器、EPC 等相对刚性，**会导致未来电池成本占比下降，其他部分成本占比上升，整体降本曲线到后期斜率变小。**

4.3 储能产业链蕴藏大机遇

4.3.1 产业链分工明确，龙头优势突出

储能产业链涉及的环节众多，从电池制造到 EPC 施工，再到各种场景下运营，电池制造环节与动力电池企业存在交集，EPC 施工环节与光伏、风电施工企业存在交集，运营商和电网企业存在交集，**储能产业链已经是电力体系中非常重要的一部分。**

图91：储能系统供应链示意图

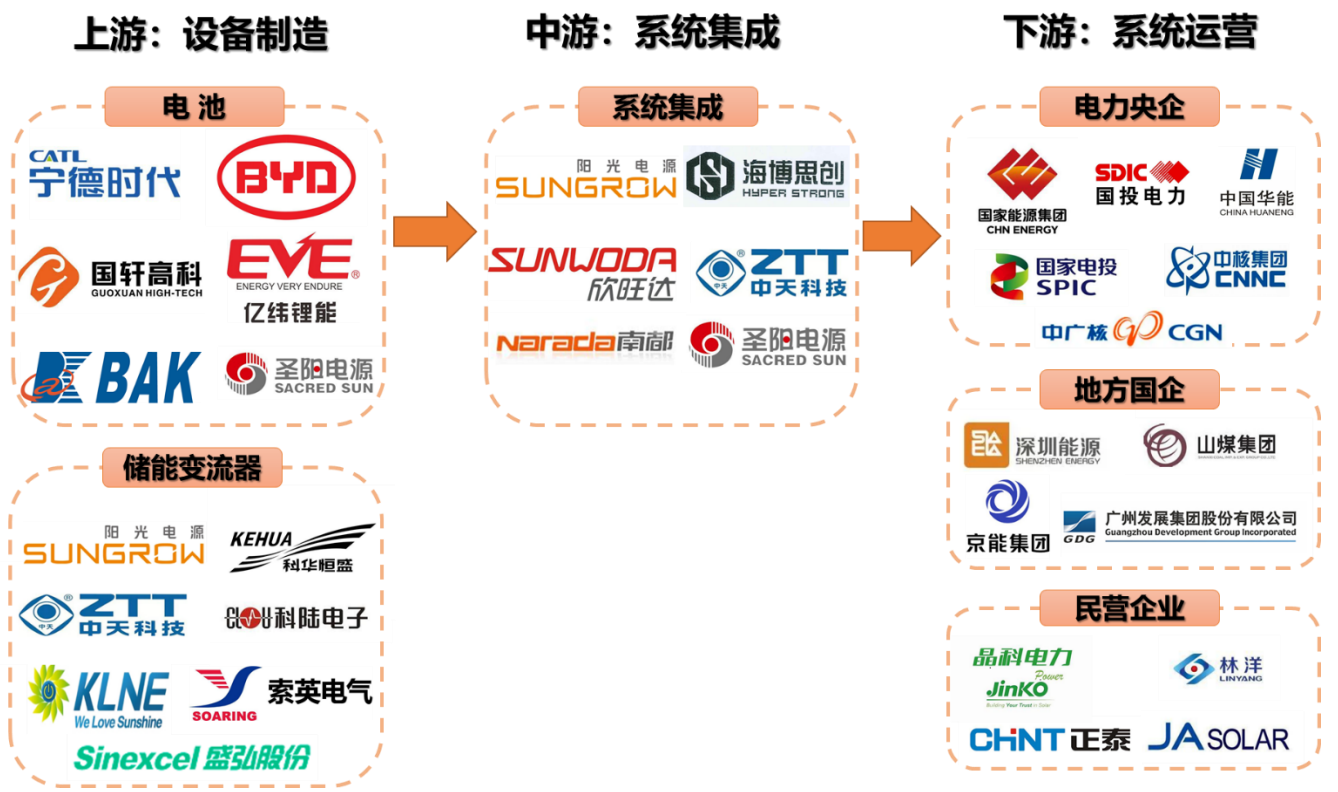


资料来源：鲸平台，申港证券研究所

储能产业链主要参与商分为以下几类：

- **上游：设备制造商。**电池制造商多与动力电池制造商重合，储能变流器制造商多与光伏逆变器制造商重合，属于同类或类似产品在新领域的应用。
- **中游：系统集成商。**部分设备制造商、专业集成商均参与该环节，该环节核心在于对储能领域的深刻理解及经验积累。
- **下游：系统运营商。**央企、地方国企、民企均参与该环节，未来央企在大基地新能源基地建设优势将愈发突出，对储能需求也将持续增长。

