



德邦证券
Topsperity Securities

证券研究报告 | 行业专题

计算机

2024年5月29日

【德邦计算机】

电力IT系列1：关于电改的7个趋势



证券分析师

姓名：陈涵泊

资格编号：S0120524040004

邮箱：chenhb3@tebon.com.cn

研究助理

姓名：李杨玲

邮箱：liy@tebon.com.cn

关于电改的7个趋势

1. **政策密度高，电改是长期确定性主线。**去年开始，顶层文件明显发力，密度落地；政策组合拳有望年内发布。
 2. **各省现货市场建设明显加速。**我们认为，电力市场化下一阶段的重点在于建设现货市场。现货市场建设去年下半年开始呈现全面加速的信号，我们预计未来两年将是现货市场大年。
 3. **推动更高比例新能源参与电力市场。**目前电力系统的核心矛盾是越来越高比例新能源接入电网后的消纳问题；当前新能源消纳方式治标不治本，新能源消纳还需进一步放开现货及推进更高比例新能源参与入市。
 4. **加强用电侧负荷侧调节与灵活性资源调度。**能源局预计今年度夏期间，全国用电负荷还将快速增长，电力保供面临着一定压力。虚拟电厂是平衡电力供需的重要手段之一，我们预计相关热度有望持续提升。
 5. **建设新型电力系统，电网智能化景气高。**电网在数字化/智能化及配网侧的投资比例有望持续加大；国网换帅落地，4月电网投资超预期（1-4月同比+25%，4月同比+47%），我们预计电网全年智能化招标有望加速。
 6. **多元化主体参与电力现货市场。**独立储能、虚拟电厂、核电等市场主体参与现货市场均有一定进展。
 7. **理顺电价机制，分时电价、调节性资源付费。**我们认为电价侧调整会相对谨慎，主要趋势是分时电价（引导用户削峰填谷）及调节性资源（激励灵活性资源参与调节）/系统运行成本分摊付费。
- **投资建议：**重点关注电力市场化标的国能日新。电网侧、负荷侧公司也有望受益，建议关注的相关标的包括：国网信通，南网科技，泽宇智能，东方电子，威胜信息，朗新集团，安科瑞等。
- **风险提示：**相关政策落地不及预期、电网投资不及预期、新型电力系统发展不及预期的风险等。

