

储能风口已至，锂电发展正当时

——锂电储能行业深度报告

核心结论

无论是存量市场，还是新增市场，锂电池均已在电化学储能中占据垄断地位。在储能电池领域，随着环保压力日趋严峻，更加环保的锂离子电池大量应用已是大势所趋，具有广阔的市场前景。从全球来看，2015-2019年，锂离子电池在累计装机比例中始终位于80%左右，受益于锂电池的迅速发展，国内锂离子电池比例也迅速提升，从66%升至80.62%，但仍低于全球的占比，未来占比有望继续提升至90%，在新增市场中，国内锂电池装机市场份额更是从2018年的78.02%升至97.27%。

锂离子电池多方面技术指标均优于铅酸电池，替代与电化学储能增量空间巨大。截止2019年底，我国电化学储能累计装机中，排名第二的铅酸电池占比为17.8%，与锂离子电池合计占比达98.4%，为电化学储能的主要技术路线。2019年铅蓄电池产量为202.5GWh，随着锂电成本的下降，未来锂电池将全面优于铅酸电池，若全部替换，按0.5元/wh的保守单价计算，替换市场空间也将达千亿，叠加锂电池成本的下降将给储能项目带来巨大经济性，长期来看锂电和储能有望共振发展，打开巨大的市场空间。

下游应用多点开花，锂电储能风口已至。从市场规模来看，锂电储能规模将保持高速增长。截止到2019年底，我国锂电储能的累计投运规模达到1.71GW，在“十三五”的收官之年，即2020年，将延续超过50%的年增长速度，2021年储能的应用将在全领域铺开，此外电池成本持续下降也将推动锂电储能系统的大规模应用，根据我们测算，2024年锂电储能装机总需求将达28.41GW/75.43GWh，若按0.5元/wh计算，2024年市场空间将达377亿，与当前市场规模相比翻了约20倍。我们预计未来电化学储能装机主要的增长点来自：（1）随着电力体制改革的进一步推进，装机规模有望延续过去两年的高速增长，预计2024年底电网侧调频锂电储能累计装机规模将达5.36GW/2.68GWh，调峰侧锂电储能将达2.21GW/4.42GWh，合计7.57GW/7.1GWh；（2）新能源发电成本进一步降低，其在电力系统中渗透率将持续提高，预计2024年锂电储能累计装机规模将达9.23GW/27.69GWh；（3）2020年我国进入5G建设高峰期，预计2025年锂电储能装机规模将达12.48GW/43.68GWh。

投资建议：考虑到未来几年电网侧、新能源发电侧、5G基站侧带来的锂电储能总装机快速提升，储能产业链配套的长期需求空间已打开，建议关注电池系统龙头和储能逆变器核心供应商。推荐亿纬锂能(300014.SZ)、阳光电源(300274.SZ)，相关公司有宁德时代(300750.SZ)、国轩高科(002074.SZ)、南都电源(300068.SZ)、固德威(688390.SZ)。

风险提示：储能发展不及预期，新能源发电不及预期，电力辅助服务市场化不及预期，5G基站建设不及预期，锂电成本下降不及预期。

行业评级

超配

前次评级

超配

评级变动

维持

近一年行业走势



相对表现

1个月

3个月

12个月

电气设备

8.83

17.57

70.58

沪深300

2.65

4.12

20.39

分析师



杨敬梅 S0800518020002



021-38584220



yangjingmei@research.xbmail.com.cn

相关研究

索引

内容目录

一、储能行业需求稳健增长，电化学储能占比提升迅速	5
1.1 需求多样性决定了储能形式多元化发展	5
1.2 全球累计装机规模增速放缓，中国储能市场异军突起	5
1.3 抽水储能为主，电化学储能发展迅速	6
二、电化学储能的主要技术路线：锂电发展正当时	8
2.1 电化学储能领域锂离子电池占垄断地位	8
2.2 锂离子技术指标优于铅酸电池，替代及电化学储能增量空间广阔	9
三、锂电储能应用多点开花，长期需求空间已打开	11
3.1 电网侧：辅助服务发展潜力巨大	13
3.2 新能源风起云涌，搭配储能大势所趋	16
3.3 5G 建设高峰，储能市场迎来红利期	20
四、行业格局初显，龙头企业迎来新的发展机会	21
4.1 三大系统占据产业链主要利润，电池成本占比超 60%	21
4.2 产业链标的梳理：电池龙头宁德时代、逆变器龙头阳光电源	23
宁德时代：电池环节龙头地位无人撼动	23
南都电源：通信基站领域深耕多年，有望成为储能市场的“黑马”	24
亿纬锂能：积极扩产，战略布局储能市场	25
阳光电源：逆变器龙头，市场地位稳固	25
国轩高科：做精铁锂，做强三元，做大储能	26
固德威：专注于太阳能、储能等新能源电力逆变器的研发和销售	27
五、风险提示	27

图表目录

图 1：2015-2020 年 Q1 全球储能项目累计装机规模及增速	6
图 2：2019 年底全球储能项目累计装机规模结构	6
图 3：2014-2020 年 Q1 中国储能项目累计装机规模及增速	6
图 4：2019 年底中国储电项目累计装机规模结构	6
图 5：2014-2020 年 Q1 全球抽水蓄能累计装机规模及增速	7
图 6：文登抽水蓄能电站三维透视图	7
图 7：2008-2020 年 Q1 全球电化学储能项目累计装机规模及增速	7
图 8：2011-2019 年中国电化学储能项目累计装机规模及增速	7
图 9：2019 年底全球电化学储能项目累计装机规模结构	8
图 10：2019 年底中国电化学储能项目累计装机规模结构	8

行业深度研究 | 电气设备

图 11: 2015-2019 年锂离子电池在电化学储能累计装机占比情况.....	8
图 12: 2009-2020 年 H1 铅蓄电池产量	9
图 13: 2009-2020 年 H1 锂离子电池产量	9
图 14: 2014-2019 年各类型锂电池出货情况 (Gwh)	10
图 15: 2018 年以来锂电池主要原材料价格走势	10
图 16: 2015-2019 年宁德时代动力电池销售与成本均价均持续下降	11
图 17: 2018 年中国已投运电化学储能应用领域占比情况.....	12
图 18: 中国新增投运的电化学储能项目中电网侧占比飙升.....	12
图 19: 2020-2025 年中国电化学储能电站装机预测情况 (MW)	12
图 20: 电网侧储能参与电力系统调峰	14
图 21: 我国典型区域一般工商业电价峰谷差	14
图 22: 2017-2019H1 我国电力辅助费用 (亿元)	15
图 23: 2018 年各项目辅助服务补偿费用占比.....	15
图 24: 2020-2024 年电网侧调峰端累计装机规模预测.....	15
图 25: 2015-2020 年 H1 我国风光电累计装机规模及增速.....	16
图 26: 2019 年底我国发电装机结构.....	16
图 27: 2014-2019 年我国风电光伏发电量及占比	16
图 28: 典型风电发力曲线与用电负荷曲线对比.....	17
图 29: 典型光伏发力曲线与用电负荷曲线对比.....	17
图 30: 阴天时光伏发电系统有功功率随时间的变化	17
图 31: 晴天时光伏发电系统有功功率随时间的变化	17
图 32: 2014-2019 年我国弃风电量及弃风率	18
图 33: 2015-2019 年我国光伏弃光量及弃光率	18
图 34: 2020-2025 年风电、光伏累计装机规模预测	19
图 35: 2014-2019 年我国 4G 基站总数	20
图 36: 电池储能系统结构示意图	22
图 37: 包含多个 BESS 模块的高压超大容量储能系统结构	22
图 38: 锂电储能系统成本构成	22
图 39: 锂电池储能度电成本 (元/kWh)	22
图 40: 锂电池储能度电成本 (元/kWh)	22
图 41: 2019 年中国储能技术提供商出货排名 (MWh)	23
图 42: 2019 年新增储能占比	24
图 43: 2019 年中国储能逆变器提供商出货排名 (MW)	26
表 1: 储能分类情况简介.....	5
表 2: 锂电池综合指标优于铅酸电池.....	9
表 3: 电化学储能应用场景分析	11
表 4: 国家支持电网侧储能发展的主要政策汇总.....	13

行业深度研究 | 电气设备

表 5: 部分火电储能联合调频项目一览.....	14
表 6: 储能调频与传统机组调频技术对比	18
表 7: 储能调频与传统机组调频技术对比	18
表 8: 5G 能耗为 4G 的 3~3.5 倍	20
表 9: 2024 年 5G 基站储能装机预测.....	21
表 10: 2024 年底锂电池储能需求预测	21
表 11: 2019~2020 年南都电源主要储能项目	25
表 12: 主要公司 2019 年储能业务数据.....	27

一、储能行业需求稳健增长，电化学储能占比提升迅速

1.1 需求多样性决定了储能形式多元化发展

储能是指通过介质或设备，利用化学或物理的方法把能量存储起来，根据应用需求以特定能量形式释放的过程，通常所说的储能主要为储存电能。储能的作用主要是提高电力稳定性和可用性，储存的能量可以用做应急能源，也可以用于在电网负荷低的时候储能，在电网高负荷的时候输出能量，用于削峰填谷，减轻电网波动，同时还可以增强可再生能源利用。

根据技术特点的不同，储能可划分为机械储能、电化学储能、电磁储能。机械储能以抽水蓄能为主，是目前最为成熟、成本最低、使用规模最大的储能技术；电化学储能以锂离子电池为主，是应用范围最为广泛、发展潜力最大的储能技术；电磁储能成本较高，目前占比较低。

表 1：储能分类情况简介

储能类型		技术原理	综合效率	优点	缺点	应用场景
机械储能	抽水储能	在电力负荷低谷期将水从下池水库抽到上池水库时将电能转化成重力势能储存起来，在电网负荷高峰期将储存的能源释放出来	70%~85%	可大规模应用，技术成熟	响应慢，需要地理资源	调峰填谷、调频、调相、紧急事故备用等
	压缩空气储能	电网负荷低谷期将电能用于压缩空气，电网负荷高峰期释放压缩空气推动汽轮机发电	70%之上	可大规模应用，寿命长	响应慢，需要地理资源	调峰填谷、备用
	飞轮储能	利用电动机带动飞轮高速旋转，在需要的时候再用飞轮带动发电机发电	85%~90%	转换效率高	成本高、噪声大	磁悬浮飞轮储能 UPS、不间断电源大功率脉冲放电电源
电化学储能	锂离子电池	锂合金金属氧化物为正极材料，石墨为负极材料，使用非水电解质的电池	90%	比能量高、容量大、循环寿命长	成本相对高、安全问题有待改进	电能质量、备用电源、UPS、可再生储能
	铅蓄电池	电极主要由铅及其氧化物制成，电解液是硫酸溶液的蓄电池	75%	成本低、技术成熟	寿命短、污染严重、重量大	电能质量、电站备用、可再生储能
	钠硫电池	金属钠为正极，硫为负极，陶瓷管为电解质隔膜的二次电池	85%	容量大、比能量高	成本高、安全性能有待提高	电能质量、UPS、可再生储能
	液流电池	通过正、负极电解质溶液活性物质发生可逆氧化还原反应实现电能和化学能的相互转化	80%	容量大、循环寿命长、环保	成本高	电能质量、调峰填谷、可再生储能、备用电源
电磁储能	超级电容	依靠活性炭多孔电极、电解质组成的双电层和氧化还原赝电容电荷储存电能，充电过程不发生化学反应	95%	比功率高、环保、寿命长	成本高、不可用于交流电路	汽车启停、UPS、计算机存储后备电源
	超导储能	超导磁体环流在零电阻下无能耗运行持久地储存电磁能	90%~95%	响应快、质量轻、体积小	成本高、维护困难	大功率激光器、电力调峰填谷

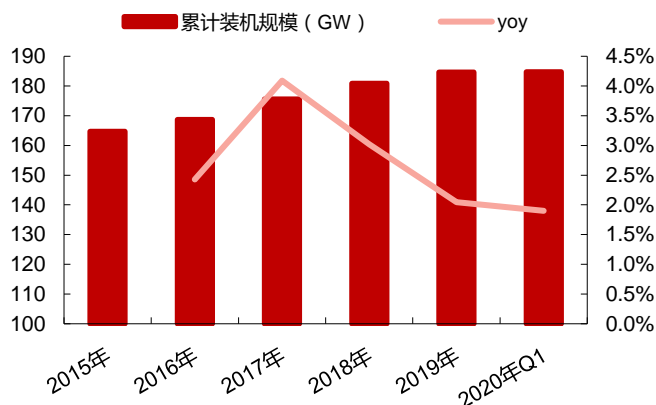
资料来源：百度百科，南方电网，西部证券研发中心

1.2 全球累计装机规模增速放缓，中国储能市场异军突起

全球储能市场持续稳定发展，累计装机规模已达 184.7GW。储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、能源互联网的重要组成部分和关键支撑技术，近年来持续稳定发展，根据 CNESA 全球储能项目库数据，2015-2019 年，全球储能项目累计装机规模从 164.7GW 增长至 184.6GW，总体来看持续稳定发展。截至 2019 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 184.6 GW，同比增长 1.9%，其中抽水蓄能累计装机占比最大，为 92.6%，同比增长 0.2%，其次为电化学储能，累计装机规模 9520.5MW，占比 5.2%。