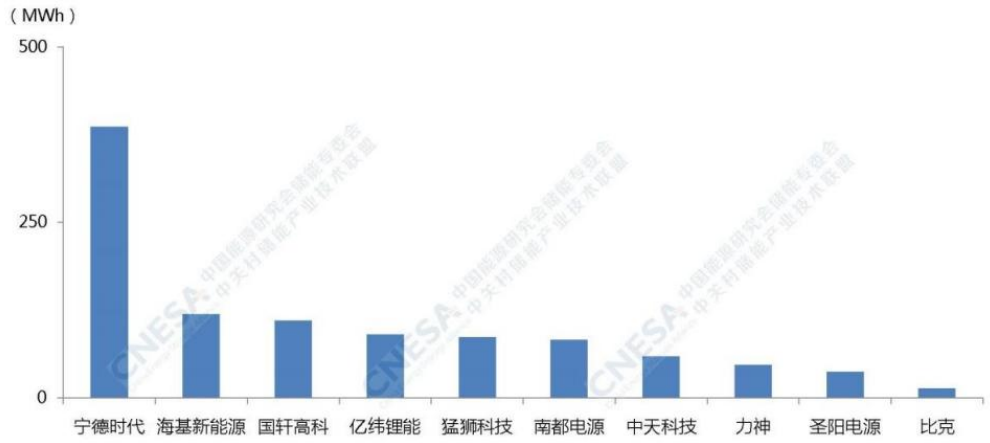
图92：储能产业链参与主要企业及分类



资料来源：国际能源网，申港证券研究所

宁德时代在电池领域遥遥领先。2019 年储能电池装机量排名第一的是宁德时代，装机量达到第二名的 3 倍以上。宁德时代凭借在动力电池领域技术和市场领先地位，将其复用至储能领域，展示了巨大的优势。

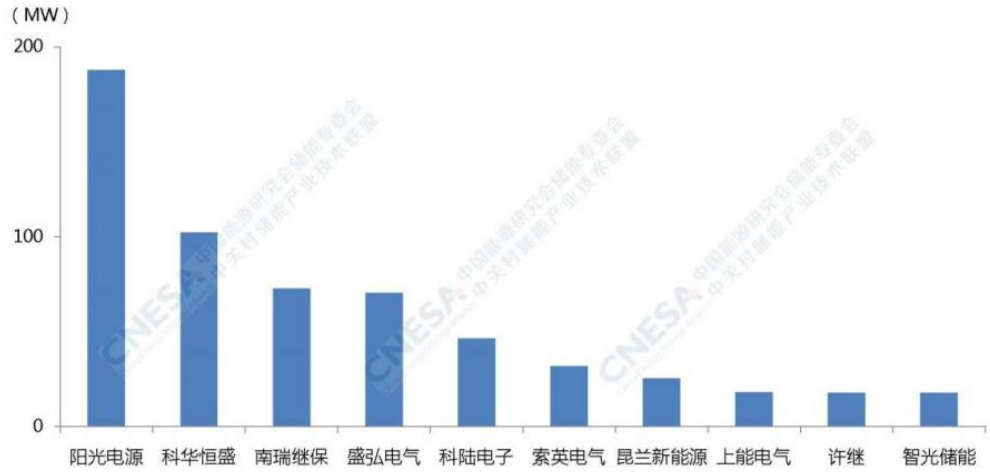
图93：2019 年我国储能电池供货商排名



资料来源：CNESA，申港证券研究所

阳光电源在储能变流器持续发力并取得领先。储能变流器属于电力电子设备，与逆变器具有极强的技术相关性，因此在逆变器领域具备优势的企业，在储能变流器同样具有非常领先的市场份额。2019 年阳光电源在储能变流器装机排名遥遥领先，未来公司也将重点继续发力此领域。

