

# 储能行业连获政策支持

## ——政策点评

2021年08月13日

看好/维持

电力设备与新能源 行业报告

### 摘要

近期发布的多项政策文件涉及储能行业。

- 1) 据国家发改委官网信息(2021.8.10), 国家发改委、国家能源局近日发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》, 提出, 在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上, 鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式, 增加可再生能源发电装机并网规模。
- 2) 据国家发改委官网信息(7.29), 国家发改委近日发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》, 提出合理确定峰谷电价价差, 鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量, 通过改变用电时段来降低用电成本。
- 3) 据国家能源局官网信息(7.23), 国家发改委、国家能源局近日发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》, 提出: 到2025年实现新型储能装机规模达30GW以上, 到2030年实现新型储能全面市场化发展。

我们认为, 上述三份近期发布的政策文件, 从多个角度给予储能行业发展支持, 重点包括: 1) 从顶层设计角度, 统筹规划, 明确新型储能独立市场主体地位, 给予装机目标指引, 鼓励投资建设, 推动技术进步和成本下降; 2) 从完善电价机制角度, 倡导各地合理确定峰谷电价价差, 解决相关储能项目经济性痛点, 激发市场活力, 引导储能在电力“削峰填谷”中发挥重要作用; 3) 从可再生能源消纳角度, 将储能列为保障可再生能源消纳的三个关键点之一, 强化储能在构建新型电力系统中的重要地位。

**电化学储能发展前景广阔。**据CESA(中国化学与物理电源行业协会储能应用分会)《2021储能产业应用研究报告》, 截至2020年底, 中国储能市场装机36.04GW, 其中电化学储能装机3.27GW; 2020年新增电化学储能装机1.57GW, 其中锂离子电池储能(1.44GW)占比91.6%。我们认为, 在政策支持、产业进步、成本下降等多重因素推动下, 以电化学储能为重要形式的新型储能产业发展前景向好; 未来5年, 锂电储能将在我国电化学储能领域继续占据主流地位, 钠离子电池商业化应用有望加速, 国内电化学储能系统年度市场需求(不含出口)将于2021年、2025年分别达到30.8亿元、127.7亿元, 其间年复合增速42.7%。

**相关标的:** 建议关注阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、明阳智能等公司储能相关业务的长期发展前景。

**风险提示:** 储能行业发展或偏离预期; 政策推行效果或不及预期。

### 行业重点公司盈利预测与评级

简称	EPS(元)			P/E			评级
	20A	21E	22E	20A	21E	22E	
阳光电源	1.34	1.93	2.37	114.14	79.40	64.55	推荐
宁德时代	2.40	3.62	5.09	215.76	142.98	101.61	强烈推荐
亿纬锂能	0.87	1.63	2.29	129.67	69.75	49.45	推荐
明阳智能	0.70	1.00	1.25	28.93	20.47	16.26	强烈推荐

资料来源: Wind, 东兴证券研究所(对应2021.8.11收盘价)

### 未来3-6个月行业大事:

无

### 行业基本资料

占比%

股票家数	260	-
重点公司家数	-	-
行业市值(亿元)	54,984.18	-
流通市值(亿元)	-	-
行业平均市盈率	47.93	-
市场平均市盈率	-	-

### 行业指数走势图



资料来源: Wind, 东兴证券研究所

### 首席分析师: 郑丹丹

021-25102903 zhengdd@dxzq.net.cn

执业证书编号: S1480519070001

### 分析师: 沈一凡

010-66554108 shenyf@dxzq.net.cn

执业证书编号: S1480520090001

### 分析师: 洪一

0755-82832082 hongyi@dxzq.net.cn

执业证书编号: S1480516110001

### 分析师: 张阳

010-66554016 zhangyang\_yjs@dxzq.net.cn

执业证书编号: S1480521070001

## 1. 官方连发三文 利好储能发展

据国家发改委官网信息（2021.7.23、7.29、8.10），官方近日三次发布涉及储能行业的重要政策文件，本文《摘要》中已作简要介绍和点评，以下就部分内容作进一步分析。

### 1.1 强化储能在新型电力系统中的地位

国家发改委、国家能源局《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力 增加并网规模的通知》提出，在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上，鼓励发电企业通过**自建或购买调峰储能能力**的方式，增加可再生能源发电装机并网规模。承担可再生能源消纳对应的调峰资源包括：抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电，不含应急备用和调峰电源。