目录 CONTENTS

- 01 电力市场化建设加速
- 02 投资建议与风险提示

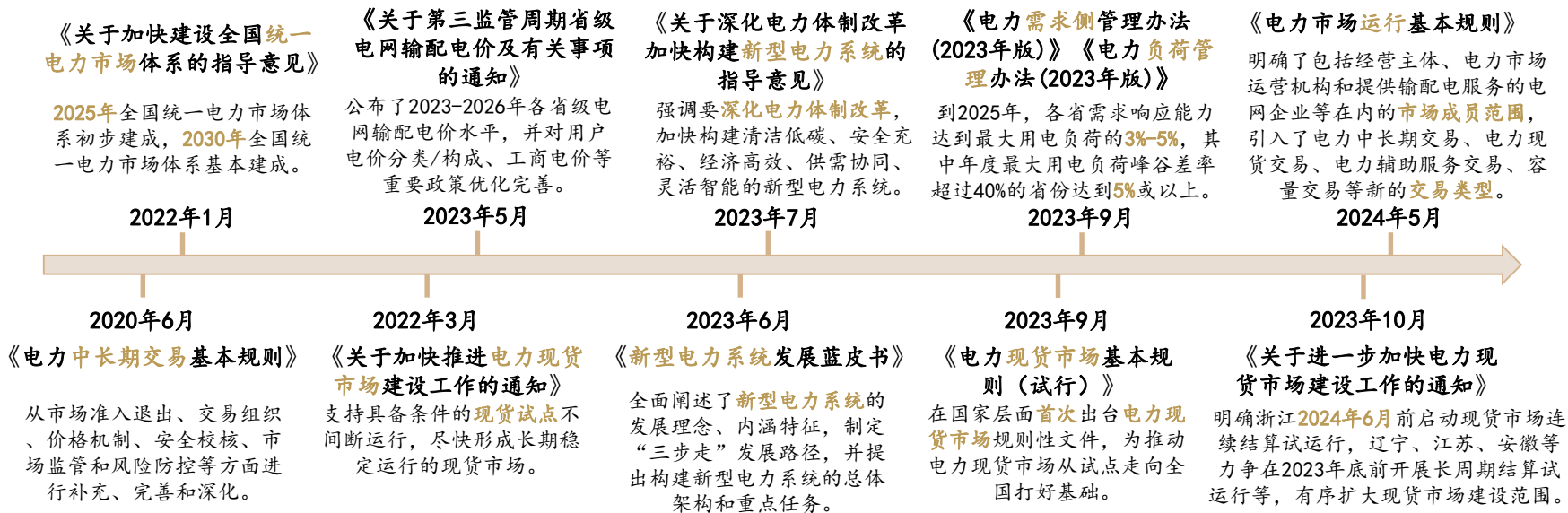
01

电力市场化建设加速

1 政策密度高，电改是长期确定性主线

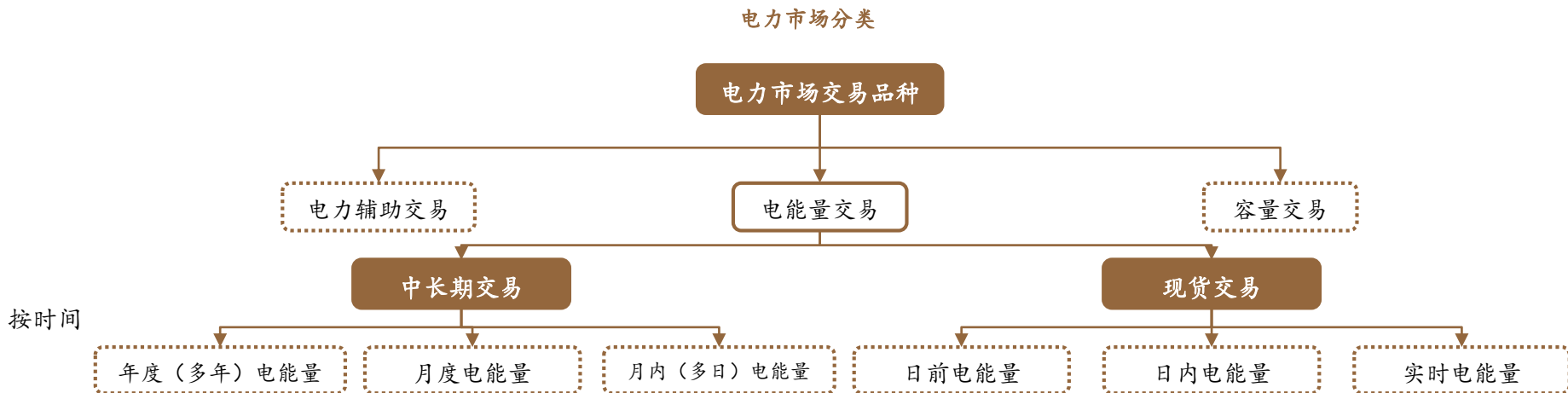
- ▶ 去年开始，顶层文件明显发力，密度发布。一方面，持续推动电力市场相关基本规则的制定，为各省市场化电力体系提供指导；另一方面开始制定更加明确的推进时间表，加快市场化建设的落实。
- ▶ 政策组合拳有望年内发布。能源局还将于今年编制印发《电力辅助服务市场基本规则》《电力市场准入注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》等文件，形成中长期、现货、辅助服务规则为主干，信息披露、准入注册、计量结算规则为支撑的全国统一电力市场“1+N”基础规则体系。

近年电改相关文件梳理



2 各省市现货市场建设明显加速

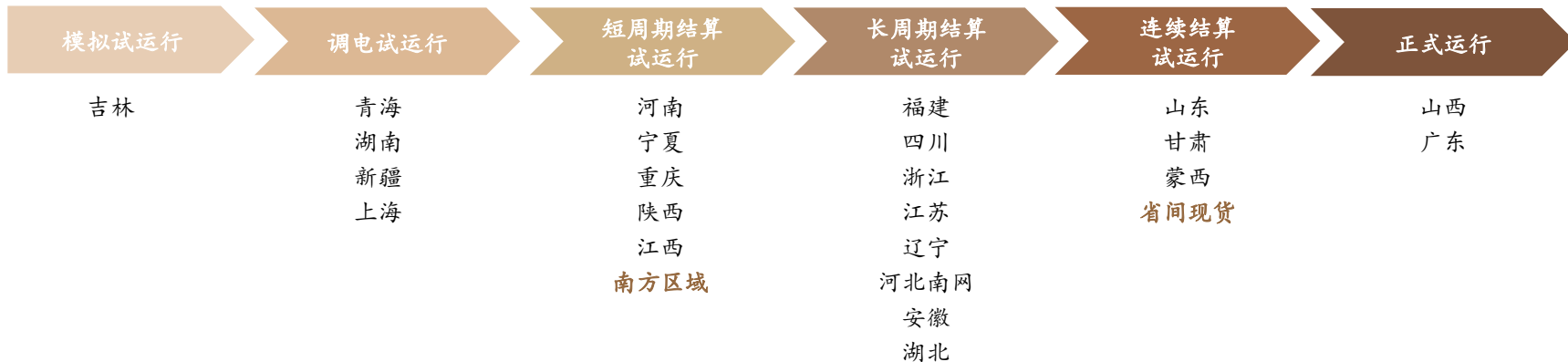
- 我国中长期电力市场建设率先发力，目前已初见成效。
- 我们认为，电力市场化下一阶段的重点在于建设现货市场。
- ✓ 电力中长期市场：反映整体市场对未来供需态势的预期，起到现货市场价格锚点作用。
- ✓ 电力现货市场：为电力短期供需平衡提供市场化手段，实时市场更兼容新能源波动性、随机性等特点，有利于扩大新能源消纳空间。
- ✓ 辅助服务市场：利用价格机制充分调动各类灵活性资源，发挥火电/储能/负荷等资源的调节能力，减轻电网调度压力。



2 各省市现货市场建设明显加速

- 现货市场建设去年下半年开始呈现全面加速的信号，我们预计未来两年将是现货市场落地大年。
- ✓ 去年《电力现货市场基本规则（试行）》和《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》“813号文”出台后，全国现货市场建设全面加速。目前山东、甘肃、蒙西现货市场均已连续试运行一年以上，根据“813号文”时间表，我们预计继山西、广东两省现货转正后，今年山东现货市场有望进一步转正，江苏、河北南网、湖北等地区现货市场有望率先转为连续结算试运行，南方区域电力现货市场将开展不同周期的结算试运行。

