

上海电气 (601727)

证券研究报告
2020年07月29日

系列深度 3: 电气国轩加快布局储能产业链, 产品-项目-基地建设三头并进

合资设立电气国轩, 加快布局储能全业务链

在储能领域, 上海电气通过与行业龙头企业合资合作、探索科技人员入股、加快推动下属中央研究院自主研发技术的商业化, 实现了储能业务的链条化、产业化发展。上海电气还为客户提供了一系列高安全性、长寿命、智能化的一站式智慧储能系统方案, 主要包括电网侧解决方案、电力系统调频解决方案、弃风弃光解决方案等。

近年来, 上海电气加速布局储能, 已经在电网侧、新能源侧、用户侧等领域参与多个项目, 在南通投资建设了电气国轩南通储能系统生产基地, 分两期建设, 设计年产 10GWh, 预计建成后, 上海电气将成为国内单体最大的储能系统生产企业, 实现大规模的资源利用与市场布局。

储能市场稳步发展, 新能源+储能优先配置

根据 CNESA 的数据, 截至 2020 年一季度, 全球已投运电力储能项目的累计装机规模达 184.7GW, 同比增长 1.9%, 其中, 电化学储能项目累计装机规模 9660.8MW, 占比 5.2%。据 Wood Mackenzie 预测, 到 2025 年, 全球储能市场将增长 13 倍, 达到 230 GWh。根据 CNESA 的预测, 积极估计下 2020 年累计装机规模或达 3092.2MW, 未来储能产业发展前景广阔。

2020 年以来, 已有部分省份发布政策文件, 鼓励或优先考虑新能源配置储能的项目, 推进“新能源+储能”模式普遍落地。截至 2019 年底, 中国已投运的、与光伏配套建设的储能项目的累计装机规模为 800.1MW, 同比增长 66.8%。2020 年以来, 在各地鼓励新能源配置储能的政策推动下, 众多光储项目实现更新, 地区分布仍以三北地区为主。

盈利预期

我们预期公司 2020-2022 年营业收入为 1541.28、1682.25、1733.73 亿元, 同比上涨 20.88%、9.15%、3.06%; 净利润为 36.78、40.82、45.33 亿元, 对应 EPS 为 0.24、0.27、0.3 元, 对应 PE 为 20.68、18.64、16.78 倍, 我们认为, 公司过去三年 PE 中枢在 30 倍左右, 同类型大型综合设备制造商东方电气、哈尔滨电气与上海电气 2019 年 PE 平均值为 25.47, 随着公司业务转型、子板块拆分上市将有助于拉升公司估值, 对此我们预计 2020 年估值水平约为 25 倍, 目标价给与“6 元”, 给予“增持”评级。

风险提示: 政策变化风险, 安全性风险, 市场风险, 其他不可抗力因素带来的风险。

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	101,157.53	127,508.96	154,127.67	168,224.53	173,372.52
增长率(%)	27.17	26.05	20.88	9.15	3.06
EBITDA(百万元)	12,218.18	15,982.30	10,885.92	12,044.77	12,970.09
净利润(百万元)	3,016.53	3,501.04	3,678.09	4,081.68	4,533.15
增长率(%)	13.42	16.06	5.06	10.97	11.06
EPS(元/股)	0.20	0.23	0.24	0.27	0.30
市盈率(P/E)	25.22	21.73	20.68	18.64	16.78
市净率(P/B)	1.33	1.20	1.14	1.09	1.03
市销率(P/S)	0.75	0.60	0.49	0.45	0.44
EV/EBITDA	3.91	5.39	7.46	6.36	6.30

资料来源: wind, 天风证券研究所

投资评级

行业	电气设备/电源设备
6 个月评级	增持 (维持评级)
当前价格	5.33 元
目标价格	6 元

基本数据

A 股总股本(百万股)	12,179.56
流通 A 股股本(百万股)	10,890.67
A 股总市值(百万元)	64,917.05
流通 A 股市值(百万元)	58,047.28
每股净资产(元)	4.19
资产负债率(%)	65.95
一年内最高/最低(元)	6.06/4.22

作者

马妍 分析师
SAC 执业证书编号: S1110519100002
may@tfzq.com

股价走势



资料来源: 贝格数据

相关报告

- 《上海电气-公司深度研究: 系列深度 2: 核电装备制造龙头企业, 技术稳步发展产业持续延伸》 2020-07-08
- 《上海电气-首次覆盖报告: 系列深度 1: 火电制造向运维深耕细作, 风电拟拆分上市乘风破浪》 2020-06-23

内容目录

1. 合资设立电气国轩，加快布局储能全业务链	4
1.1. 合资行业龙头，完备储能产品与服务供应链	4
1.1.1. 借力储能代表企业，2019 全国储能系统集成商前十	4
1.1.2. 打造全储能体系产品，提供多样化系统解决方案	5
1.1.3. 引进工业互联网平台，实现储能的智能化管理	8
1.2. 项目+基地建设共进，商业模式提供内在支撑	9
1.2.1. 加快储能项目布局，实现储能全场景运用	9
1.2.2. 南通设立储能系统生产基地，年产 10GWh	9
1.2.3. 共创“共享储能”商业模式，实现新能源消纳最大化	10
2. 储能市场稳步发展，新能源+储能优先配置	10
2.1. 储能有效解决能源消纳问题，电力系统中应用场景众多	10
2.2. 全球储能市场稳步增长，电化学储能优势明显	11
2.2.1. 全球装机同比增长 44%，2025 年或达 230GWh	11
2.2.2. 欧洲：2019 年装机规模收缩，清洁能源计划有望推动新增长	12
2.2.3. 美国：2020 年市场价值或超 10 亿，供电侧储能成为主流	12
2.2.4. 中国：电化学储能发展迅速，未来向电源侧转移	13
2.3. 优先发展“新能源+储能”，加快能源转型步伐	15
2.3.1. 各省份先后推出优先发展“新能源+储能”政策	15
2.3.2. 光储项目装机增长 16%，部署进程持续加快	16
2.4. 储能电站投资回报周期测算—以甘肃为例	18
3. 盈利预期	19
3.1. 同业比较	19
3.2. 营收假设	19
3.3. 盈利预测	20
4. 风险提示	20
4.1. 政策变化风险	20
4.2. 安全性风险	20
4.3. 市场风险	20
4.4. 其他不可抗力因素带来的风险	20

图表目录

图 1：2019 年中国储能技术提供商排名	4
图 2：2019 年中国储能系统集成商排名	4
图 3：电气国轩 2019 年度储能行业荣誉	4
图 4：电气国轩 2019 年度储能行业荣誉	4
图 5：布局储能业务，完善三电系统	7
图 6：储能远程运维项目	8
图 7：南通储能系统生产基地厂房实景	9

图 8: 青海共享储能模式.....	10
图 9: 储能主要应用模式.....	11
图 10: 全球储能技术种类分布 (2020.3)	11
图 11: 全球电化学储能稳步发展 (2020)	11
图 12: 欧洲储能市场发展	12
图 13: 到 2024 年, 美国储能年部署量预计达 4.7GW	13
图 14: 中国投运电力储能项目的累计装机规模 (MW)	13
图 15: 中国电化学储能市场累计装机规模 (单位: MW)	13
图 16: 我国电化学储能新增装机规模 (单位: MW)	13
图 17: 国内电化学储能主要分布在用户侧 (2019)	13
图 18: 中国电化学储能累计投运规模预测 (保守与理想场景)	14
图 19: 光储融合能够使得光伏电站 24 小时发电	16
图 20: 中国已投运光储项目的累计装机规模 (单位: MW)	16
图 21: 中国已投运集中式光储电站项目的地区分布.....	17
图 22: 中国已投运分布式光储项目的应用场景分布.....	17
表 1: 上海电气储能产品一览	5
表 2: 上海电气储能系统解决方案	6
表 3: 电化学储能不同技术路线对比.....	8
表 4: 上海电气储能项目部署	9
表 5: 各省份鼓励或优先考虑新能源配置储能项目	15
表 6: 2020 年部分光储项目更新情况.....	17
表 7: 光伏-储能电站投资回报周期测算.....	18
表 8: 风电-储能电站投资回报周期测算.....	18
表 9: 同业比较	19
表 10: 营收预测 (单位: 百万元)	19