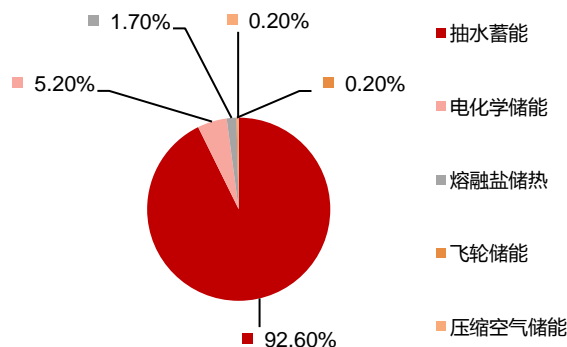
行业深度研究 | 电气设备

图 1：2015-2020 年 Q1 全球储能项目累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

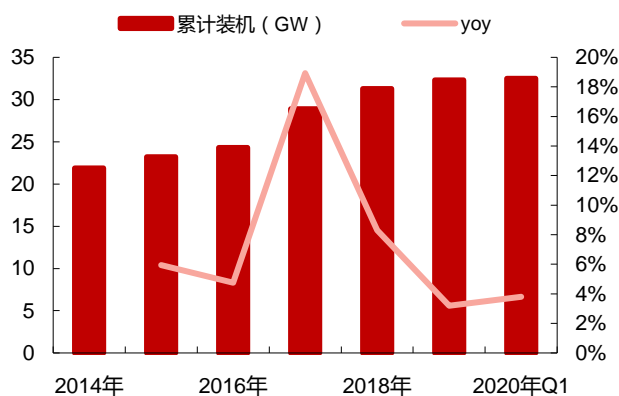
图 2：2019 年底全球储能项目累计装机规模结构



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

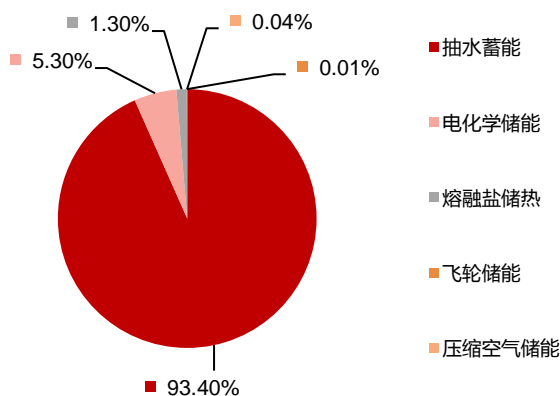
中国的储能产业虽然起步较晚，但近几年发展速度令人侧目。2015-2019 年，中国储能项目累计装机规模从 23.2GW 增长至 32.3GW，CAGR 为 8.62%，相比全球同期 2.89% 的数据增长明显。截至 2019 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 32.3GW，同比增长 3.8%，占全球市场总规模的 17.6%，其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 30.3GW，同比增长 1.0%；电化学储能的累计装机规模位列第二，为 1709.6MW，同比增长 59.4%。

图 3：2014-2020 年 Q1 中国储能项目累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

图 4：2019 年底中国储电项目累计装机规模结构



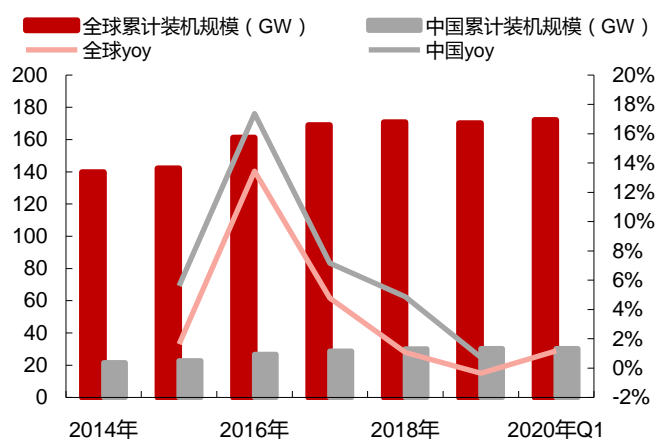
资料来源：CNESA，西部证券研发中心

1.3 抽水蓄能为主，电化学储能发展迅速

抽水蓄能是目前应用最为广泛的储能电站，在所有储能形式中占比超过 90%，也是最为成熟的大规模储能技术之一。全球抽水蓄能装机规模在 2016 年经历了相对快速的增长后，2016-2020 年 Q1 增速呈现逐年下降的态势，全球抽水蓄能累计装机规模增速从 2016 年的 13.44% 下降至 2019 年的 -0.35%，与此同时，我国的相应数据也从 17.37% 下滑至 0.73%，增速均持续放慢。2019 年，全球抽水蓄能累计装机规模有所下滑，规模为 170.1GW，同比下降 0.35%，占全球储电装机总规模的 92.6%，我国抽水蓄能累计装机规模达到 30.27GW，同比增长 0.73%，占全国储能装机总规模的 93.4%。虽然抽水蓄能占比呈下降趋势，但在全球储能结构中依旧占据绝对领先地位。

行业深度研究 | 电气设备

图 5：2014-2020 年 Q1 全球抽水蓄能累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

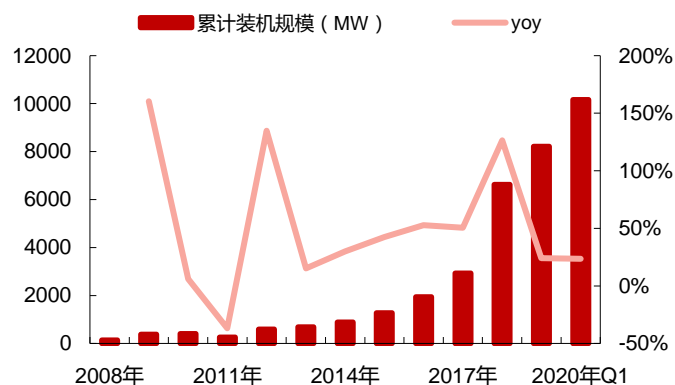
图 6：文登抽水蓄能电站三维透视图



资料来源：发电组网，西部证券研发中心

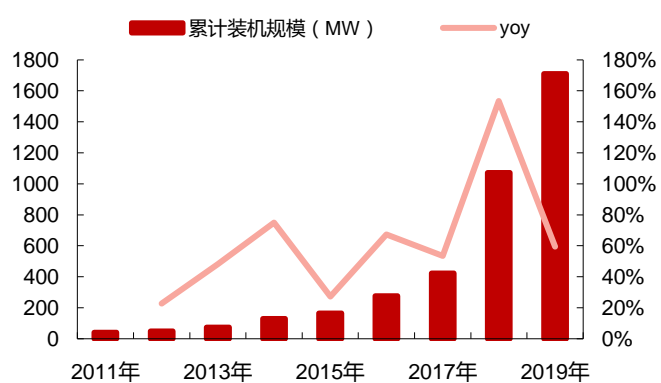
抽水储能受制于地理环境，发展空间有限。抽水储能电站通常容量较大，额定功率可以从 100MW 到 2000MW，工作时间范围相对较宽从 4h 到 10h，单位功率建站成本要低于其他类型储能电站约为 500-900 美元/kW。但其面临的主要问题有：（1）由于抽水储能过程中机械损耗较大，所以抽水储能电站效率相对较低，为 60-75%；（2）响应时间较长，从静止到满载通常需要 2-2.5 分钟，从空载到满载通常需要 30-35 秒；（3）电站建设周期较长，一般需要 8-10 年；（4）建设完全依赖于地理条件，即当地水资源的丰富程度，并且一般与电力负荷中心有一定的距离，面临长距离输电的问题。基于抽水储能电站的上述特点，通常抽水储能电站用于大电网调峰和大电网黑启动等方面，考虑到它技术难度较低，放电功率较大，更加适合大规模的月周期的储能需求。

图 7：2008-2020 年 Q1 全球电化学储能累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

图 8：2011-2019 年中国电化学储能项目累计装机规模及增速



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

电化学储能占比仍比较低，但技术优势决定了其广阔的发展前景。电化学储能相比抽水储能效率更高，对外部环境条件依赖更小，相比电磁储能，技术相对更为成熟，成本更低，应用范围也更广，因此电化学储能具有非常广阔的发展前景。在全球储能累计装机小幅平稳增长的背景下，电化学储能却飞速发展，2014-2019 年，全球电化学储能累计装机规模从 893.5MW 迅速上涨至 8216.5MW，CAGR 高达 55.85%，中国的电化学储能发展更为迅速，累计装机规模从 129.63MW 攀升至 1709.6MW，CAGR 高达 67.51%。截至 2019 年，全球已投运电化学储能项目的累计装机规模为 8216.5MW，占全球储能装机比例 5.2%，同比增长 24.02%，中国电化学储能项目累计装机规模为 1709.6 MW，同比增长 59.37%，占中国储能市场的 5.3%，在 2018 年的爆发式增长后，全球和中国的电化学储能市场在 2019 年逐渐回归理性，虽然较 2018

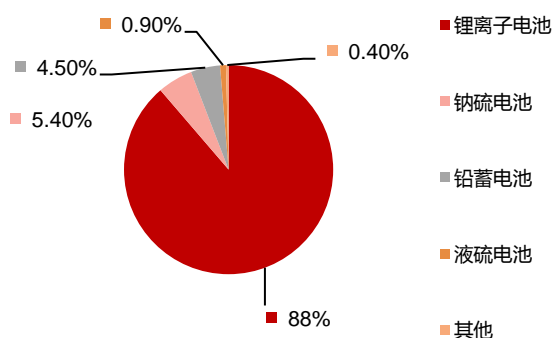
年 126.39%、153.46% 的增速有所回落，但仍维持了全球市场快速增长的发展态势。

二、电化学储能的主要技术路线：锂电发展正当时

2.1 电化学储能领域锂离子电池占垄断地位

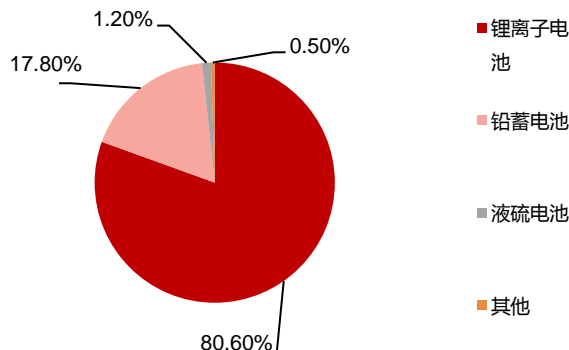
无论是存量市场，还是新增市场，锂电池均已在电化学储能中占据垄断地位。在储能电池领域，随着环保压力日趋严峻，更加环保的锂离子电池大量应用已是大势所趋。从全球来看，2015-2019 年，锂离子电池在累计装机比例中始终位于 80% 左右，受益于锂电池的迅速发展，国内锂离子电池占比也迅速提升，从 66% 升至 80.62%，但仍低于全球的占比，未来锂电占比有望接近全球水平。截至 2019 年底，全球新增电化学储能装机 1.59GW，累计装机规模达到 8.21GW，同比增长 24.02%，从技术分布上看，全球新增电化学储能投运项目中，锂离子电池装机占比最大为 88%，国内方面，电化学储能新增装机 633.9 MW，值得注意的是，锂电池储能全年实现新增装机 619.5 MW，逆势增长 16.27%，得益于此，锂电池储能累计装机规模在电化学储能领域的比重从 2018 年的 70.74% 升至 80.60%，市场份额连续两年提升超 9%，在新增市场，锂电池装机渗透率从 2018 年的 78.02% 升至 97.27%。

图 9：2019 年底全球电化学储能项目累计装机规模结构



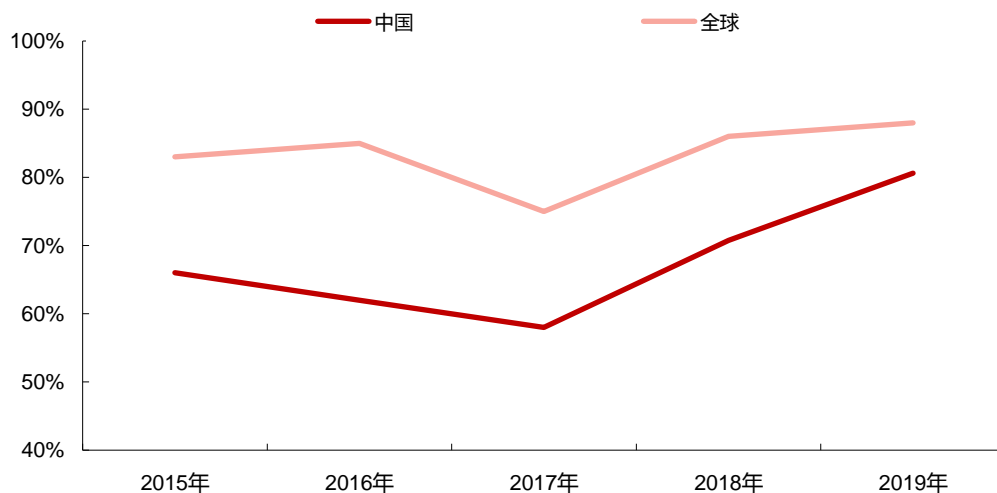
资料来源：CNESA，西部证券研发中心

图 10：2019 年底中国电化学储能项目累计装机规模结构



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

图 11：2015-2019 年锂离子电池在电化学储能累计装机占比情况



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

2.2 锂离子技术指标优于铅酸电池，替代及电化学储能增量空间广阔

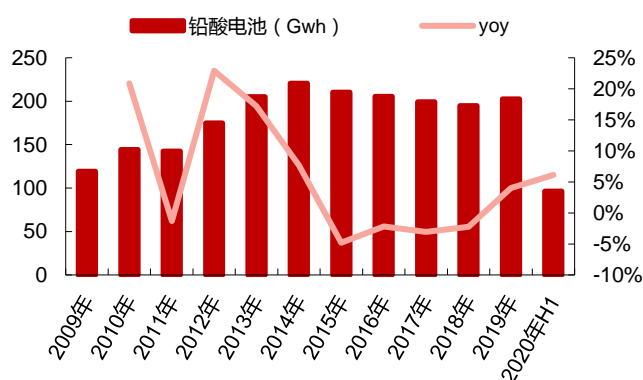
锂离子电池多方面技术指标均优于铅酸电池。截止 2019 年底，我国电化学储能累计装机中，锂离子电池装机占比处于垄断地位高达 80.6%，排名第二的铅酸电池占比为 17.8%，二者合计占比达 98.4%，为电化学储能的主要技术路线。锂离子电池的主要性能均优于铅酸电池，未来将逐渐替代铅酸电池，市场份额有望继续增加。与传统铅酸电池相比，锂电池有三大优势：（1）锂离子电池能量密度为铅酸电池的 4 倍，容量、重量均优于铅蓄电池；（2）锂离子电池更加环保，锂离子电池中不包含汞、铅、镉等有害元素，是真正意义上的绿色电池，此外锂离子电池更加节能，能量转换效率高于铅蓄电池，政策风险相比铅蓄电池来说较小；（3）锂离子循环寿命更长，目前来看锂离子电池的寿命一般是铅酸电池的三到四倍，虽然前期成本较高，但从长期来看更经济。