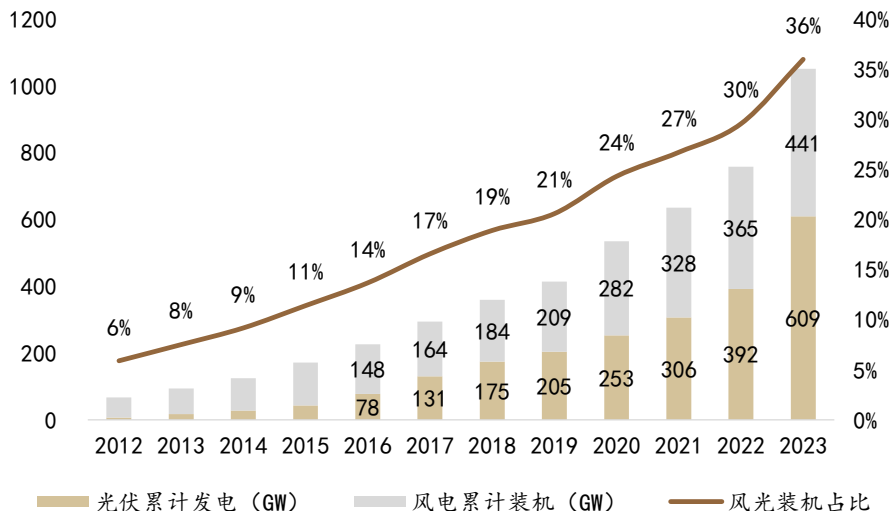
全国各地现货市场的建设进度（截止2024年1月）



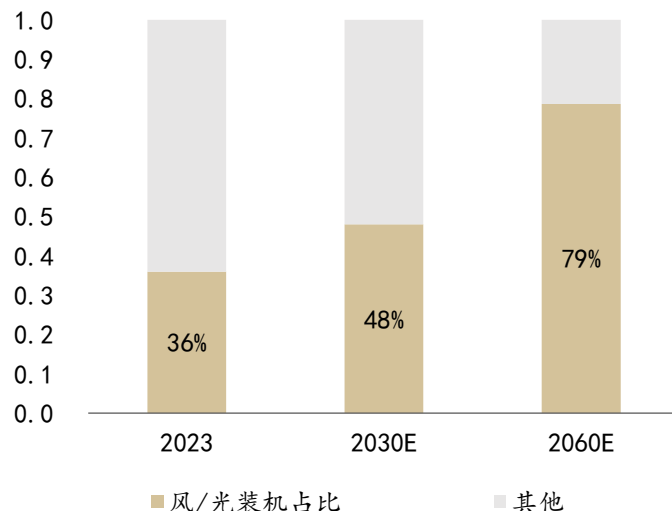
3 推动更高比例新能源参与电力市场

- 目前电力系统的核心矛盾是越来越高比例新能源接入电网后的消纳问题。
- ✓ 根据全球能源互联网发展合作组织，预计2025~2030年我国新增电力需求全部由清洁能源满足，其中该期间清洁能源新增装机总量近85%由风、光装机满足。
- ✓ 截至2023年底，我国风光累计装机量达到1050GW，装机占比36%。到2050年，预计风电、太阳能装机占比超过75%，发电量超过65%；到2060年，预计风电、太阳能装机占比近80%，发电量超过70%。