1. 合资设立电气国轩，加快布局储能全业务链

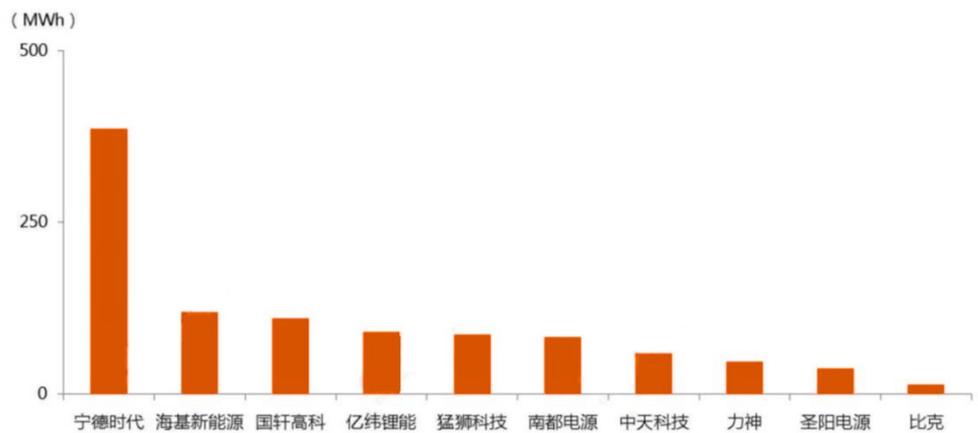
1.1. 合资行业龙头，完备储能产品与服务供应链

1.1.1. 借力储能代表企业，2019 全国储能系统集成商前十

2017 年 12 月，上海电气集团股份有限公司与国轩高科股份有限公司合资成立上海电气国轩新能源科技有限公司，公司经营范围包括储能电池及其材料、电池管理系统、系统集成、电源综合管理系统的研发、制造与销售等业务。从电池原材料到储能系统的全产业链覆盖，上海电气为客户提供了完备的储能产品体系。

参与合资合作的国轩高科是我国储能行业的代表企业之一，秉持“做精铁锂、做强三元、做大储能”的产品战略，与华为、中国铁塔、国家电网、中电投等企业达成合作。5 月，在中关村储能产业技术联盟（CNESA）发布的《储能产业研究白皮书 2020》中，国轩高科凭借装机规模排名中国储能技术提供商榜单第 3 位。

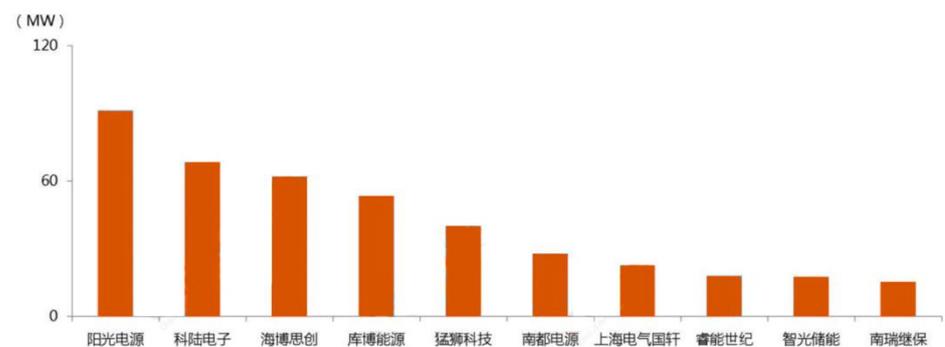
图 1：2019 年中国储能技术提供商排名



资料来源：CNESA、天风证券研究所

2019 年，在中国新增投运的电化学储能项目中，上海电气国轩新能源科技有限公司凭借功率规模，进入全国储能系统集成商前十，排名第 7 位。2019 年，电气国轩获“中国储能产业最佳储能电池供应商奖”、“储能产业最佳工商业储能项目奖”等企业荣誉，不断增强上海电气在储能领域的行业信誉与品牌影响力。

图 2：2019 年中国储能系统集成商排名



资料来源：CNESA、天风证券研究所

图 3：电气国轩 2019 年度储能行业荣誉

图 4：电气国轩 2019 年度储能行业荣誉



资料来源：公司官网、天风证券研究所



资料来源：公司官网、天风证券研究所

1.1.2. 打造全储能体系产品，提供多样化系统解决方案

在储能领域，上海电气通过与行业龙头企业合资合作、探索科技人员入股、加快推动下属中央研究院自主研发技术的商业化，实现了储能业务的链条化、产业化发展，主要储能产品包括电池电芯、电池插箱、储能电池簇、退役电池、集装箱储能系统等。

表 1：上海电气储能产品一览

产品名称	运用场景	产品特点	图片
电池电芯	发电侧，电网侧，用户侧，备用电源及动力领域。	采用磷酸铁锂电池技术，循环寿命>5000次，分为能量型、长寿命型、中倍率型、低成本型等	
电池插箱	发电侧，电网侧及用户侧	具有重量轻便于安装，风冷或自然冷却，结构强度高等特点	
储能电池簇	发电侧，电网侧及用户侧	采用多级 BMS 架构，实时进行数据收集、状态监控及控制，保护锂电池安全系统最大效率可达 96%，循环寿命长	
退役电池储能系统	充电桩、备用电源等场景	提供 MW 级的全生命周期的整套储能系统，系统集成了退役电池梯次利用、BMS、PCS、智能管理 EMS 和运营维护云平台。可根据客户需求进行容量、形状设计。	

集装箱储能系统
采用磷酸铁锂储能专用电池，能量密度高，循环寿命长，可实现兆瓦级储能应用，多种充放电控制策略，支持并网、离网运行模式



集装箱式全钒液流电池储能系统
自主研发的 5kW/25kW/50kW 电堆可集成至百千瓦/兆瓦级集装箱式全钒液流电池储能系统，可为客户提供定制化储能产品及储能整体解决方案。产品具有高安全，长寿命，容量自恢复，模块化设计，功率和容量独立，方便维护，环境友好等特点



资料来源：公司官网、天风证券研究所

上海电气还为客户提供了一系列高安全性、长寿命、智能化的一站式智慧储能系统方案，主要包括电网侧解决方案、电力系统调频解决方案、弃风弃光解决方案、商业综合体储能解决方案、工业园区储能解决方案、充电站+储能解决方案等。

表 2：上海电气储能系统解决方案

分类	解决方案	适用场景	方案特点	方案结构
发电侧	电力系统调频解决方案	配合发电机组，应用于电网二次调频的场景；辅助传统电力系统及 AGC 设备	既可以实现一次调频，又可以实现二次调频；有效提高电网频率稳定性具有快速动态响应速度	
发电侧	弃风弃光解决方案	可再生能源发电限电地区等	减少弃光、弃风，提高经济效益；提高并网发电稳定性和可计划性；提高电网调度可规划性	
用户侧	商业综合体储能解决方案	工商业、酒店、商场、智能楼宇等	交流组网方案，系统方便接入；轻量型模块化电池簇产品，灵活配置，空间适应性强	



资料来源：公司官网、天风证券研究所

在储能的产业化布局上，上海电气分阶段、分领域布局锂电池、液流电池、燃料电池和退役电池系统四个领域，不断完善三电系统。2017 年 11 月，上海电气成立中央研究院储能液流电池产品部，目前，上海电气已掌握全钒液流电池系统集成设计技术，推出了兆瓦级全钒液流电池，实现了分布式、集中式的调峰调频。在退役电池储能系统领域，公司已完成 10 余个示范项目，位列行业首位。

图 5：布局储能业务，完善三电系统



资料来源：公司官网、天风证券研究所

液流电池由于具有安全性高、储能规模大、效率高、寿命长等特点，在大规模储能领域具有很好的应用前景，但也存在价格较高的问题，国内液流电池成本一般是锂电池成本的 2 倍。长期来看，各类锂电池中，磷酸铁锂电池相对于三元电池成本优势和循环性能优势明显，有望成为国内锂电储能市场的主流技术。