表 2：锂电池综合指标优于铅酸电池

	锂离子电池	铅酸电池
能量密度 (Wh/kg)	140~200	30~40
转换效率	大于 90%	75%
循环寿命 (次)	1500~2000	500
输出电压 (V)	3.2~3.7	2.0
可工作温度	-15~50°C	-10~45°C
价格 (元/Wh)	0.7~1	0.5
优点	重量轻；比能量高；循环寿命长；无记忆效应；充电时间短	单块电池成本低；基本可完全回收；技术成熟安全性能好
缺点	单块电池成本高；安全性能有待提高	重量大；循环寿命相抵较低；富液式电池存在一定的排放污染；充电时间长

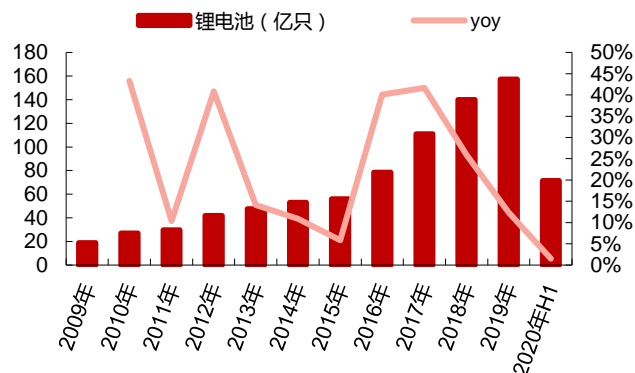
资料来源：CNESA，西部证券研发中心整理

图 12：2009–2020 年 H1 铅蓄电池产量



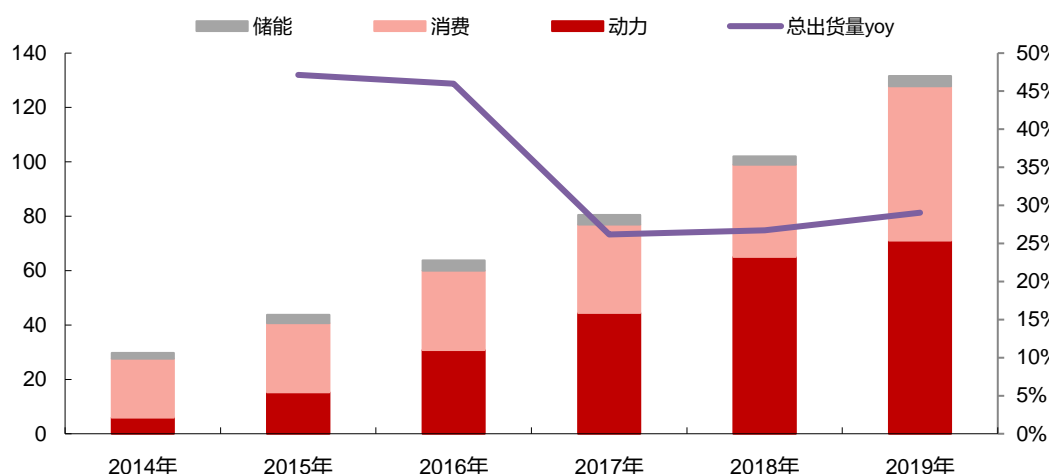
资料来源：国家统计局，西部证券研发中心

图 13：2009–2020 年 H1 锂离子电池产量



资料来源：国家统计局，西部证券研发中心

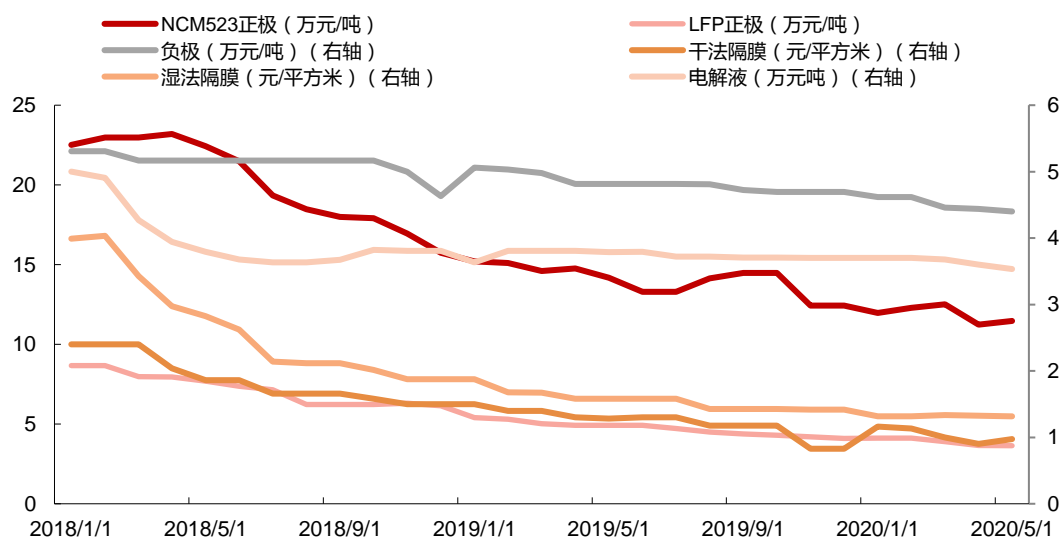
图 14：2014-2019 年各类型锂电池出货情况 (Gwh)



资料来源：GGII，西部证券研发中心

铅蓄电池已进入成熟期，锂电池仍在发展初期。2009年-2014年我国铅蓄电池产量增长迅速，从119.3Gwh上升至220.7Gwh，随着锂电池技术成熟大规模应用，2014年后铅蓄电池进入成熟期，产量增长开始下滑，2019年产量为202.5Gwh，相比之下，锂电池却发展迅猛，2015-2019年产量由55.97亿只迅速飙升至157.22亿只，CAGR达29.46%，2020年H1疫情对下游动力、消费锂电池需求负面影响较大，同比仅上升1.5%，但疫情不改动力、消费电池景气发展趋势。锂电池应用场景主要为储能、消费及动力领域，近年来随着新能源汽车、3C消费需求爆发，锂电池的出货量持续上升，根据GGII数据，2014-2019年，我国锂电池出货量从29.7Gwh上升至131.6Gwh，2019年动力、消费电池占比达97.1%，为主要需求领域，目前储能领域出货量仍较小，未来随着储能市场需求爆发，有望成为锂电池产量新的增长点。

图 15：2018 年以来锂电池主要原材料价格走势

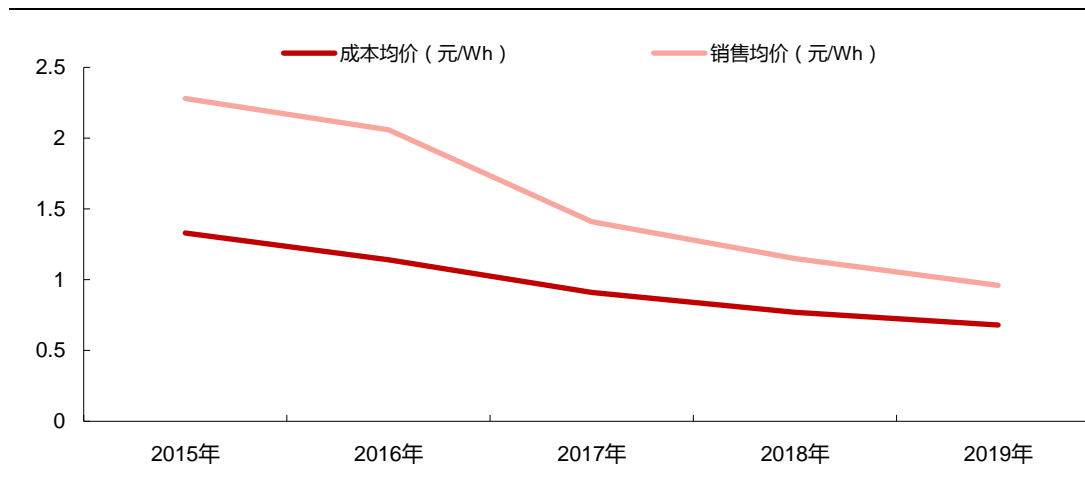


资料来源：百川盈孚，西部证券研发中心

随着锂电池成本的下降，未来仅替换空间将超千亿。相比铅蓄电池，目前锂电池最大的劣势是成本较高，但近年来随着新能源汽车和消费电子飞速发展，下游需求带动上游锂电池不断技术革新，除了技术不断突破外，锂电池成本也在快速下降。2018年以来，锂电池重要原材料正极、负极、隔膜、电解液价格均呈下降趋势，直接带动锂电池价格下降，根据真锂研究数据，

截止 2020 年 9 月 1 日, NCM523 方形均价已降至 0.9 元/Wh, 磷酸铁锂方形均价已降至 0.795 元/Wh, 相比 2014 年接近 3 元/wh 的价格有着巨大的下滑。目前, 我国铅酸电池每年出货量为 200GWh 左右, 2019 年出货量 202.5GWh, 随着成本的下降, 未来锂电池将全面优于铅酸电池, 若全部替换, 按 0.5 元/wh 的保守单价计算, 每年替换市场空间也将达千亿元。此外光电/风电+储能商业模式对储能设备的灵活性有更高的要求, 因此锂电池储能与之更加匹配, 叠加锂电池成本的下降将给新能源储能项目带来巨大经济性, 长期来看锂电和储能有望共振发展, 打开巨大的市场空间。

图 16: 2015-2019 年宁德时代动力电池销售与成本均价均持续下降



资料来源: 公司公告, 西部证券研发中心

三、锂电储能应用多点开花, 长期需求空间已打开

按照不同应用途径, 电化学储能装机主要分为发电侧、电网侧和用户侧。发电侧主要用于配套新能源发电、火电联合调频, 电网侧主要以辅助服务为主, 通过调峰调频、削峰填谷等增加电网的稳定性, 用户侧主要用于峰谷套利、分布式新能源+储能、通信基站以及数据中心备用电源。政策方面来看, 国家正积极促进电源侧、用户侧和电网侧形成三足鼎立的发展格局, 2019 年 2 月国家电网印发《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》, 明确指出, 在国家尚未出台新的鼓励政策的情况下, 各省级电力公司不参与发电侧和用户侧储能投资建设, 可以根据需要, 以技术创新和解决工程应用难题为目标, 开展电网侧储能试点示范应用。在发电侧支持新能源发电配置储能, 支持常规火电配置储能。在用户侧可参与电网需求响应、电量平衡和负荷特性改善, 优先在电网调节有困难、改造升级成本较高的地区投资建设。在电网侧, 将储能纳入电网规划并滚动调整, 将电网侧储能视为电网的重要电气元件和一种技术方案选择, 进行综合比选论证。

表 3: 电化学储能应用场景分析

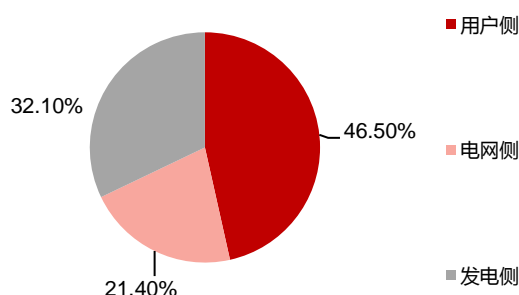
应用分类	应用场景
发电侧	<ul style="list-style-type: none"> 与新能源发电配套解决消纳问题 与火电机组联合参与电网调频等辅助服务, 获得相应的调频补偿收益
电网侧	<ul style="list-style-type: none"> 主要用于电力市场的辅助服务: 调峰、调频、调压 缓解电力缺口
用户侧	<ul style="list-style-type: none"> 当前用户侧储能最主要的盈利模式是峰谷套利 平滑负荷, 用于用电负荷间歇性较强的场合, 如新能源汽车充电桩、体育场等 用户侧与分布式光伏、分散式风电等分布式能源结合, 形成分布式风光储系统

● 通信基站、数据中心备用电源

资料来源：西部证券研发中心整理

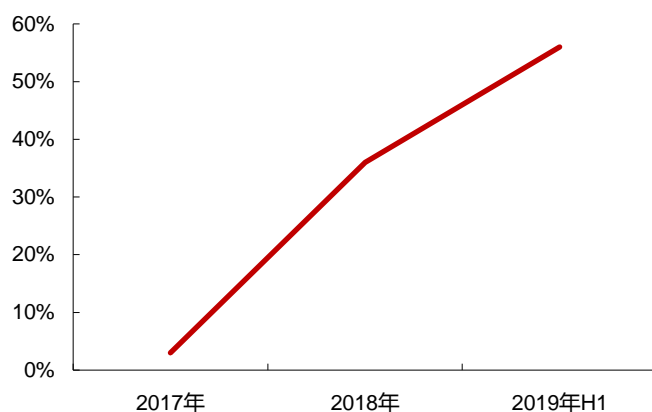
当前用户侧装机最多，电网侧有望反超。目前我国电化学储能累计装机主要集中在用户端，据 CNESA 数据，截止 2018 年底我国电化学储能能在发电侧、电网侧和用户侧三个应用领域的累计安装比例分别为 32.1%、21.4%、46.5%。其中用户侧较 2017 年下降 13pct，与此同时电网端占比迅速提升，2018 年累计装机占比已达到 21.4%，相比前一年几乎翻倍，在新增投运的电化学储能项目中，电网侧的占比从 2017 年的 3% 迅速上升至 2019 年 H1 的 56%，随着电网侧新增装机占比不断提高，一改前几年用户侧一家独大的局面。