根据该《通知》，对于自建调峰资源情形，超过电网企业保障性并网以外的规模，初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4h 以上，下同）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网，配建比例 2022 年后酌情调整；对于合建情形，可按照自建调峰资源方式挂钩比例乘以出资比例，配建可再生能源发电；初期可以适当高于出资比例进行配建；自建合建调峰和储能项目建成投运后，企业可选择自主运营项目或交由本地电网企业调度管理。购买情形主要包括购买**调峰储能项目**和**购买调峰储能服务**，被购主体仅限于本年度新建的调峰资源，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照 15% 挂钩比例购买调峰能力，鼓励按照 20% 以上挂钩比例购买，2022 年后酌情调整比例。

目前，我国主流新能源发电形式主要为风电和光伏，二者具有较强的间歇性特点。据国家能源局官网信息（2021.1.30），中国大陆 2020 年风电、太阳能发电利用小时数分别为 2,097h、1,160h，较之中国核能行业协会发布的 2020 年核电利用小时数 7,427h，相对比例仅为 28.2%、15.6%。间歇性发电特点对并网消纳带来一定挑战。因此，解决新能源发电的消纳问题，是支持行业长期发展的重要一环。

经过多年努力，通过科学规划、优化调度方案、发展特高压等远距离输电、合理配置调峰容量等多种方式，我国新能源消纳水平逐步改善。据全国新能源消纳监测预警中心官方微信公众号发布（7.23），2021 上半年，全国弃风电量 126.4 亿 kWh，风电利用率 96.4%，同比提升 0.3 个百分点；弃光电量 33.2 亿 kWh，光伏利用率 97.9%，同比基本持平。未来随着新能源发电装机占比进一步提高，我们预计储能将在新能源发电消纳中发挥更重要的作用。

因此，我们认为，该《通知》相关内容强化了储能在以新能源为主体的新型电力系统中的地位。据 CESA《2021 储能产业应用研究报告》，2018-2020 年间，我国新能源配置储能市场累计装机 915.7MW。我们预计 2021 年该细分市场有望新增 750MW 左右，未来如政策落地执行顺利、建造成本控制较好，该细分市场将迎来快速成长，2025 年新增功率有望达到 5.5GW。（受多重因素影响，实际情况或偏离我们的预期。）

我们判断，目前国内主体工程在建的该类最大项目或为明阳智能位于内蒙古通辽的“火风光储制研”一体化示范项目，将新建 1.7GW 风电、300MW 光伏，配套建设 320MW/960MWh 储能；一期建设 900MW 风电，配套 170MW 储能（综合新华社 2020.11.10 报道、中新网 2021.7.15 报道和明阳智能 2020 年年报相关信息）。如建设与运行良好，将在业内起到一定示范作用。

## 1.2 六措施促分时电价机制完善

国家发改委《关于进一步完善分时电价机制的通知》重点提出（但不限于）：

- 1) 科学划分峰谷时段，合理确定峰谷电价价差，系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1。
- 2) 建立尖峰电价机制，原则上尖峰电价在峰段电价基础上上浮不低于 20%。
- 3) 健全季节性电价机制。
- 4) 明确分时电价机制执行范围，要求扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户。鼓励工商业用户通过**配置储能、开展综合能源利用**等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。
- 5) 建立分时电价动态调整机制。
- 6) 完善市场化电力用户执行方式。

我们认为，该《通知》旨在引导各地制定出台更完善的电价机制，以更经济的方式解决尖峰用电需求问题；引导更充分发挥电价的信号作用，提高电力领域市场化；有助激发储能产业发展活力。

据发改委官网 8 月 2 日发布的官方解读援引统计，各地全年最热、最冷时段累计时间普遍低于 60h，但对应的尖峰电力需求可较平时高出 1 亿千瓦（100GW）以上。我们认为，若仅为解决该问题而建造相应容量的基荷电源（如火电）及配套输变电系统，则可能面临由其带来的一系列后续问题，如：非尖峰期设施利用率不足而导致投资经济性不佳，部分时段电力系统潮流变化迅速产生较大波动。同时，多地现行分时电价机制存在的时段划分不够准确、峰谷电价价差不足、尖峰电价机制尚未全面建立等问题。

因此，如能从顶层设计角度有效解决上述问题，将更好地引导用户错峰用电、优化发电与输配电资源配置，从而在保障经济与社会正常发展的前提下控制全社会用电成本。

我们认为，该《通知》在此方面做了有益尝试。对于以峰谷电价差套利为主要盈利模式的相关储能项目而言，上述措施如执行顺利，有助提高项目经济性。而储能与局部电网的发电、负荷等资源的相互配合，将起到“虚拟电厂”的作用，有助降低解决尖峰用电等问题的整体经济投入。