表 3：电化学储能不同技术路线对比

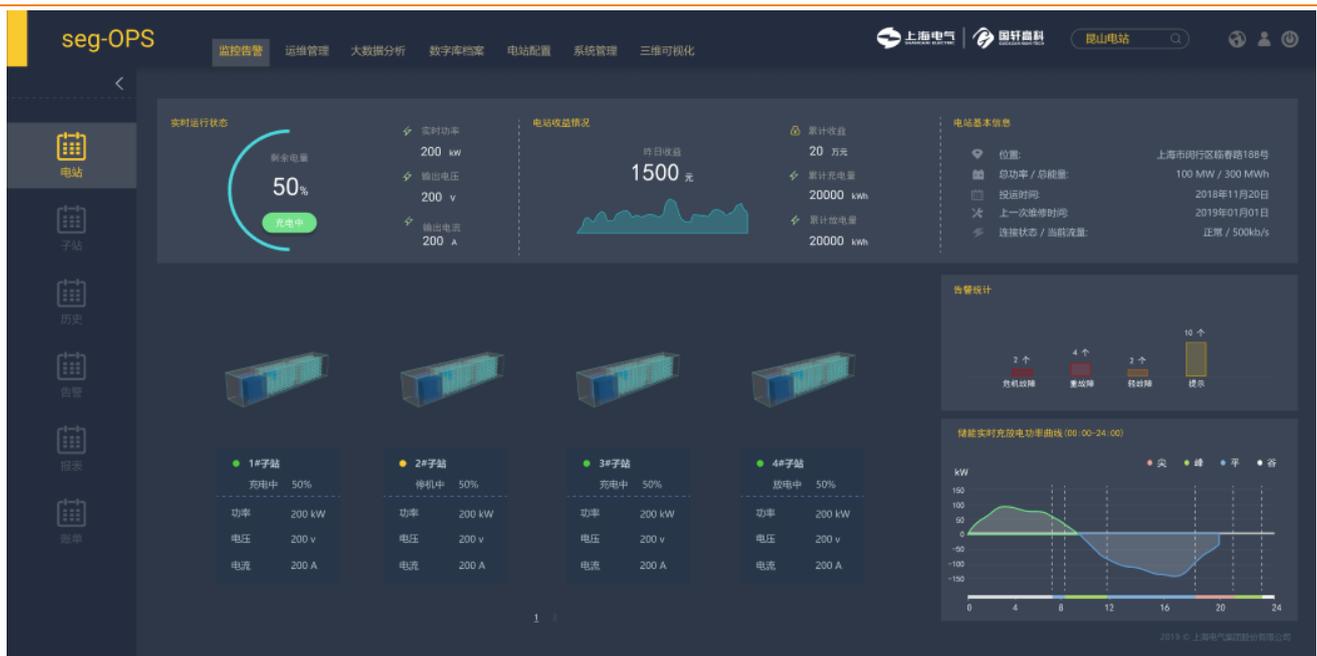
储能类型	铅酸电池	锂电池	铅碳电池	液流电池	钠硫电池
典型额定功率	KW-50MW	KW-MW	KW-50MW	5KW-几十 MW	100KW-几十 MW
额定容量	1min-3h	分钟-小时	1min-3h	1-20h	数小时
全响应时间	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级
循环寿命（次）	500-1200	1000-10000	1000-4500	≥12000	2400-4500
循环效率	75%	90%	90%	80%	85%
优点	1.技术成熟 2.成本较低	1.比能量高 2.无记忆 3.容量大 4.无污染	1.性价比高 2.一致性好	1.寿命长 2.可 100%深放 3.效率高 4.环比性好	1.比能量较高 2.比功率较高
缺点	1.寿命短 2.环保问题	1.寿命低 2.安全性待改进	1.比能量小 2.环保问题	1.储能密度低 2.价格贵	1.高温条件 2.运安全性
应用场景	1.电能质量 2.频率控制 3.电站备用 4.黑启动 5.可再生储能	1.电能质量 2.备用电源 3.UPS	1.电能质量 2.频率控制 3.电站备用 4.黑启动 5.可再生储能	1.电能质量 2.备用电源 3.调峰填谷 4.能量管理 5.可再生能源	1.电能质量 2.备用电源 3.调峰填谷 4.能量管理 5.可再生能源

资料来源：鑫椤锂电、天风证券研究所

1.1.3. 引入工业互联网平台，实现储能的智能化管理

上海电气打造的“星云智汇”工业互联网平台，在各业务领域发挥着重要作用。在储能领域，通过建立储能电池的数字化模型，对储能电站各类组件进行动态监测，并基于大数据和 AI 分析，实现电站的储放电动态平衡，提高电池寿命；基于动态寿命预测分析技术，对电池寿命进行及时告警，通过云服务对维保人员进行预检通知，及时准备备品备件，进行更换，确保储能电池的全生命周期服务。

图 6：储能远程运维项目



资料来源：公司官微、天风证券研究所

1.2. 项目+基地建设共进，商业模式提供内在支撑

1.2.1. 加快储能项目布局，实现储能全场景运用

近年来，上海电气加速布局储能，已经在电网侧、新能源侧、用户侧等领域参与多个项目。2019 年底，国内首个市场化运营电网侧共享储能电站在青海格尔木开工，电站容量 32MW/64MWh，计划于 2020 年 7 月正式投运。2020 年以来，上海电气继续拓展储能业务，6 月成功中标广东粤电大埔电厂储能调频项目，实现了储能调频项目商业运行的首台套突破，拓宽了储能应用场景，将大幅提升上海电气在储能领域的项目实施水平。

表 4：上海电气储能项目部署

发布时间	项目名称	项目地点	项目规模/价值	项目特点	项目状态
2019.3	北京华商三优新能源充电站功率型储能系统	北京	超 1000 万	-	-
2019.5	中央研究院储能液流电池孵化项目	安徽省	-	-	已进入项目建设期
2019.12	青海格尔木共享储能电站示范项目	青海省	32MW/64MWh	国内首个市场化运营电网侧共享储能电站	计划 2020 年 7 月正式投运
2020.2	安徽金寨电化学独立储能示范项目	安徽省	100MW/200MWh	-	计划于 2020 年 6 月份开工。
2020.4	迪拜光储电站集成示范工程项目（一期）	迪拜	1MWh	是上海电气电站集团为在建的迪拜四期光热光伏项目现场办公室配建的一套“光伏+储能”集成示范电站。	正式启动
2020.5	安徽宣州区沈村 50MW 风电场和谯城区亳永 50MW 风电项目（二期）配套储能系统	安徽省	均为 10MW/10MWh	标志着上海电气国轩正式进军风电储能市场，也是公司继金寨项目后在安徽储能市场的重大突破。	-
2020.6	广东粤电大埔电厂储能调频项目	广东省	-	标志着上海电气实现了储能调频项目商业运行的首台套突破	-
2020.6	甘肃玉门 100MW/200MWh 规模储能电站	甘肃省	100MW/200MWh	与国网综能战略合作的国内投资储能电站	拟建

资料来源：公司官微、北极星储能网、PV-Tech、天风证券研究所

1.2.2. 南通设立储能系统生产基地，年产 10GWh

上海电气借助国轩高科在锂电池行业深耕多年的技术优势，在南通投资建设了电气国轩南通储能系统生产基地，分两期建设，设计年产 10GWh，一期为 5GWh 储能电池系统生产线，预计 6 月正式完工，10 月正式投产。据了解，一期工程将实现自动化程度超 50% 的提升。在相同产能下，一线制造人员比上一代生产线缩减 63%，生产智能化，工厂数字化总体程度达 85%。预计南通储能系统生产建成后，上海电气将成为国内单体最大的储能系统生产企业，实现大规模的资源利用与市场布局。

图 7：南通储能系统生产基地厂房实景



资料来源：公司官微、天风证券研究所

1.2.3. 共创“共享储能”商业模式，实现新能源消纳最大化

共享储能是一种新的储能商业模式应用，我国西北地区可再生能源资源丰富，共享储能产业潜力较大，近年来，青海实施储能市场化交易和调峰辅助服务两种商业化运营模式，建成共享储能市场化交易平台和区块链平台，青海共享储能模式已经落地。

2019年12月底，上海电气参与合作的青海格尔木共享储能电站示范项目开工，在弃光、弃风高峰时段将电储存，在非弃光、非弃风低谷时段将电发送至电网，和新能源场站业主进行一定分成，从而获得投资收益。该模式可在新疆、甘肃等限电严重地区快速复制，未来可成为电气国轩电池产能的长期可靠消纳渠道。共享储能提升了储能电站的利用率，让其他新能源企业共享了储能资源，实现新能源最大化消纳，通过市场化收益分配实现多方共赢。

图 8：青海共享储能模式



资料来源：智汇光伏、天风证券研究所

2. 储能市场稳步发展，新能源+储能优先配置

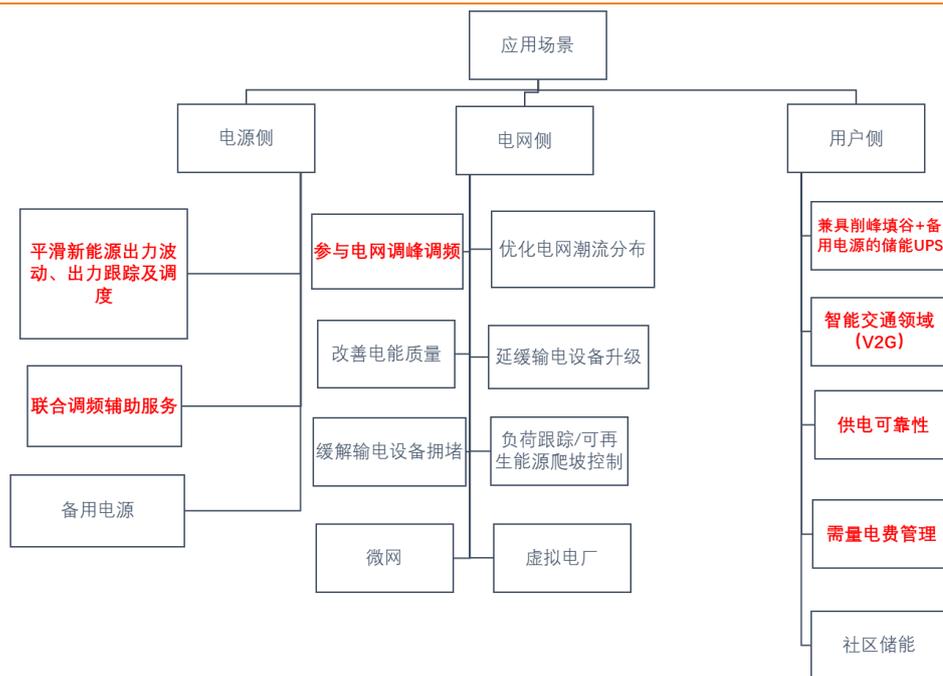
2.1. 储能有效解决能源消纳问题，电力系统中应用场景众多

储能技术在电力系统中增加电能存储环节，使得电力实时平衡的“瞬时”电力系统变得更

加灵活，将提升电力系统的灵活性、经济性和安全性，成为进一步解决新能源消纳的重要手段。按照技术类别，储能可以分为电化学储能（锂离子、铅蓄电池、钠硫、液硫、储氢等）、机械储能（压缩空气、飞轮等）、电磁场储能（超导、超级电容等）、相变储能（熔融盐储热）、抽水蓄能等。

