



新兴能源

首次覆盖

评级: 增持

2019.07.16

充放之间，实现能量的跨时间转移

——储能行业首次覆盖报告

	徐云飞 (分析师)	石岩 (研究助理)	胥本涛 (分析师)
	0755-23976775	0755-23976068	021-38677826
	xuyunfei@gtjas.com	shiyao19020@gtjas.com	xubentao@gtjas.com
证书编号	S0880517030003	S0880117080210	S0880518020001

细分行业评级

动力锂电	增持
储能	增持

本报告导读:

我们认为在政策刺激、需求上升和成本下降多因素推动下，以锂电池为代表的电化学储能有望迈向新阶段，行业整体保持快速发展趋势。

摘要:

- **行业首次覆盖，增持评级。**我们认为目前电化学储能装机占比仍较低，未来随着政策、需求和成本等多方因素拉动，行业整体有望保持快速增长趋势：1) 储能产业发展 2019-2020 年行动计划的出台进一步明确各方职责，保障产业的健康稳定发展；2) 可再生能源的并网、大规模充电站的建设以及电网的调峰调频等都将持续拉动储能需求；3) 电池的梯次回收利用和新电池价格的下降都将降低储能系统的使用成本，为后续应用打开成长空间。行业首次覆盖，给予增持评级。
- **储能市场持续发展，中国装机规模位列全球第一。**截止 2018 年底全球累计装机规模达到 179.1GW，其中抽水蓄能占比达到 94.3%，电化学储能装机规模达到 6625MW，同比增长 126.4%；占储能市场装机规模比重从 2017 年 1.67% 提升到 2018 年的 3.70%。从地域分布来看中国装机规模达到 31.3GW，占全球装机总量 17.3%，位列全球第一。我们认为储能在电网侧、可再生能源并网、用户侧以及分布式等领域应用广泛，而我国也在积极推进能源结构转型，储能+新能源的模式将进一步推动我国储能市场发展，装机规模占比有望持续上升。
- **多因素共振，锂电池储能助推电化学储能装机规模快速上升。**2018 年我国电化学储能装机规模达到 1072.7MW，占总装机规模比重为 3.43%，其中锂电池储能占比超过 70%。我们认为应用端的快速推广和成本端的持续将推动锂电池储能的快速发展：1) 应用端：锂电池储能在用户侧、电网侧和可再生能源并网端应用较为平均，随着国网、南网加大储能在电网侧的应用，光伏、风电等可再生能源装机量的上升以及新能源汽车充电桩数量的上升都将持续拉动国内储能需求。2) 成本端：电池占储能系统成本超过 50%，我们认为新能源汽车动力电池的回收梯次利用，以及原材料价格下滑、产品技术成熟以及规模效应都将带来电池成本的下降，从而降低储能系统的使用成本。
- **投资建议：**我们认为 2018 年是电化学储能储能的元年，随着建设绿色数据中心等相关扶持政策的不断出台，电化学储能有望得到持续发展。进一步来看，随着锂电池性能的不不断提升和电池梯次利用以及规模效应带来的成本下降，锂电池储能装机规模占电化学储能装机比重有望进一步上升。投资主线主要包括两个方向：1) 率先布局储能业务的部件、储能系统等非电池环节企业，推荐科士达、科华恒盛等；2) 储能电池领域拥有先发优势的锂电池相关企业，推荐亿纬锂能、宁德时代等。
- **风险提示：**锂电池爆发安全性问题，储能行业发展不及预期

重点覆盖公司列表

代码	公司名称	评级
002518	科士达	增持
002335	科华恒盛	增持
300014	亿纬锂能	增持
300750	宁德时代	增持

目 录

1. 储能：充放之间，实现能量的跨时间转移.....	3
2. 储能市场蓬勃发展，中国市场快速崛起.....	4
2.1. 全球：全球经济复苏推动储能市场恢复稳定发展.....	4
2.2. 中国：装机规模快速上升，坐稳全球第一宝座.....	6
3. 抽水蓄能主导地位不变，电化学储能迎来春天.....	8
3.1. 成本低廉的大规模储能技术，抽水蓄能主导地位不变.....	8
3.2. 电化学储能是储能市场发展的新动力.....	9
4. 电化学储能：蓄势待发，扶摇直上.....	10
4.1. 装机规模快速上升，锂离子电池占据迎头向上.....	10
4.1.1. 全球电化学储能市场快速发展，锂离子电池占比近九成.....	10
4.1.2. 我国后来居上，占全球电化学储能装机比重达到 17.3%.....	13
4.2. 锂离子电池应用广泛，储能应用占比稳步提升.....	14
5. 多因素共振，电化学储能迎来发展新动能.....	17
5.1. 政策端：行动计划出台，各部门各司其责保障储能产业发展.....	17
5.2. 应用端：电网侧和可再生能源并网齐头并进.....	19
5.2.1. 电网侧：调峰调频是储能企业的主要收入来源.....	19
5.2.2. 可再生能源并网：有效解决“弃光、弃风”问题.....	22
5.3. 成本端：规模效应和梯次利用助推电池成本持续下滑.....	23
5.3.1. 动力电池装机量快速上升推动电池成本持续下降.....	24
5.3.2. 电池梯次利用有望进一步带来成本下降.....	26
6. 储能行业标的.....	29
6.1. 科士达.....	29
6.2. 科华恒盛.....	30
7. 投资建议.....	31
8. 风险提示.....	32

表：本报告覆盖公司估值表

公司名称	代码	收盘价		盈利预测 (EPS)			PE			评级	目标价
				2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E		
科士达	002518	2019.07.12	8.93	0.40	0.61	0.69	22	15	13	增持	11.00
科华恒盛	002335	2019.07.12	16.85	0.28	0.97	1.18	60	17	14	增持	21.34
亿纬锂能	300014	2019.07.12	31.85	0.59	1.28	1.92	54	25	17	增持	39.50
宁德时代	300750	2019.07.12	73.88	1.54	2.06	2.59	48	36	29	增持	105.6

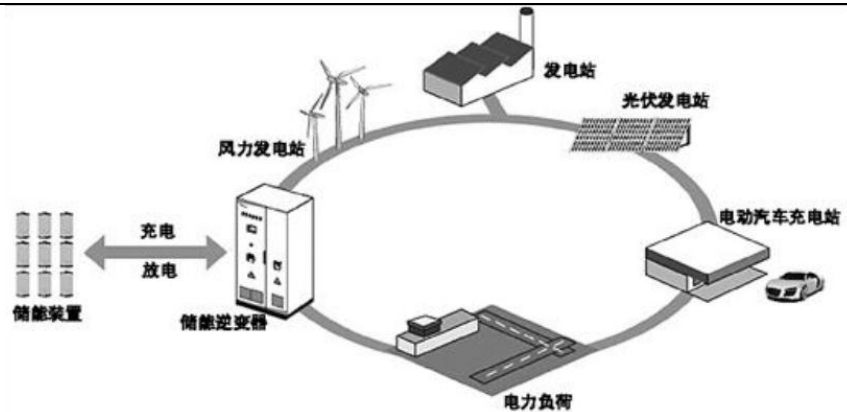
备注：科华恒盛为国泰君安通信团队联合覆盖。

数据来源：Wind，国泰君安证券研究

1. 储能：充放之间，实现能量的跨时间转移

储能即是将电能转化为其他形式的能量储存起来。储能的基本方法是先将电力转化为其他形式的能量存放在储能装置中，并在需要时释放；根据能量转化的特点可以将电能转化为动能、势能和化学能等。储能的目的是实现电力在供应端、输送端以及用户端的稳定运行，具体应用场景包括：1) 应用于电网的削峰填谷、平滑负荷、快速调整电网频率等领域，提高电网运行的稳定性和可靠性；2) 应用于新能源发电领域降低光伏和风力等发电系统瞬时变化大对电网的冲击，减少“弃光、弃风”的现象；3) 应用于新能源汽车充电站，降低新能源汽车大规模瞬时充电对电网的冲击，还可以享受波峰波谷的电价差。

图 1：储能系统通过储能逆变器实现电能的充放电



数据来源：中国储能网

目前市场上主要的储能类型包括物理储能和电化学储能。根据能量转换方式的不同可以将储能分为物理储能、电化学储能和其他储能方式：1) 物理储能包括抽水蓄能、压缩空气蓄能和飞轮储能等，其中抽水蓄能容量大、度电成本低，是目前物理蓄能中应用最多的储能方式。2) 电化学储能是近年来发展迅速的储能类型，主要包括锂离子电池储能、铅蓄电池储能和液流电池储能；其中锂离子电池具有循环特性好、响应速度快的特点，是目前电化学储能中主要的储能方式。3) 其他储能方式包括超导储能和超级电容器储能等，目前因制造成本较高等原因应用较少，仅建设有示范性工程。

表 1：物理储能和电化学储能是目前主要的储能方式

储能类型	主要储能方式	优点	缺点	应用范围
物理储能	抽水蓄能	发展历史长、技术成熟、成本较低，已经实现了商业化应用。由于具备蓄能容量大、寿命长等优点，作为调峰调频和备用电源广泛地应用于电网侧	对环境、地理地质条件有较高的要求，极大地制约了这些技术的普遍推广和应用。	调峰、调频、系统备电、平滑波动
化学储能	锂离子电池储能	比能量高、高功率、循环特性好、可深度放电，响应速度快，适合调峰调频	高成本、循环寿命短和安全性问题	USP、电能质量调节、
其他储能	超导储能和电化学电容器储	具有响应速度快(ms级)，转换效率高(≥96%)、比容量(1-10 Wh/kg)/比功率(104-105kW/kg)大等优点，可以实	高制造成本、低能量密度、需要在低温条件下使用	电能质量调节、USP、可靠性频率控

能	现与电力系统的实时大容量能量交换和功率补偿	制、备用电源、削峰、再生能源集成
---	-----------------------	------------------

数据来源：钜大锂电，国泰君安证券研究

储能主要应用于电网输配与辅助服务、可再生能源并网、分布式及微网以及用户侧各部分。在电网输配和辅助服务方面，储能技术主要作用分别是电网调峰、加载以及启动和缓解输电阻塞、延缓输电网以及配电网的升级；在可再生能源并网方面，储能主要用于平滑可再生能源输出、吸收过剩电力减少“弃风弃光”以及即时并网；在分布式及微网方面，储能主要用于稳定系统输出、作为备用电源并提高调度的灵活性；在用户侧，储能主要用于工商业削峰填谷、需求侧响应以及能源成本管理。

表 2：储能应用场景广泛，包括电网侧、可再生能源并网、用户侧等方面

应用场景	作用	储能规模	
		低值	高值
可再生能源并网	平滑输出	1kW	500MW
	多余电能存储	1kW	500MW
	即时并网（短时）	0.2kW	500MW
	即时并网（长时）	0.2kW	500MW
电网辅助服务	电网调峰	1MW	500MW
	调频辅助	1MW	100MW
	加载跟随	1MW	500MW
	电压支持	1MW	10MW
	黑启动	1MW	500MW
电网输配	缓解输电阻塞	1MW	500MW
	延缓输配电升级	250kW	500MW
	变电站备用电源	1.5kW	500MW
分布式及微网	基于分布式电源储能	1kW	50MW
用户侧	工商业削峰填谷	100kW	500MW
	需求侧响应	50kW	10MW
	能源成本管理	1kW	1MW
	电力服务可靠性	0.2kW	10MW

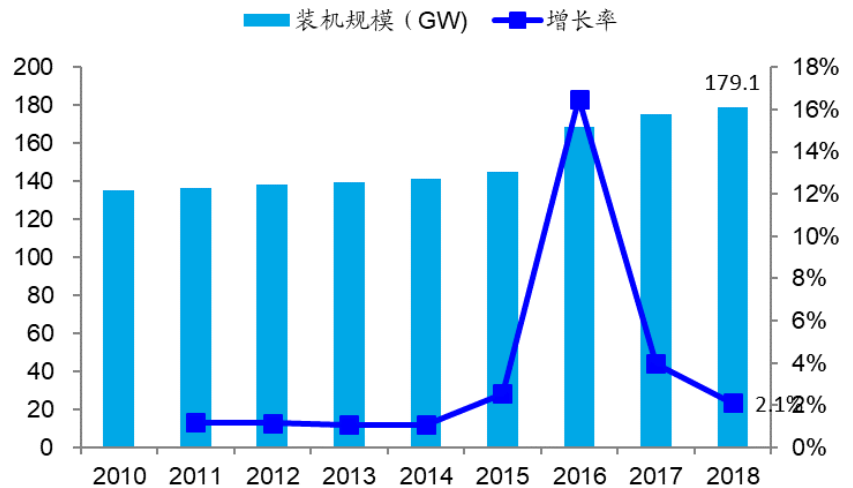
数据来源：中国储能分会，国泰君安证券研究

2. 储能市场蓬勃发展，中国市场快速崛起

2.1. 全球：全球经济复苏推动储能市场恢复稳定发展

全球储能市场持续稳定发展，累计装机规模已达 179.1GW。储能产业兴起较早且发展稳定，截止 2010 年底储能累计装机规模已经达到 135GW；2010-2015 年期间的由于受到整体经济低迷影响，整体装机量增速放缓，截止 2015 年累计装机规模达到 144.8GW；2016-2018 年由于受到成本下降和政策推动的双重刺激，储能行业快速发展，截止 2018 年底累计装机规模达到 179.1GW。

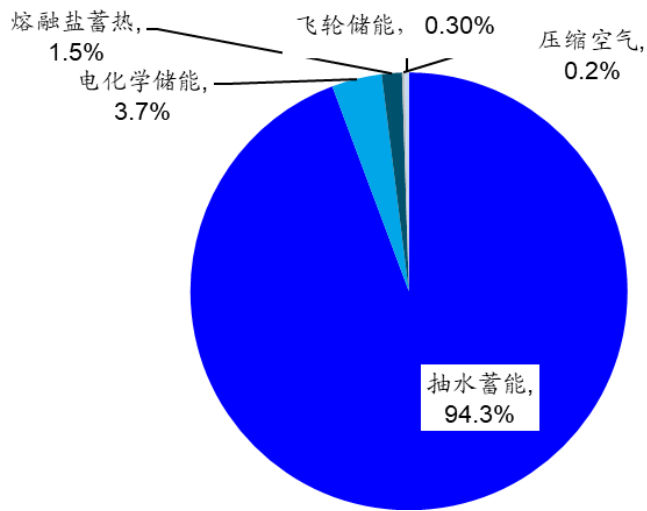
图 2: 全球投运储能累计装机规模持续上升



数据来源: 中国储能分会, 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

抽水蓄能占据绝对主导地位, 电化学储能增长迅速。根据中关村储能产业技术联盟 (CNESA) 数据统计, 截止 2018 年底全球的装机规模中, 抽水蓄能占比达到 94.3%, 占据绝对的主导地位; 电化学储能达到 3.7%, 熔融盐蓄热、压缩空气等其他储能方式作为储能市场多元组成的一部分占比较低, 各自占比仅为 1.5% 和 0.2%。