## 1.3 各地峰谷电价设定机制有待完善

如前文所述，《关于进一步完善分时电价机制的通知》对峰谷电价之差给了明确量化指引，如后续执行到位，多地的峰谷电价差将较现行情进一步拉大。

通过对各省区最新电价政策的研究，我们发现，目前一些省区尚无明确的峰谷电价差政策，或并未区分一般工商业和大工业用电。从可获取公开数据的统计样本来看，目前执行明确分类峰谷电价政策的地区中，一般工商业（1~10kV）用电和大工业（110kV）用电的峰谷电价差参差不齐，比例分别在 2.16~4.91:1 之间和 2.47~4.53:1 之间，如表 1 所示。其中，北京一般工商业电价的峰谷价差最高，为 1.1144 元/度。对于尚未划分一般工商业和大工业用电的一些省区，比例在 1.07~3.75:1 之间，如表 2 所示。可见，多数省区峰谷电价差尚未达到上述《通知》要求，需要更新相关电价政策。

**表1：部分省区峰谷一般工商业（1-10kV）和大工业（110kV）峰谷电价（截至 2021.8.6 统计）**

	一般工商业（以 1-10kV、单一制为例）				大工业用电（以 110kV、两部制为例）			
	尖/高峰	低谷	峰谷价差	峰谷价差比例	尖峰	低谷	峰谷价差	峰谷价差比例
北京（城区）	1.3993	0.2849	1.1144	4.91	0.9757	0.3072	0.6685	3.18
甘肃	0.8800	0.3086	0.5714	2.85				
广东-广州、珠海、佛山、中山、东莞	1.0684	0.3238	0.7446	3.30	0.9659	0.2927	0.6732	3.30
海南*	1.0323	0.3315	0.7008	3.11	0.9993	0.3215	0.6778	3.11
江苏*	1.0724	0.2904	0.782	3.69	0.9647	0.2289	0.7358	4.21
青海	0.6273	0.2235	0.4039	2.81	0.5377	0.1387	0.3990	3.88
山西	0.7367	0.3009	0.4358	2.45	0.6478	0.2622	0.3856	2.47
陕西（不含榆林）	0.8179	0.3035	0.5144	2.69	0.7324	0.2020	0.5304	3.63
上海（非夏季）	0.8010	0.3710	0.4300	2.16	0.9910	0.2890	0.7020	3.43
天津	0.9635	0.2900	0.6735	3.32	0.9441	0.3348	0.6093	2.82
新疆					0.5505	0.1215	0.4290	4.53
云南（平水期）	0.6002	0.2001	0.4001	3.00	0.5514	0.1838	0.3676	3.00
浙江	1.1636	0.3536	0.8100	3.29	0.9707	0.3119	0.6588	3.11
<b>算术平均值</b>	<b>0.9302</b>	<b>0.2985</b>	<b>0.6317</b>	<b>3.13</b>	<b>0.8193</b>	<b>0.2495</b>	<b>0.5698</b>	<b>3.39</b>

\* 江苏相关电价取 100kVA(kW)及以上普通工业用电价格，海南相关电价取 100kVA(kW)及以上除大工业以外的工商业及其他（35 千伏以下）用电价格  
 资料来源：各地发改委官网、各地政府官网、国网江苏电力公司官网，东兴证券研究所

**表2：部分省区工商业及其他工业峰谷电价（截至 2021.8.6 统计）**

	工商业及其他工业（以 110kV、两部制为例）			
	尖/高峰	低谷	峰谷价差	峰谷价差比例
安徽（非旺季）	0.8308	0.3309	0.4999	2.51
广西	0.6883	0.4639	0.2244	1.48
河北	0.8382	0.3294	0.5088	2.54
湖北	1.0238	0.2730	0.7508	3.75
山东	1.0161	0.3180	0.6981	3.20
宁夏	0.5023	0.2275	0.2748	2.21
西藏（丰水期）	0.6300	0.5900	0.0400	1.07
<b>算术平均值</b>	<b>0.7899</b>	<b>0.3618</b>	<b>0.4281</b>	<b>2.39</b>

资料来源：各地发改委官网、各地政府官网，东兴证券研究所

关于典型储能电站的经济性，举例讨论。据南都电源公告（2016.8.19、2017.5.18），该公司在无锡星洲工业园分批建设储能电站，并入园区内部电网，在谷值和平值时充电，在峰值时放电以获取电价差，同时