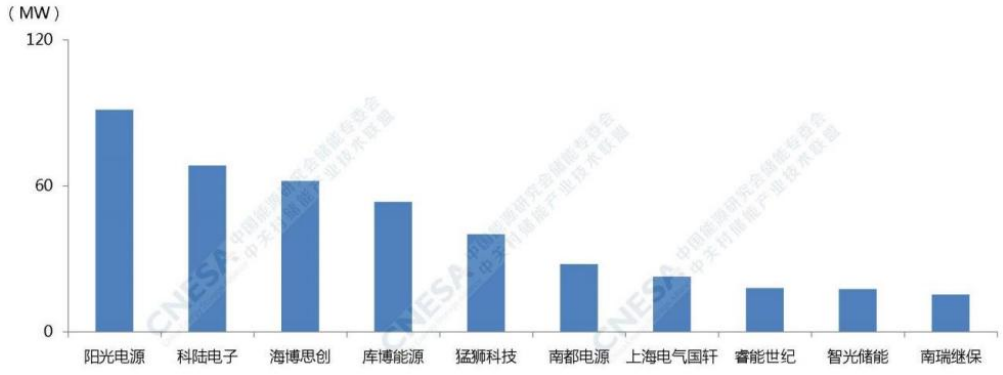
图94：2019 年我国储能变流器供货商排名



资料来源：CNESA，申港证券研究所

阳光电源储能集成规模最大。储能系统集成需要对储能领域有非常深刻的理解和实践经验，并且具有强大的供应链管理能力，因此系统集成商排名靠前的企业，多为深耕储能领域多年的资深厂家。2019 年阳光电源在储能系统集成商位列首位，公司强大的电站开发能力，以及储能变流器等设备制造能力，为系统集成业务继续做大做强奠定基础。

图95：2019 年我国储能系统集成商排名



资料来源：CNESA，申港证券研究所

4.3.2 我国将继续主导储能产业链

从全球维度出发，我国储能产业链受益于锂电池行业的快速发展，在全球处于领先地位。根据 BNEF 统计的全球锂电池供应链排名数据，我国在 2020 年赶超了过去十年间领先的日本和韩国，成为新的领头羊。我国电池产业领先的原因包括：1）国内庞大电池需求，包括新能源汽车、储能、5G 基站等领域快速增长大幅提升锂电池需求；2）我国掌控了全球 80%电池金属精炼产能、77%的电芯产能和 60%的关键原材料产能。**预计到 2025 年，我国将持续保持全球锂电池供应链主导地位，对于储能行业带来强力支撑。**

图96：全球锂电池供应链相关指标排名预测（注：RII：监管、基础设施及创新）

国家	2020排名	RII	原材料	电芯&零部件	环境	需求
中国	1	11	1	1	16	1
日本	2	7	12	2	6	6
韩国	3	5	17	2	9	2
加拿大	4	10	4	10	4	11
德国	5	2	17	6	12	2
美国	6	6	15	4	13	2
英国	7	4	17	6	9	6
芬兰	8	3	11	13	5	13
法国	9	9	17	13	1	5
瑞典	10	1	22	13	3	8

国家	2025排名	RII	原材料	电芯&零部件	环境	需求
中国	1	11	1	1	15	1
日本	1	7	8	2	7	8
韩国	9	5	16	3	13	9
加拿大	5	10	3	12	4	6
德国	6	2	22	6	9	3
美国	3	6	13	4	7	2
英国	8	4	17	8	10	4
芬兰	7	3	10	8	6	17
法国	9	9	17	12	1	5
瑞典	4	1	17	7	3	7

资料来源：BNEF，申港证券研究所

在取得领先的同时，我国锂电产业链仍然存在一些需要解决的问题，这直接关系到包括储能在内的相关行业长期发展。

- **我国在监管、基础设施及创新领域需继续提升。**2020 年，日本和韩国在全球锂电池供应链排名分别位列第二和第三，日韩在监管、基础设施及创新方面领先我国，

未来该领域需要继续努力提升。

- **碳中和推进提出将提升环境指标。**我国的环境指标排名相对靠后，碳中和目标的提出，以及具体执行工作推进，对于锂电池等新能源设备生产环境指标提升，将产生极大积极作用。