图 3: 截止 2018 年底抽水蓄能占全球储能装机的主导地位



数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

中国储能装机规模位列全球第一, 美国、日本分列二三位。根据中关村储能技术联盟数据统计, 中国装机规模达到 31.3GW, 占全球装机总量 17.3%, 装机规模位列全球第一。同样的在美国能源部的统计中我们也可以看到从装机规模来看中国位列全球第一 (美国能源部统计的装机规模包括已经投运的项目和在建的项目), 美国装机规模位列全球第二, 但其储能项目数量位列第一。日本市场尽管其国土面积较小, 但其整体装机规模同样在 30GW 左右, 位列全球第三; 西班牙、意大利、印度、德国、瑞士、法国、韩国分别四至十名, 但与前三名相比装机规模存在显著差

距。

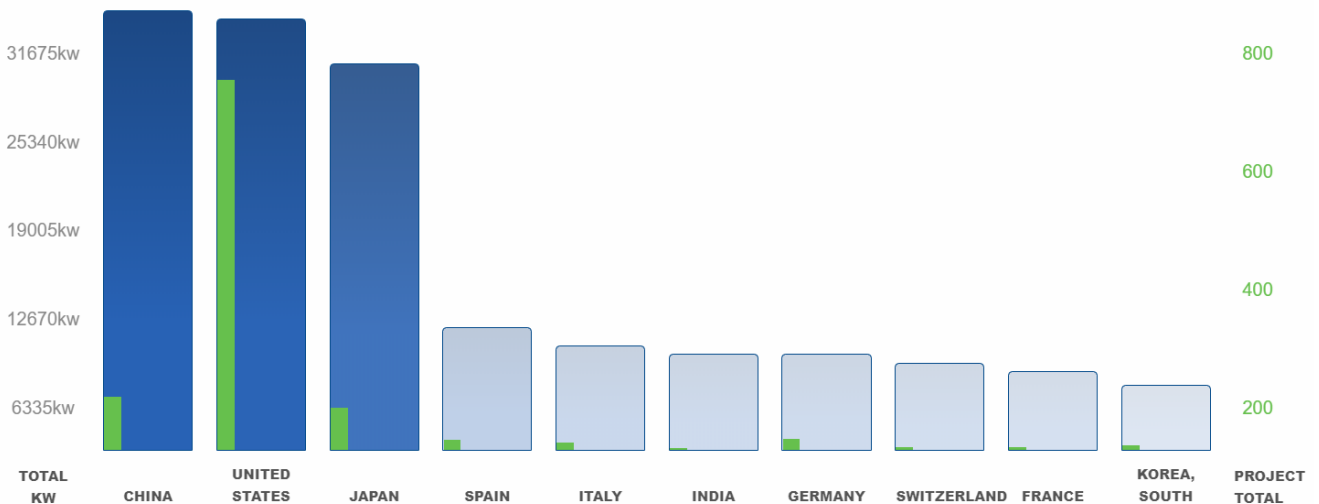
图 4：中国储能装机规模位列全球第一



数据来源：中关村储能产业技术联盟

图 5：中国储能装机规模位列全球第一，美国储能项目数位列全球第一

Top 10 Countries by Installed Capacity



备注：储能规模和储能项目的统计包括已经投运和建设中的项目

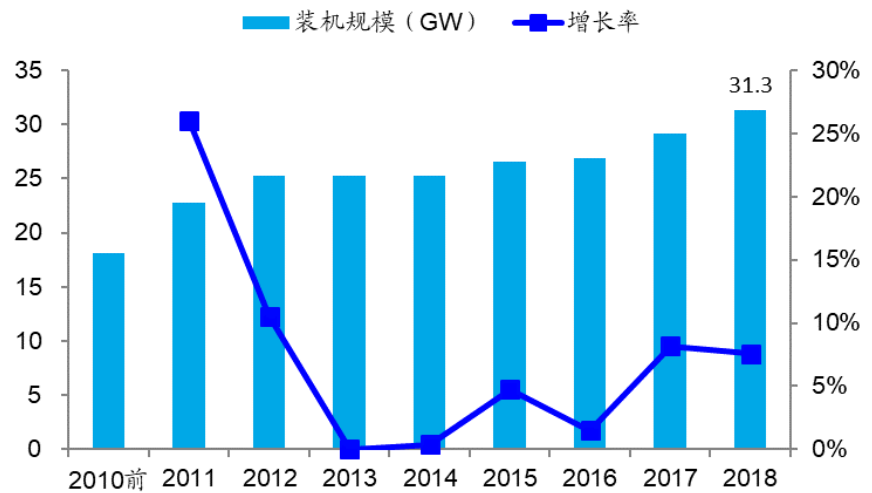
数据来源：美国能源部

2.2. 中国：装机规模快速上升，坐稳全球第一宝座

中国储能市场发展稳中有进，已成为全球储能市场的重要组成部分。2013 年以前受益于国家对水电站的大力投资建设，抽水蓄能得以快速发展，随后我国储能项目整体进入平稳发展趋势。2017 年发改委、科技部、能源局、财政部和工信部联合发布《关于促进储能技术与产业发展指导意见》，其中明确提到：1)“十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目，储能行业进入商业化发展初期；2)“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；储能行业进入规模化发展阶段。受此拉动我国储能装

机规模快速提升，截至 2018 年底我国储能累计装机量达到 31.3GW，是 2010 年累计装机量的 1.7 倍，占全球市场总规模比重达到 17.3%，中国市场已成为全球市场重要组成部分。

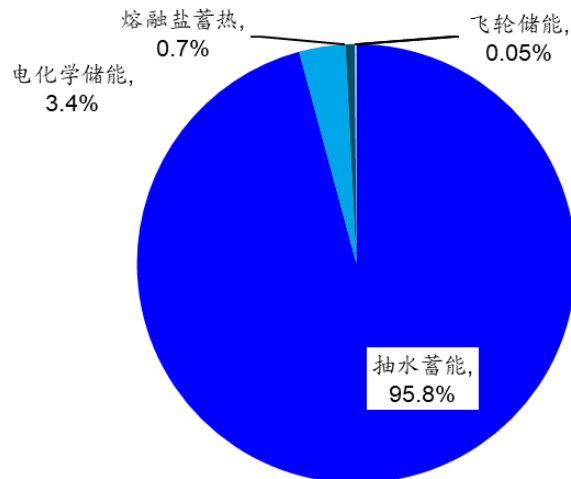
图 6：中国储能市场装机规模快速上升



数据来源：中国储能分会，中关村储能产业技术联盟，国泰君安证券研究

中国市场与全球类似，抽水蓄能占据主导地位。在储能装机的类型分布中，我国呈现与全球类似的特点，根据 CNESA 数据统计显示，截止 2018 年底我国储能整体装机中抽水蓄能占比达到 95.8%，电化学储能与其他储能方式共存，其中电化学储能市场占比为 3.4%，熔融盐蓄热储能市场占比 0.7%，而飞轮储能，压缩空气储能市场占比均不足 0.1%。

图 7：截止 2018 年底抽水蓄能占中国储能装机的主导地位



数据来源：中关村储能产业技术联盟，国泰君安证券研究

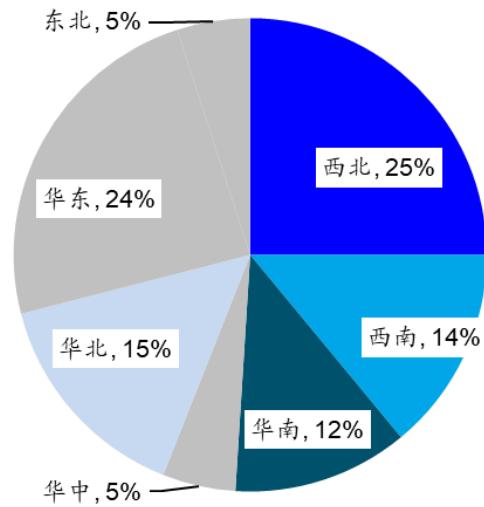
根据中国储能分会数据显示，我国储能装机主要分布在西北和华东地区，两者合计占装机总规模的 49%；其中西北地区主要集中在新疆、甘肃省，华东地区主要集中在江苏、浙江等省份。此外西南、华南、华北地区储能装机估摸占比分别为 14%、12%及 15%；其中西南地区主要集中在云南省，华南地区集中在广东省，华北地区则主要集中在山东、山西和内蒙古等省份。华中及东北地区的储能装机量极少，占比均为 5%，其储能装机主要集中在湖南省、辽宁省。

图 8: 我国投运储能项目在南方地区分布较多



数据来源: 中关村储能产业技术联盟

图 9: 西北和华东地区占全国储能装机规模的近 50%



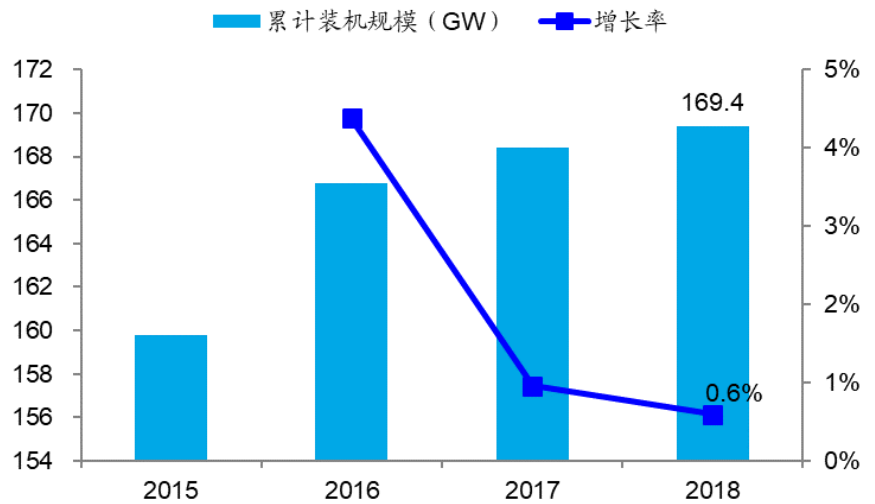
数据来源: 中国储能分会, 国泰君安证券研究

3. 抽水蓄能主导地位不变, 电化学储能迎来春天

3.1. 成本低廉的大规模储能技术, 抽水蓄能主导地位不变

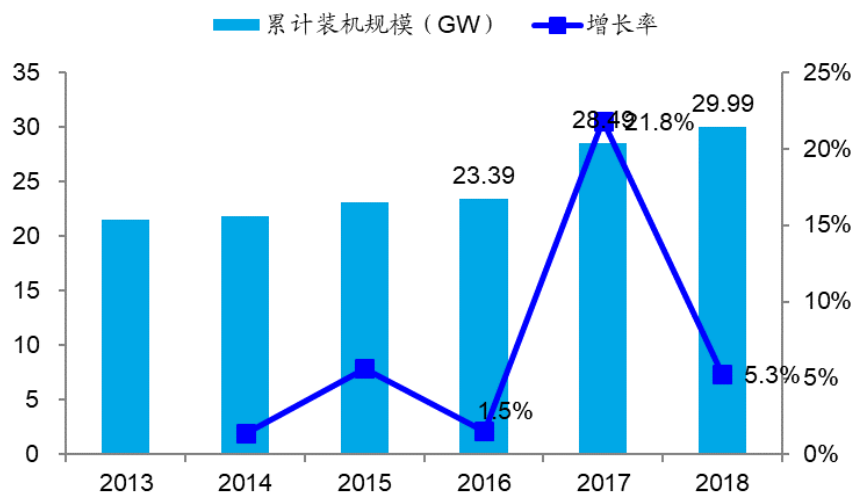
抽水蓄能的主导地位仍然不会改变。抽水蓄能属于大规模、集中式能量储存; 其技术非常成熟, 每瓦储能运行成本较低, 可用于电网的能量管理和调峰; 但其建设完全依赖于地理条件, 即当地水资源的丰富程度, 并且一般与电力负荷中心有一定的距离, 面临长距离输电的问题。2016年以来全球抽水蓄能的装机增速持续下降, 2018年装机增速仅为0.6%; 而从我国的情况来看, 2018年我国抽水蓄能装机规模同比增速为5.3%, 高于全球水平。短期来看我们认为抽水蓄能成本更加的便宜, 并且随着特高压输电的不断建设, 电力损耗有望进一步减少, 抽水蓄能在储能应用中的主导地位短期内仍然不会被动摇。

图 10: 2016 年以来全球抽水蓄能装机规模增速逐年下滑



数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

图 11: 2018 年我国抽水蓄能装机规模同比增长 5.3%

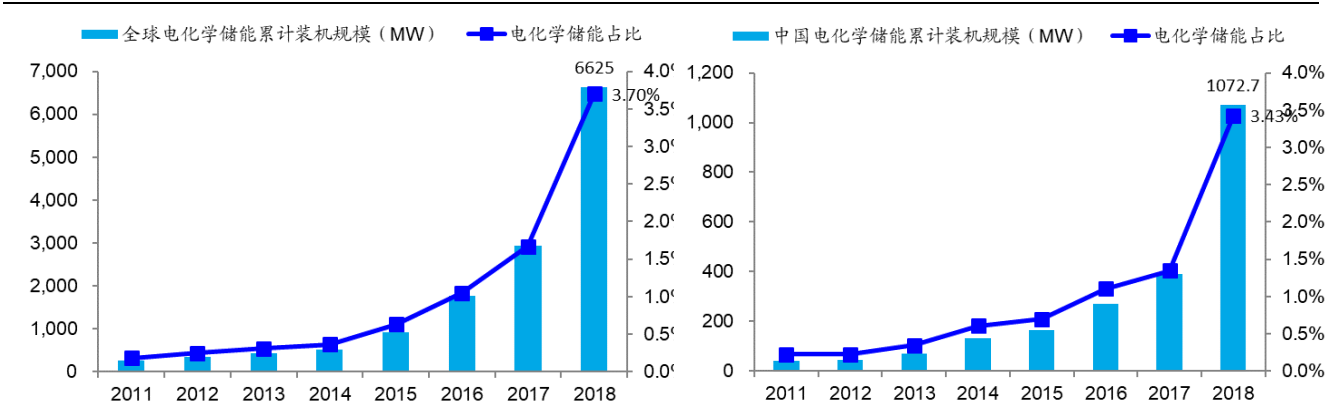


数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

3.2. 电化学储能是储能市场发展的新动力

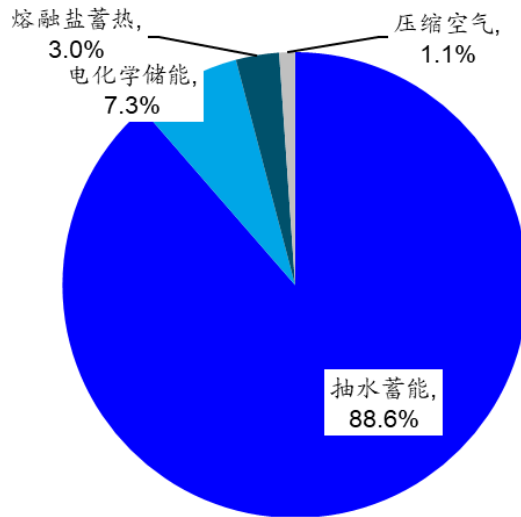
电化学储能是储能市场保持增长的新动力。无论是从全球还是中国的装机情况来看, 2018 年都可以说是电化学储能的元年, 亦或是集中爆发的一年。从全球角度来看, 2018 年电化学储能装机规模达到 6625MW, 同比增长 126.4%; 占储能市场装机规模比重从 2017 年 1.67% 提升到 2018 年的 3.70%。从中国市场来看, 2018 年我国电化学储能装机规模达到 1072.7MW, 同比增长 175.2%; 占我国储能市场装机估摸比重从 2017 年 1.35% 提升到 2018 年的 3.43%。我们认为随着电化学储能技术的不断改进, 电化学储能系统的制造成本和维护成本不断下降、储能设备容量及寿命不断提高, 电化学储能将得到大规模的应用, 成为中国储能产业新的发展趋势。根据中关村储能产业技术联盟数据预测, 到 2020 年我国电化学储能市场占比将进一步从 2018 年的 3.43 提高到 7.3%。