图 17：2018 年中国已投运电化学储能应用领域占比情况



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

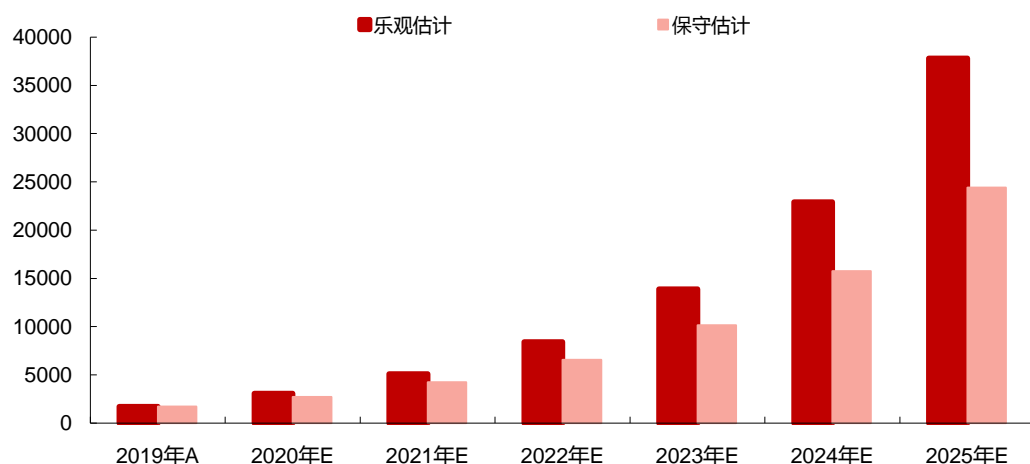
图 18：中国新增投运的电化学储能项目中电网侧占比飙升



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

电化学储能市场规模持续高速增长。从市场规模来看，电化学储能规模仍将保持高速增长。截止到 2019 年底，我国电化学储能的累计投运规模将达到 1.71GW，年增速 59.4%，在“十三五”的收官之年，即 2020 年，将延续超过 50% 的年增长速度，2021 年储能的应用将在全领域铺开，此外主要技术路线锂电池成本持续下降也将推动电化学储能系统的大规模应用。根据前瞻产业研究院数据，保守估计下 2020 年国内电化学储能累计装机规模可达到 2726.7MW，预计到 2025 年年底，电化学储能的市场装机规模将超过 24GW，年复合增长率(2020-2025)将保持在 55% 左右，乐观估计下，2020 年电化学储能累计装机规模将达到 3092MW，预计到 2025 年年底，电化学储能的市场装机规模将接近 38GW，年复合增长率(2020-2025)有望超过 65%。

图 19：2020-2025 年中国电化学储能电站装机预测情况 (MW)



资料来源：前瞻产业研究院，西部证券研发中心

行业深度研究 | 电气设备

我们预计，未来以锂电为主的电化学储能装机主要的增长点来自：（1）随着电力体制改革的进一步推进，电网侧储能和相关利好政策的刺激下，装机规模有望延续过去两年的高速增长；（2）新能源发电成本进一步降低，其在电力系统中渗透率将持续提高，新能源发电并网及消纳对储能的需求将会快速增长；（3）2020年我国进入5G建设高峰期，相比4G，5G基站的数量与频率大幅增长，为锂电储能带来确定性增量。

3.1 电网侧：辅助服务发展潜力巨大

调峰、调频是电网侧必不可少的环节。电网侧储能主要提供辅助服务以保证电力系统的安全稳定运行，同时获取辅助服务收益，主要服务包括调峰、调频、备用等。中国对于电网侧储能的推动非常积极，国家密集出台政策促进电网侧的辅助服务。早在2015年3月，国务院办公厅便已明确储能参与调峰和可再生能源消纳身份，2016年6月，能源局发布政策探索电储能在电力系统运行中的调峰调频作用及商业化应用，推动建立促进可再生能源消纳的长效机制，2018年7月，发改委发文鼓励利用峰谷电价差、辅助服务补偿等市场化机制，促进储能发展，2020年3月，国家电网将储能应用属于2020年五大重点发展领域之一，一系列利好政策的发布使得辅助服务市场的不断完善，将持续利好电网侧储能的发展。

表 4：国家支持电网侧储能发展的主要政策汇总

时间	文件名称	出台单位	主要内容
2015.3	《关于深化电力体制改革若干意见》（9号文）	国务院办公厅	明确储能参与辅助服务和帮助可再生能源消纳的定位
2016.4	《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》	发改委、能源局	明确提出先进储能技术创新：研究面向电网调峰提效、区域供能应用的物理储能技术
2016.6	《关于促进储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》	能源局	探索电储能在电力系统运行中的调峰调频作用及商业化应用，推动建立促进可再生能源消纳的长效机制
2017.11	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	发改委、能源局	按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方提供参与电力辅助服务
2018.7	《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》	发改委	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
2019.2	《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》	国家电网	支持电源侧、客户侧、电网侧储能全面健康发展
2020.3	《国家电网有限公司2019社会责任报告》	国家电网	储能应用属于2020年五大重点发展领域之一

资料来源：发改委，能源局，国家电网，西部证券研发中心

“火电+储能”模式参与电网调频服务。功率和频率都是电网系统中极其重要的性能指标，为了避免对用电端和发电端的设备整体造成了冲击，当电网频率变化过大时，需要通过调峰、调频维持电网频率、功率稳定以保证电网安全，叠加电网最大负荷日益增加，电网结构日趋复杂，以及新能源渗透比率的提升，使得我国火电调频能力的需求日益增长。传统的火电调频有诸多缺点，因此近年来火电+储能的模式开始崭露头角，该模式采用储能系统和火电机组联合运行，构成电力调频电源。电池储能系统短时间内便可启动，响应迅速，此特点弥补了传统火电机组调节速率慢、误差大等缺点，在保持平稳运行的同时也大幅提高火电厂调频性能。从成功的火电储能联合调频案例来看，当前项目主要集中在睿能世纪和科陆电子两大企业，睿能世纪技术和经验领先，运营方式以独立投资或联合投资并承担运营任务为主，科陆的方式较多，除直接投资外，还采用EPC或系统整体交付模式，电池技术路线方面，磷酸铁锂和三元锂是火电储能联合调频市场的两大主流路线，科陆电子倾向于磷酸铁锂系电池，睿能世纪选择的电池技术路线多样，包括磷酸铁锂、锰酸锂、三元等。

行业深度研究 | 电气设备

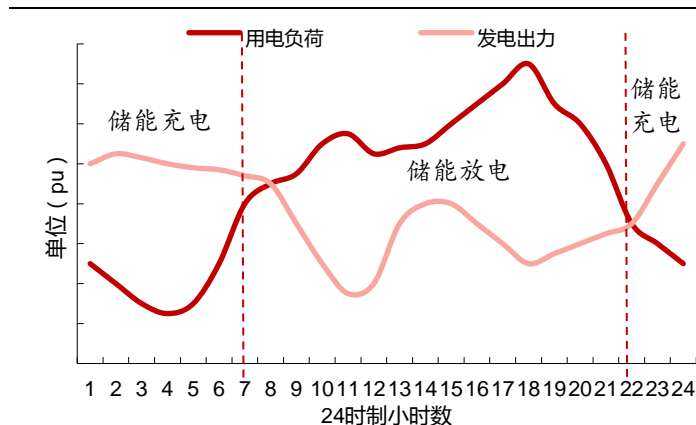
表 5：部分火电储能联合调频项目一览

项目业主方	规模	技术路线	投资方/EPC
山西京玉电厂	9MW/4.5MWH	锰酸锂	睿能
山西晋能阳光电厂	9MW/4.5MWH	三元锂	睿能
蒙能杭锦发电公司	9MW/4.5MWH	三元锂	睿能
漳泽电力蒲州电厂	9MW/4.6MWH	三元锂	睿能
华润电力丰润电厂	9MW/4.5MWH	三元锂	睿能
西山煤电武乡电厂	15MW/7.5MWH	三元锂	睿能
山西同达电厂	9MW/4.478MWH	磷酸铁锂	科陆
山西平朔煤矸石电厂	9MW/4.478MWH	磷酸铁锂	科陆
内蒙古上都电厂	18MW/8.957MWH	磷酸铁锂	科陆
蒙能新丰热电厂	9MW/4.478MWH	磷酸铁锂	科陆
华润海丰公司	30MW/14.93MWH	磷酸铁锂	科陆
贵州兴义清水河电厂	20MW/10MWH	磷酸铁锂	武汉南瑞
新疆融创诚哈密	四个项目共计 100MWH	钛酸锂	

资料来源：中国储能网，西部证券研发中心整理

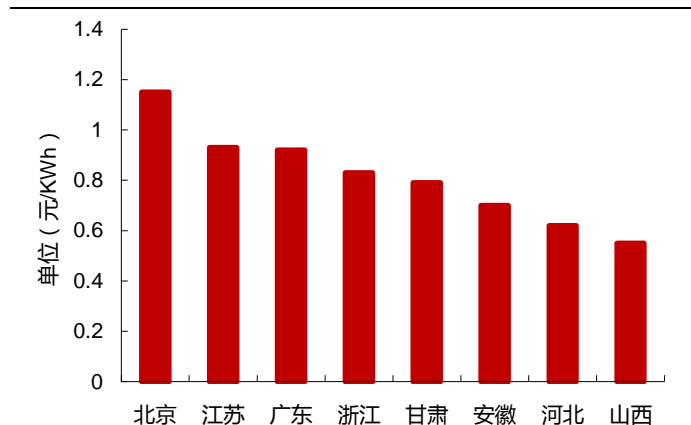
调峰满足电力系统日负荷峰谷差。从昼夜用电情况来看，负荷曲线往往在白天比在晚上高，因此我国的工商业用户用电均已实施峰谷电价制，提高白天高峰期的电价来限制用电，同时降低夜间低谷期的电价来鼓励用电，昼夜之间便形成了电价差。我国经济发达，负荷较重的地区价差几乎为中西部城市的两倍，北京一般工商业电价差高达 1.15 元/kWh，而山西的价差仅为 0.55 元/kWh，较大的峰谷价差为电网侧储能调峰提供了收益。

图 20：电网侧储能参与电力系统调峰



资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 21：我国典型区域一般工商业电价峰谷差

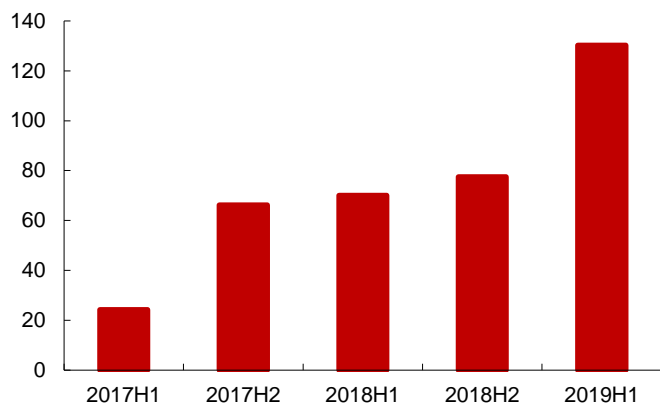


资料来源：国家电网，西部证券研发中心

备注：选取不满 1KV 档

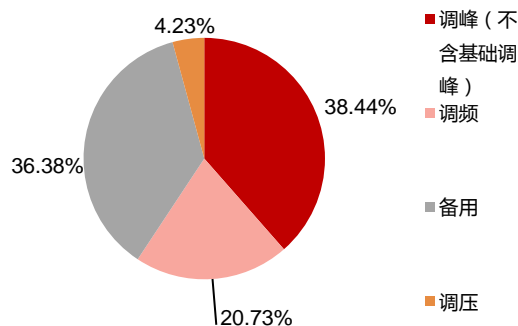
行业深度研究 | 电气设备

图 22：2017-2019H1 我国电力辅助费用（亿元）



资料来源：能源局，西部证券研发中心

图 23：2018 年各项目辅助服务补偿费用占比

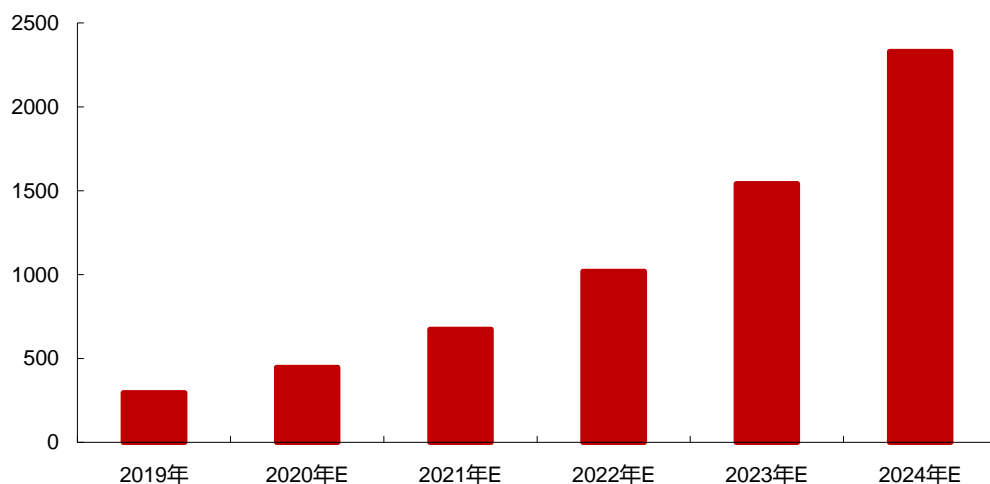


资料来源：北极星电力网，西部证券研发中心

电网调频调峰需求持续增加，我国电力辅助服务费用快速增长。电力辅助服务是在电力市场运营过程中，为完成输电和电能量交易并保障电力系统的安全稳定运行和电能商品质量，由发电机组提供的与正常电能生产和交易相耦合的频率控制（一次调频、AGC）、备用、调峰、无功调节、黑启动和其他安全措施等服务并收取一定的费用。2017 年至今，我国电力辅助服务费用快速增长，2019 年上半年辅助服务补偿费用总额为 130.31 亿元，比 2018 年同期增长 85.9%，补偿费用占上网电费总额的 1.47%，比 2018 年同期增长 0.6%，随着电网侧调频需求的增加，电力辅助服务市场潜力巨大，同时利好政策也将扩大其对补偿费用的占有比例。