5. 投资策略：把握价值量高的增量机会

电池储能在需求刚性提升、产业链竞争力不断增强的背景下，将迎来长期投资机遇。叠加 30、60“碳达峰、碳中和”目标推进，电池储能长期增长具有极强确定性。

我们推荐关注储能产业链中价值量最高的环节：锂电池、储能变流器。

5.1 推荐标的

5.1.1 阳光电源（300274）：光伏逆变器龙头超前布局储能市场

公司超前布局储能市场，具有技术性+规模化先发优势。公司多年深耕光伏逆变器，是光伏逆变器全球龙头，市占率 25~30%，技术研发、市场规模、客户积累方面具备领先优势。2020 年以来海外市场受疫情冲击，公司快速抢占海外高毛利市场，市占率提升。

公司储能发货量连续四年储能排名国内市场首位，同时积极开拓海外市场，美国、日本、澳洲市场均布局多年。2006 年公司开始开发储能领域产品，2015 年公司与三星 SDI 成立合作公司，从单独提供储能变流器转变为提供全套储能系统，先发优势明显。公司自主开发集成系统的能力优越，打造除电芯外，全系统自主研发、生产制造的产业模式。

我们预计公司 2020~2022 年的营业收入分别为 185.3 亿元、250.9 亿元、332 亿元，归母净利润分别为 20 亿元、29.7 亿元、41 亿元，每股收益分别为 1.37 元、2.04 元、2.81 元，对应 PE 分别为 52.6、35.4、25.6 倍。给予“买入”评级。

5.1.2 宁德时代（300750）：动力电池龙头进军储能

公司是全球动力锂电池龙头企业，随着全球电动化程度的加深以及公司产能逐渐释放，公司业绩将长期保持快速增长。2020 年我国动力电池装机 63.6GWh，公司装机 31.8GWh，市占率 50%，继续以绝对领先优势位列行业首位。

储能系统作为公司新业务板块增长点，2020H1 公司储能系统销售收入为 5.67 亿元，同比增长 136.4%，公司继续加大对储能市场的投资，前期对储能市场的投资布局初见成效。2020 年公司定增+自有资金投资共计 30 亿元用于电化学储能前沿技术储备研发项目，同时 2020 年至今陆续发布的 345 亿定增募资，用于建设超过 140GWh 电池产线的规划，均将储能电池包含在内，预计 2023 年公司动力及储能电池产能将超过 280GWh。

公司已前后与中国电建集团、星云股份、国网综合能源服务集团、易事特、科士达、永福股份等成立合资公司，聚焦储能业务。包括时代吉利、时代上汽、时代一汽的合作项目中也均涉及到超大容量储能电池的研发生产销售。

我们预计公司 2020~2022 年的营业收入分别为 519 亿元、730.6 亿元、949.7 亿元，归母净利润分别为 55.2 亿元、78.8 亿元、108.2 亿元，每股收益分别为 2.37 元、3.38 元、4.64 元，对应 PE 分别为 134.7、94.3、68.7 倍。给予“买入”评级。

5.1.3 派能科技（688063）：纯正储能标的增长可期

公司户用储能和通信备电业务占总营收比例达 90%，是市场血统纯度最高的储能标的。公司储能业务具有用户侧为主+海外为主的特点。2019 年公司家用储能 93%的收入来自于海外，主要是欧洲非洲地区，海外民用电价较高，价格和利润拥有较强刚性，2020H1 公司户用储能业务毛利率高达 44%，相对 19 年提高 7 pct。

公司在用户侧储能方面具有技术+规模双重护城河。公司垂直整合产业链，同时具备电芯、模组、电池管理系统、能量管理系统等储能核心部件自主研发和制造能力。与海外优质大客户关系稳定，是欧洲第一大储能系统集成商 Sonnen、英国最大光伏产品提供商 Segen 等海外大型优质客户的核心供应商，在德国、英国、意大利等国家和地区拥有较高品牌知名度和市场占有率，具有较高的客户资源壁垒。