图 12: 全球和中国电化学储能规模占比逐年上升



数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

图 13: 到 2020 年电化储能占我国储能装机比重有望达到 7.3%



数据来源: 中国储能分会, 国泰君安证券研究

4. 电化储能: 蓄势待发, 扶摇直上

4.1. 装机规模快速上升, 锂离子电池占据迎头向上

4.1.1. 全球电化储能市场快速发展, 锂离子电池占比近九成

电化储能主要类型分别是锂离子电池、铅酸电池及液流电池。电化储能根据所使用的电池不同可分为铅酸电池、锂离子电池和液流电池等: 1) 铅酸电池是目前技术最为成熟的电池, 其制造成本低廉, 但使用寿命短, 不环保, 响应速度慢。2) 锂离子电池能量密度高, 电压平台高, 制造成本随着新能源汽车市场的规模效应而不断下降, 是目前电化储能项目应用最多的电池。3) 液流电池是近年来新兴的化学电池, 其使用寿命长、充放电性能良好, 但由于技术不成熟以及制造成本较高而未得到大规模的应用。

表 4: 电化储能主要类型分别是锂离子电池、铅酸电池及液流电池

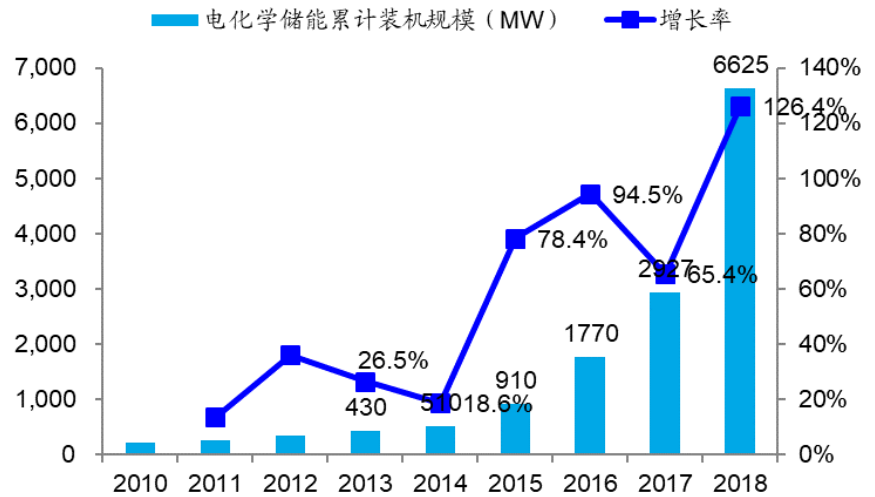
类型	典型额定功率	充放电效率	循环次数	额定功率下放电时间	优势	劣势	应用方向
铅酸电池	1kW-50MW	平均	300-500	1min-3h	技术最成熟的	循环寿命较	电能质量

		80%	次		电池, 性能稳定、可靠, 适用性好	短, 理论循环次数为锂离子电池 1/3 左右	调节、USP、可靠性频率控制
锂离子电池	1kW-100MW	>90%	1000-3000 次	1min-10h	储能密度高, 循环寿命长, 单体电池循环寿命超过 1000 次	制造成本较高, 寿命有待进一步提高	各种条件均适用
液流电池	50kW-100MW	60%-80%	>2000 次	1h-20h	循环寿命长, 可达 13,000 次以上, 充放电特性良好	低能量密度	备用电源、削峰、再生能源集成

数据来源: 高工锂电, 国泰君安证券研究

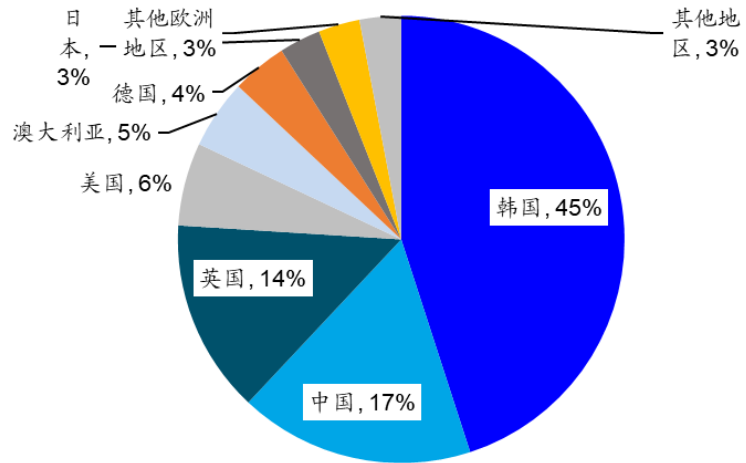
全球电化学储能装机量持续攀升。截至 2019 年一季度, 全球电化学储能累计装机规模为 6829MW, 是 2010 年累计装机规模的 17 倍。2018 年电化学储能装机呈井喷状态, 全年新增装机量高达 3698MW, 同比增速达到 126.4%。从新增装机国家来看: 韩国占到全球 2018 年新增电化学储能装机量的 45%, 遥遥领先于其他国家; 其次中国、英国、美国和澳大利亚分别占比 17%、14%、6%及 5%, 剩余国家合计新增电化学储能装机占比 13%。

图 14: 2018 年全球电化学储能装机规模同比增长超过 100%



数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

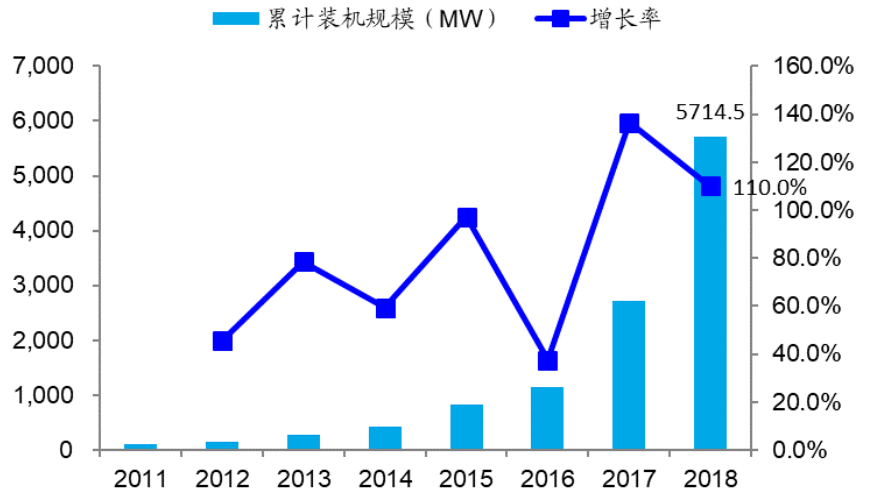
图 15: 韩国位列 2018 年全球新增电化学储能市场装机规模第一



数据来源：中关村储能产业技术联盟，国泰君安证券研究

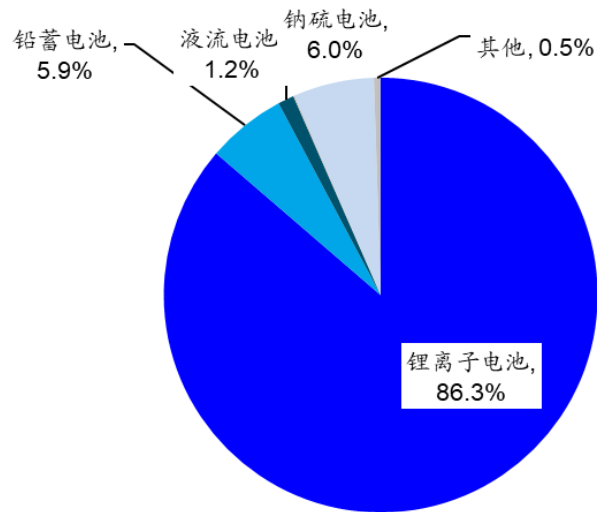
锂离子电池在全球电化学储能市场占据主导地位。截止 2018 年底，电化学储能装机量达到 1072.7MW，其中锂离子电池储能方式占据主导地位，占比高达 86%；钠硫电池和铅蓄电池分别占比 6%、5.9%；其他储能方式作为电化学储能多元发展的一部分，占比仅为 1.8%，且大多为示范性工程，如超级电容仅在美国建设有示范性储能电站。

图 16: 全球电化学储能锂离子电池装机规模持续上升



数据来源：中国储能应用分会，国泰君安证券研究

图 17: 锂离子电池占全球电化学储能装机规模比重接近 90%

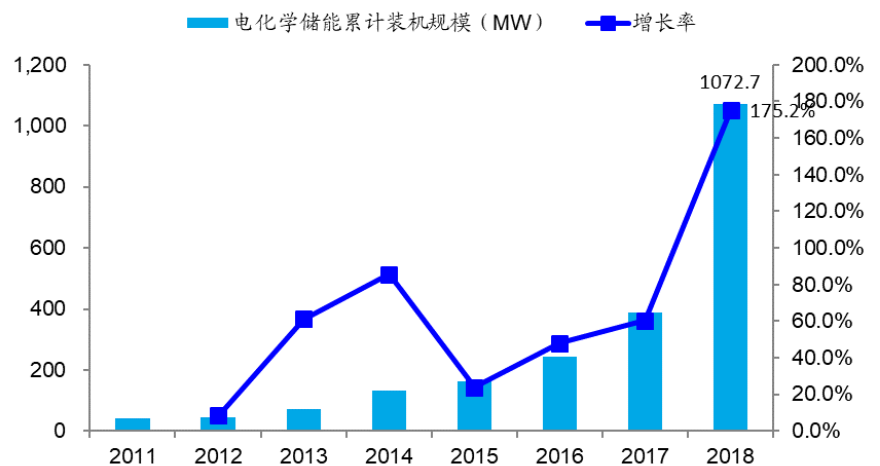


数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

4.1.2. 我国后来居上, 占全球电化学储能装机比重达到 17.3%

电化学储能起步较晚, 锂离子电池助推我国后来居上。我国电化学储能虽然起步较晚, 但装机规模始终保持在较高的水平; 2011 年我国电化学储能装机规模仅为 40.7MW, 到 2017 年累计装机规模已经达到 389.3MW, 是 2011 年的 9.6 倍。2018 年则是行业整体爆发的一年, 受益于电网侧项目的快速推进和电池成本的逐渐下降, 2018 年我国新增投运规模 682.9MW, 同比增长 464.4%; 累计投运规模达到 1.073GWH, 首次突破 GW 级别, 是 2017 年累计投运总规模的 2.8 倍。从电池类型来看, 锂离子电池占据达到 70%, 铅酸电池因其较低的成本依然获得市场青睐, 占比达到 27%。

图 18: 中国电化学储能市场累计装机规模迅速攀升

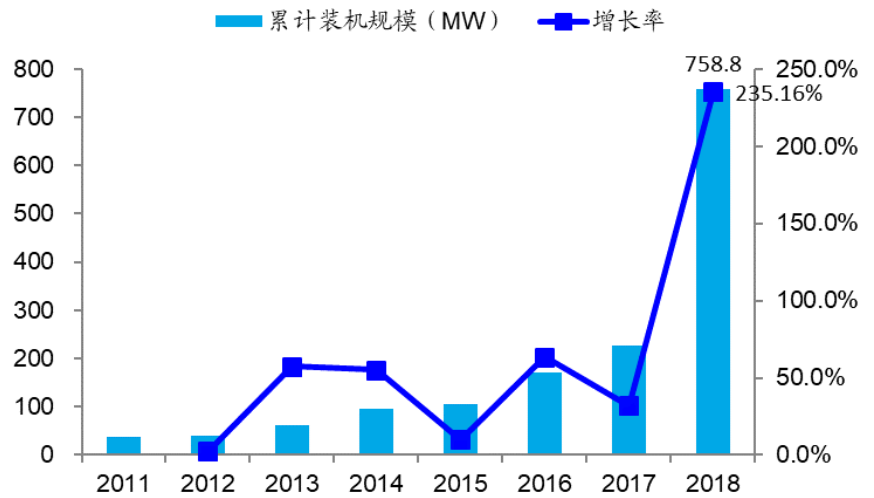


数据来源: 中关村储能产业技术联盟, 国泰君安证券研究

中国电化学储能市场以锂离子电池储能为主导, 铅蓄电池储能是重要组成部分。在 2018 年中国电化学储能新装机分布中, 锂离子电池以 70.6% 的装机占比占据主导地位; 铅蓄电池是电化学储能市场的重要补充, 新装机量占比达到 27.2%; 其余电化学储能方式如液流电池、超级电容、