随着储能技术在电力系统的普及推广，可以进一步按照电源侧，电网侧及用户侧的模式进行储能应用模式区分，其中国内已经有的场景包括：电源侧平滑新能源出力波动、出力跟踪及调度（如张北风光储示范工程及青海格尔木时代光储联合发电项目），联合调频辅助服务，电网侧调峰调频；用户侧削峰填谷及需量电费管理；智能交通领域；供电可靠性。

图 9：储能主要应用模式



资料来源：储能产业研究白皮书 2019、天风证券研究所

电化学储能在各地区应用模式也不尽相同。青海、新疆主要应用于电源侧助力可再生能源消纳；西藏及东部岛屿主要应用于电网侧构建微电网解决供电问题；江苏、河南、辽宁主要采取电网侧辅助服务；山西、广东、河北主要是电源侧火电联合调频。

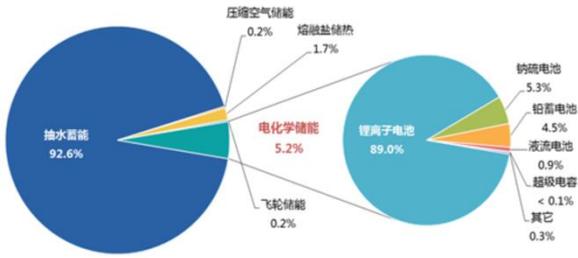
2.2. 全球储能市场稳步增长，电化学储能优势明显

2.2.1. 全球装机同比增长 44%，2025 年或达 230GWh

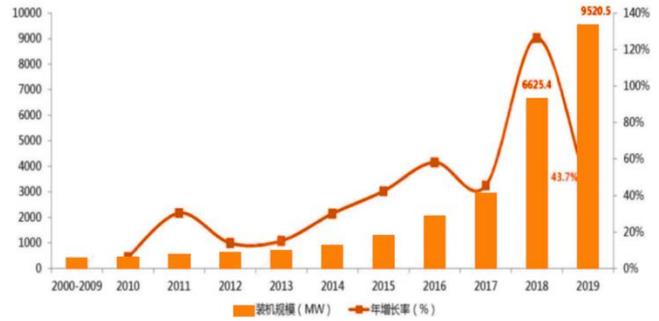
根据 CNESA 的数据，截至 2020 年一季度，全球已投运电力储能项目的累计装机规模达 184.7GW，同比增长 1.9%，其中，电化学储能项目累计装机规模 9660.8MW，占比 5.2%，而锂离子电池在电化学储能中占比 89.0%。全球电化学储能市场稳步增长，2019 年底累计装机规模达 9520.5MW，同比增长 43.7%，2020 年一季度，受疫情等影响，全球新增投运电化学储能项目装机规模 140.3MW，同比减少 31.1%。

图 10：全球储能技术种类分布（2020.3）

图 11：全球电化学储能稳步发展（2020）



资料来源: CNESA、天风证券研究所



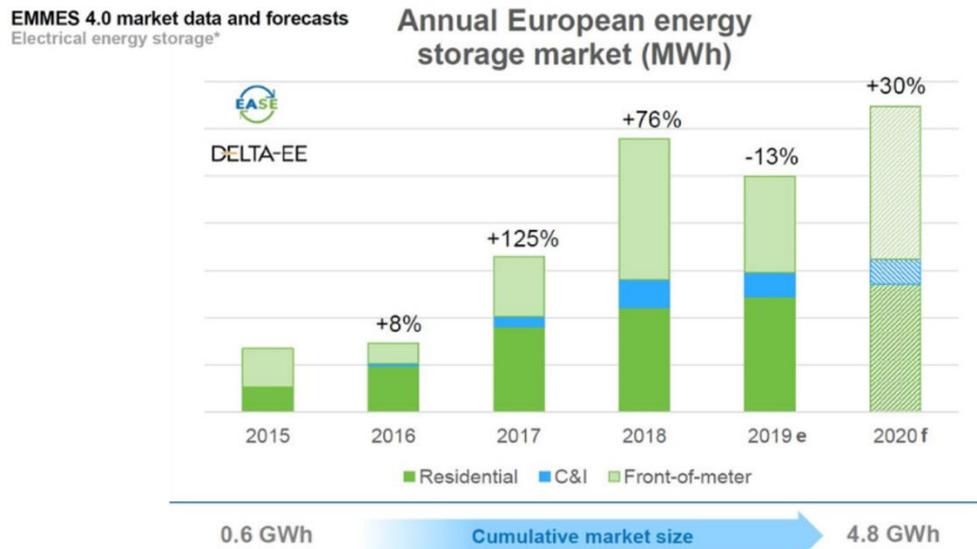
资料来源: CNESA、天风证券研究所

在电池储能方面, 据 ResearchAndMarkets 预测, 全球电池储能市场将从 2020 年的 57 亿美元增长到 2021 年的 73 亿美元, 亚太地区将成为全球增长最快的储能市场, 公用事业板块的增长率将高于其他板块。据 EIA 和 NREL 报告显示, 公用事业板块的电池储能系统在一个国家当前及未来的能源运营中起着至关重要的作用, 越来越受到各国政府的财政激励与政策支持。据 Wood Mackenzie 预测, 到 2025 年, 全球储能市场将增长 13 倍, 达到 230 GWh。此外, 储能投资总额预计将从 2019 年的 180 亿美元增加到 2025 年的 1000 亿美元。未来, 随着能源转型带来的机遇, 全球储能市场将持续扩张。

2.2.2. 欧洲: 2019 年装机规模收缩, 清洁能源计划有望推动新增长

欧洲储能市场在 2019 年收缩至 1 GWh, 英国、德国、法国、意大利、西班牙是欧洲的 5 个主要细分市场, 2019 年欧洲所有细分市场的累计安装量为 3.4 GWh, 在德国等主要细分市场的推动下, 住宅领域的储能份额稳定增长, 2019 年占比 76%。随着欧盟“清洁能源计划”的推行, 预计 2020 年欧洲储能行业仍有较大成长空间, 市场规模或达 4.8GWh。据 Wood Mackenzie 预测, 到 2030 年, 锂电池储能系统将取代天然气峰值发电厂, 成为平衡欧洲电网成本最低的选项, 欧洲储能项目装机容量将增长到 26GW, 2040 年将达到 89GW。

图 12: 欧洲储能市场发展



资料来源: 欧洲储能协会 EASE、天风证券研究所

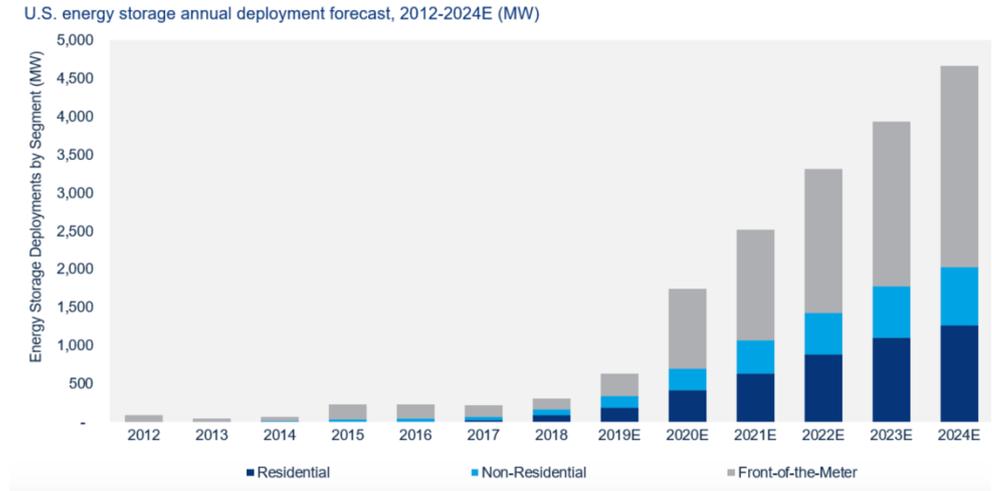
2.2.3. 美国: 2020 年市场价值或超 10 亿, 供电侧储能成为主流

2020 年第一季度, 美国部署了 97.5MW/208MWh 储能系统, 环比减少 48%, 同比降低 39%, 主要是由于 FTM (供电侧) 部署的减缓, 一季度环比下降 79%。除此之外, 住宅用部署装机量达 44.4MW, 较 2019 年第四季度增长了 10%, 非住宅部署量为 31.6 MW, 较 2019 年第四季度下降 25%。