2012-2023我国风电、光伏累计装机及占比



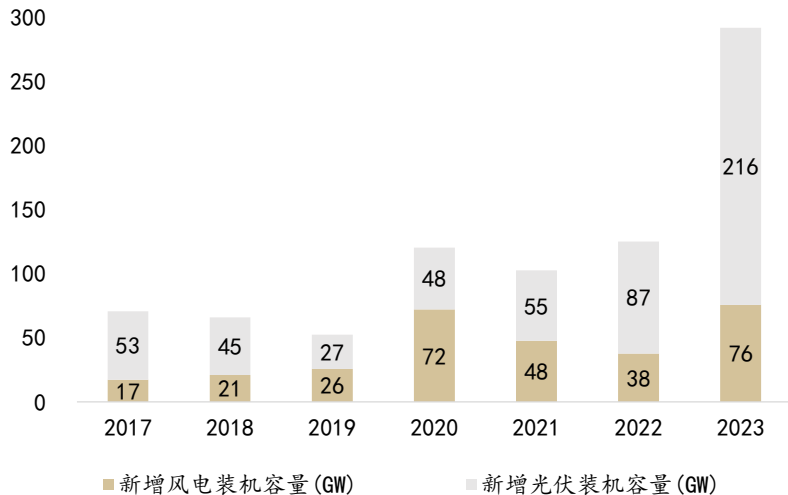
到2060年风电、光伏装机占比要达到近80%



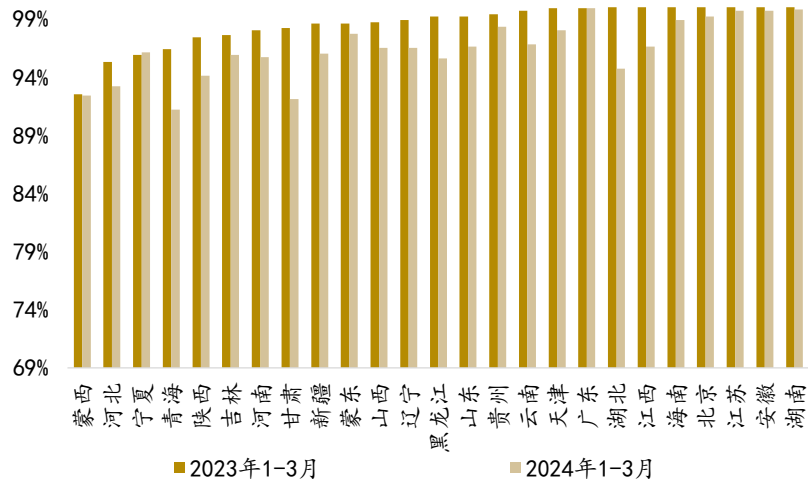
3 推动更高比例新能源参与电力市场

- 目前电力系统的核心矛盾是越来越高比例新能源接入电网后的消纳问题。
- ✓ 2023年风光装机爆发式高增，2023年新增风光装机达到292GW，同比+133%，其中光伏新增装机216GW，同比+147%，风电新增装机76GW，同比+101%。
- ✓ 装机高增后，消纳问题愈发突出。今年1-3月风电消纳率96.1%，同比下降0.7pct，光伏消纳率96.0%，同比下降2.0pct，多个地区消纳率已降至95%以下。

我国2017-2023年新增风、光装机规模



今年1-3月光伏消纳率出现显著下滑



3 推动更高比例新能源参与电力市场

- 当前新能源消纳方式不够完善，新能源消纳还需进一步放开现货及推进更高比例新能源参与入市。
- ✓ 目前新能源发电的消纳方式主要是保障性收购+市场化交易。保障性收购：按照各地方核定的“保障利用小时数”确定收购电量，以煤电基准价收购（根据2024年2月发布的新监管办法，优先发电以外部分“保量不保价”按市场规则形成上网电价）。根据国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中到2030年新能源全面参与市场交易的规划。
- ✓ 2024年2月国家发改委发布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，体现了将可再生能源发电项目的上网电量分为保障性收购电量和市场交易电量，收购价格由全部政府定价转变为部分政府定价，其余部分通过市场化交易形成价格的重大的机制转变，标志着可再生能源电力市场将迎来全新的市场化交易时代。

新能源发电消纳方式

保障性收购

- 按照各地区核定的“保障利用小时数”确定收购电量，以煤电基准价收购；
- 根据2024年2月发布的新准则，优先发电以外部分“保量不保价”按市场规则形成上网电价。

参与市场

- 模式1：保障性收购电量以外剩余电量参与市场；
- 模式2：新能源发电按比例参与市场；
- 模式3：在保障利用小时数等基础上，自愿选择参与市场；
- 模式4：在配套机制基础上，推动部分新能源全面参与市场；
- 模式5：区域内直接开展绿电交易（北京、浙江等）。

《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》重要变化

“全额”收购电量主体变化

- 新《监管办法》将可再生能源发电项目的上网电量分为保障性收购电量和市场交易电量。
- 收购方式已由电网公司“统购统销”转变为电网企业、售电企业、电力用户等多市场成员协同消纳。
- 新《监管办法》体现了可再生能源电量收购价格由全部政府定价转变为部分政府定价，其余部分通过市场化交易形成价格的重大的机制转变，明确可再生能源发电项目上网电量中市场化交易电量价格通过市场化方式形成。

收购电价变化

3 推动更高比例新能源参与电力市场

- 各省积极推动新能源入市，去年底伊始，各省相继发布2024年电力交易方案，对新能源入市比例及电价进一步明确。
- ✓ 目前部分地区政策为优先发电外电量全部入市；部分为光伏按比例入市，如河北、云南；蒙西、甘肃两地区新能源发电量占比较高，基本上除扶贫光伏、分布式光伏外，新能源发电机组全电量参与中长期市场与现货市场。
- ✓ 据国家能源局，2023年新能源市场化交易电量6845亿千瓦时，占新能源总发电量的47.3%；2022年此比例为38.4%。