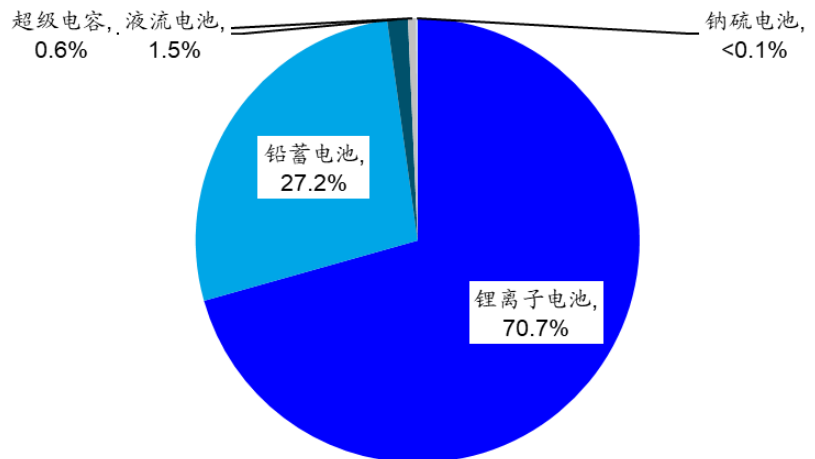
钠硫电池占比合计仅为 2.2%。

图 19: 中国电化学储能锂离子电池装机规模持续上升



数据来源：中国储能应用分会，国泰君安证券研究

图 20: 中国电化学储能锂电池占比达到 70%，铅蓄电池占比接近 30%

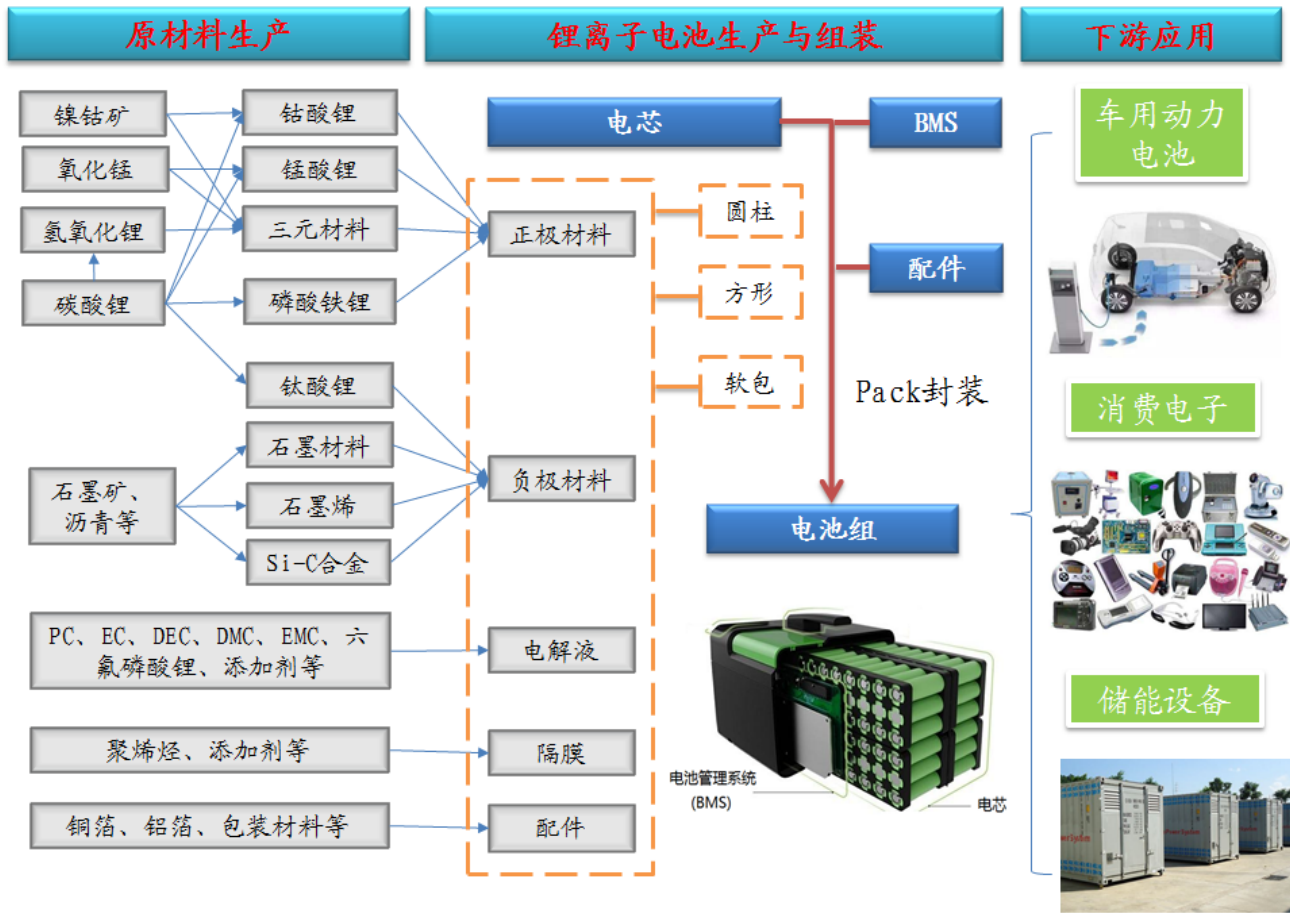


数据来源：中关村储能产业技术联盟，国泰君安证券研究

4.2. 锂离子电池应用广泛，储能应用占比稳步提升

锂离子电池应用广泛。与传统电池相比，锂离子电池不含铅、镉等重金属，无污染、不含毒性材料，同时具备能量密度高、工作电压高、重量轻、体积小等特点，已经广泛应用于消费电子、新能源汽车动力电池和储能领域。锂离子电池电芯主要由正极材料、负极材料、电解液和隔膜四大材料构成，而从电芯到最后的完整的电池包主要经过两个环节：1) 将一定数量的电芯进行串并联组装成电池模组；2) 电池模组加上热管理系统、电池管理系统 (BMS) 以及一些结构件组成完整的电池包，又称作电池 PACK。

图 21: 锂离子电池产业链涉及上游有色金属材料、中游电池材料和电池以及下游的动力电池、消费电池和储能电池应用



数据来源: 国泰君安证券研究

锂电技术路线多，储能更注重安全性和长期成本。与动力锂电池相比，储能用锂电池对能量密度的要求较为宽松，但对安全性、循环寿命和成本要求较高。从这方面看，磷酸铁锂电池是现阶段各类锂离子电池中较为适合用于储能的技术路线，目前已投建的锂电储能项目中大多也都采用这一技术。三元电池的主要优势在于高能量密度，其循环寿命和安全性较为局限，因而更适合用作动力电池。

表 5: 磷酸铁锂因其循环次数高、稳定性好等特点更适用于储能应用

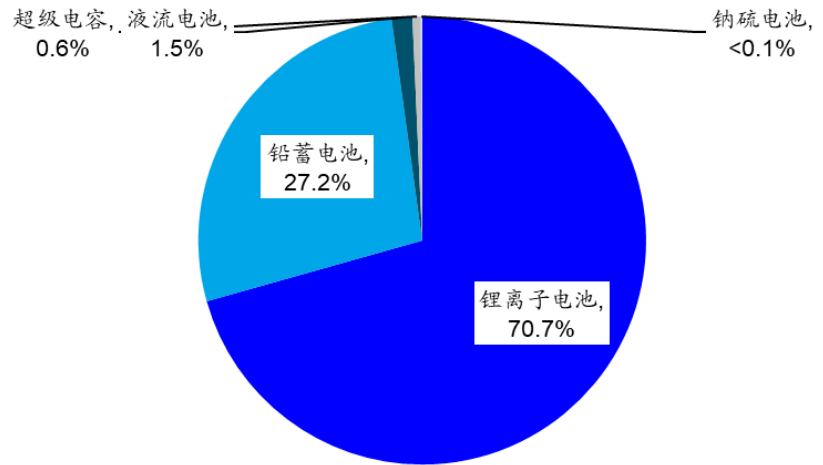
特征	钴酸锂 (LCO)	锰酸锂 (LMO)	磷酸铁锂 (LFP)	镍钴锰酸锂 (NCM)	镍钴铝酸锂 (NCA)
电压平台 (V)	3.7-3.9	3.8	3.4	3.6-3.9	3.6
比容量 (mAh/g)	140-160	110-120	130-150	150-220	170-200
能量密度 (Wh/kg)	160-220	80-100	90-120	160-200	180-240
循环寿命 (次)	500-1000	500-1000	>2000	800-2000	500-1000
成本	高	低	低	较高	较高
优点	充放电稳定, 工艺简单	锰资源丰富, 价格较低, 安全性能好	高安全性, 环保, 长寿命	电化学性能稳定, 循环性能好	高能量密度, 低温性能好

缺点	钴价格昂贵， 循环寿命低	能量密度低， 电解质相容性 差	低温性能较 差，放电电压 低	使用部分金 属钴，价格 高	高温性能差，安 全性差，技术门 槛高
----	-----------------	-----------------------	----------------------	---------------------	--------------------------

数据来源：国泰君安证券研究

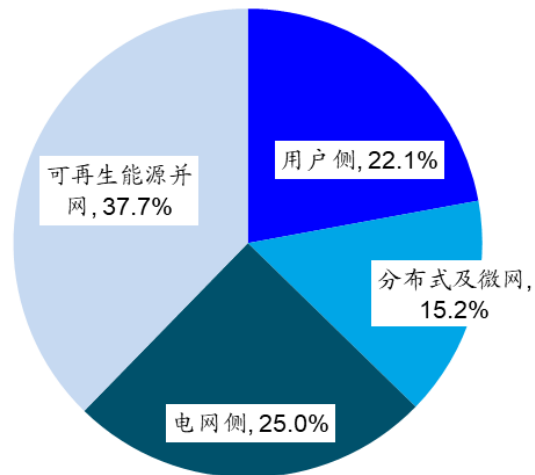
锂离子电池储能技术应用主要集中在可再生能源并网和电网侧。从全球范围内来看，锂电池储能技术应用最多的为电网侧，占比达到 52.7%，主要用于电网的调峰调频；可再生能源并网占比达到 28.9%，分布式及微网和用户侧占比分别为 13.2%及 5.2%。中国市场略微有所差别，可再生能源并网应用占比最高，达到 37.7%；其次分别是电网侧应用、用户侧和微网端，占比分别为 25%、22.1%和 13.2%。

图 22：全球范围来看锂电池储能主要用于电网侧



数据来源：中国储能应用分会、国泰君安证券研究

图 23：中国市场锂电池储能主要用于可再生能源并网

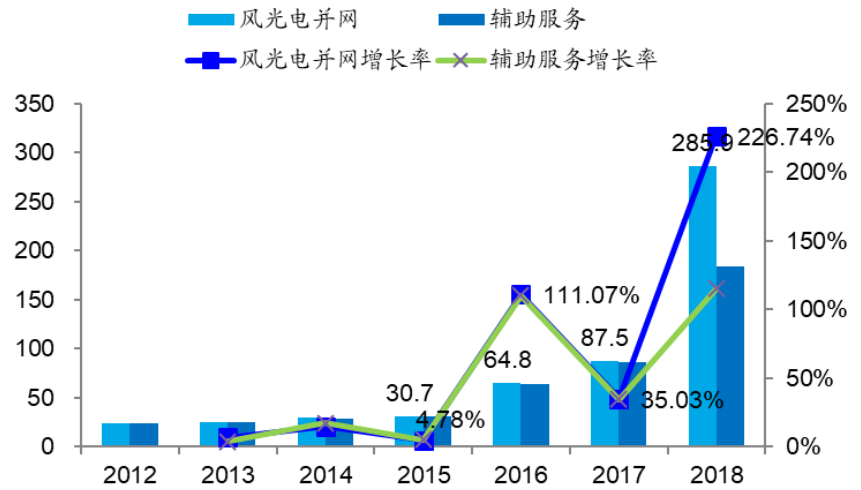


数据来源：中国储能应用分会、国泰君安证券研究

锂电储能技术在可再生能源并网和电网侧装机增长显著。在 2012 年，锂电储能技术在风光电并网和辅助服务的累计装机量仅为 23.9MW、23.7MW。自 2016 年起，全国各地地方储能产业政策不断出炉，推动了储能产业的快速发展，锂电储能在风光电并网和电力辅助服务上装机量攀升，2018 年累计装机同比增速高达 226.7%、115.1%，累计装机量分别为

285.9MW、184.3MW。目前仍有大量风光发电站和热电厂未装备有调峰调频储能设备，锂电储能技术在风光电并网和辅助服务侧存在广阔的市场。

图 24: 锂电储能技术在可再生能源并网和电网侧装机增长显著



数据来源：中国储能应用分会、国泰君安证券研究

5. 多因素共振，电化学储能迎来发展新动能

5.1. 政策端：行动计划出台，各部门各司其责保障储能产业发展

储能产业政策持续出炉，目标集中在可再生能源并网和电网侧，政策红利明显。自《十三五规划纲要》出台，我国各地方政府部门针对储能产业出台的政策层出不穷，储能产业在密集政策的推动下迅速发展。针对储能产业的政策主要集中在解决可再生能源并网出现的问题和电网侧调峰调频，电化学储能作为快速发展的储能方式，势必将得到较大的政策助力。

表 6: 2016 年以来储能扶持政策频繁出台

时间	发布主体	政策名称	要点
2014.11	国务院办公厅	《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》	首次将储能列入 9 个重点创新领域之一，要求科学安排储能配套能力以切实解决弃风、弃光、弃水问题
2015.03	国务院办公厅	《关于深化电力体制改革若干意见》（9 号文）	明确储能参与调峰和可再生能源消纳的身份
2015.09	发改委、能源局、工信部	《关于推进“互联网+智慧能源发展的指导意见”》	推动在集中式新能源发电基地配置适当规模的储能电站，实现储能系统与新能源、电网的协调优化运行；推动电动汽车废旧动力电池在储能电站等储能系统实现梯次利用；推动建设家庭应用场景下的分布式储能设备。
2016.03	中共中央委员会	《十三五规划纲要》	加快推进大规模储能等技术研发应用；大力推进高效储能等新兴前沿领域创新和产业化
2016.04	发改委、能源局	《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》	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；研

			究面向可再生能源并网、分布式及微网、电动车应用的储能技术
2016.05	发改委、能源局、财政部、环境部、住建局、工信部等	《关于推进电能替代的指导意见》	在可再生能源装机比重较大的电网地区，推广应用储能装置，提高系统调峰调频能力
2016.06	发改委、能源局、工信部	《中国制造2025-能源装备实施方案》	储能设备要做好技术攻关、试验示范和推广应用
2016.06	能源局	《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》	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
2016.12	能源局	《可再生能源发展“十三五规划”》	推动储能技术示范应用，配合国家能源战略行动计划，推动储能技术在可再生能源领域的示范应用，实现储能产业在市场规模、应用领域和核心技术等方面的突破
2016.12	发改委、能源局	《能源发展十三五规划》	加快优质调峰电源建设，积极发展储能，显著提高电力系统调峰和消化可再生能源能力
2017.10	发改委、财政部、工信部、能源局、科技部	《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》	要着力推进储能技术装备研发示范、储能提升可再生能源利用水平应用示范、储能提升能源电力系统灵活性稳定性应用示范、储能提升用能智能化水平应用示范、储能多元化应用支撑能源互联网应用示范等重点任务
2017.10	能源局	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	鼓励分布式发电项目安装储能设施
2017.11	发改委、能源局	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	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。
2017.11	发改委	《关于推进价格机制改革的若干意见》	研究有利于储能发展的价格机制
2018.03	能源局	《2018 能源工作指导意见》	积极推进储能技术试点示范项目建设
2018.07	发改委	《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
2019.01	南方电网	《关于促进电化学储能发展的指导意见（征求意见稿）》	支持各类主体按照市场规则投资、建设、运营储能系统
2019.02	国家电网	《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》	国网将有序开展储能投资建设业务
2019.07	发改委、能源局、工信部、科技部	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》2019-2020 年行动计划	具体落实四部门的工作重心和任务部署