2024 年底电网侧调频端锂电储能累计装机需求将达 5.36GW。2019 年，全国累计火电装机容量 1191GW，同比增长 4.1%，由于新能源侧发电占比持续提升，未来五年火电装机难以增长，假设 2024 年底火电累计装机规模与当前持平，调频功率配套需求为 3%，那么未来将会产生 35.73GW 的火电储能联合调频需求，2019 年底累计装机仅为 0.3GW，渗透率不足 1%，从目前已投运的项目来看，火电储能联合调频效果较好，中性估计 2024 年底渗透率达 15%，对应锂电装机可达 5.36GW。

图 24：2020-2024 年电网侧调峰端电化学储能累计装机规模预测（MW）



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

2024 年电网侧调峰端锂电储能累计装机需求将达 2.21GW。以 2018 年数据为例，调峰辅助服务收入 52.34 亿元，按 0.5 元/kWh 测算平均每日调峰需求为 28.68GWh，2018 年电网侧

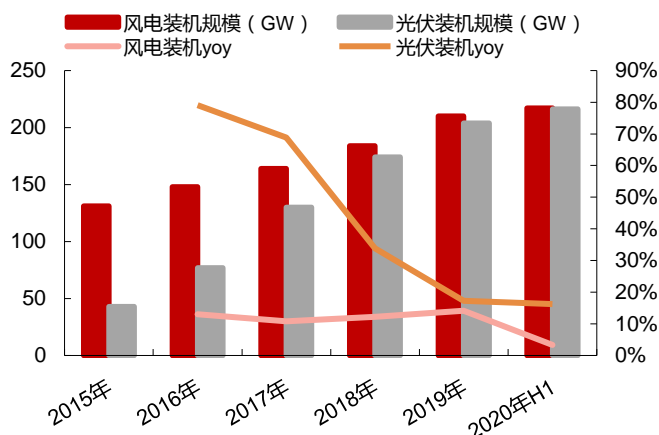
行业深度研究 | 电气设备

的电化学储能累计装机规模为 0.23GW（包括调频、调峰），2019 年电网侧电化学储能累计装机 0.59GW，若调峰、调频累计装机规模各占一半，那么渗透率均处于较低水平。假设电网侧调峰端储能系统每日充放电 2 次、时长 2 个小时，未来 5 年平均每日调峰需求增加 15%，中性估计 2024 年电化学储能渗透率达到 15%，则 2024 年仅电网侧电化学储能调峰累计装机需求就可达 2.33GW，CAGR 高达 60.17%（2019 到 2024 年），若电化学储能中，2024 年锂电占比达 95%，对应锂电装机需求达 2.21GW。

3.2 新能源风起云涌，搭配储能大势所趋

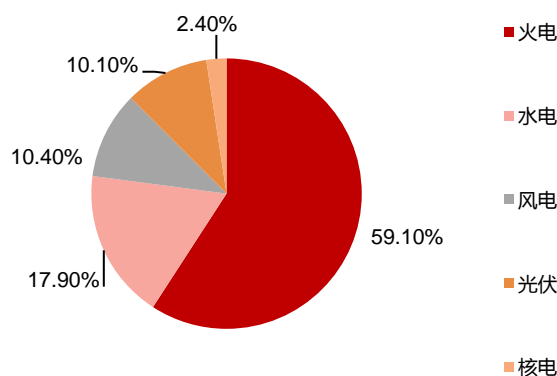
新能源发电装机规模、发电量不断扩大。在全球推进清洁低碳转型的大背景下，我国也积极跟进，尤其在发电系统进展颇为迅速，2015-2019 我国风电光伏装机规模不断扩大，其中风电装机从 131GW 增长至 210GW，CAGR 为 9.9%，相比之下光伏发展更为迅速，累计装机量从 43GW 飙升至 204GW，CAGR 高达 36.5%。作为发展最快的两种可再生能源，风电和光伏装机累计占发电装机的比例也大幅上升，截止 2019 年底，二者累计占比已超过 20%，与此同时，风电、光伏发电量占总发电量比例也持续上升，2019 年，风电发电量达到 4057 亿千瓦时，发电量占比为 5.61%；光伏发电量达到 2243 亿千瓦时，占比为 3.10%，总体来看占比仍相对较低，随着风电和光伏成本的持续下降，未来这一比例有望快速上升。

图 25：2015-2020 年 H1 我国风光电累计装机规模及增速



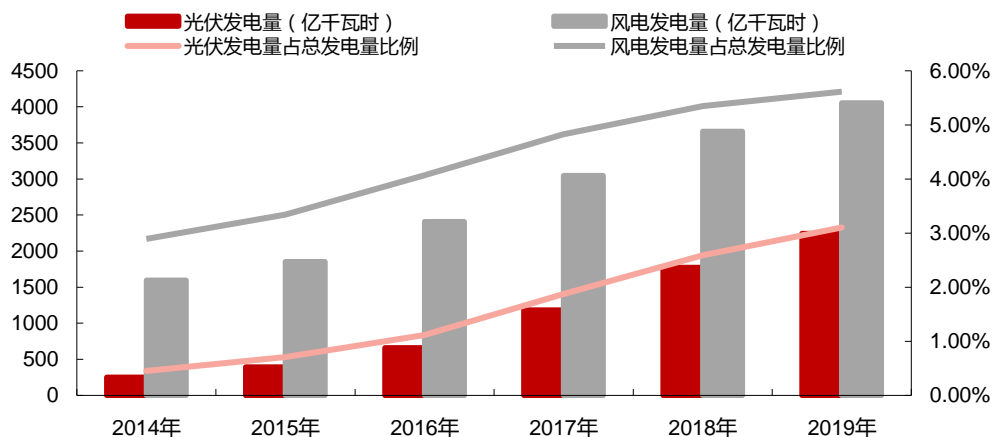
资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 26：2019 年底我国发电装机结构



资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 27：2014-2019 年我国风电光伏发电量及占比

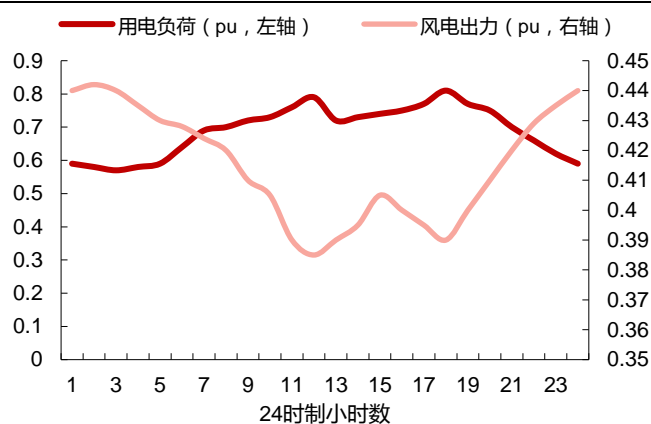


资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

行业深度研究 | 电气设备

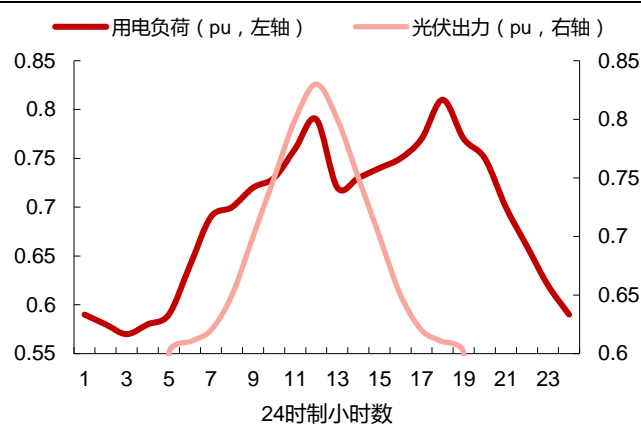
光伏、风电属于不稳定出电源，需要配套储能实现价值。光伏、风电等新能源具有波动性、间歇性与随机性等特性，风电出力日内波动幅度最高可达 80%，出力高峰出现在凌晨前后，午后到最低点，“逆负荷”特性更明显，光伏日内波动幅度 100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0，此外光伏易受天气影响，天气阴晴对光伏发电系统实际有功功率的影响非常明显，因此每日的实际有功功率也具有一定随机性。正是风电和光伏的这些不稳定的特点对发电量预测造成了难度，因此二者均属于不稳定出力的电源。当二者装机占比或发电占比达到一定程度时，会对电网的稳定性带来挑战，为避免电网不稳定会限制部分新能源的出力，从而引发了弃风、弃光现象，因此只有配合储能的应用才能更好地消纳和平滑波动，实现更高的新能源渗透率。

图 28：典型风电出力曲线与用电负荷曲线对比



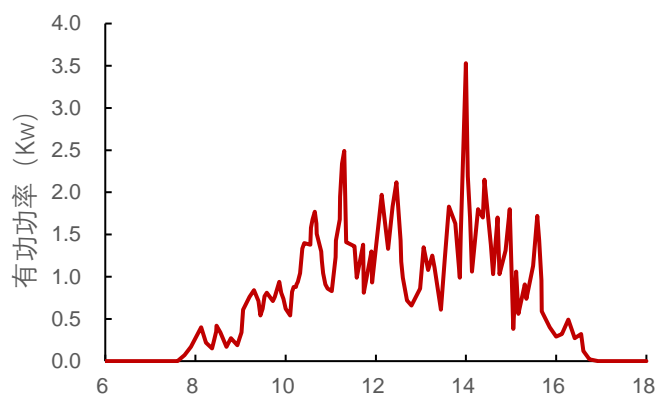
资料来源：国家电网，西部证券研发中心

图 29：典型光伏出力曲线与用电负荷曲线对比



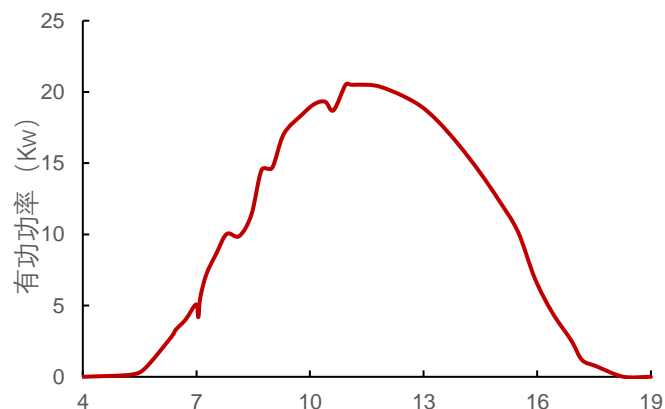
资料来源：国家电网，西部证券研发中心

图 30：阴天时光伏发电系统有功功率随时间的变化



资料来源：索比光伏网，西部证券研发中心

图 31：晴天时光伏发电系统有功功率随时间的变化



资料来源：索比光伏网，西部证券研发中心

“新能源发电+储能”满足电网规定获取并网资格。频率是交流电网中每秒钟电流方向变化的次数，对于交流电网来说，稳定的频率是电网稳定的重要指标之一，当发电小于用电会导致频率上升，反之亦然。当前火电仍是主要的电力供应来源，因此火电厂在调频市场占据垄断地位，但火电调频系统由众多辅机组成，系统惯性大，调频效果也不理想，相比之下储能系统的调频响应速度仅需几十至几百毫秒、调节精度可达到 99%，效果更好。随着产业结构调整，风、光等新能源接入电网比例逐步提高，电力系统等效负荷短期变动加剧，调频需求剧增，为了缓解调频压力，国内包括山西在内已经有多个省份出台政策，要求新能源（风电场、光伏电站）

行业深度研究 | 电气设备

通过保留有功备用或者配置储能，同时通过快速响应改造实现一次调频功能，只有具备一次调频功能的场站才可并网运行。储能作为一种优质的调频资源，可有效辅助调频，显著提高电力系统的调节能力和运行灵活性，随着新能源发电比例的提升，未来储能在新能源并网调频端的市场空间巨大。