在美国, 公用事业公司的大量采购促进了太阳能+储能项目和独立部署储能项目的快速增长, 而商业和工业实体的高昂电价也推动了用户侧储能项目和电网侧储能项目部署。据

Wood Mackenzie 预测，2020 年美国储能市场价值仍将突破 10 亿美元，2024 年年部署量达 4.7GW，2025 年年部署量将近 7GW，市场价值将达 69 亿美元。

图 13：到 2024 年，美国储能年部署量预计达 4.7GW

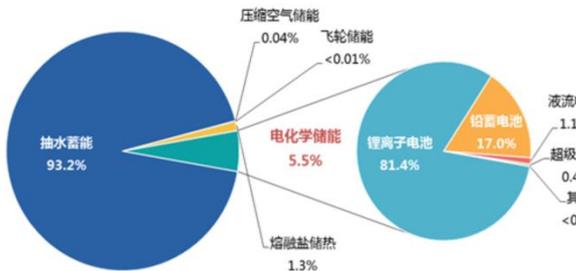


资料来源：Wood Mackenzie、天风证券研究所

2.2.4. 中国：电化学储能发展迅速，未来向电源侧转移

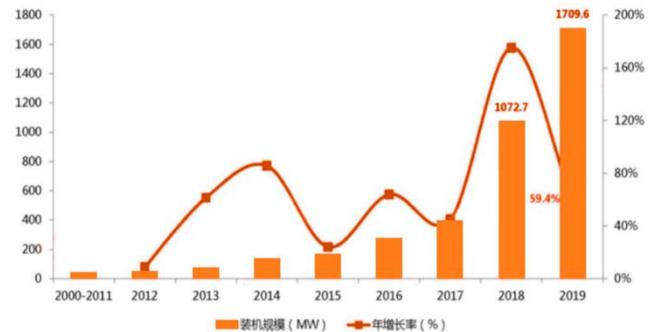
根据 CNESA 的数据，截至 2020 年一季度末，中国电力储能项目累计装机规模达到 32.5GW，同比增长 3.8%。其中，抽水蓄能占比 93.2%，电化学储能占比 5.5%。一季度新增投运电化学储能项目装机规模为 74.5MW，同比增长 47.5%，电化学储能项目累计装机规模达 1784.1MW。新增规划/在建电化学储能项目装机规模 609.5MW。

图 14：中国投运电力储能项目的累计装机规模（MW）



资料来源：CNESA、天风证券研究所

图 15：中国电化学储能市场累计装机规模（单位：MW）



资料来源：CNESA、天风证券研究所

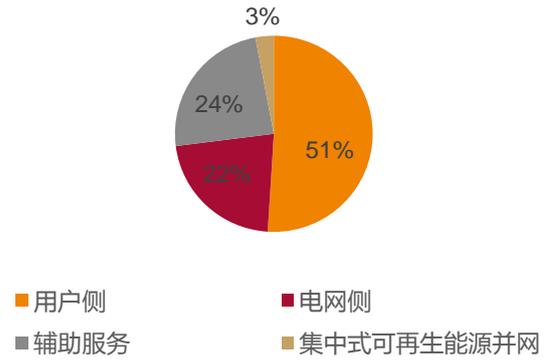
我国电网侧储能在 2019 年装机规模增长迅速，当年新增投运的电化学储能装机功率规模达 519.6MW。但发改委 2019 年 5 月在《输配电定价成本监审办法》，明确规定储能电站不可列入输配电成本，客观上对于电网侧储能形成一定制约。2019 年年底国家电网曾下发《关于进一步严格控制电网投资的通知》，提出将不再安排抽水蓄能新建开工项目，同时提出不得以投资、租赁或者合同能源管理的方式开展电网侧电化学储能项目，使得我国电网侧储能转入低迷状态。

图 16：我国电化学储能新增装机规模（单位：MW）

图 17：国内电化学储能主要分布在用户侧（2019）



资料来源: CNESA、天风证券研究所



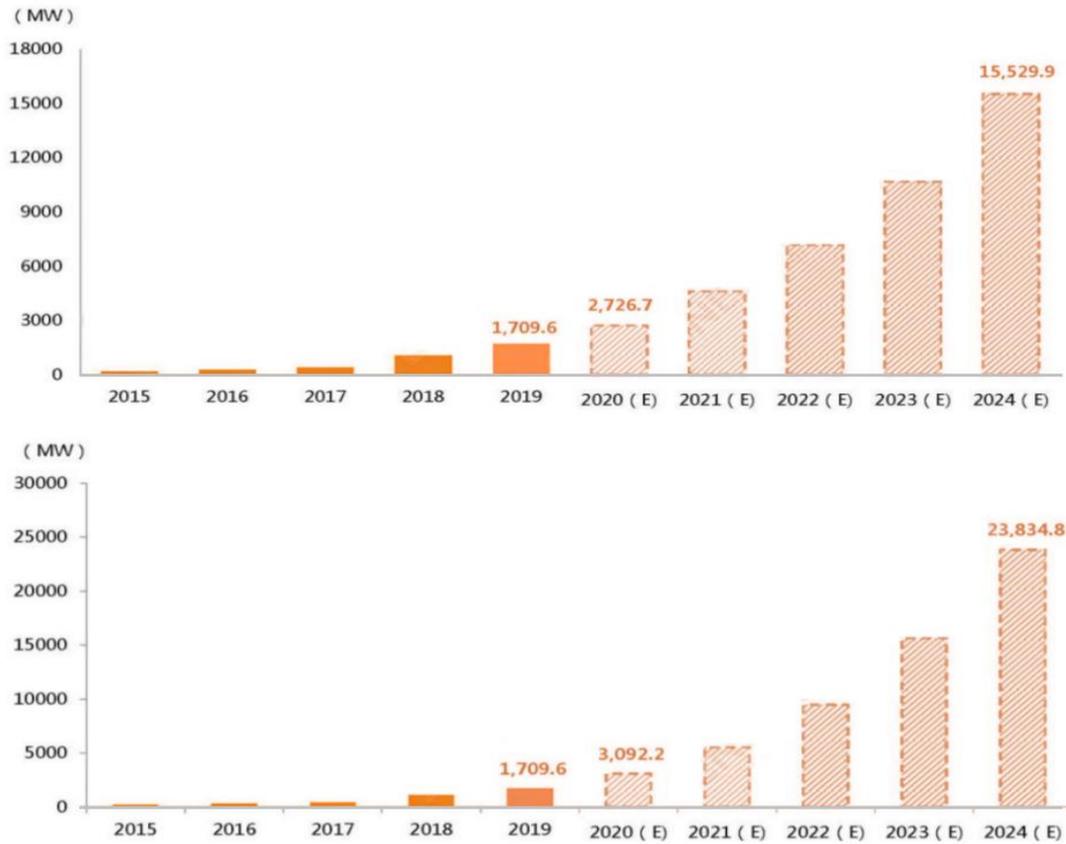
资料来源: CNESA、天风证券研究所

进入 2020 年, 1 月 17 日, 教育部、国家发改委、国家能源局等三部委联合印发《储能技术专业学科发展行动计划(2020—2024 年)》, 文件指出储能技术在促进能源生产消费、开放共享、灵活交易、协同发展, 推动能源革命和能源新业态发展方面发挥着至关重要的作用。储能技术的创新突破将成为带动全球能源格局革命性、颠覆性调整的重要引领技术。储能设施的加快建设将成为国家构建更加清洁低碳、安全高效的现代能源产业体系的重要基础设施。

2 月 3 日, 国家电网公司印发了 2020 年改革攻坚重点工作安排, 强调要落实储能等新业务实施方案。2 月 13 日, 国家电网公司党组书记、董事长毛伟明到国网综合能源服务集团有限公司调研时指出, 要积极研究探索储能发展路径和模式, 结合特高压建设和新能源消纳需求, 形成一套成熟的技术和商业模式, 未来实现储能与电网的平衡发展。6 月 18 日, 国家发改委、国家能源局印发《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》, 其中在提高电力系统调节能力方面指出: 推动储能技术应用, 鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用, 鼓励多元化的社会资源投资储能建设。