市场空间迅速成长，公司加快产能建设。目前公司储能电芯拥有 1GWh 产能，2020 年底公司完成 IPO 募资 21.68 亿元，大部分投入锂离子电池及系统产能建设，建成后将新增 4GWh 电芯产能及 5GWh 系统产能。

我们预计公司 2020~2022 年的营业收入分别为 11.2 亿元、22.6 亿元、35.2 亿元，归母净利润分别为 2.75 亿元、5.69 亿元、9.1 亿元，每股收益分别为 1.78 元、3.68 元、5.88 元，对应 PE 分别为 91.1、44.1、27.6 倍。给予“买入”评级。

5.1.4 固德威（688390）：组串式逆变器领头羊

公司专注于组串式光伏并网逆变器，功率覆盖 0.7kW～80kW，主要面向家庭户用和工商业领域。公司已研发并网及储能 SS、DS、ES 等全线二十多个系列光伏逆变器产品，充分满足户用、扶贫、工商业及大型电站需求。除国内市场外，产品已批量销往全球 80 多个国家和地区。

公司由于精攻组串式+户用及工商业领域，产品覆盖类型相对同行业较少，因此综合市占率较低，2019 年公司全球光伏逆变器市占率 3%，但在产品细分领域凭借研发技术优势，在全球市场占有一席之地：2019 年公司所生产的三相组串式逆变器、单相组串式逆变器、户用储能变流器出货量分别在全球排名第 6、5、1 位，市占率分别为 5%、7%、15%。

组串式逆变器的性能特点更适用于分布式电站和户用储能，海外是主要目标市场，公司凭借成熟营销网络积极开拓北美及日本的海外客户。公司海外产品毛利率高于国内 10~20 pct，海外收入占比的提升有望提高公司综合毛利率。

我们预计公司 2020~2022 年的营业收入分别为 15.9 亿元、25.3 亿元、37.9 亿元，归母净利润分别为 2.53 亿元、4.1 亿元、6.34 亿元，每股收益分别为 2.87 元、4.66 元、7.2 元，对应 PE 分别为 71.7、44.2、28.6 倍。给予“增持”评级。

表41：重点跟踪公司

公司名称	投资评级	盈利预测				PE 估值			
		2019A	2020E	2021E	2022E	2019A	2020E	2021E	2022E
阳光电源	买入	0.61	1.37	2.04	2.81	118.3	52.6	35.4	25.6
宁德时代	买入	2.09	2.37	3.38	4.64	152.4	134.7	94.3	68.7
派能科技	增持	1.28	1.78	3.68	5.88	126.6	91.1	44.1	27.6
固德威	增持	1.56	2.87	4.66	7.20	132.0	71.7	44.2	28.6

资料来源：Wind，申港证券研究所

分析师简介

贺朝晖，所长助理，电力设备与新能源行业首席分析师，清华大学工学学士、硕士，7 年能源行业工作经验，3 年证券行业研究经验，2019 年进门财经最具影响力分析师第 3 名，2018 年 Wind 平台影响力电新行业第 6 名。曾在中国核电工程有限公司工作 4 年，美国能源行业外企工作 3 年，参与过多个核电、火电、油气、新能源项目建设。对能源行业全产业链有着深刻理解，在电力项目成本分析、行业政策研究等领域拥有丰富经验。曾就职于东兴证券，2019 年加入申港证券。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与，未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由申港证券股份有限公司研究所撰写，申港证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司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头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为申港证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供申港证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

申港证券行业评级体系：增持、中性、减持

增持	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 5%以上
中性	报告日后的 6 个月内，相对于市场基准指数收益率介于-5%～+5%之间
减持	报告日后的 6 个月内，相对弱于市场基准指数收益率 5%以上

市场基准指数为沪深 300 指数

申港证券公司评级体系：买入、增持、中性、减持

买入	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 15%以上
增持	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 5%～15%之间
中性	报告日后的 6 个月内，相对于市场基准指数收益率介于-5%～+5%之间
减持	报告日后的 6 个月内，相对弱于市场基准指数收益率 5%以上