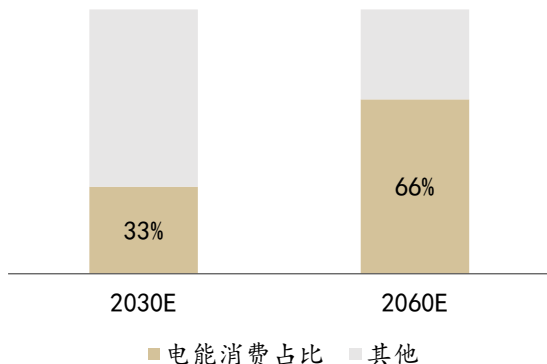
各省光伏入市政策

省区	光伏入市政策
河北	2024年中长期交易：省调直调光伏冬季(1-2月、12月)、夏季(6-8月)入市比例暂定为40%，春季(3-5月)、秋季(9-11月)入市比例暂定为60%，鼓励具备单独计量条件、可调、可控的分布式光伏以聚合方式参与中长期交易。
山西	《山西能源局关于2023年度省调机组有限发电量有关事项的通知》显示，2023年风光保量保价仅100亿千瓦时。
山东	根据山东省《关于做好2023年全省电力中长期和零售合同签订工作的通知》，参与中长期交易的集中式新能源场站(不含扶贫光伏)，10%的预计当期电量参与现货市场；未参与中长期交易的集中式新能源场站按照“保量保价”方式参与电力市场，优先参与区内市场交易，富余电量可参与跨省跨区外送交易。
蒙东	2024年有补贴光伏“保量保价”优先发电计划小时数750小时，除上述电量外光伏项目所发电量均按照“保量竞价”方式参与电力市场。平价、不享受补贴项目(含政府价格主管部门取消批复电价的项目)按照“保量竞价”方式参与电力市场，优先参与区内市场交易，富余电量可参与跨省跨区外送交易。
蒙西	2024年常规光伏“保量保价”优先发电计划电量16亿千瓦时(折算利用小时数250小时)，领跑者项目26亿千瓦时(折算利用小时数1500小时)，由电网企业按照蒙西地区燃煤基准价收购：低价项目1500小时以内电量按照竞价价格执行；除上述电量外光伏发电项目所发电量均参与电力市场。
辽宁	优先发电以外的上网电量，全部上网电量参与省内电力市场交易和跨省外送交易。
吉林	根据吉林省2023年非市场化电量分配方案，光伏机组中乡村振兴、扶贫、分布式上网电量按“保量保价”原则全额收购，其余按“保量保价”和“保量竞价”相结合方式收购，保量竞价电量参与市场交易。
黑龙江	2024年平价(含低价)的光伏发电保障性小时数暂1300小时确定，剩余电量全部进入市场交易，其他风电、光伏发电全部进入市场交易。
湖南	2024年风电和集中式光伏电站(不含扶贫项目)均不安排优先发电计划，通过市场交易获得电量。
四川	风电、光伏发电企业优先电量以外的部分，参与市场交易。2024光伏优先发电量暂按600h确定。
陕西	除优先发电之外的电量全部进入市场。
甘肃	优先发电电量中非市场化电量执行政府批复价格，当优先发电电量超过优先用电量时，可以将优先发电计划分为“保量保价”和“保量竞价”两部分。
青海	2024年新能源年度市场交易合同签订量达到市场化总电量的80%。
宁夏	风电、光伏优先发电计划55.35亿千瓦时，优先发电计划以外电量全部进入市场。
广东	自2024年1月起，220kV及以上电压等级的中调调管风电场站、光伏电站全部参与现货交易，适时参加中长期市场交易(含绿电交易)。
广西	集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，集中式光伏发电企业等效利用小时数为500小时。
云南	2024年1月1日-6月30日全容量并网的光伏项目月度上网电量的35%、7月1日-12月31日全容量并网的光伏项目月度上网电量的45%参与清洁能源市场交易。

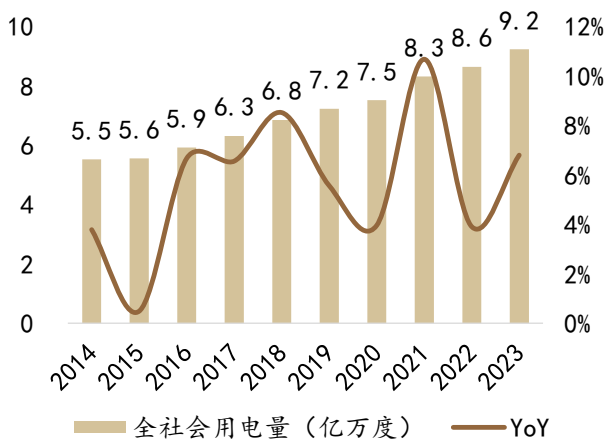
4 加强用电侧负荷侧调节与灵活性资源调度

- 实现碳中和目标的另一个重要手段是电能替代，用电量、最高用电负荷逐年增高，夏季电力供应紧张情况可能加剧。
- ✓ 根据全球能源互联网发展合作组织，预计到2060年电力占能源消费比将提升至66%。2023年，全社会用电量达到9.2万亿度，同比+7%；全国主要电网最高用电负荷合计达到13.4亿千瓦，同比+4%。
- ✓ 国家能源局综合司副司长、新闻发言人张星4月30日表示，预计今年度夏期间，全国用电负荷还将快速增长，最高负荷同比增长超过1亿千瓦（去年夏季全国最高用电负荷约为13.4亿千瓦），电力保供面临着一定压力；局部地区高峰时段可能存在电力供应紧张的情况，主要是内蒙古以及华东、华中、西南、南方区域的部分省份。

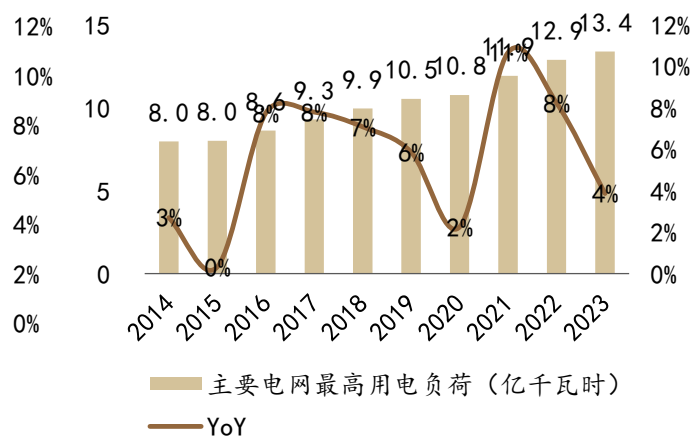
电力占终端能源消费比重将提升至66%
(基于中国能源互联网的碳中和实现路径)