数据来源：发改委，能源局，国泰君安证券研究

2019-2020 年行动计划出台，各部门各司其职保障储能产业化应用。2017 年发改委等五部门联合发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，其中明确提到在十三五期间储能产业发展进入商业化初期，十四五期间储能产业规模化发展。2019 年 7 月为进一步的贯彻落实该项指导意见，发改委等四部门发布 2019-2020 年行动计划，其中对发改委、科技部、工信部、能源局的工作任务都做了详细部署，进一步推进我国储能技术与产业健康发展。

表 7: 2019-2020 年行动计划出台明确各部门职责

牵头部门	主要内容
发改委	加大储能项目研发实验验证力度
	推动配套政策落地, 进一步建立完善峰谷电价政策, 为储能行业和产业的发展创造条件
	完善储能相关基础设施, 推进停车充电一体化建设
科技部	加强先进储能技术研发, 使我国储能技术在未来 5-10 年甚至更长时期内处于国际领先水平
能源局	提升储能安全保障能力建设, 在电源侧研究采用响应速度快、稳定性高、具备随时启动能力的储能系统, 以及研究采用大容量、响应速度快的储能技术
	规范电网侧储能发展
	调整抽水蓄能电站选点规划并探索研究海水抽水蓄能电站建设。
	组织首批储能示范项目, 积极推动储能国家电力示范项目建设
	推进储能与分布式发电、集中式新能源发电联合应用; 开展储能保障电力系统安全示范工程建设; 推动储能设施参与电力辅助服务市场。
	开展充电设施与电网互动研究;
工信部	完善储能标准体系建设
	继续推动储能产业智能升级和储能装备的首台(套)应用推广

数据来源: 发改委, 国泰君安证券研究

5.2. 应用端: 电网侧和可再生能源并网齐头并进

5.2.1. 电网侧: 调峰调频是储能企业的主要收入来源

储能电网侧应用的补偿费用普遍由发电厂均摊, 具体盈利机制各地方有所不同。发电企业因提供有偿辅助服务产生的成本费用所需的补偿即为补偿费用, 国家能源局南方监管局在 2017 年出台了《南方区域发电厂并网运行管理实施细则》及《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》, 两个细则制定了南方电力辅助服务的市场补偿机制, 规范了辅助服务的收费标准, 为电力辅助服务市场化开辟道路。以广东地区为例, 目前 AGC 服务调节电量的补偿标准可以达到 80 元/MWh, 电力辅助服务存在盈利空间。

表 8: 南方地区电力辅助服务补偿机制

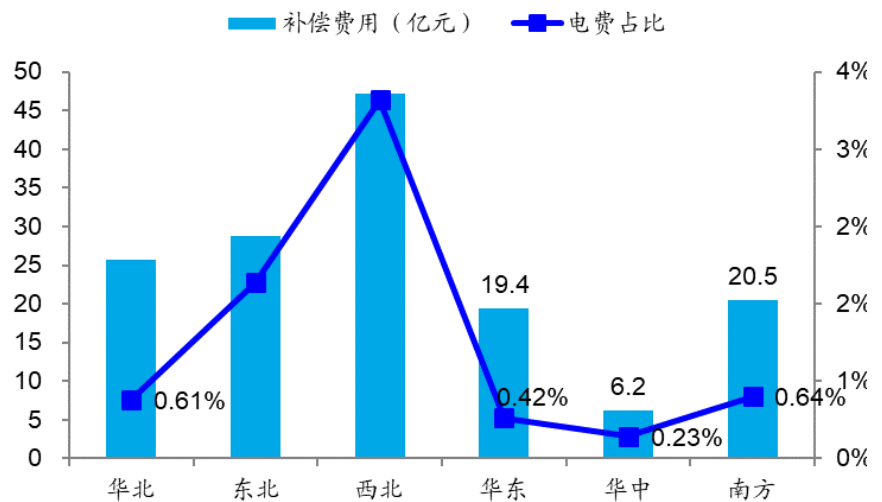
辅助服务补偿标准类型	细则 (R 对应右侧表格)	单位	广东	广西	云南	贵州	海南
AGC 服务调节容量补偿标准	调节容量补偿费用= 调节容量服务供应量×R1 (元/兆瓦时)	元/兆瓦时	12	5	5	10	10
AGC 服务调节电量补偿标准	调节电量补偿费用=AGC 实际调节电量(兆瓦时)×R2 (元/兆瓦时)	元/兆瓦时	80	20	40	80	80
启停调峰补偿标准	燃煤机组、生物质机组启停调峰的, 每次按每万千瓦装机容量 R3 万元的标准补偿。燃气、燃油发电机组启停调峰的, 每次按每万千瓦装机容量 0.05×R3 万元的标准补偿。	万元/万千瓦	2.5	2	2	2.5	2
旋转备用补偿标准	因电力系统需要, 当发电机组实际出力低于发电厂申报的最高可调出力时, 最高可调出力减去机组实际出力的差值在旋转备用时间内的积分, 高峰时段按照 R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿, 低谷时段按照 0.5×R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿。当火力发电机组实际出力低于额定功	元/兆瓦时	20	10	18.4/44.35	6	15

	率 50%的,按照深度调峰进行计算补偿,不计算旋转备用补偿;核电机组实际出力低于并网调度协议约定的正常调节出力下限的,按照深度调峰进行计算补偿,不计算旋转备用补偿。						
深度调峰补偿标准	燃煤机组、生物质机组深度调峰出力在额定容量 40%-50%之间的,按照 3×R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿;深度调峰出力在额定容量 40%以下的,按照 6×R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿。核电机组深度调峰出力在额定容量 50%至并网调度协议约定的正常调节出力下限之间的,按照 3×R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿;深度调峰出力在额定容量 50%以下的,按照 6×R4 (元/兆瓦时) 的标准补偿。	元/兆瓦时	60	30	24	18	45
黑启动服务使用补偿标准	黑启动(含 FCB)使用费的补偿标准为 R7 (万元/台次)	万元/台次	480	360	300	300	150

数据来源:国家能源局,国泰君安证券研究

电网辅助服务主要集中在“三北”地区,华中、南方是重要的辅助服务地区。据国家能源局统计,2018 年全国除西藏外参与电力辅助服务补偿的发电企业共 4176 家,装机容量共 13.25 亿千瓦,补偿费用共 147.62 亿元,占上网电费总额的 0.83%。从电力辅助服务补偿费用比重来看,补偿费用最高的为“三北”地区,即西北、东北和华北区域,服务补偿费用占上网电费总额比重分别为 0.61%、1.82%和 3.17%;华中区域占比最低,为 0.23%

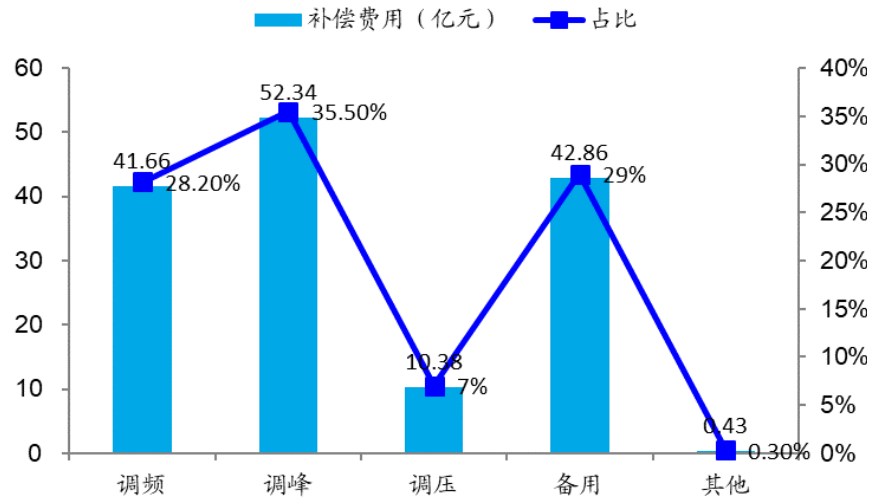
图 25: 2018 年电力辅助服务补偿费用地区分布



数据来源:国家能源局,国泰君安证券研究

调峰、调频与备用是补偿费用的主要组成部分。2018 年调峰补偿费用总额 52.34 亿元,占总补偿费用的 35.5%;调频补偿费用总额 41.66 亿元,占比 28.2%;备用补偿费用总额 42.86 亿元,占比 29.0%;前三者占补偿费用的比重超过 90%,是电网辅助服务补偿费用的主要组成;调压补偿费用为 10.33 亿元,占比 7.00%;其他补偿费用 0.43 亿元,占比 0.29%。

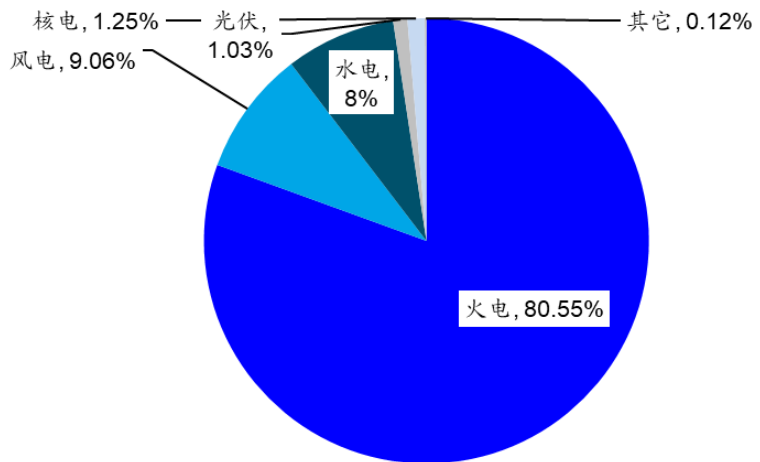
图 26: 2018 年电力辅助服务补偿费用组成结构



数据来源: 国家能源局, 国泰君安证券研究

用于电网辅助服务的储能项目中, 火电辅助服务装机量最多, 补偿费用占比最大。电力生产的构成决定了辅助服务的重要程度, 火电作为主要发电单位, 辅助服务的重要性不言而喻。2018 年火电辅助服务产生补偿费用 210.95 亿元, 占比高达 80.55%; 风电、水电在 2018 年分别产生补偿费用 23.72 亿元、20.94 亿元, 费用占比依次为 9.06%、8%; 核电及光伏等使用电网辅助服务产生的补偿费用占比仅为 2.4%。

图 27: 2018 年电网辅助服务补偿费用占比



数据来源: 国家能源局, 国泰君安证券研究

表 9: 部分已投运电网辅助服务项目

序号	项目名称	项目规模	储能系统类型
1	山西同煤集团同达热电公司智慧储能 AGC 调频项目	9MW/4.478WMh	锂电池储能系统
2	山西平朔 AGC 储能辅助调频系统项目	9MW/4.478WMh	锂电池储能系统

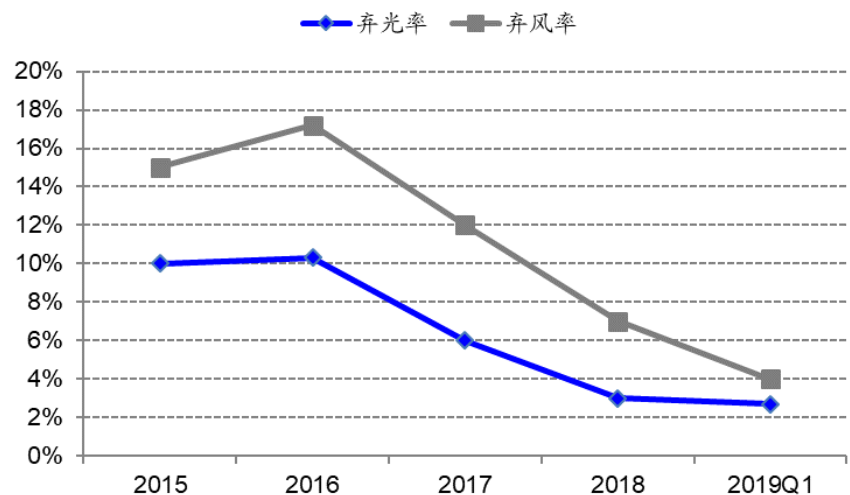
3	山西兆光发电有限责任公司储能系统雇主发电机组调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
4	山西晋能电力集团阳光 9MW/4.5MWh AGC 储能辅助调频系统项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
5	内蒙古能源杭锦发电储能调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
6	内蒙古能源新丰热电公司 AGC 储能调频项目	9MW/4.478MWh	锂电池储能系统
7	内蒙古能源准大发电储能辅助火电 AGC 调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
8	内蒙古能源上都电厂蓄电池辅助 AGC 调频项目	18MW/8.975MWh	锂电池储能系统
9	内蒙古能源乌斯太热电厂储能调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
10	内蒙古矿业乌兰查布兴和电厂储能调频项目	9MW/4.478MWh	锂电池储能系统
11	广东省云浮粤电云河发电 9MW 储能调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统
12	广东华润海丰储能辅助 AGC 调频项目	30MW/14.93MW	锂电池储能系统
13	山西晋能盂县独立储能调峰调频辅助服务项目	150MW/600MWh	锂电池储能系统
14	贵州兴义清水河电厂储能调频项目	20MW/10MWh	锂电池储能系统
15	河北宣化热电厂储能调频项目	9MW/4.5MWh	锂电池储能系统

数据来源：北极星电力网，国泰君安证券研究

5.2.2. 可再生能源并网：有效解决“弃光、弃风”问题

储能技术在并网侧的应用主要是解决“弃光、弃风”问题，改善电能质量。我国能源供应和能源需求呈逆向分布，风能主要集中在华北、西北、东北地区，太阳能主要集中在西部高原地区，而绝大部分的能源需求集中在人口密集、工业集中的中、东部地区；供求关系导致新能源消纳上的矛盾，风光电企业因为生产的电力无法被纳入输电网，而被迫停机或限产。据国家能源局统计，我国弃光、弃风率长期维持在 4% 以上，仅 2018 年弃风弃光量合计超过 300 亿千瓦时。锂离子电池储能技术能有效帮助电网消纳可再生能源，减少甚至避免弃光弃风现象的发生。风光发电受风速、风向、日照等自然条件影响，输出功率具有波动性、间歇性的特点，将对局部电网电压的稳定性和电能质量产生较大的负面影响，锂离子电池储能技术在风光电并网的应用主要在于平滑风电系统的有功波动，从而提高并网风电系统的电能质量和稳定性。

图 28：2016 年至今中国弃光率、弃风率逐年下降



数据来源：国家能源局，国家电网，国泰君安证券研究

在可再生能源并网领域，锂电储能收益主要依靠限电时段的弃电量存储。

储能电站在用电低谷期储存剩余电量，在用电高峰期释放电能，释放电量与指导电价的乘积即为储能电站的收益。目前在青海、辽宁等光照和风电资源较丰富的地区已经有对应储能项目投运。