分享政府相关补贴及相应增值收益；星洲工业园获得低于国家电网峰值电价或交易电价的用电，分享政府相关补贴及相应增值收益，以此达到合作共享。据中国储能网（2018.3.14）转载《国家电网报》报道，该项目建成总功率/容量 20MW/160MWh，总投资 2.93 亿元，我们测算，平均投资额为 1.83 元/Wh。据该报道，该项目通过峰谷电价差可实现年收益约 3,645 万元，7~8 年可实现盈利。

结合园区和该项目的公开资料，我们判断，该项目采用 110kV 大工业用电电价的概率较大（以实际情况为准）。据国网江苏官网信息，彼时江苏 110kV 大工业用电电价（2018.4.1 起执行）为：高峰（8:00-12:00，17:00-21:00）1.0197 元/度、平段（12:00-17:00，21:00-24:00）0.6118 元/度、低谷（0:00-8:00）0.3039 元/度，峰谷电价差为 0.7158 元/度、峰平电价差为 0.4079 元/度。之后，江苏电价有过 4 次调整，当前（自 2021.1.1 起执行）电价政策中，110kV 大工业用电电价为：高峰 0.9647 元/度、平段 0.5568 元/度、低谷 0.2289 元/度，峰谷电价差为 0.7358 元/度，较 2018 年略有拉大；峰平电价差为 0.4079 元/度，与 2018 年情况持平。我们认为，该电价差有助保持项目原定经济性。若其他条件不变，同等成本下的储能系统若在峰谷电价差不足该数据的地区应用，投资回收期将被拉长，项目经济性将受到较大挑战。

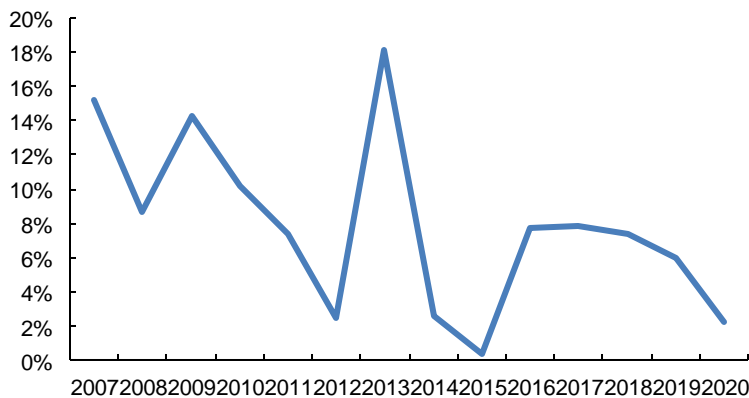
从前述统计样本看，目前执行峰谷电价政策的地区中，一般工商业、大工业用电价差平均值分别为 0.63 元/度、0.57 元/度，对照上述实例，在建造运营储能电站方面，不如江苏等少数省区容易达到较令人满意的经济性。展望未来，我们判断，受益产业化进步等因素，电化学储能项目的成本未来有持续下降空间，但合理的峰谷（平）电价差对于用户侧储能的发展仍有较强的支持意义。

## 1.4 解决尖峰用电问题提上议事日程

我们认为，优化尖峰用电管理，有助保障电网以合理的成本保持稳定运行。

我国的电网最大负荷不断升高，从 2007 年以来最大负荷增速都能达到 6%~8% 水平，如图 1 所示。据《2020 中国电力供需分析报告》，“十三五”前四年我国调度最大用电负荷从 2015 年的 8 亿 kW 增至 2019 年的 10.5 亿 kW，年均增长 7.2%，高于同期全社会用电量年均增速 1.1 个百分点。

图1：2007-2020 年中国大陆电网最大负荷增速



资料来源：Wind，东兴证券研究所

近年来，国内用电负荷呈现冬夏“双高峰”特性，一些地区相应启动有序用电措施。以浙江为例，据国网浙江电力公司运营的微信公众号“浙电 e 家”报道（2021.7.19），浙江 2021 年夏季全社会最高用电负荷连创新高，7 月 13 日已超 1 亿 kW。2021 上半年浙江工业用电量占全社会用电量的 69.64%，在用电高峰时段，往往也是工业用电负荷的尖峰期，负荷重叠度高，如遇极端高温、区外来电突降等情形，电网供需平衡风险加大。针对此现象，浙江 2021 年 7、8 月对大工业峰谷电价首次执行季节性电价政策，低谷电价下调 2 分/kWh，高峰电价上升 2 分/kWh，有效保障电力运行安全。

目前用电负荷呈现尖峰化的特点，即瞬时负荷连年创新高，但总体用电水平平稳增长。在这种情况下，为保证工业及居民的正常生产生活，通常有两种选择：增加火电或燃气机组（可调峰机组）的供给，满足尖峰负荷；通过紧急控制手段，调控尖峰用电。