目前来看, 用户侧储能收益因电价调整受损, 电网侧储能商业模式受限, 外加受政策制约, 2019 年已无法维持高涨态势, 未来, 储能将继续呈现向发电侧转移的趋势。根据 CNESA 的预测, 我国电化学储能市场将继续扩张。保守估计下, 2020 年电化学储能市场将达 2726.7MW, 到 2024 年底, 电化学储能的市场装机规模将超过 15GW。积极估计下, 2020 年累计装机规模或达 3092.2MW, “十四五”期间年复合增长率(2020-2024)有望超过 65%, 到 2024 年底, 电化学储能市场规模将接近 24GW, 市场前景广阔。

图 18: 中国电化学储能累计投运规模预测(保守与理想场景)



资料来源：CNESA、天风证券研究所

2.3. 优先发展“新能源+储能”，加快能源转型步伐

2.3.1. 各省份先后推出优先发展“新能源+储能”政策

近年来，“新能源+储能”模式越来越受到市场青睐，配套大规模高效储能装置，可有效解决间歇性新能源直接并网时对电网的冲击，因此，储能应用的推广是支撑可再生能源普及的关键。5月19日，国家能源局发布了关于公开征求《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）》意见的公告，公告指出鼓励送端地区全网优化水电、风电、光伏、火电、储能等电源配置，鼓励受端地区调峰资源纳入电源配置，实现多能源品种统筹优化、联合运行。2020年以来，已有部分省份发布政策文件，鼓励或优先考虑新能源配置储能的项目，推进“新能源+储能”模式普遍落地。

表 5：各省份鼓励或优先考虑新能源配置储能项目

省份	发布时间	政策文件	新能源+储能配套要求
湖南	3月20日	《关于发布全省 2020-2021 年度新能源消纳预警结果的通知》	要求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
	3月23日	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	湖南 28 家企业承诺新能源发电项目配套储能，总规模达 388.6MW/777.2MWh。
	4月8日	《关于组织申报 2020 年光伏发电平价上网项目的通知》	2020 年拟新建平价项目，单个项目规模不超过 10 万千瓦，鼓励同步配套建设储能设施
内蒙古	3月26日	《2020 年光伏发电项目竞争配置方案》	优先支持光伏+储能项目建设。如果普通光伏电站配置储能系统，则应保证储能系统时长为 1 小时及以上、配置容量达到项目建设规模 5%及以上。
河南	4月7日	《关于组织开展 2020 年风电、光伏发电项目建设的通知》	优先支持配置储能的新增平价项目。

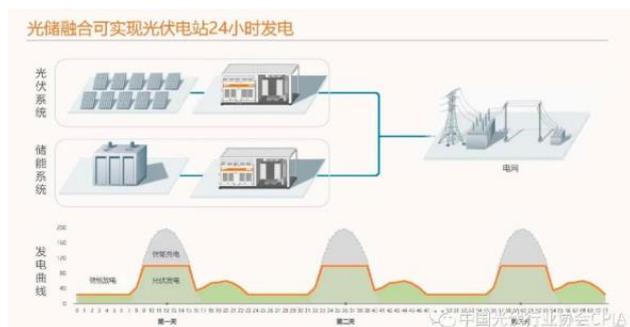
	4月21日	《关于2020年申报平价风电和光伏发电项目电网消纳能力的报告》	建议今后新纳入政府开发方案的风电、光伏发电项目应配置足够的储能设施提高调峰能力。
湖北	4月15日	《关于2020年风电和光伏发电项目建设有关事项的通知》	在落实电力送出和消纳等各项建设条件的基础上,积极推进2020年无补贴平价上网风电项目建设,申报范围包含风光互补、风光储一体化等多能互补平价项目。
吉林	4月27日	《关于做好2020年风电、光伏发电项目申报有关工作的通知》	重点支持带产业项目,大力支持为落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目。
新疆	5月6日	《关于做好2020年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》	要求各地发改委组织新能源企业参与电力市场化交易和储能设施建设,继续推进南疆光伏储能等光伏侧储能和新能源汇集站集中式储能试点项目的建设。
	5月26日	《新疆电网发电侧储能管理暂行规定》	鼓励各方投资建设电储能设施,容量在10MW/20MWh以上,并对执行电力调度指令的储能给出0.55元/kWh充电电量补偿。
山西	6月2日	国网山西向山西省能源局的关于2020年新建光伏发电消纳意见的文件	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。
山东	6月5日	《关于2020年拟申报竞价光伏项目意见的函》	2020年山东参与竞价的光伏电站项目共计19个项目规模为97.6万千瓦,并且根据申报项目承诺,将按项目装机规模20%考虑配置储能,储能时间2小时,可以与项目本体同步分期建设。

资料来源: 国际新能源网、各地政府官网、北极星电力网、天风证券研究所

2.3.2. 光储项目装机增长 16%，部署进程持续加快

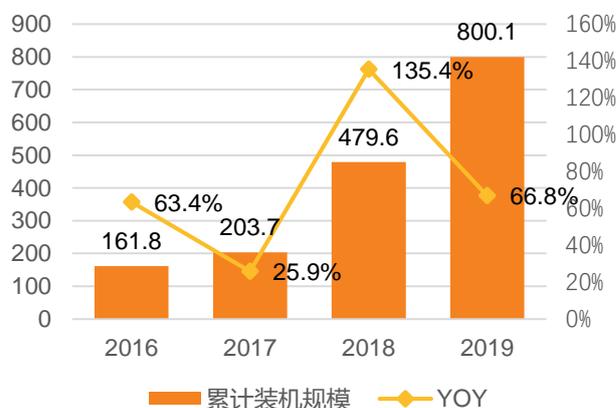
可再生能源尤其是光伏加储能,将是储能电池建设的主要动力。通过光储一体化,能够平滑光伏电站的输出,白天储能系统将光伏发电的冗余电量储存到系统,到了夜晚,可以通过储能系统放电,从而实现光伏电站的24小时全天候发电。截至2019年底,中国已投运的、与光伏配套建设的储能项目的累计装机规模为800.1MW,同比增长66.8%,占中国已投运储能项目总规模的2.5%。2019年,新增投运光储项目的装机规模为320.5MW,同比增长16.2%。

图 19: 光储融合能够使得光伏电站 24 小时发电



资料来源: CPIA、天风证券研究所

图 20: 中国已投运光储项目的累计装机规模 (单位: MW)



资料来源: CNESA、天风证券研究所

光储电站常可分为集中式、分布式光储项目。根据 CNESA 的不完全统计，2019 年国内已投运的、与集中式光伏电站配套建设的储能项目累计装机规模为 625.1MW，占全部光储项目总规模的 78.1%。从地区分布上看，项目主要分布在“三北”地区，其中，青海的累计投运规模最大占比 47.1%。在分布式光储项目上，2019 年已投运的累计装机规模为 175.0MW，应用场景以偏远地区光储占比最大，达到 39.5%，同比下降 14%，工业光储项目占比 27.9%，同比增加了近 8%，可见利用光储模式降低电费支出的工业用户越来越多。

图 21：中国已投运集中式光储电站项目的地区分布

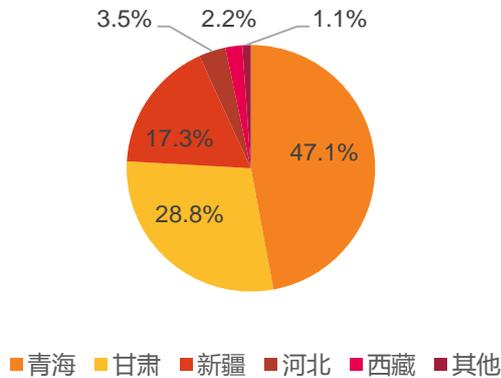
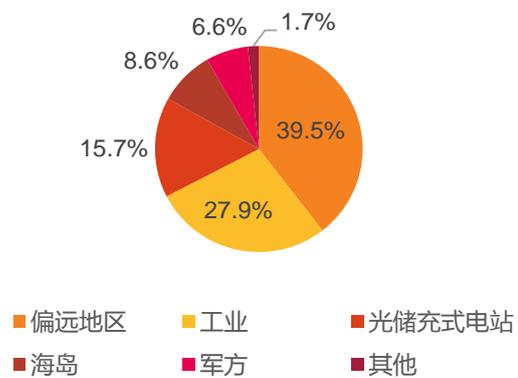


图 22：中国已投运分布式光储项目的应用场景分布



资料来源：CNESA、天风证券研究所

资料来源：CNESA、天风证券研究所

2020 年以来，在各地鼓励新能源配置储能的政策推动下，众多光储项目实现更新，地区分布仍以三北地区为主，6 月，光储项目部署进一步加快，内蒙古阿拉善右旗互联网+光伏治沙智慧电站+储能普通光伏电站项目、山东省泰安市新泰市光伏发电平价上网等项目进行招标。