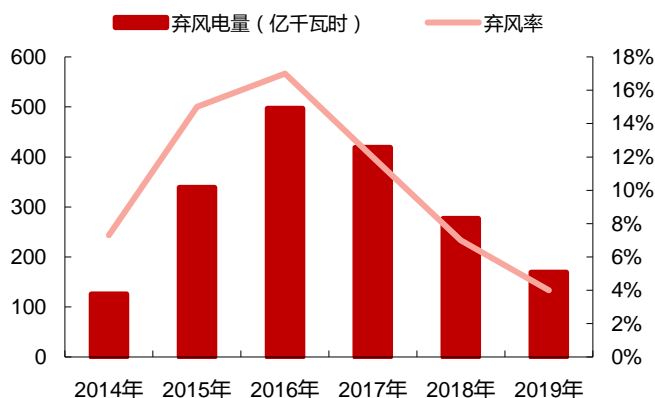
表 6：储能调频与传统机组调频技术对比

机组类型	发电设备爬坡能力/ 力/(%*min-1)	电网的短时爬坡能力需求/ 求/(MW*nin-1)	相应发电设备总功率需求/ 率需求/(MW)	储能功率/(MW)	储能对传统电源的替代效果/(倍)
水电机组	30	10	33.33	20	1.67
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，西部证券研发中心

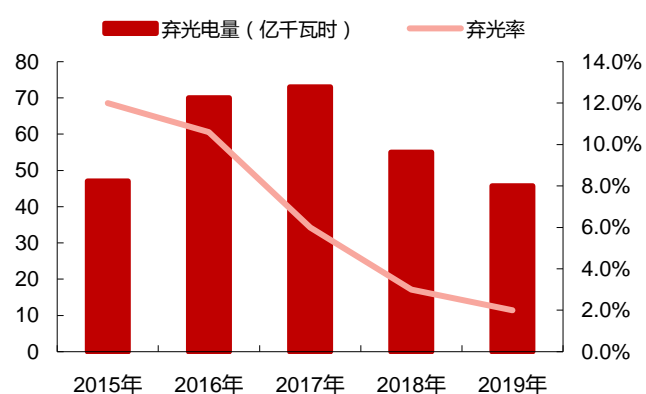
“新能源发电+储能”平滑出力，减少弃电。近年来随着电化学储能的快速发展，我国整体弃风、弃光率下降明显，以弃光率为例，2019年华北、东北、华南地区弃光率分别为0.8%、0.4%、0.2%，华东、华中无弃光，但局部地区消纳不畅导致的弃风、弃光问题仍然严峻，2019年西北地区弃光电量占全国的87%，弃光率同比下降2.3个百分点至5.9%，其中西藏、新疆、甘肃弃光率分别为24.1%、7.4%、4.0%。我国西北地区弃光限电主要原因是光伏大规模集中上网与西部地区电网配套建设滞后形成冲突。我国没有形成东、中、西部协同消纳市场，西部地区消纳水平有限，输电通道建设滞后、现有电网调峰能力及灵活性不足，因此急需建立“新能源+储能”的辅助服务机制。新能源配套储能系统后，通过制定合理的充放电策略可以有效避免弃电。以风电为例，在凌晨风电出力超过负荷期间，电网发出限电指令后无储能时只能弃电。但配置储能后则可在在此期间给储能系统充电，在白天用电高峰期储能放电，避免弃电损失。

图 32：2014-2019 年我国弃风电量及弃风率



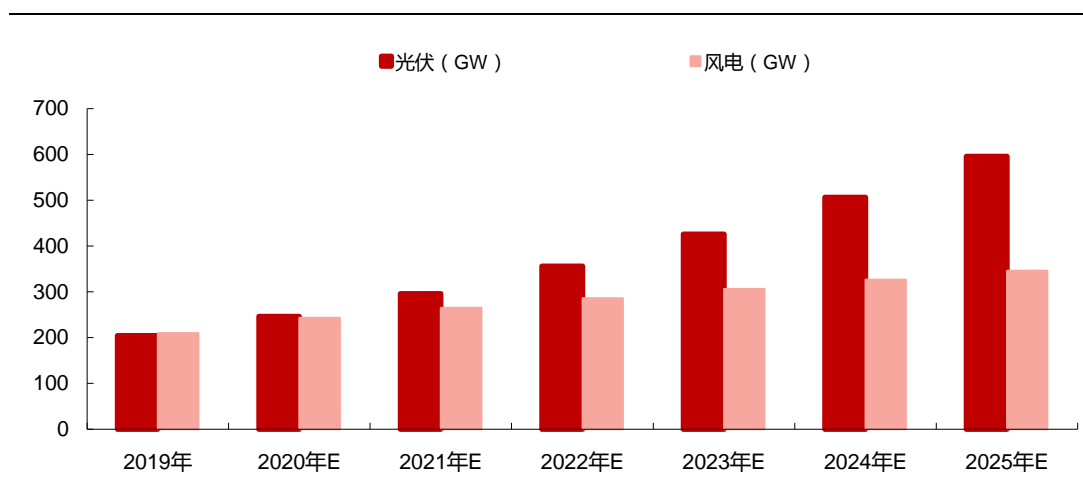
资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 33：2015-2019 年我国光伏弃电量及弃光率



资料来源：国家能源局，西部证券研发中心

图 34：2020-2025 年风电、光伏累计装机规模预测



资料来源：国家发改委能源研究所，华夏能源网，西部证券研发中心

预计 2025 年底新能源发电侧锂电储能累计装机需求将达 50.89GWh。“十四五”规划中，预计非化石能源占比将超预期，2030 年将达到 20%。2020 年至 2025 年这一阶段开始，我国新能源发电部署进度将加快，根据国家发改委能源研究所 2019 年的数据，预计 2025 年我国光伏发电总装机规模将达到 730GW。若按我们保守测算，2020 年底光伏总装机规模达 246GW，未来五年平均每年保持 70GW 的新增装机，那么 2025 年底光伏累计装机规模达 596GW。风电方面 2020 年 H1 新增 7GW，全年累计装机规模预计在 240GW 左右，假设 2021-2025 年新增装机分别为 22/21/20/20/20GW，2025 年底总装机规模达 346GW，则风电/光伏 2025 年底累计装机合计将达 942GW。

新能源电站配置储能的主要场景是在弃风率较高的地区以及需要并网的集中式装机大型电站，假设 2025 年底，配备电化学储能的风/光电装机占比为 10%，储能系统功率为新能源容量的 15%，储能时长为 4 小时，随着风电、光伏汇集并网点集中储能装置的安装，则 2025 年底储能累计装机需求将达 56.52GW，按 90%的锂电占比，对应锂电需求达 50.89GW。根据阳光电源和国家发改委能源研究院预测，到 2030 年和 2050 年，中国风电&光伏合计装机量将分别达到 1810GW、6000GW。华为预测 2030 年中国光伏储能配置比例达到 30%以上，我们保守预测 2030 年和 2050 年新能源发电储能配置比例分别为 15%、30%；储能时间分别为 4h、6h；储能占装机比例分别为 20%、30%；锂电占比均为 100%，则测算出 2030 年和 2050 年中国新能源发电侧锂电储能累计装机量将分别达到 217.24 和 3240GWh。

表 7：中国新能源发电侧储能累计装机预测

年份	风电&光伏累计装机(GW)	储能配置比例	储存时间(h)	储能占装机比例	锂电占比	锂电储能累计装机(GWh)
2020E	489	5%	2	10%	80%	3.91
2021E	561	6%	2	11%	82%	6.08
2022E	642	7%	2	12%	84%	9.06
2023E	732	8%	3	13%	86%	19.65
2024E	832	9%	3	14%	88%	27.69
2025E	942	10%	4	15%	90%	50.89
2030E	1810	15%	4	20%	100%	217.24

行业深度研究 | 电气设备

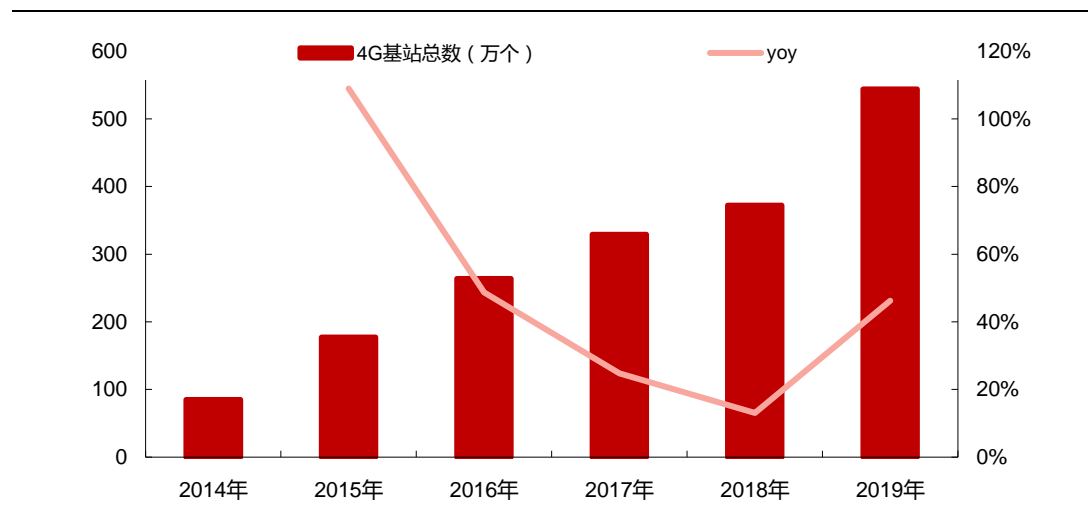
2050E 6000 30% 6 30% 100% 3240.00

资料来源：国家发改委能源研究院，阳光电源，西部证券研发中心

3.3 5G建设高峰，储能市场迎来红利期

5G 基站个数和单站功耗均高于 4G。2019 年我国正式步入 5G 时代，通信基站的建设使得电池储能系统迎来了新的红利时期。5G 基站主要分为宏基站和微基站，微基站细分可分为：微基站、皮基站、飞基站。其中需要储能电池设备的是宏基站，而微基站一般采用市电直接供电，不设置电力储能设备。5G 网络使用的是高频，其覆盖范围会比 4G 网络小，因此，需要建设的站点更多，与 4G 网络重合的站点可以利用部分旧资源，而新建的部分站点则需要完全建设新的配套资源。5G 基站与 4G 相比，主要区别为：（1）频谱更高，电磁波穿透力差、衰减大，在不考虑其他因素的情况下，基站的覆盖范围比 4G 基站覆盖范围更小，建设密度更大，因此需要的 5G 基站数量更多，预计我国 5G 宏建站密度将至少是 4G 基站的 1.5 倍，根据工信部数据，2019 年底，我国 4G 基站总数为 544 万个，按此数据计算 5G 基站将达到近 800 万个；（2）5G 单站功耗超过 3000W，AAU 功耗增加是 5G 功耗增加的主要原因，传统 4G 基站单站功耗为 1000W 左右，而 5G 基站单站功耗是 4G 单站的 3~3.5 倍。

图 35：2014–2019 年我国 4G 基站总数



资料来源：工信部，西部证券研发中心

表 8：5G 能耗为 4G 的 3~3.5 倍

业务负荷	中兴 4G (S333)	中兴 5G (S111)	华为 5G (S111)	中兴 4/5G 能耗对比
100%	1044.72W	3674.85W	3852.5W	5G 约为 4G 的 3.5 倍
50%	955.06W	2969.97W	3196.2W	5G 约为 4G 的 3 倍

资料来源：中关村在线，西部证券研发中心

对应储能需求将大幅增长，需对现网电源、配套进行提前扩容。4G 基站改 5G 后，基站个数、功率大增，需同步增加备用电池的数量和容量。作为保证基站连续供电的核心设备，蓄电池等电源设备成本占基站设备成本 40% 以上。当正常供电时，蓄电池可协助平滑滤波改善供电质量，当供电异常故障时，蓄电池可作备用电源供电。

2025 年底 5G 基站储能需求将达 12.48GW。2019 年底我国 5G 基站个数为 13 万个，2020 年中国联通和中国电信确定合建 25 万座 5G 基站，中国移动新建 25 万座 5G 基站，2020 年底 5G 基站总数将超过 60 万座，参考 4G 基站的建设速度，假设 2021~2025 年新增 5G 基站数分别为 70/90/110/100/90 万座，则 2025 年底 5G 基站总数有望达 520 万座，一般备用电源需储备 3-4 小时电量，我们假设应急时长为 3.5 小时，若保守估计按基站功率 3000W 计算，我们预测储能装机需求将达 15.6GW/54.6GWh。此前 4G 基站用蓄电池普遍都采用铅酸电池，但 5G 基站功耗较 4G 翻倍式增长，对电源系统也提出扩容升级要求，而锂电池在电池放电效率、安装空间和建设成本上较铅酸电池都有优势，中国铁塔此前已表示不再采购铅酸电池、改用梯次利用锂电池，预计未来锂电池将使主要的技术路线，若 2025 年 5G 基站储能锂电池占比达 90%，则对应的锂电储能需求达 12.48GW。

表 9：2025 年 5G 基站储能装机预测

基站个数（万座）	应急时长（小时）	基站功率（W）	单个基站容量（kWh）	锂电占比	储能需求
520	3.5	3000	10.5	90%	12.48GW/43.68GWh
		3500	12.25	90%	16.38GW/57.33GWh

资料来源：西部证券研发中心

仅考虑电网侧调峰调频、新能源侧、5G 基站侧，2024 年锂电储能装机总需求将达 28.41GW/75.43GWh，若按 0.5 元/wh 计算，2024 年市场空间将达 377 亿，与当前市场规模相比翻了约 20 倍。

表 10：2024 年底锂电池储能需求预测

应用领域	储能功率（GW）	储能时长（小时）	储能容量（GWh）
电网侧调频	5.36	0.5	2.68
电网侧调峰	2.21	2	4.42
新能源侧	9.23	3	27.69
5G 基站	11.61	3.5	40.64
合计	28.41		75.43