表 10: 可再生能源并网部分已投运项目

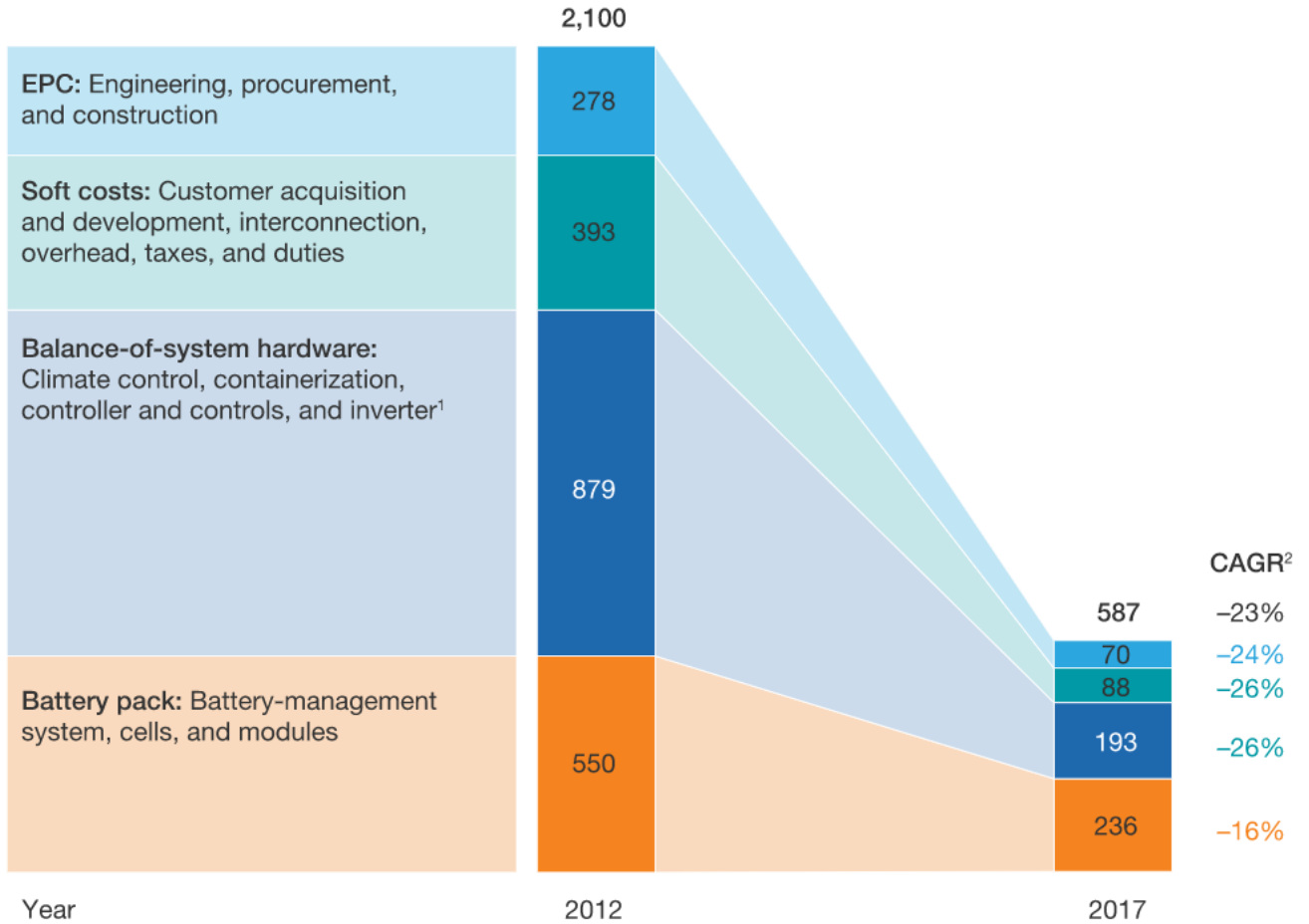
序号	项目名称	项目规模	储能系统类型
1	青海格尔木时代新能源光伏储电站项目	15MW/18MWh	锂电池储能系统（磷酸铁锂电池）
2	青海格尔木华能直流光伏储能示范项目	3.5MWh	锂电池储能系统
3	青海共和黄河水电光伏储能项目	16MWh	磷酸铁锂电池、镍钴锰三元电池、钴酸铝三元锂电池、锌溴液流电池
4	河北张家口张北风光储能运输示范工程	20MW	磷酸铁锂电池、钛酸锂电池、全钒液流电池、铅酸电池
5	河北丰宁风储示范项目一期工程全钒液流电池储能系统	2MW/8MWh	全钒液流电池储能系统
6	辽宁锦州北镇国电风场储能项目	8MW	磷酸铁锂电池、全钒液流电池、超级电容
7	辽宁沈阳龙源法库卧牛石风电场项目	5MW/10MWh	全钒液流电池
8	甘肃玉门科陆电子风光储能项目	10MW	锂电池储能系统

数据来源：北极星电力网，国泰君安证券研究

5.3. 成本端：规模效应和梯次利用助推电池成本持续下滑

电池成本是电化学储能的重要成本来源。电化学储能电站初始成本主要包括电池成本，系统硬件成本（包括温度控制、变流器等），间接成本以及基础设施建设等。根据麦肯锡的数据统计显示，2012 至 2017 年储能电站成本已经大幅下降，每 KWH 成本已经从 2100 美元下降至 587 美元。具体来看 587/kwh 的建设成本中，电池成本达到 236 元，占成本比重为 40%，中国市场由于人工、材料费用相对比较便宜，电池成本占比会更高。如果仅考虑储能系统的成本（排除间接成本和最终的施工成本），整个系统成本为 429/kwh，此时电池成本占比达到 55%。因此我们可以看到电池是储能系统里面主要的成本来源，其成本的高低将直接影响最终的储能成本。

图 29: 2012-2017 年储能成本快速下降



¹The 2012 breakdown of balance-of-system hardware costs is based on the split used for 2015, because no breakdown is available for 2012.

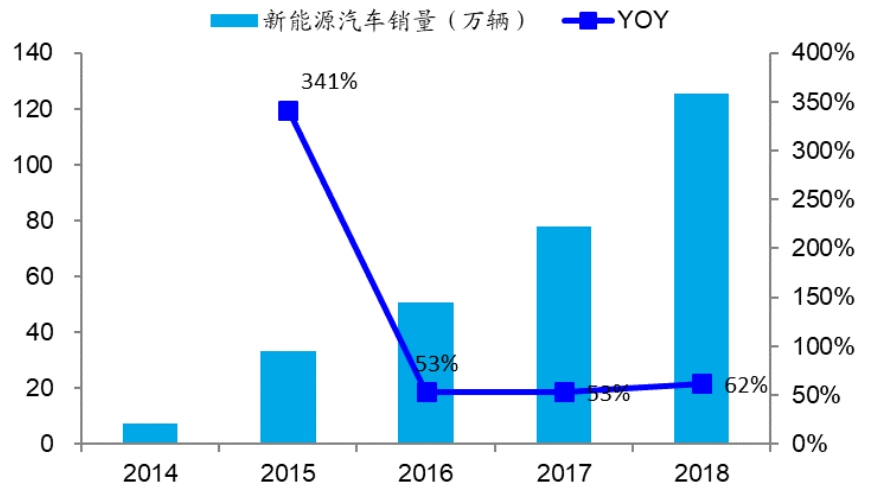
²Compound annual growth rate, 2012 to 2017.

数据来源：麦肯锡

5.3.1. 动力电池装机量快速上升推动电池成本持续下降

受益于国家政策驱动，我国新能源汽车产业快速发展。自 2012 年国务院发布《节能与新能源汽车产业发展规划》以来，财政补贴、税费减免等措施使我国新能源汽车产业得以快速发展。2015 年以来我国新能源汽车每年销量增速均在 50% 以上；2018 年我国新能源汽车销量达到 125.6 万辆，同比增长 61.7%，销量为 2014 年的 16 倍，2014 年至今年均复合增速超过 100%。

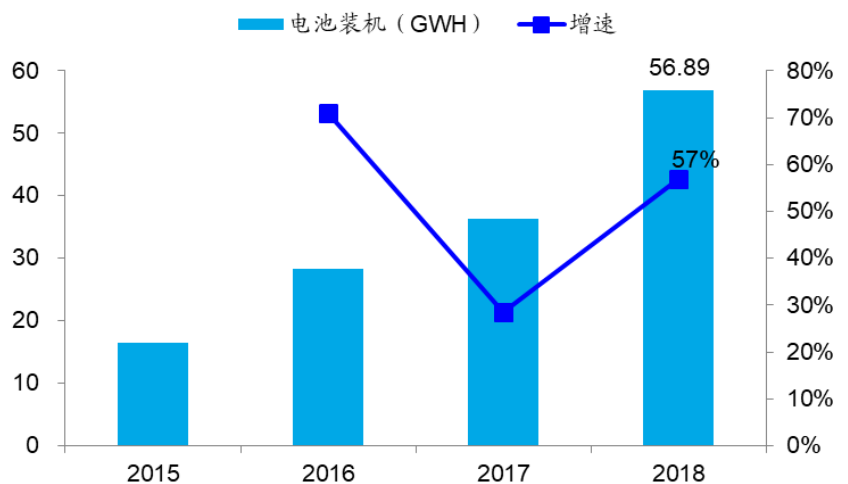
图 30: 受益于国家政策推动我国新能源汽车销量快速上升



数据来源: 中汽协, 国泰君安证券研究

下游销量驱动, 动力电池装机量快速上升。新能源汽车销量的快速上升拉动了以锂离子电池为代表的动力电池装机量的快速上升, 2018 年我国动力电池装机量达到 56.89GWh, 同比增长 56.88%; 其中纯电动汽车配套的动力电池装机量累计约 53.01GWh, 同比增长 55.64%; 插电式混合动力汽车配套的动力电池装机量累计约 3.82GWh, 同比增长 75.34%; 燃料电池汽车配套的动力电池装机量约 0.07GWh, 同比增长 115.11%。从装机量来看 2018 年装机量是 2015 年的 3.4 倍, 2015 年至今年均复合增速达到 51%, 随着未来新能源汽车销量的继续上升, 动力电池装机量有望继续攀升。

图 31: 动力电池装机量持续上升

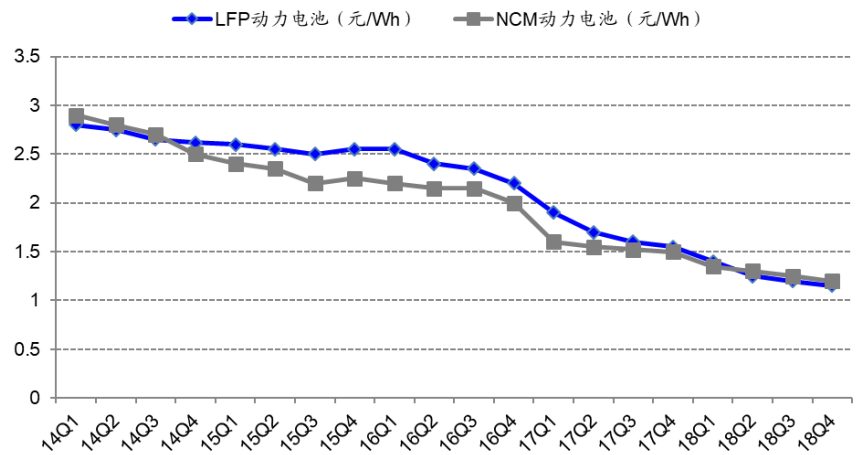


数据来源: 高工锂电, 电池中国, 国泰君安证券研究

规模上升带来锂电价格持续下降, 助力储能产业发展。锂电池储能系统电池主要包括磷酸铁锂电池和三元电池, 其中从目前国内的应用来看磷酸铁锂电池因其循环次数高、成本低特点应用更为广泛。自 2014 年至 2018 年, 在新能源汽车产业的带动下电池产业发展迅速, 磷酸铁锂电池和三元电池技术不断成熟; 同时装机规模的持续上升也使得规模效应逐步凸显。电池价格从逐年下降, 磷酸铁锂和三元电池价格从 2014 年一季

度时 2.9 元/Wh、2.9 元/Wh 降至 2018 年四季度的 1.15 元/Wh、1.2 元/Wh。此外随着技术的不断进步，电池循环次数也在不断提升，例如宁德时代 2019 年即将量产长循环寿命锂电池储能系统（磷酸铁锂电池），使用寿命可以超过 15 年，单体循环超过万次；循环次数的提高也将进一步降低单次的储能成本。

图 32：2014 年至 2018 年国内锂电池价格走势

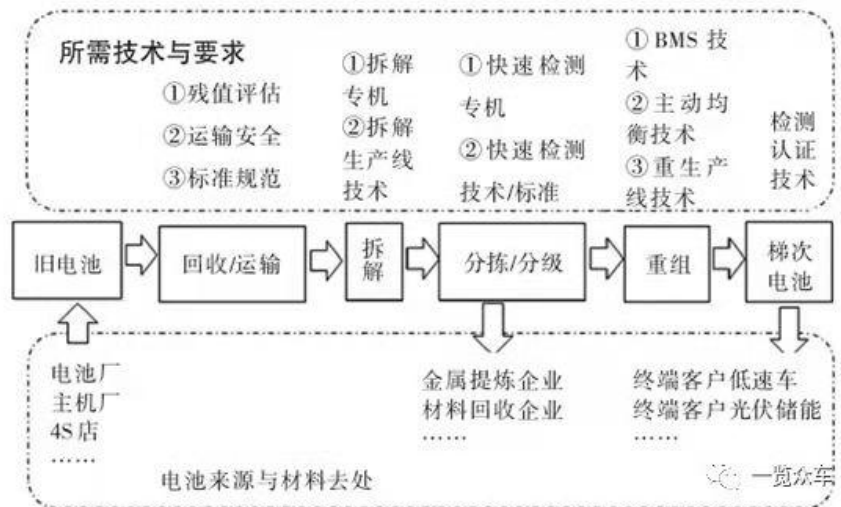


数据来源：Wind，国泰君安证券研究

5.3.2. 电池梯次利用有望进一步带来成本下降

电池梯次利用为动力电池退役找到新出路。在新能源汽车的使用过程中，动力电池的容量会随着时间逐步衰减，按照当前情况来看，当电池剩余容量低于 70% 左右的时候，处于安全性和续航里程等方面的考虑，动力电池将不再应用于新能源汽车。退役动力电池的梯次利用通常包括以下步骤：(1) 废旧动力电池回收；(2) 动力电池组拆解，获得电池单体；(3) 根据电池特性筛选出可使用的电池单体；(4) 电池单体进行配对重组成电池组；(5) 加入电池管理系统 (BMS)、电池外壳等组成电池包；(6) 集成系统、运行维护等。

图 33：动力电池梯次利用流程



数据来源：一览众车

动力锂电的梯次利用未来发展前景良好。为迎接新能源汽车动力锂电第

退役高峰的到来，国家近年来出台了一系列关于动力锂电梯次利用的政策，市场机制初步建立。2018年工信部等七部门先后出台了《新能源汽车动力蓄电池回收利用管理暂行办法》和《关于组织开展新能源汽车动力蓄电池回收利用试点工作》政策，政策明确了动力电池回收责任主体是汽车生产企业，汽车生产企业有义务回收利用退役动力锂电；动力电池生产企业切实实行电池产品编码制度，开展动力蓄电池全生命周期管理；落实生产者责任延伸制度，动力电池生产企业不仅负责生产销售，动力电池的退役再利用同样要担负起责任。