表 6：2020 年部分光储项目更新情况

时间	项目名称	省份	储能规模	状态
1 月 11 日	新华圣树光伏 180MW 光伏电站 40MW/80MWh 光伏储能联合运营试点项目一期	新疆	40MW/80MWh	并网
3 月 19 日	新泰朝辉新能源有限公司 100MW 普通光伏电站竞价上网项目	山东	5MW/10MWh	招标
3 月 23 日	四川成都双流机场光伏储能一体化系统项目	四川	4*160KWh	招标
3 月 30 日	浙江建德海螺新能源光储一体化项目一期	浙江	4MWh	签约
3 月 30 日	浙江建德海螺新能源光储一体化项目二期	浙江	50MWh	签约
4 月 2 日	玉门市综合能源项目	浙江		签约
4 月 20 日	国家电投榆社风光发电+储能项目	山西	100MW	签约
4 月 21 日	察右中旗与中国船舶重工集团光热及储能基地项目	内蒙古	-	
4 月 28 日	大唐内蒙古腾格里首期 100MW 生态治沙光伏储能项目	内蒙古	-	招标
4 月 28 日	华能赤峰 300MWp 光伏+储能项目	内蒙古	300MWp	
4 月 29 日	山西大同光伏+储能联合系统示范项目	山西	6MW	启动
5 月 13 日	国华投资乌中旗磴口 100MWp 光伏治沙储能竞价项目	内蒙古	100MWp	招标
6 月 3 日	内蒙古阿拉善右旗互联网+光伏治沙智慧电站+储能普通光伏电站项目	内蒙古	5MWh/5MW	招标
6 月 4 日	新疆格尔木光伏电站储能系统建设项目	新疆	1.25MW/1.5MWh	招标
6 月	新疆和田洛浦光伏储能项目	新疆	8*1.25MW/1.5MWh	并网运行
6 月	新疆阿克苏柯坪一期光伏储能项目	新疆	-	并网运行

6月	山东省泰安市新泰市光伏发电平价上网试点项目工程	山东	6MW/12MWh	招标
6月10日	洛斯达联合金科新能源与玉门市2200MW风光储项目	甘肃	200MW	签约
6月15日	山东水发集团兴业公司与深圳朗明科技公司50MW光伏综合示范储能项目	西藏	-	签约
6月15日	新华圣树光伏180MW光伏电站40MW/80MWh光伏储能联合运营试点项目二期	新疆	40MW/80MWh	并网运行
6月22日	湘能楚天通威东营200MWp光伏电站升压站工程项目	山东	10MW/20MWh	开工

资料来源：北极星电力网、天风证券研究所

2.4. 储能电站投资回报周期测算—以甘肃为例

随着新能源车行业的发展，锂电池价格下行趋势明显，储能电站经济效益明显提升。我们对甘肃光伏发电规模为100MW的电站进行了成本与收益测算，假定一天储能电池只循环一次。以弃光率较高的甘肃为例，一年有效日照时间3200小时，日均光照时间8.77h。2019年弃光率4%，若要达成无弃光现象，则需配置有效储能容量 $100\text{MW} \times 8.77\text{h} \times 4\% = 35.08\text{MWh}$ 。

以储能系统价格1.3元/Wh计算，储能系统初始投资为1.3元/Wh $\times 35.08\text{MWh}$ /放电深度80%=5700.5万元，将运营成本定为0.05元/KWh。甘肃为II类光能区域，2020年光伏指导价为0.4元/KWh，则投资回报周期=储能系统初始投资/(电价-运营成本)/每天储能电量35.08MWh=12.7年。

表7：光伏-储能电站投资回报周期测算

发电规模：MW	100
弃光率：	4.00%
循环周期：次/天	1
储能系统成本：元/KWh	1300
有效储能容量：MWh	35.08
储能系统设备初始投资：万元	3472.63
放电深度	80%
循环寿命：次	5500
运营成本：元/KWh	0.05
III类地区有效光照时间：小时/年	3200
III类地区风电指导电价：元/KWh	0.4
投资回报周期：年	12.7

资料来源：马建平《储能系统经济性分析》、国电新能源技术研究院《储能经济性研究》、天风证券研究所

我们对甘肃风电发电规模为100MW的电站进行了成本与收益测算，假定一天储能电池循环两次。以弃风率较高的甘肃为例，一年有效风时数6000，日均光照时间16.44h。2019年弃风率7.6%，若要达成弃风率控制在5%，则需配置有效储能容量 $100\text{MW} \times 16.44\text{h} \times (7.6\% - 5\%) / 2 = 21.37\text{MWh}$ 。

以储能系统价格1.3元/Wh计算，储能系统初始投资为1.3元/Wh $\times 21.37\text{MWh}$ /放电深度80%=3472.63万元，运营成本=0.05元/KWh。甘肃大部分区域为III类风能资源区，2020年风电指导电价为0.38元/Wh，则投资回报周期=储能系统初始投资/(上网电价-运营成本)/每天储能电量42.74MWh=6.7年

表8：风电-储能电站投资回报周期测算

发电规模: MW	100
弃风率:	6.70%
循环周期: 次/天	2
储能系统成本: 元/KWh	1300
有效储能容量: MWh	21.37
储能系统设备初始投资: 万元	3472.63
放电深度	80%
循环寿命: 次	5500
运营成本: 元/KWh	0.05
III 类地区有效风时数: 小时/年	6000
III 类地区风电指导价: 元/KWh	0.38
投资回报周期: 年	6.7

资料来源: 马建平《储能系统经济性分析》、国电新能源技术研究院《储能经济性研究》、天风证券研究所

3. 盈利预期

3.1. 同业比较

表 9: 同业比较

代码	公司	EPS			PE		
		2019	2020E	2021E	2019	2020E	2021E
601727.SH	上海电气	0.23	0.24	0.27	21.42	20.39	18.38
600875.SH	东方电气	0.41	0.51	0.57	22.23	17.83	15.93
1133.HK	哈尔滨电气	0.06	0.19	0.27	32.4	13.26	9.49

资料来源: wind、天风证券研究所 备注: 哈尔滨电气为港股, EPS 为港元。

3.2. 营收假设

1) 燃煤燃气方面

我们假设公司持续处理手中火电存量订单, 加速向运维端转型, 未来保持在 100 亿营收水平, 燃气方面保持稳步发展态势, 保持约 25 亿元营收贡献。

2) 风电方面

我们假设公司今年海上风电机组交付量约为 2GW, 陆上风电交付 3GW。

表 10: 营收预测 (单位: 百万元)

板块	细分业务	2018	2019	2020E	2021E	2022E
能源装备业务	燃煤发电	17,951.00	16,435.00	14,800.00	13,825.00	12,500.00
	风电	6,171.00	9,783.00	22,600.00	26,480.00	23,500.00
	电网	8,039.00	8,506.00	8,900.00	9,350.00	9,800.00
	其他	8,837.00	11,220.00	10,000.00	10,000.00	10,000.00
	小计	40,998.00	45,944.00	56,300.00	59,655.00	55,800.00
工业装备业务	电梯	20,292.00	21,199.00	21,834.97	22,380.84	23,052.27
	智能制造装备	7,220.00	8,783.00	9,661.30	10,434.20	11,164.60
	工业基础件	9,884.00	9,143.00	9,100.00	8,800.00	8,000.00
	其他	64	7,284.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00
	小计	37,460.00	46,409.00	45,596.27	46,615.05	47,216.87

集成服务业务	能源工程与服务	11,307.00	24,458.00	31,795.40	38,154.48	43,877.65
	环保工程与服务	4,336.00	8,320.00	10,400.00	12,480.00	14,976.00
	金融贸易服务	4,161.00	6,794.00	7,036.00	8,320.00	8,502.00
	其他	4,313.00	4,744.00	4,500.00	4,500.00	4,500.00
	小计	24,117.00	44,316.00	53,731.40	63,454.48	71,855.65
其他		-1,417.48	-9,160.04	-1,500.00	-1,500.00	-1,500.00
合计		101,157.53	127,508.96	154,127.67	168,224.53	173,372.52

资料来源：wind、天风证券研究所

3.3. 盈利预测

我们预期公司 2020-2022 年营业收入为 1541.28、1682.25、1733.73 亿元，同比上涨 20.88%、9.15%、3.06%；净利润为 36.78、40.82、45.33 亿元，对应 EPS 为 0.24、0.27、0.3 元，对应 PE 为 20.68、18.64、16.78 倍，我们认为，公司过去三年 PE 中枢在 30 倍左右，同类型大型综合设备制造商东方电气、哈尔滨电气与上海电气 2019 年 PE 平均值为 25.47，随着公司业务转型、子板块拆分上市将有助于拉升公司估值，对此我们预计 2020 年估值水平约为 25 倍，目标价给与“6 元”，给予“增持”评级。

4. 风险提示

4.1. 政策变化风险

作为新兴行业之一，储能行业的发展、市场的扩张与国家出台的政策分不开，许多国家正在积极地鼓励能源储能并对其进行补贴和支持，将新能源储能作为能源转型的重要途径。与此同时，不断变化的世界政治、经济、外交格局让政策有了不定性的调整空间，未来政策的变化将对行业与公司的发展产生重要影响。