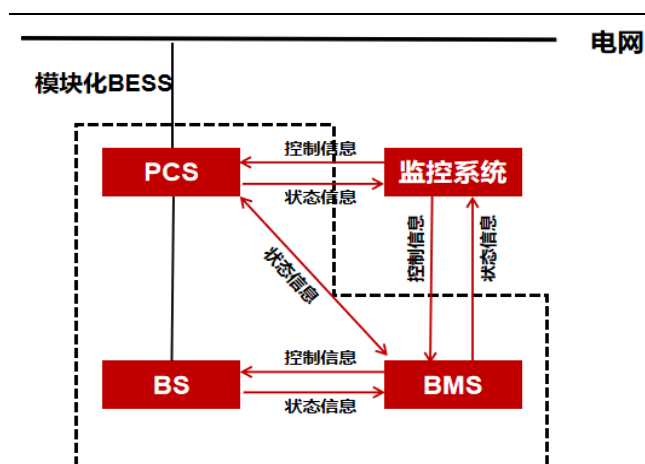
资料来源：西部证券研发中心

四、行业格局初显，龙头企业迎来新的发展机会

4.1 三大系统占据产业链主要利润，电池成本占比超60%

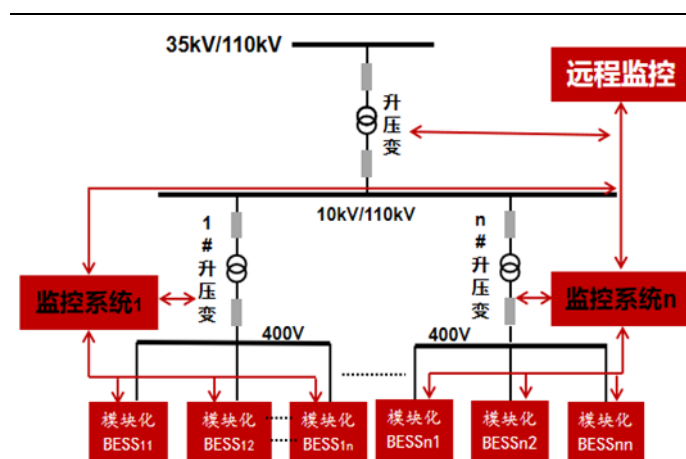
锂电储能系统（BESS）主要由电池系统（Battery System, BS）、功率转换系统（Power Conversion System, PCS）、电池管理系统（Battery Management System, BMS）、监控系统等四部分组成。BS 系统是实现电能存储和释放主要载体，其容量的大小及运行状态直接关系到储能系统的能量转换能力及其安全可靠，PCS 系统是一种由电力电子变换器件构成的装置，它连接着 BS 系统和交流电网，是储能系统与外部进行能量交换的关键组成部分，BMS 是一种由电子电路设备构成的实时监测系统，能有效地监测电池系统的各种状态。在实际应用中，为便于管理及控制，通常将 BS、PCS、BMS 重新组合成模块化的储能系统，而监控系统主要用于监测、管理与控制一个或多个模块化的储能系统。

图 36: 电池储能系统结构示意图



资料来源：集邦新能源网，西部证券研发中心

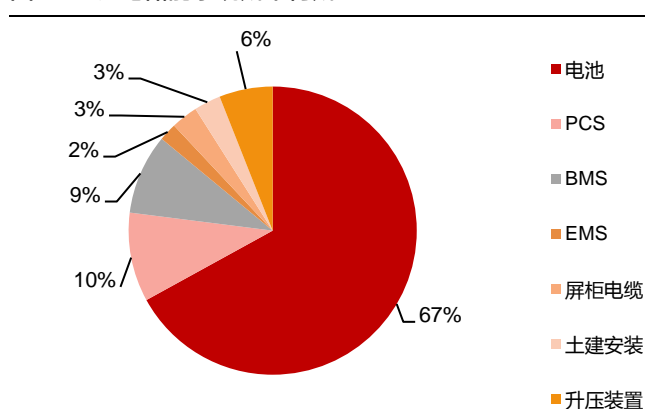
图 37: 包含多个 BESS 模块的高压超大容量储能系统结构



资料来源：集邦新能源网，西部证券研发中心

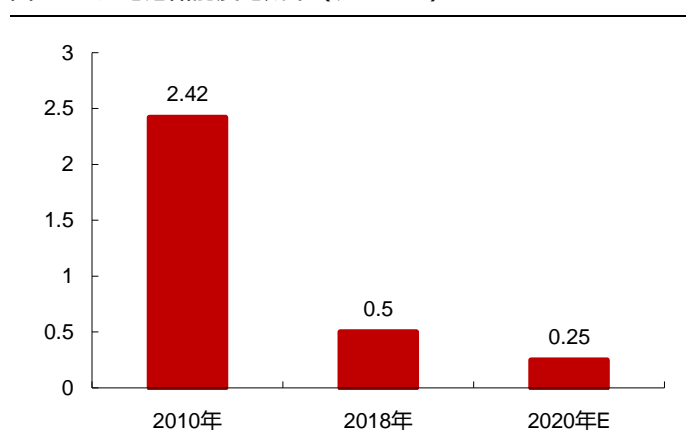
锂电储能系统成本以电池为主，占比超过 60%。三大系统成本在锂电储能系统中占比约为 86%，其中电池成本占比最高，超过了 60%，是目前产业链利润最集中的部分。目前储能锂电池普遍沿用动力电池产线，与动力电池并未形成差异化。随着锂电技术成熟、各厂商生产规模扩大，电池成本下降也会带动储能成本的下降，根据 BNEF 的数据，储能系统成本有望从 2018 年的 364 美元/kWh 降至 2030 年的 165 美元/kWh，并且随着锂电池循环寿命的提升，储能的度电成本(LCOE)也在下降，2010 年锂电池储能的度电成本为 2.42 元/kWh，2018 年已降至 0.4~0.5 元/kWh，根据宁德时代计算，到 2020 年储能的度电成本有望降至 0.25 元/kWh 以下，锂电储能在不需要任何补贴的情况下已经初步具备经济性。

图 38: 锂电储能系统成本构成



资料来源：高工锂电，西部证券研发中心

图 39: 锂电池储能度电成本 (元/kWh)

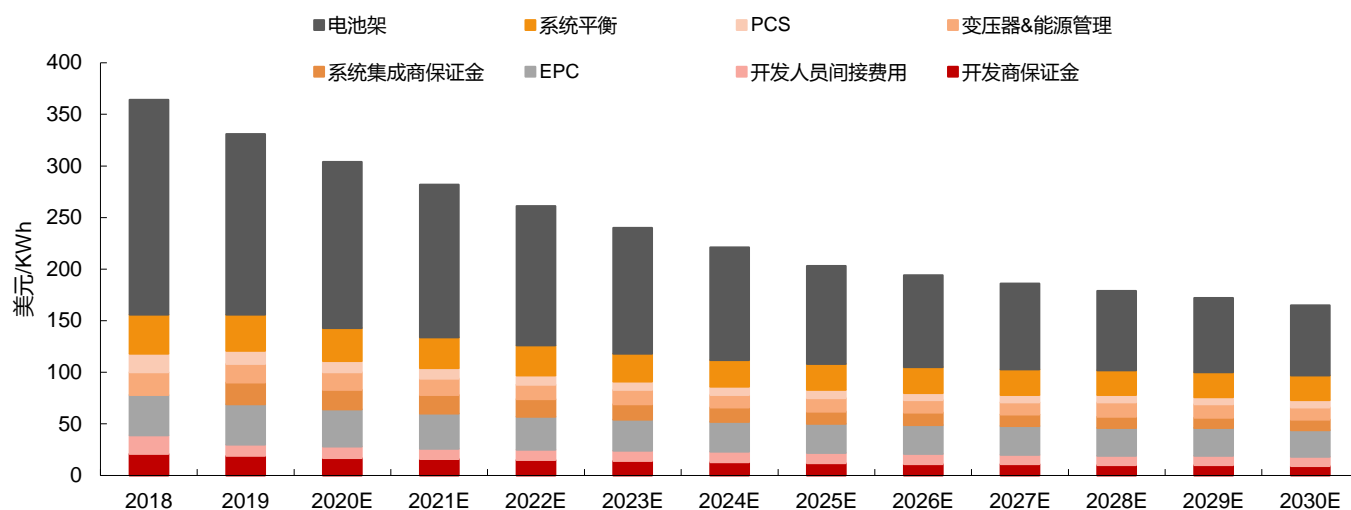


资料来源：钜大锂电，西部证券研发中心

根据 BNEF 统计，2019 年全球已完成安装、初始投入运营的 20MW/80MWh 储能项目系统成本为 331 美元/KWh，相较 2018 年下降 9.07%。根据 BNEF 预测，2020 年、2025 年、2030 年 20MW/80MWh 储能项目系统成本将分别下降至 304、203、165 美元/KWh。其中，下降幅度最大的为电池架，预计到 2030 年 20MW/80MWh 储能项目电池架成本为 68 美元/KWh，相比 2019 年下降 61.14%。

行业深度研究 | 电气设备

图 40：已完成安装、初始投入运营的 20MW/80MWh 储能项目系统成本预测



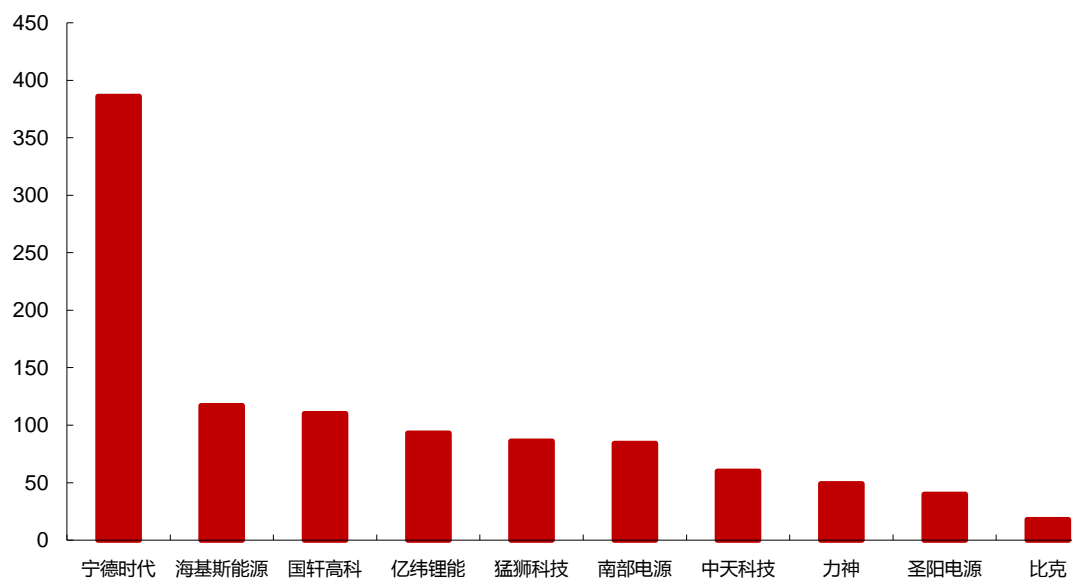
资料来源：BNEF，西部证券研发中心

4.2 产业链标的梳理：电池龙头宁德时代、逆变器龙头阳光电源

宁德时代：电池环节龙头地位无人撼动

2019 年公司储能系统实现营收 6.1 亿元，同比大增 222%。根据 CNESA 数据，2019 年储能技术（主要为电池）供应商出货量排名中，宁德时代出货 386MWh，位居第一且优势巨大，第二名的海基斯能源出货量 117MWh，比宁德时代的三分之一还少。在储能市场开始逐步启动的背景下，公司持续加强研发投入，不断提升产品性能以满足不同客户的需求，完成了采用低锂耗技术，长电芯循环寿命的电芯单体和相应系统平台产品的开发，此外，在 2020 年 2 月发布的 200 亿定增公告中，募集资金中 20 亿用于电化学储能前沿技术储备研发，55 亿用于动力及储能电池研发与生产，技术领先优势有望进一步扩大。

图 41：2019 年中国储能技术提供商出货排名（MWh）



资料来源：CNESA，西部证券研发中心

行业深度研究 | 电气设备

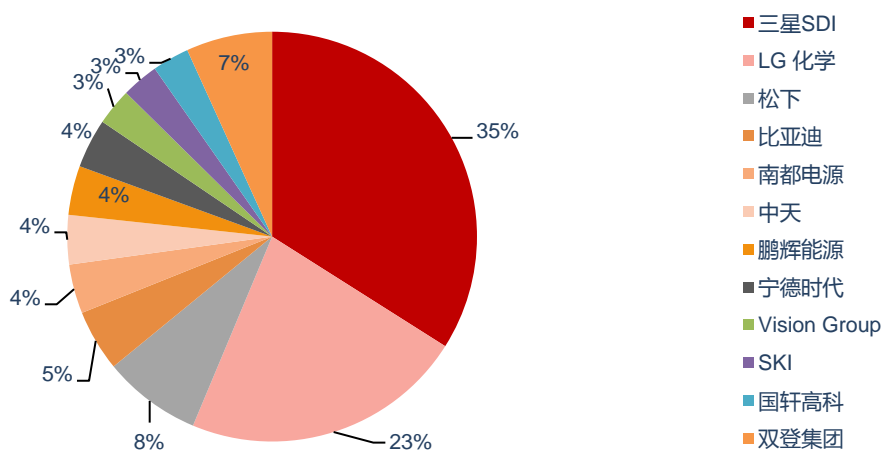
储能产品方面，宁德时代储能系统主要采用磷酸铁锂作为正极材料，产品以方形电池为主，主要用于发电、输配电和用电领域，涵盖大型太阳能或风能发电储能配套、工业企业储能、商业楼宇及数据中心储能、储能充电站、通信基站后备电池等，能够克服风能或太阳能发电不规则的输出特点、弥补线损功率补偿、跟踪计划削峰填谷，有效提高风力及光伏发电系统能源利用率以及用电领域峰谷电之间的平衡，有助于能源的最大化利用。