前者为传统主要解决办法，增加装机容量的绝对供给。但是，在用电增速处于 4%~5% 的区间内，持续增加机组供给将使得电力机组供应持续过剩，难以达到机组的预期投资回报水平，不利于行业的可持续发展。我们认为，目前更有效的手段之一是借助“虚拟电厂”概念，优化区域内电源、电网、负荷、储能等资源的调配利用，灵活地“削峰填谷”。据浙电 e 家报道（2021.8.4），浙江平湖市虚拟电厂项目的推进将可实现该市全域调峰 20MW~30MW。以建设 1GW 虚拟电厂资源池计算，预计每年可节约 3 亿元电网新建投资成本，提高清洁能源消纳空间 0.96 亿 kWh 电量，减少碳排放约 7.6 万吨。我们认为，如虚拟电厂推进顺利，将大幅提升分布式资源利用率，实现多点资源联动，根据需要向系统供电或消纳系统电力，从而有效解决尖峰用电问题。

我们认为，使用经济杠杆手段调控电力尖峰，有利于分散对用电价格敏感的企业转变用电时间，达到削峰填谷的目的。以扩大峰谷价差等合适政策激活储能产业活力，亦有助缓解不断升高的最大电网负荷给电网运行带来的挑战。

## 2. 相关标的与风险提示

储能领域，建议关注：阳光电源、宁德时代、亿纬锂能、明阳智能。

风险提示：可获取的电价统计样本有一定局限性，或影响分析结果的准确度；政策推进与储能行业发展或低预期。各地修订峰谷电价机制的时间点很难准确判断，实际推进或低预期；我们对储能市场发展前景的判断，与未来实际情况或存在较大偏差。

## 分析师简介

### 郑丹丹

华北电力大学学士、上海交通大学硕士、曼彻斯特大学 MBA，2019 年 5 月加入东兴证券研究所，任电力设备与新能源行业首席分析师，2020 年 12 月起担任制造组组长。此前曾服务于浙商证券、华泰证券及华泰联合证券、ABB 公司。

曾于多项外部评选中上榜，如：金融界网站 2018、2016、2015“慧眼识券商”分析师（电气设备行业）评选，今日投资 2018“天眼”中国最佳证券分析师（电气设备行业）评选，《证券时报》2017 金翼奖最佳分析师（电气设备行业）评选，第一财经 2016 最佳卖方分析师（电气设备行业）评选，以及中国证券业 2013 年金牛分析师（高端装备行业）评选。

曾带领团队参与编写《中国电池工业年鉴》2016 版、2017 版与 2018-2019 版；受邀担任瑞典绿色交通大会 2018 年度演讲嘉宾。

### 沈一凡

康奈尔大学硕士，纽约大学学士，曾供职于中国能建华东电力设计院，5 年基础设施建设经验，参与过包括火电、核电、水电、燃机、光伏、风电、垃圾发电等多种类型电站设计，2018 年 7 月加盟东兴证券研究所，2020 年 wind 金牌分析师第 5 名。

### 洪一

中山大学金融学硕士，CPA、CIIA，4 年投资研究经验，2016 年加盟东兴证券研究所，主要覆盖环保、电力设备新能源等研究领域，从业期间获得 2017 年水晶球公募榜入围，2020 年 wind 金牌分析师第 5 名。

### 张阳

中国人民大学经济学硕士，北京科技大学材料科学与工程专业学士，2019 年加入东兴证券，从事电力设备与新能源行业研究，主要负责新能源汽车产业链方向。

## 分析师承诺

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

## 风险提示

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

## 免责声明

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

我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为东兴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

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

## 行业评级体系

公司投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，公司股价相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

强烈推荐：相对强于市场基准指数收益率 15% 以上；

推荐：相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

回避：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

行业投资评级（以沪深 300 指数为基准指数）：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于同期市场基准指数的表现为标准定义：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5% 以上；

中性：相对于市场基准指数收益率介于-5%~+5% 之间；

看淡：相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上。

## 东兴证券研究所

北京

西城区金融大街 5 号新盛大厦 B 座 16 层

邮编：100033

电话：010-66554070

传真：010-66554008

上海

虹口区杨树浦路 248 号瑞丰国际大厦 5 层

邮编：200082

电话：021-25102800

传真：021-25102881

深圳

福田区益田路 6009 号新世界中心 46F

邮编：518038

电话：0755-83239601

传真：0755-23824526