表 11：2017 年以来国家出台系列梯次利用政策推动退役电池的梯次利用

时间	政策名称	出台部门	要点
2017.1	《生产者责任延伸制度推行方案》	国务院办公厅	建立电动汽车动力电池回收利用体系，电动汽车生产企业和电池生产企业应负责建立废旧电池回收利用网络；动力电池生产企业应实行产品编码，建立生命周期追溯系统
2017.1	《新能源汽车生产企业及产品准入管理规则》	工信部	新能源汽车生产企业应建立新能源汽车产品售后服务承诺制度，包括电池回收
2017.2	《促进汽车动力电池产业发展行动方案》	工信部、发改委、科技部、财务部	落实《电动汽车动力蓄电池回收利用技术政策（2015）》，适时发布新能源汽车动力蓄电池回收利用管理办法
2018.2	《新能源汽车动力蓄电池回收利用管理暂行办法》	工信部、科技部、环保部、交通部、商务部、质检总局、能源局	明确了动力电池回收责任主体是汽车生产企业；开展动力蓄电池全生命周期管理；推动市场机制和回收利用模式创新
2018.3	《关于组织开展新能源汽车动力蓄电池回收利用试点工作》	工信部、科技部、环保部、交通部、商务部、质检总局、能源局	落实生产者责任延伸制度，构建回收利用体系，探索多样化商业模式，推动梯次利用的规模化和智能化，推动先进技术的创新与应用，建立完善的政策激励机制。
2019.2	《关于加强绿色数据中心建设的指导意见》	工信部、国家机关事务管理局、能源局	在满足可靠性要求的前提下，试点梯次利用动力电池作为数据中心削峰填谷的储能电池。

数据来源：工信部，国务院办公厅，国泰君安证券研究

动力电池梯次利用要求较高。梯次利用技术现阶段尚不成熟，从而导致在退役动力电池的拆解、可用模块的检测、挑选、重组等方面的成本较高，相对于新电池而言性价比不高。将退役电池梯次利用，不仅需要监测电池电压、内阻，还要通过充放电曲线计算电池的当前容量（SOC），对电池健康状态（SOH）做出评估，为了保证电池的一致性和电池寿命，还需对电池进行均衡性处理，在这一过程中将耗费大量人力、设备成本。目前对退役锂电梯次利用布局的企业主要有宁德时代、比亚迪、中兴派能、中航锂电、中天储能等。

中国铁塔目前是梯次利用进展较快，其余厂商纷纷跟进。早在 2015 年 10 月，中国铁塔就开始对动力电池回收及循环利用进行探索；2017 年 6 月启动大规模试点，陆续在广东、福建、浙江、上海等 12 个省市开展梯级电池替换现有铅酸蓄电池的试点，2018 年初公司又与重庆长安、比亚迪、银龙新能源等 16 家新能源企业签订新能源汽车动力蓄电池回收利用战略合作伙伴协议。据不完全统计截止 2018 年底铁塔已在全国 31 个省市约 12 万个基站使用梯次电池约 1.5GWh，替代铅酸电池约 4.5 万吨。

此外中航锂电、比亚迪、国轩高科、宁德时代等动力电池企业也纷纷开展动力电池梯次利用，随着我国动力电池报废高峰期的到来，电池的梯次利用有望进一步得到发展。

表 12: 主要公司纷纷开展动力电池梯次利用

公司	梯次利用布局
中国铁塔	截至 2018 年底，已在全国 31 个省市约 12 万个基站使用梯次电池约 1.5GWh，替代铅酸电池约 4.5 万吨；铁塔公司与中国一汽、上汽集团等 11 家汽车生产企业合作规划构建回收渠道，并在上海、湖北、广东等区域率先实施；与再生利用企业合作优化退役动力蓄电池回收流程，确保报废梯次利用电池的集中回收和无害化处置；同时，与中国邮政、商业银行、国网电动车等企业合作研究将梯次利用电池应用在机房备用电源、电网削峰填谷、新能源发电及电力动态扩容等方面，并正在甘肃省河西地区建设 15MWh 光伏发电梯次利用项目、10MWh 风力发电梯次利用等试验项目，提升梯次利用综合效率；据铁塔公司规划，2019 年其将继续扩大梯次利用电池使用规模，预计应用梯次利用电池约 5GWh，替换铅酸电池约 15 万吨，预计可消纳退役动力蓄电池超过 5 万吨。
中航锂电	中航锂电建设有国内首套磷酸铁锂动力电池回收试产线；中航锂电技术研究院专门设有梯次利用研究室；采用框架式低成本结构设计的梯次利用电池，已应用于铁塔公司通讯基站移动电源系统产品，并分别在河南洛阳和四川眉山两个地区试点使用。
宁德时代	与宇通、上汽、北汽、吉利等车企展开合作回收废旧动力电池，将其改造用于储能。
比亚迪	2018 年 1 月与中国铁塔公司签订新能源动力蓄电池回收利用战略合作伙伴协议；委托授权经销商将废旧动力电池运到宝龙工厂进行梯度利用；在自身工厂建设 15 兆瓦-30 兆瓦的电站梯次利用电站自用。
国轩高科	2012 年，国轩高科进行了 1.3MW 纯电量和 4.4MW 集装箱式纯电量的梯次利用项目；2017 年 8 月，公司公告设立全资子公司合肥国轩和兰州金川合资，从事锂电回收再利用业务；2018 年 1 月，国轩高科与中国铁塔公司签订了关于新能源汽车动力蓄电池回收利用合作伙伴协议；2018 年 6 月，国轩高科与安徽巡鹰新能源科技有限公司达成战略合作，双方将各自发挥在锂电领域的资源优势，共同深耕动力电池回收梯次利用。
科华恒盛	科华恒盛和南方电网广州供电局共同尝试将变电站退役电池作为储能电站进行梯级利用，建成广州白兔变电站退役电池梯级利用储能示范工程：一期建设规模包括 30 套储能系统，系统设计共 5 个储能集装箱，实现了近 30 个变电站退役电池的“再上岗”。
欣旺达	2017 年，在动力电池梯次利用方面，与南方电网合作开展了“梯次利用电池寿命及模式分析”科研项目，在梯次利用电池的寿命、应用模式和商业模式方面展开研究；2018 年，在动力电池梯次利用方面，参与了国家重大专项“梯次利用动力电池规模化工程应用关键技术”，在梯次利用电池的寿命、应用模式和商业模式方面展开研究。
格林美	格林美在全国已经建立 6 个拆解回收中心，其中武汉和无锡是集团公司的两个动力电池梯次利用中心；2019 年 6 月，格林美与产业链上下游合作，共同在河北省黄骅市实施了北汽鹏龙动力电池梯次利用及资源化项目，该项目分两期完成，一期为退役动力电池梯次利用项目，规划总产能 10.5GWh/年；二期为废旧动力电池资源化项目，提取钴、镍、锰、锂等有价元素生产三元电池正极材料前躯体，规划处理废旧电池规模 10 万吨/年。项目计划总投资为 12 亿元。项目达成后，年销量收入可达 30 亿元。
科陆电子	与多家车企签署协议，在全国范围内推动梯次利用电池储能系统应用，并将于后期开展储能项目运营。

数据来源：第一电动，高工锂电，国泰君安证券研究

表 13: 退役锂电梯次利用示范性工程

序号	项目名称	项目规模	储能系统类型
1	上海电气电站集团崇明三星田园“互联	不详	锂电池储能系统（动力锂电梯次利

	网+”智慧能源示范项目		用)
2	上海工业园能源中梯次利用储能微电网系统	50kW/150kWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
3	江苏南通如东梯次利用储能微电网系统	1MW/7MWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
4	江苏武进国家高新区创业产业园梯次利用储能电站项目	10MW	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
5	江苏南京六合服务区退役电池光储充一体化充电桩	100kWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
6	北京大兴 100kWh 梯次利用锰酸锂电池储能系统示范项目	100kWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
7	北京张北 1MWh 梯次利用磷酸铁锂电池储能系统示范项目	1MWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
8	广州白兔变电站退役电池梯级利用储能示范工程	不详	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)
9	江苏溧阳 MWh 级退役动力电池梯次利用储能系统	180kW/1.1MWh	锂电池储能系统(动力锂电梯次利用)

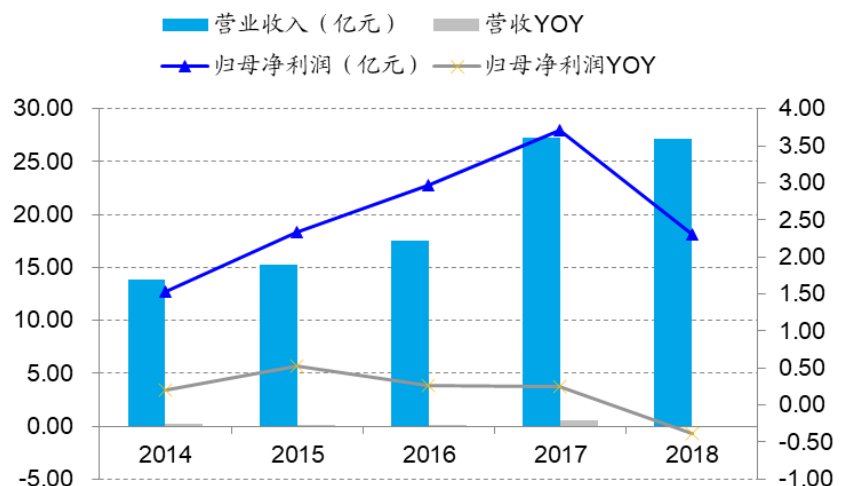
数据来源: 北极星储能网, 国泰君安证券研究

6. 储能行业标的

6.1. 科士达

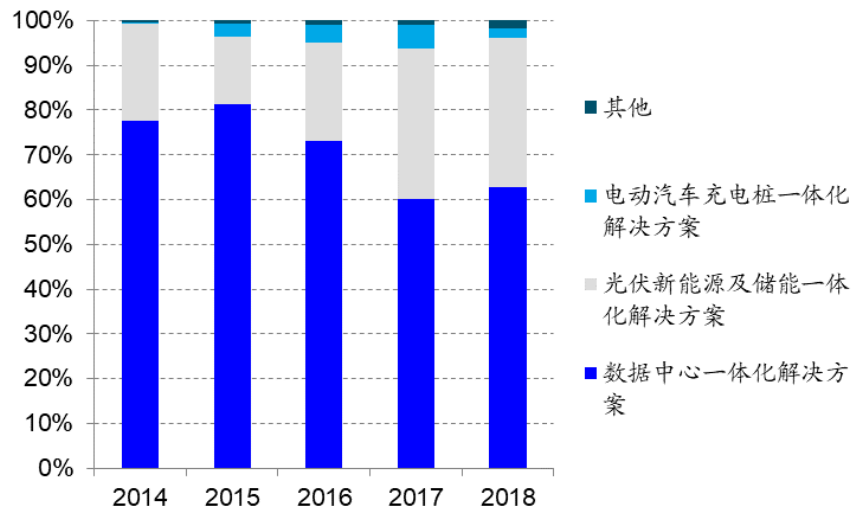
UPS 电源业务起家, 逐步形成以数据中心业务为支撑、新能源业务为增量的业务架构。公司最初以 UPS 电源产品起家, 并逐渐发展到囊括 UPS、精密空调、铅酸蓄电池在内的数据中心一体化解决方案, 下游主要应用于银行、通信的地方机房, 2018 年实现收入 17 亿元, 占营收比重达到 63%, 是公司的主要的收入来源。新能源业务主要包括光伏及储能系统、电动汽车充电桩业务, 其中公司光伏逆变器产品在国内均享有盛名, 并和储能业务搭配打造“新能源光伏+储能”的集成化业务模式。2018 年公司整体实现销售收入 27.15 亿元, 同比下滑 1%; 实现归母净利润 2.30 亿元, 同比下滑 38%, 主要原因是光伏业务受市场因素影响毛利率下滑较大, 以及充电桩业务因为诉讼事件计提了部分资产减值。

图 34: 2018 年公司受毛利下滑和计提资产减值影响利润承压



数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

图 35: 数据中心业务是公司主要的收入来源



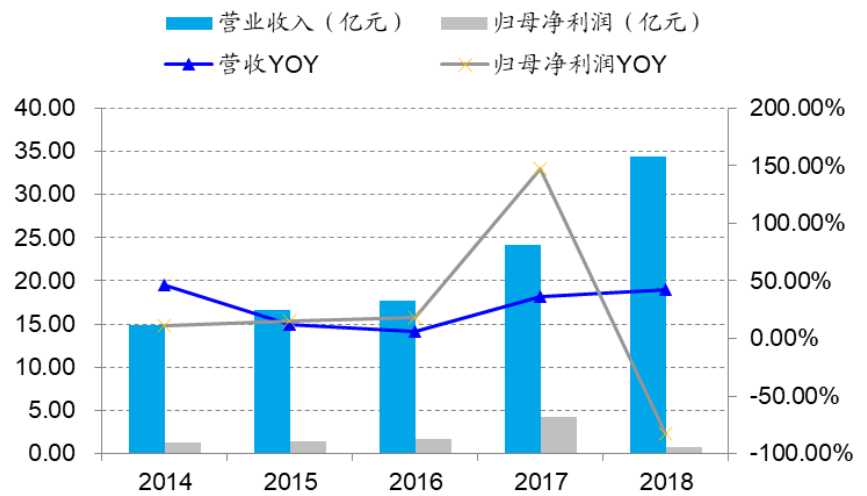
数据来源: Wind, 国泰君安证券研究

强强联手，与宁德时代成立合资公司布局储能业务。2019年6月公司公告称将与锂电池行业龙头宁德时代合资设立宁德时代科士达新能源科技有限公司,其中公司持股比例为49%。合资公司将主要从事三块业务: 1) 储能系统 PCS; 2) 特殊储能 PACK (含 UPS 锂电池 PACK、户用储能锂电池 PACK 和非标中小型储能锂电池 PACK); 3) 充电桩及“光储充”一体化相关产品; 预计将在 3-5 年内释放产能。我们认为此次合作将充分发挥双方在储能领域的优势,实现合作共赢: 1) 科士达主要生产储能 PCS,而宁德时代电池则是业界闻名,而“电池+PCS”即是储能系统的重要组成部分,通过合资工资能够进一步整合双方在储能领域资源,随着储能装机规模的持续上升和宁德时代规模上升带来的电池成本下降,公司有望在储能领域抢占先机; 2) 科士达目前在数据中心业务中使用的电池基本为铅酸电池,随着此次合作后续绿色数据中心建设中可以更为便宜的更换为锂电池。