全社会用电量情况



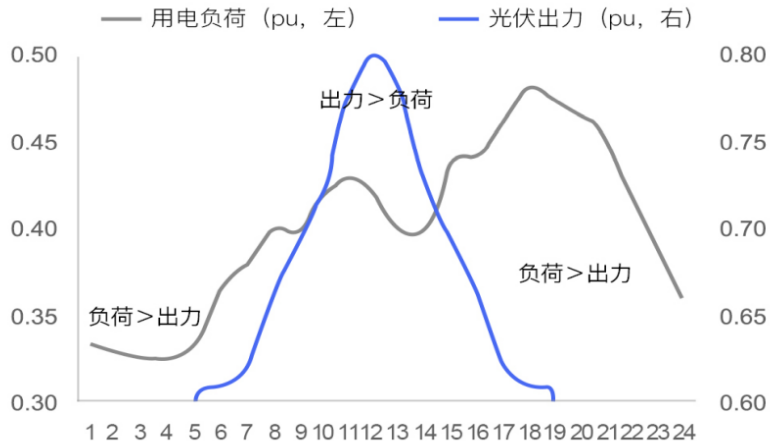
全国主要电网最高用电负荷情况



4 加强用电侧负荷侧调节与灵活性资源调度

- ▶ 我们认为，为解决用电负荷尖峰可能出现的缺电问题，主要解决思路有二：多发（稳定发电手段为火电）、少用（用电侧的分时峰谷电价政策、有序用电措施以及虚拟电厂需求侧响应等）。
- ▶ 根据《电力需求侧管理办法（2023年版）》，到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%-5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。到2030年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内需求侧资源共享互济。

光伏发电的发电量曲线与用电量曲线



《电力需求侧管理办法（2023年版）》新增“需求响应”章节重点内容

方向	内容
总体目标	到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%-5% ，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40% 的省份达到 5%或以上 。到2030年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内需求侧资源共享互济。
虚拟电厂	建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以 虚拟电厂等方式纳入电力平衡 ，提高电力系统的灵活性。
经济激励	充分发挥电力需求侧管理服务机构的资源整合能力。支持 各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、新型储能、分布式电源等需求侧资源 ，以 负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应 ，创新用电服务模式，培育用电服务新业态。支持 地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应 。
电力市场	通过 经济激励为主 的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性。
	全面推进 需求侧资源参与电力市场常态化运行 。

4 加强用电侧负荷侧调节与灵活性资源调度

- 虚拟电厂是负荷侧的核心场景之一，充分挖掘负荷调节能力，兼具灵活性与经济性。
- ✓ **经济性：**据国家电网测算，若通过建设煤电机组满足其经营区5%的峰值负荷需求，需要电厂及配套电网投资约4000亿元；若建设虚拟电厂，建设、运维和激励的资金规模仅为500-600亿元，成本仅为1/8至1/7。
- ✓ **灵活性：**建设虚拟电厂前，分布式能源、储能、可控负荷、充电桩等一般体量较小，不具备准入市场化交易的资格；建设虚拟电厂后，多种负荷通过多能互补等方式提升能源输出稳定性，通过能效管理等方式提升综合能效水平，还可以通过参与需求响应、辅助服务获取补贴或参与市场化交易直接获取利润。

虚拟电厂建设前后效益分析

虚拟电厂建设前

- 无市场准入资格**
分布式能源、储能、可控负荷、电动汽车一般体量较小，不具备准入市场化交易资格。
- 管理困难**
分布式能源容量小、数量大、分布不均，管理困难。
- 为电网稳定带来挑战**
分布式能源具有间歇性、随机性、波动性特点，造成潮流改变、线路阻塞、电压闪变、谐波影响等，为电网稳定运行带来巨大挑战。
- 能效低**
能源利用粗放，无监管，效率低。

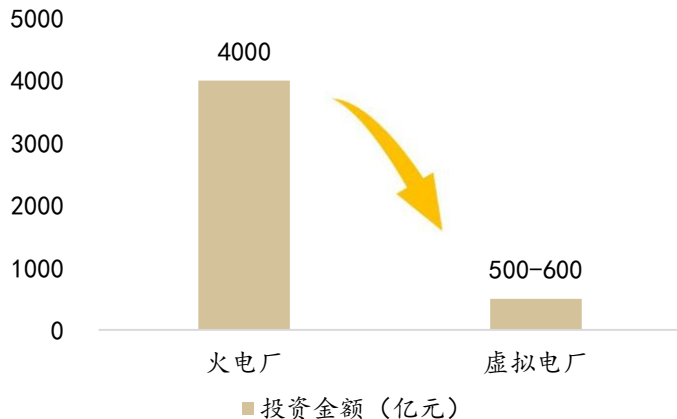
多能互补
需求响应
辅助服务
市场化交易
能效管理



虚拟电厂建设后

- 多能互补稳定**
通过多能互补等方式，提高能源输出稳定性。
- 需求响应补贴**
参与需求响应业务，获取补贴。
- 辅助服务补贴**
参与辅助服务业务，获取补贴。
- 参与市场化交易，提高议价能力**
作为整体，参与市场化交易，提高规模经济和议价能力。
- 提高能效水平**
通过用能监测、用能分析、用能优化，提高能效水平。