4.2. 安全性风险

考虑到电池储能系统的技术特性，其安全性风险一直是行业面临的重要挑战，比如锂离子电池的安全性一直是储能系统发展的瓶颈之一，主要包括电气风险、能量风险、爆炸和火灾的风险、化学风险等等，未来如何有效减少储能系统相关危险，保障储能安全，对于企业来说尤为重要。

4.3. 市场风险

近年来，作为电力系统和电能调节的重要组成部分，可再生能源行业的快速发展加速推动了储能解决方案的应用。目前，储能行业正处于起步期并且加速发展的阶段，行业竞争愈发激烈，未来将不断有新的资本、人力和其他生产资料进入行业，带来企业同行竞争的加剧。

4.4. 其他不可抗力因素带来的风险

至今，新冠病毒疫情还未结束，短期内，储能行业仍然可能受到影响：在生产、项目调试交付、商务活动、国际市场业务等方面受到延期或取消的影响，为公司运营带来挑战。另外，在世界经济不稳定条件下，人民币汇率的波动存在不确定性，对有以外币结算的企业而言存在一定的外汇风险。

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E	利润表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E
货币资金	42,475.81	21,460.94	32,846.02	40,650.53	49,731.13	营业收入	101,157.53	127,508.96	154,127.67	168,224.53	173,372.52
应收票据及应收账款	24,325.64	35,558.84	38,079.94	26,406.13	54,019.46	营业成本	80,155.70	103,272.80	124,843.42	136,261.87	138,698.02
预付账款	11,866.95	18,764.42	16,884.17	21,694.29	18,309.58	营业税金及附加	519.99	520.67	827.65	818.34	827.44
存货	27,929.30	27,004.50	35,417.21	46,814.67	46,963.71	营业费用	3,511.56	3,543.21	4,161.45	4,542.06	4,681.06
其他	40,938.73	92,584.44	76,305.13	79,893.04	95,822.23	管理费用	6,498.41	8,191.75	10,172.43	11,102.82	12,829.57
流动资产合计	147,536.42	195,373.14	199,532.48	215,458.66	264,846.11	研发费用	3,720.43	4,088.47	5,086.21	6,056.08	6,414.78
长期股权投资	13,563.44	15,118.77	16,685.77	18,141.77	19,704.77	财务费用	1,107.02	1,470.16	2,059.82	2,253.17	2,315.32
固定资产	14,333.18	16,715.64	18,804.78	19,654.33	19,747.13	资产减值损失	1,459.46	(1,176.46)	1,058.70	447.23	109.83
在建工程	1,845.89	7,323.70	4,430.22	2,706.13	1,653.68	公允价值变动收益	92.26	24.62	15.61	64.97	118.15
无形资产	8,804.68	8,034.87	7,462.62	6,890.38	6,318.14	投资净收益	1,003.94	438.66	1,455.91	1,456.90	1,458.21
其他	28,246.73	34,129.67	38,415.45	40,513.06	34,399.28	其他	(2,956.26)	207.23	(2,943.05)	(3,043.73)	(3,152.72)
非流动资产合计	66,793.92	81,322.64	85,798.85	87,905.68	81,823.00	营业利润	6,045.00	6,927.86	7,389.52	8,264.81	9,072.86
资产总计	218,521.87	280,523.59	289,609.61	307,463.55	350,737.54	营业外收入	178.90	205.49	209.74	198.04	204.42
短期借款	8,585.56	16,733.94	21,345.00	22,357.00	23,513.00	营业外支出	68.42	41.58	68.52	59.50	56.53
应付票据及应付账款	45,268.31	66,429.65	41,074.41	84,589.32	47,863.35	利润总额	6,155.49	7,091.77	7,530.74	8,403.35	9,220.75
其他	65,769.40	80,897.55	106,084.15	70,373.94	138,427.55	所得税	676.87	1,279.16	979.00	1,260.50	1,383.11
流动负债合计	119,623.27	164,061.14	168,503.56	177,320.26	209,803.91	净利润	5,478.62	5,812.61	6,551.75	7,142.85	7,837.64
长期借款	9,588.84	11,268.42	12,452.00	13,678.00	14,563.00	少数股东损益	2,462.10	2,311.57	2,873.66	3,061.17	3,304.50
应付债券	12,749.25	6,917.73	6,845.00	8,760.00	12,097.00	归属于母公司净利润	3,016.53	3,501.04	3,678.09	4,081.68	4,533.15
其他	2,923.90	6,687.13	4,237.33	3,654.00	2,987.00	每股收益(元)	0.20	0.23	0.24	0.27	0.30
非流动负债合计	25,261.98	24,873.28	23,534.33	26,092.00	29,647.00						
负债合计	144,885.25	188,934.42	192,037.89	203,412.26	239,450.91	主要财务比率	2018	2019	2020E	2021E	2022E
少数股东权益	16,346.42	28,243.32	30,973.29	33,983.44	37,214.50	成长能力					
股本	14,725.19	15,152.46	15,152.47	15,152.47	15,152.47	营业收入	27.17%	26.05%	20.88%	9.15%	3.06%
资本公积	16,556.81	19,975.92	19,975.92	19,975.92	19,975.92	营业利润	12.37%	14.60%	6.66%	11.85%	9.78%
留存收益	42,567.74	48,503.49	51,445.96	54,915.39	58,919.66	归属于母公司净利润	13.42%	16.06%	5.06%	10.97%	11.06%
其他	(16,559.54)	(20,286.01)	(19,975.92)	(19,975.92)	(19,975.92)	获利能力					
股东权益合计	73,636.62	91,589.17	97,571.72	104,051.29	111,286.64	毛利率	20.76%	19.01%	19.00%	19.00%	20.00%
负债和股东权益总计	218,521.87	280,523.59	289,609.61	307,463.55	350,737.54	净利率	2.98%	2.75%	2.39%	2.43%	2.61%
						ROE	5.27%	5.53%	5.52%	5.83%	6.12%
						ROIC	19.72%	9.29%	10.93%	11.92%	11.47%
						偿债能力					
现金流量表(百万元)	2018	2019	2020E	2021E	2022E	资产负债率	66.30%	67.35%	66.31%	66.16%	68.27%
净利润	5,478.62	5,812.61	3,678.09	4,081.68	4,533.15	净负债率	-10.74%	25.98%	22.80%	19.26%	16.03%
折旧摊销	2,183.78	2,466.17	1,436.58	1,526.78	1,581.90	流动比率	1.27	1.21	1.21	1.24	1.28
财务费用	992.63	1,645.07	2,059.82	2,253.17	2,315.32	速动比率	1.03	1.05	1.00	0.97	1.06
投资损失	(1,003.94)	(1,299.41)	(1,452.95)	(1,452.95)	(1,452.95)	营运能力					
营运资金变动	(5,306.05)	(34,363.25)	(8,371.66)	(4,768.55)	(6,347.35)	应收账款周转率	3.25	4.26	4.19	5.22	4.31
其它	(1,395.74)	36,243.94	2,889.27	3,126.14	3,422.64	存货周转率	3.24	4.64	4.94	4.09	3.70
经营活动现金流	949.30	10,505.14	239.14	4,766.28	4,052.71	总资产周转率	0.48	0.51	0.54	0.56	0.53
资本支出	7,188.43	7,486.74	2,509.80	663.33	717.00	每股指标(元)					
长期投资	2,858.47	1,555.34	1,567.00	1,456.00	1,563.00	每股收益	0.20	0.23	0.24	0.27	0.30
其他	(12,854.19)	(21,318.14)	(139.98)	(1,766.66)	(1,211.49)	每股经营现金流	0.06	0.69	0.02	0.31	0.27
投资活动现金流	(2,807.29)	(12,276.06)	3,936.81	352.67	1,068.51	每股净资产	3.78	4.18	4.40	4.62	4.89
债权融资	34,570.54	45,253.85	51,620.00	56,373.00	62,937.00	估值比率					
股权融资	(841.94)	2,387.94	(1,430.65)	(1,934.10)	(1,996.25)	市盈率	25.22	21.73	20.68	18.64	16.78
其他	(22,581.43)	(35,358.58)	(42,980.23)	(51,753.34)	(56,981.37)	市净率	1.33	1.20	1.14	1.09	1.03
筹资活动现金流	11,147.17	12,283.21	7,209.12	2,685.55	3,959.38	EV/EBITDA	3.91	5.39	7.46	6.36	6.30
汇率变动影响	0.00	8.88	2.96	3.95	5.26	EV/EBIT	4.72	6.33	8.60	7.29	7.18
现金净增加额	9,289.19	10,521.16	11,388.04	7,808.45	9,085.87						

资料来源：公司公告，天风证券研究所

分析师声明

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

一般声明

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

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

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

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

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/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，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

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

天风证券研究

北京	武汉	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼 邮编：430071 电话：(8627)-87618889 传真：(8627)-87618863 邮箱：research@tfzq.com	上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼 邮编：201204 电话：(8621)-68815388 传真：(8621)-68812910 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com