6.2. 科华恒盛

坚持“一体两翼”发展战略,营收再创新高。2014年起公司实施战略调整,坚持以 UPS、定制电源、军工电源等为主的能源基础业务为“主体”,以云安全、云服务为核心的云业务和以光伏、储能、微网、电动汽车充电系统为主的新能源业务成为公司实现跨越式发展的“两翼”。受益于新能源行业和云计算行业的快速发展,公司收入持续增长,2018年公司营收达到 34.37 亿元,同比增长 42.5%;但受计提资产减值以及加速确认股权激励费用等因素影响,归母净利润为 0.75 亿元,同比下滑 82.4%。

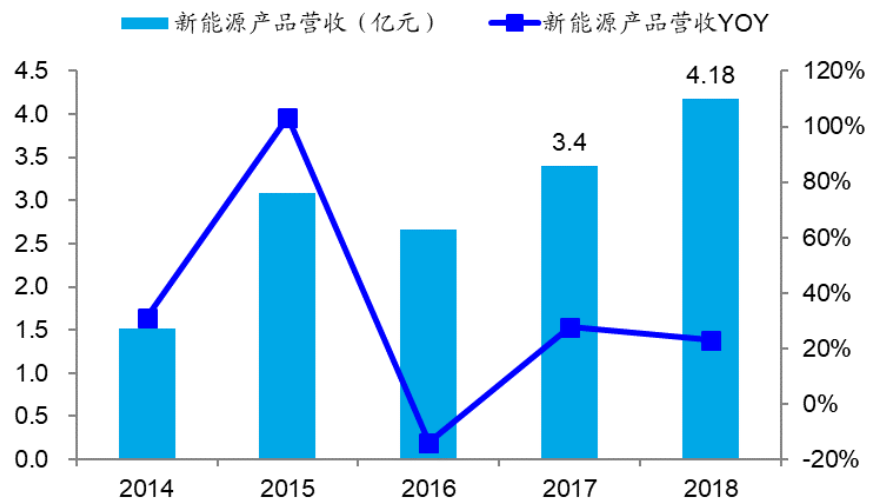
图 36: 2018 年受益于云基产品的持续发展, 公司收入规模再创新高



数据来源: 公司公告、国泰君安证券研究

布局储能产业, 新能源业务增速明显。储能作为综合能源系统的枢纽, 是公司新能源业务未来的发展重点, 目前公司已在发电侧、电网侧、用电侧以及微网储能等领域进行布局, 并成功中标河南、湖南等地的储能示范项目。根据赛迪报告显示, 2018 年度科华恒盛中国储能市场用户侧市场占有率处于第一位。2018 年公司新能源产品收入达到 4.18 亿元, 同比增长 23%, 继续保持较快发展趋势。

图 37: 公司新能源产品营收



数据来源: 公司公告、国泰君安证券研究

7. 投资建议

我们认为 2018 年是电化学储能的元年, 随着建设绿色数据中心等相关扶持政策的不断出台, 电化学储能有望得到持续发展。进一步来看, 随着锂电池性能的不断提升和电池梯次利用以及规模效应带来的成本下降, 锂电池储能装机规模占电化学储能装机比重有望进一步上升。投资主线主要包括两个方向: 1) 率先布局储能业务的部件、储能系统等非电

池环节企业，推荐科士达、科华恒盛（通信组联合覆盖）等；2）储能电池领域拥有先发优势的锂电池相关企业，推荐亿纬锂能、宁德时代等。

表 14：推荐标的一览

股票代码	股票名称	现价	EPS			PE			评级
			2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	
002518	科士达	8.93	0.61	0.69	0.78	15	13	11	增持
002335	科华恒盛	16.85	0.97	1.18	1.45	17	14	12	增持
300014	亿纬锂能	31.85	1.28	1.92	2.73	25	17	12	增持
300750	宁德时代	73.88	2.06	2.59	3.07	36	29	24	增持

备注：现价为 2019 年 7 月 12 日收盘价，科华恒盛为国泰君安通信团队联合覆盖。

数据来源：Wind，国泰君安证券研究

8. 风险提示

锂电池爆发安全性问题。锂电池储能是电化学储能的重要组成部分，储能系统对电池的安全性、稳定性要求较高，如果电池爆发安全性问题，则可能会影响锂电池在储能行业的应用。

储能行业发展不及预期。储能行业，尤其是电化学储能行业目前尚处于发展初期阶段，如果后续整体政策推广以及产业发展不及预期，则可能会影响电化学储能的装机规模，从而影响业内企业。

科士达 (002518)

储能领域新贵，携手 CATL 共谋长远发展

——科士达首次覆盖报告

 徐云飞 (分析师)	石岩 (研究助理)	胥本涛 (分析师)
0755-23976775	0755-23976068	021-38677826
xuyunfei@gtjas.com	shiyao19020@gtjas.com	xubentao@gtjas.com
证书编号 S0880517030003	S0880117080210	S0880518020001

本报告导读:

科士达是 UPS 电源领域领军企业，在此基础上公司与宁德时代成立合资子公司，充分发挥双方在储能 PCS 和锂离子电池方面的优势，抢先布局储能市场。

投资要点:

- 首次覆盖，增持评级。**科士达是 UPS 电源领域领军企业，并着力发展储能等新能源业务。预计公司 2019-2021 年 EPS 为 0.61、0.69、0.78 元，参考行业平均估值水平 18X PE，给予公司目标价 11 元，首次覆盖，增持评级。
- 顺应行业潮流，数据中心一体化解决方案稳步推进。**公司最初以 UPS 电源产品起家，并逐渐拓展到数据中心一体化解决方案，下游主要应用于银行、通信企业等。我们认为银行分支网点和移动通信的分支布局的稳步推进，以及 5G 建设对公司 48V 通讯电源的需求拉动都将推动公司数据中心业务保持持续稳定的发展趋势。
- 新能源业务全力推进，国内外携手共进。**公司新能源业务包括光伏逆变器、储能 PCS 和充电桩等，其中光伏逆变器已经成为国内外知名品牌，2018 年受国内光伏政策影响略有压力。储能 PCS 和充电桩稳步推进，未来有望通过光储充一体化方案继续推动业务稳步发展。
- 强强联手，与宁德时代成立合资公司布局储能业务。**2019 年 6 月公司公告称将与宁德时代合资设立宁德时代科士达新能源科技有限公司，其中公司持股比例为 49%。合资公司将主要负责储能系统 PCS、特殊储能 PACK、充电桩及“光储充”一体化相关产品三大块业务，预计将在 3-5 年内释放产能。我们认为此次合作将进一步整合双方在储能领域的优势，实现科士达储能 PCS 和宁德时代电芯的有力结合，随着储能装机规模的持续上升和宁德时代规模上升带来的电池成本下降，公司有望在储能领域抢占先机。
- 风险提示：**公司应收账款计提坏账损失，国内光伏装机量低于预期

财务摘要 (百万元)	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入	2,730	2,715	3,101	3,558	4,127
(+/-)%	56%	-1%	14%	15%	16%
经营利润 (EBIT)	437	305	371	415	484
(+/-)%	41%	-30%	22%	12%	17%
净利润	371	230	353	400	452
(+/-)%	26%	-38%	53%	13%	13%
每股净收益 (元)	0.64	0.40	0.61	0.69	0.78
每股股利 (元)	0.20	0.20	0.28	0.28	0.32
利润率和估值指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
经营利润率 (%)	16.0%	11.2%	12.0%	11.7%	11.7%
净资产收益率 (%)	16.4%	9.5%	13.5%	14.1%	14.5%
投入资本回报率 (%)	24.1%	15.4%	17.7%	18.7%	20.5%
EV/EBITDA	18.95	10.02	10.29	8.98	7.56
市盈率	13.74	22.17	14.47	12.77	11.28
股息率 (%)	2.3%	2.3%	3.2%	3.2%	3.6%

首次覆盖

评级: 增持

目标价格: 11.00

当前价格: 8.66

2019.07.12

交易数据

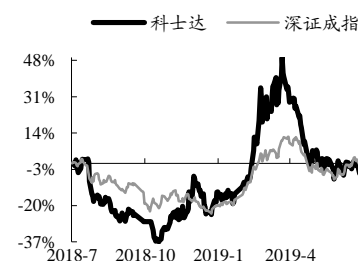
52 周内股价区间 (元)	5.62-14.37
总市值 (百万元)	5,044
总股本/流通 A 股 (百万股)	582/560
流通 B 股/H 股 (百万股)	0/0
流通股比例	96%
日均成交量 (百万股)	5.31
日均成交值 (百万元)	52.34

资产负债表摘要

股东权益 (百万元)	2,463
每股净资产	4.23
市净率	2.0
净负债率	-24.83%

EPS (元)	2018A	2019E
Q1	0.07	0.08
Q2	0.19	0.22
Q3	0.12	0.15
Q4	0.01	0.16
全年	0.40	0.61

52 周内股价走势图



升幅 (%)	1M	3M	12M
绝对升幅	-7%	-27%	-6%
相对指数	-8%	-17%	-4%

模型更新时间: 2019.07.12

股票研究

工业
资本货物

科士达 (002518)

首次覆盖

评级: 增持

目标价格: 11.00

当前价格: 8.66

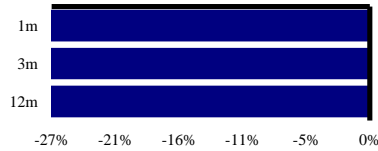
公司网址

www.kstar.com.cn

公司简介

公司是国内领先的机房一体化系统集成制造商, 领先的新能源电力转换技术创新厂商, UPS 产业领导者, 高品质阀控式密封铅酸蓄电池专业制造商。公司主要致力于电力电子及新能源领域, 产品涵盖 UPS 不间断电源、逆变器、阀控式铅酸蓄电池、机房一体化设备、太阳能光伏逆变器等。

绝对价格回报 (%)



52 周价格范围

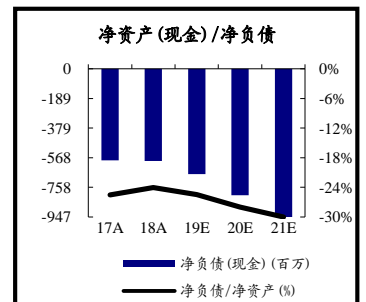
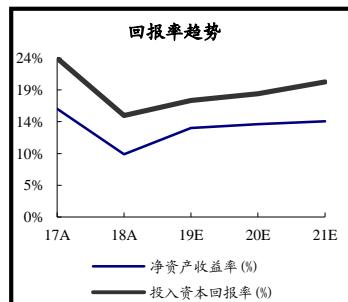
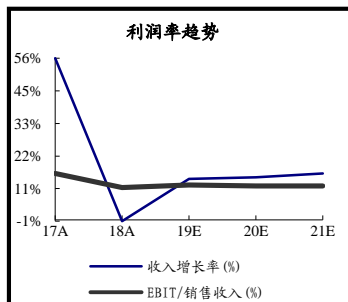
5.62-14.37

市值 (百万)

5,044

财务预测 (单位: 百万元)

	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
损益表					
营业收入	2,730	2,715	3,101	3,558	4,127
营业成本	1,833	1,907	2,156	2,496	2,916
税金及附加	39	39	43	50	58
销售费用	239	267	307	349	400
管理费用	71	74	87	96	103
EBIT	437	305	371	415	484
公允价值变动收益	0	-6	-1	0	0
投资收益	12	4	0	0	0
财务费用	24	-24	-9	-10	-12
营业利润	406	257	392	445	504
所得税	40	25	39	44	50
少数股东损益	0	1	3	4	4
归母净利润	371	230	353	400	452
资产负债表					
货币资金、交易性金融资产	584	600	684	818	955
其他流动资产	2,409	1,879	2,134	2,431	2,801
长期投资	6	4	4	4	4
固定资产合计	510	704	767	791	765
无形及其他资产	308	355	353	316	318
资产合计	3,816	3,542	3,942	4,360	4,842
流动负债	1,350	929	1,138	1,317	1,527
非流动负债	197	188	188	188	188
股东权益	2,269	2,425	2,617	2,855	3,127
投入资本(IC)	1,634	1,786	1,894	1,998	2,133
现金流量表					
NOPLAT	394	275	335	374	437
折旧与摊销	42	55	60	64	66
流动资金增量	-81	328	47	117	159
资本支出	-173	-164	-98	-70	-20
自由现金流	182	494	343	485	643
经营现金流	399	-90	362	343	356
投资现金流	-235	268	-114	-44	-35
融资现金流	-18	-173	-164	-165	-185
现金流净增加额	146	6	85	134	137
财务指标					
成长性					
收入增长率	55.9%	-0.5%	14.2%	14.7%	16.0%
EBIT 增长率	41.4%	-30.2%	21.9%	11.7%	16.8%
净利润增长率	25.5%	-38.1%	53.2%	13.3%	13.2%
利润率					
毛利率	32.8%	29.7%	30.5%	29.9%	29.3%
EBIT 率	16.0%	11.2%	12.0%	11.7%	11.7%
归母净利润率	13.6%	8.5%	11.4%	11.2%	11.0%
收益率					
净资产收益率(ROE)	16.4%	9.5%	13.5%	14.1%	14.5%
总资产收益率(ROA)	9.7%	6.5%	8.9%	9.2%	9.3%
投入资本回报率(ROIC)	24.1%	15.4%	17.7%	18.7%	20.5%
运营能力					
存货周转天数	76	74	75	76	77
应收账款周转天数	141	175	170	170	170
总资产周转天数	444	495	440	426	407
净利润现金含量	107.6%	-39.0%	102.7%	85.9%	78.7%
资本支出/收入	6.3%	6.0%	3.2%	2.0%	0.5%
偿债能力					
资产负债率	40.5%	31.5%	33.6%	34.5%	35.4%
净负债率	-25.8%	-24.3%	-25.7%	-28.3%	-30.3%
估值比率					
PE(现价)	13.74	22.17	14.47	12.77	11.28
PB	4.21	1.73	1.96	1.79	1.64
EV/EBITDA	18.95	10.02	10.29	8.98	7.56
P/S	1.89	1.88	1.65	1.43	1.24
股息率	2.3%	2.3%	3.2%	3.2%	3.6%



本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰君安证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌。过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本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或期权并进行证券或期权交易，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。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许范围内使用，并注明出处为“国泰君安证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

评级说明

	评级	说明
1.投资建议的比较标准 投资评级分为股票评级和行业评级。以报告发布后的 12 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数涨跌幅为基准。	增持	相对沪深 300 指数涨幅 15% 以上
	谨慎增持	相对沪深 300 指数涨幅介于 5%~15% 之间
	中性	相对沪深 300 指数涨幅介于 -5%~5%
	减持	相对沪深 300 指数下跌 5% 以上
2.投资建议的评级标准 报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅。	增持	明显强于沪深 300 指数
	中性	基本与沪深 300 指数持平
	减持	明显弱于沪深 300 指数

国泰君安证券研究

	上海	深圳	北京
地址	上海市浦东新区银城中路 168 号上海银行大厦 29 层	深圳市福田区益田路 6009 号新世界商务中心 34 层	北京市西城区金融大街 28 号盈泰中心 2 号楼 10 层
邮编	200120	518026	100140
电话	(021) 38676666	(0755) 23976888	(010) 59312799
E-mail:	gtjaresearch@gtjas.com		