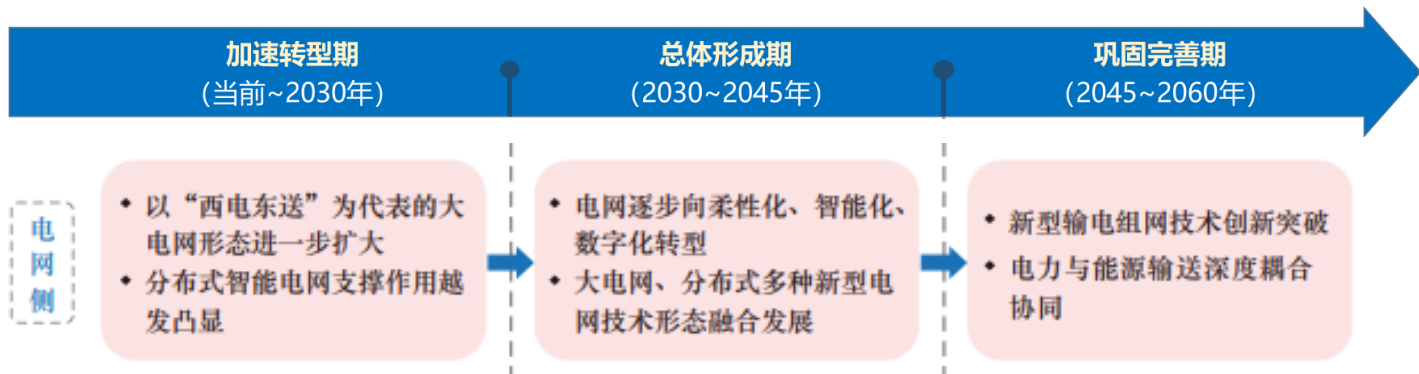
满足5%峰值负荷不同投资方案对比



5 建设新型电力系统，电网智能化景气高

- 为适应新型电力系统供需两端变化，智能电网、数字电网已升至两网战略层面。
- ✓ 根据《南方电网公司“十四五”数字化规划》，南网数字化规划总投资估算资金超260亿；到2025年全面建成数字电网。国家电网有限公司高质量发展工作会议暨2024年第二季度工作会议强调，数字化智能化是电网高质量发展的支点，要提升电网数字化智能化水平。
- ✓ 根据中商情报网，智能化投资在电网总投资中的比例由2009-2010年的6.2%升至十三五的12.5%。我们预计，为适应新型电力系统变革，“十五五”期间智能电网投资占比仍将有大幅度提升。
- 为应对电源侧的新能源消纳及配网侧分布式、充电桩等多元主体接入，配网侧智能化投资比例有望持续加大。

新型电力系统建设“三步走”电网侧发展路径



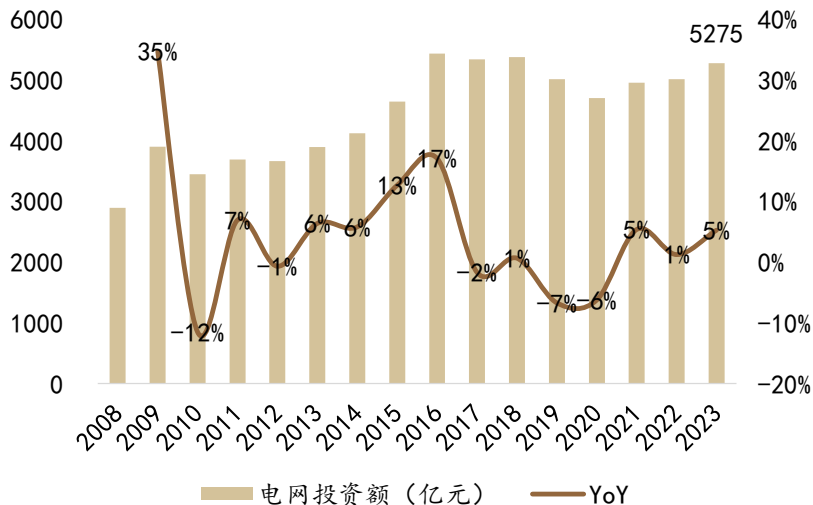
5 建设新型电力系统，电网智能化景气高

► 我们预计电网全年智能化招标有望加速。

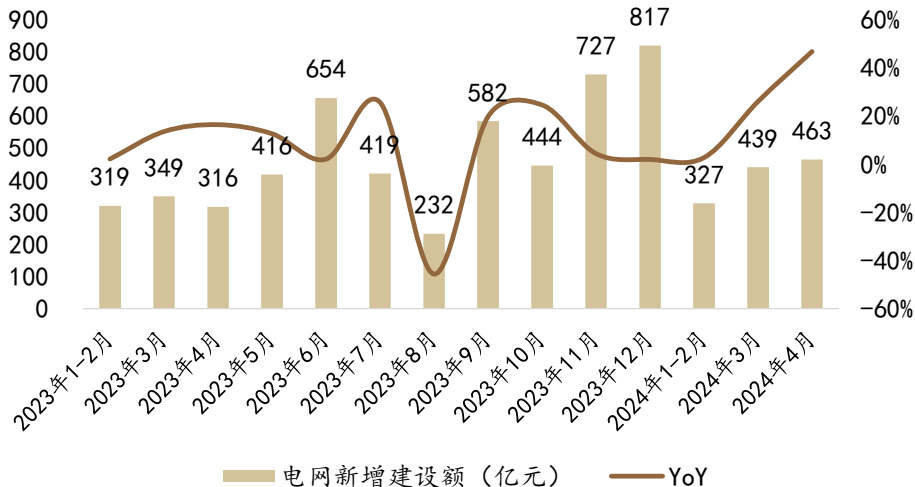
✓ 国网换帅落地：3月27日，国家电网总经理张智刚升任董事长、党组书记，此番没有从外界空降董事长，由总经理张智刚接任董事长，有利于业务一致性的延续。我们预计人事任免尘埃落定后，国网各项招标有望恢复高景气节奏，数字化、智能化投资有望提速。