在储能业务拓展方面，宁德时代延续了其在动力电池的“合纵连横”策略。过去两年里，分别与星云股份、科士达、易事特、国网综能、福建百城新能源、Powin Energy、Next Energy and Resources 等成立合资公司或战略签约。在新能源并网方面，鲁能海西州 100MWh 多能互补示范工程储能电站电池也由宁德时代独家供应。除此之外，宁德时代参股公司晋江闽投电力储能科技有限公司投资建设的福建晋江储能电站试点项目一期 30MW/108MWh 已经于 2020 年初并网。

南都电源：通信基站领域深耕多年，有望成为储能市场的“黑马”

在通信基站领域深耕已久，锂电占比逐年扩大。南都电源储能电池包括铅酸及锂电等多种解决方案，其中铅酸电池主要应用于能量型应用场景，包括用户侧储能、分布式储能等，锂电主要应用于功率型应用场景，包括电网调峰调频等。2011 年，南都电源已成功研发出通信后备用磷酸铁锂电池并实现海外实现大规模应用，截止 2019 年全球磷酸铁锂电池累计出货量超过 2GWh。2016-2017 年公司的储能业务以用户侧储能为主，2018 年公司进行了储能板块的战略调整，储能业务逐步转向电网侧调峰调频应用，锂电的应用比重逐渐加大，模式也由过去的“投资+运营”向电站出售、共建等方式进行推进，2019 年，南都电源总营收 90.08 亿，其中储能板块实现营业收入 3.12 亿元，占公司营业收入比重为 3.46%，分产品看，锂电池产品占比提升 2pcts 达 9.23%，铅酸电池占比 37.99%。根据鑫椤资讯统计，2019 年全球储能电池装机量 19.95GWH，国内储能电池装机量为 6.3GWH，其中南都电源储能电池装机量约 0.8GWH，仅次于比亚迪，国内排名第二。

图 42：2019 年全球新增储能占比



资料来源：鑫椤资讯，西部证券研发中心

近年来，南都电源由传统铅酸业务不断加速向锂电业务的转型，其通信锂电池产品已拓展至海内外 40 余个国家和地区，是全球多个知名通信运营商及集成商的 5G 通信锂电产品合作伙伴，独家中标多个锂电项目。国内方面，中标多个国内电网侧锂电储能项目，建成投运湖南长沙榔梨储能电站项目示范工程、浙江省首个移动式储能电站工程——杭州余杭未来科技城锂电储能项目、与韩国 LS 集团合作的第一个储能示范项目——乐星产电（无锡）储能示范项目等多个

行业深度研究 | 电气设备

项目，大大提高电网百兆瓦、毫秒级的快速响应能力，对电力系统稳定运行起到了保护作用，2020年公司相继中标中国移动和中国铁塔两家5G建设巨头公布的磷酸铁锂电池组采购项目，仅这两个项目中标带来的产品销量达到786MWh；国外方面，与德国Upside公司签署合计75MW的调频服务储能系统项目已建成投运45MW，在意大利与全球第三大电力公司意大利电力合作建成投运当地首个大规模锂电调频储能项目，在澳大利亚建成投运当地首个大规模锂电调频储能的项目—澳洲北领地调频储能项目，同时还参与秘鲁国家电网调频项目、哥伦比亚国家电网调频项目等多个海外储能调频项目。

表 7：2019~2020 年南都电源主要储能项目

日期	项目
2019年4月	国内单体最大的电网侧预制舱储能电站——湖南长沙榔梨储能电站正式投运，南都电源为其提供磷酸铁锂电池储能预制舱
2019年6月	与德国Upside公司签署75MW/125MWH德国一次调频储能项目合作合同，投资规模3.5亿元。
2019年8月	浙江首个移动式储能电站工程正式并网上线，该电站容量为2MW/4MWh，全部采用南都电源自主知识产权设计建造。
2019年10月	南都电源等公司中标西藏220kV变电站储能系统设备采购
2020年5月	中标中国移动2020年通信用磷酸铁锂电池产品集中采购项目
2020年6月	中标中国铁塔2020年备用电磷酸铁锂电池组产品集约化电商采购项目，中标数量0.56GWh

资料来源：公司公告，西部证券研发中心

亿纬锂能：积极扩产，战略布局储能市场

公司储能业务专注于通讯储能、家用储能、智能微网这三大市场，经过近几年在电力储能市场中不断积累经验，研发和推出了符合国际标准要求的系列储能专用电芯，在用户侧、电网侧和发电侧均取得优异的成绩。在国内储能市场，公司已经与通信领域全球领先的国际大客户建立了长期合作关系，2018年8月成为河南电网100兆瓦电池储能示范工程第二批设备类采购项目储能设备第一中标候选人，完成兆瓦级储能系统首批出货；2019年5月，由亿纬锂能全资子公司武汉亿星能源运营管理加利源塑料3.6MWh分布式储能运营项目正式并网运行，在用户侧分布式储能领域实现了能源管理服务；2019年11月以第一候选人中标南方电网动力电池梯次利用储能系统框架采购项目；2020年5月中标中国移动2020年通信用磷酸铁锂电池产品集中采购项目，中标总金额达1.79亿元。国际市场上，储能业务也取得一定的进展，2019年4月，公司8套共计4MW/8MWh集装箱电池储能系统在加州顺利调试成功，标志着公司储能系统产品正式进入北美市场，系统设计能力和产品标准与全球最活跃、最严格之一的北美市场顺利接轨。

此外公司积极扩产储能电池产能，2020年4月公司公告子公司湖北亿纬动力拟投资25亿元，在荆门高新区建设高性能锂离子储能电池项目、高性能锂离子动力电池项目，建成达产后预计分别可形成6GWh/年的锂离子储能电池产能、5GWh/年的锂离子动力电池产能。

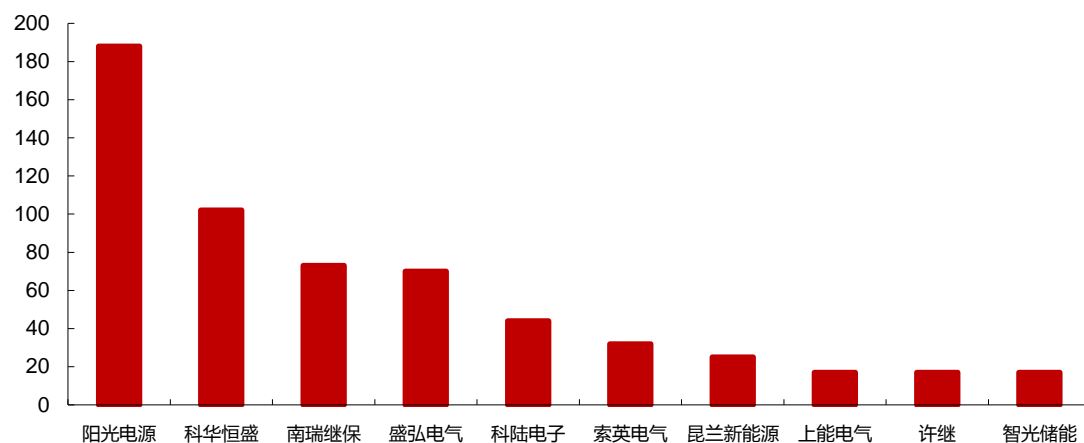
阳光电源：逆变器龙头，市场地位稳固

阳光电源拥有全球领先的新能源电源变换技术，目前可提供储能逆变器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备，同时推出辅助新能源并网、电力调频调峰、需求侧响应、微电网、工商业以及户用等一系列先进的系统解决方案。公司储能系统目前已广泛应用于德国、英国、日本等多个国家，在北美，阳光电源工商业储能市场份额超过了15%；在澳洲，通过与分销商的深

行业深度研究 | 电气设备

度合作，阳光电源户用光储系统市占率超 10%。2019 年阳光电源储能业务实现营业收入 5.43 亿元，同比增长超过 40%。根据 CNESA 数据，2019 年公司在国内储能逆变器市场出货量排名第一。

图 43：2019 年中国储能逆变器提供商出货排名（MW）



资料来源：鑫椤资讯，西部证券研发中心

阳光电源在储能逆变器有很强的竞争优势，一方面储能 PCS 可以与光伏逆变器采用相似的技术平台，基于 20 多年的光伏逆变器平台技术，阳光电源的储能 PCS 性能和可靠性指标处于行业领先地位，通过规模优势可以将储能 PCS 成本做到低于国内同行；另一方面，借助于多年海外市场的积累，阳光电源已经建立了成熟规范的国际化渠道，基本涵盖了当前主要的储能应用场景和市场，这为储能业务走出国门打下了扎实的基础。

此外公司携手一流锂电企业，进军储能电池领域。2015 年，阳光电源和三星 SDI 联合在合肥成立了阳光三星(合肥)储能电源有限公司与三星阳光(合肥)储能电源有限公司两家公司，阳光电源分别持股 65%与 35%，2019 年 2 月阳光电源与三星签订股权转让协议，购买三星持有的三星阳光(合肥)储能电池有限公司 30.00%的股权，目前两家公司阳光电源持股比例均为 65%，成为控股方，阳光三星公司主要做储能逆变器系统解决方案，三星阳光则专注于生产储能电池。

国轩高科：做精铁锂，做强三元，做大储能

国轩高科规划将储能业务发展成为占据公司超 30%营业收入的支柱性产业。国轩高科自 2006 年成立以来，核心一直从事研发磷酸铁锂电池，而磷酸铁锂电池在储能领域具有成本优势，国轩高科大力发展储能市场是必然的选择。2016 年国轩高科成立储能公司，希望通过储能应用，消化退役下来的动力电池，让动力电池的价值实现最大化。按照国轩高科的发展规划，未来将大力推进储能业务发展，成为占据公司超 30%营业收入的支柱性产业。

国轩高科交付 40MWh 储能系统，积极开拓国外储能市场。2020 年 9 月，由南瑞继保以 EPC 方式交付的华能蒙城风电 40MW/40MWh 储能项目，顺利通过了国网安徽省电力有限公司组织的并网验收。该项目搭配的集装箱式储能电池系统由国轩高科提供。据高工锂电消息，该项目配套国轩高科生产的磷酸铁锂电池系统，从 6 月初签订合同到 8 月底整体交付验收，产品交付周期不足三个月。除了为华能蒙城项目供货之外，国轩高科还与国家电网、华为、中国铁塔、中电投等企业在储能领域达成了合作，储能业务占比快速提升。此外，国轩高科还积极开拓国外储能市场，2019 年为美国西弗吉利亚 72MW/72MWh 储能调频项目供应储能电池。该项目主要用于新能源调峰、PJM 调频市场应用等，目前已经实现并网运行。2020 年以来，公司积极推进用户侧储能电站、电网侧储能电站及其他储能领域的工程应用，推进深度合作，与核心

客户共同开拓国内外储能市场。

固德威：专注于太阳能、储能等新能源电力逆变器的研发和销售

公司主营业务产品包括光伏并网逆变器、光伏储能逆变器，目前已研发并网及储能全线二十多个系列光伏逆变器产品，并已批量销往德国、意大利、澳大利亚、韩国、荷兰、印度、比利时、土耳其、墨西哥、巴西等全球 80 多个国家和地区，2017~2019 年海外营收从 2.51 亿上升至 6.26 亿，营收占比从 23.9%提升至 66.4%。根据 Wood Mackenzie 数据，2019 年固德威在全球光伏逆变器市场的出货量位列第十一位，市场占有率为 3%，户用储能逆变器出货量全球市场排名第一位，市场占有率为 15%。2019 年，公司总营收 9.42 亿元，其中光伏并网逆变器营收 7.6 亿元，占比 80.69%，光伏储能逆变器营收 1.08 亿元，占比 11.49%。

表 8：主要公司 2019 年储能业务数据

公司	储能业务营收（亿元）	同比增长	储能业务营收占比	储能毛利率
宁德时代	6.10	221.95%	1.33%	37.87%
阳光电源	5.43	41.77%	4.18%	36.51%
南都电源	3.12	26.08%	3.46%	——
固德威	1.08	147.14%	11.49%	52.64%

资料来源：Wind，西部证券研发中心

注：亿纬锂能未单独公布储能业务财务数据

五、风险提示

储能发展不及预期，新能源发电不及预期，电力辅助服务市场化不及预期，5G 基站建设不及预期，锂电成本下降不及预期。

西部证券—行业投资评级说明

超配：	行业预期未来 6-12 个月内的涨幅超过大盘（沪深 300 指数）10%以上
中配：	行业预期未来 6-12 个月内的波动幅度介于大盘（沪深 300 指数）-10%到 10%之间
低配：	行业预期未来 6-12 个月内的跌幅超过大盘（沪深 300 指数）10%以上

联系我们

联系地址：上海市浦东新区浦东南路 500 号国家开发银行大厦 21 层

北京市西城区月坛南街 59 号新华大厦 303

深圳市福田区深南大道 6008 号深圳特区报业大厦 10C

联系电话：021-38584209

免责声明

本报告由西部证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供西部证券股份有限公司（以下简称“本公司”）机构客户使用。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非收件人（或收到的电子邮件含错误信息），请立即通知发件人，及时删除该邮件及所附报告并予以保密。发送本报告的电子邮件可能含有保密信息、版权专有信息或私人信息，未经授权者请勿针对邮件内容进行任何更改或以任何方式传播、复制、转发或以其他任何形式使用，发件人保留与该邮件相关的一切权利。同时本公司无法保证互联网传送本报告的及时、安全、无遗漏、无错误或无病毒，敬请谅解。

本报告基于已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测在出具日外无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。客户不应以本报告取代其独立判断或根据本报告做出决策。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素，必要时应就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

在法律许可的情况下，本公司可能与本报告中提及公司正在建立或争取建立业务关系或服务关系。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“西部证券研究发展中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经西部证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权力。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91610000719782242D。