✓ 4月电网投资超预期。根据能源局，1-4月电网工程完成投资1229亿元，同比增长24.9%；其中4月同比增长46.5%。

2008-2023年电网投资情况



近两年电网月度投资额变动情况



6 多元化主体参与电力现货市场

- 在经营主体范围扩大方面，独立储能、虚拟电厂、核电等市场主体参与现货市场均有一定进展。
- ✓ 2023年9月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力现货市场基本规则（试行）》，提出稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易。
- ✓ 目前，山东、山西、甘肃、青海、广东等5个省份明确了独立储能参与现货市场的规则，预计独立储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型市场主体“报量报价”参与现货市场会得到进一步推广；2024年有望在山东等分布式新能源装机占比较高的省份率先试点分布式新能源上网电量部分参与现货交易。

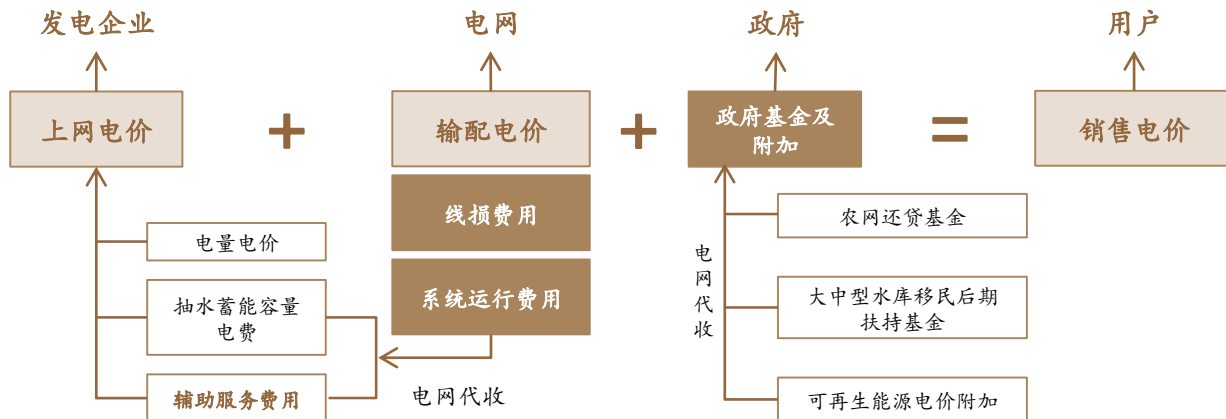
六省市参与电力现货市场规则

省份	主体	内容
山东	独立储能	独立储能在现货市场电能交易按照报量不报价原则出清，上网电量价格按照市场出清价格结算，并享受容量补偿费；新能源配储作为联合体需申报短期预测出力、竞价信息。
	核电	全部核电机组按自愿原则参与电能市场，在满足低功率运行深度、调节速度、准备时间等安全条件基础上，以报量报价方式全电量参与日前现货市场出清，其中具备日内调节能力的核电机组可以参与日内和实时市场交易。
山西	独立储能	独立储能按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货市场。独立储能的容量租赁以金融结算的方式开展，向新能源企业租赁的容量不影响独立储能作为整体参与现货市场；新能源配建的储能按联合方式运行。
	虚拟电厂	虚拟电厂以“报量报价”方式参与，每日各交易时段分别申报用电负荷上、下限以及递减的3-10段量价曲线，按照“负发电”模式参与现货市场出清。
甘肃	独立储能	采用报量不报价方式，电网侧独立储能和共享储能电站作为价格接受者按照节点边际电价参与现货市场结算，满足条件可予以优先出清。
青海	独立储能	根据电网情况而定，电网供需宽松时，储能电站在放电电量执行发电侧结算电价，充电电量执行用户侧结算电价；电网供应紧张时，储能电站由调度机构统一调度，按实时市场最高出清价进行结算。
广东	独立储能	独立储能（电网侧储能）作为独立主体参与现货市场，充放电价格均采用所在节点的分时电价。此外电源侧储能联合发电机组，在现货市场以报量报价的方式参与交易。
贵州	独立储能	独立储能全电量参与现货市场出清，具备条件时采用报量报价方式参与，不具备条件时可考虑采用报量不报价等其他方式参与。

7 理顺电价机制，分时电价、调节性资源付费

- 电价侧，我们认为调整会相对谨慎，主要趋势是分时电价及调节性资源/系统运行成本分摊付费。
- ✓ 新能源发电的不可控性较大，灵活性调节资源的价值凸显。根据《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，将系统运行费用（辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等）单列，为用户公平分摊系统公共成本奠定基础。
- 分时电价机制通过引导用户削峰填谷，有助于改善电力供需不平衡的问题。
- ✓ 目前33个省级电网均已颁布工商业分时电价政策。全国各地区已公布2024年5月电网代购电电价，CNESA对各地区一般工商业1-10kV的单一制电价进行了汇总测算。现有15个地区的最大峰谷价差超过0.7元/kWh，前三位分别是广东省（珠三角五市）、海南省和浙江省，最大峰谷价差分别达到1.3181元/kWh、1.2159元/kWh和0.9908元/kWh。

销售电价形成机制



02

投资建议与风险提示

➤ 重点关注电力市场化标的国能日新。

✓ 公司是新能源发电功率预测龙头，基本盘发电功率预测SaaS增长稳定，同时为电力市场化交易产品提供优质卡位：基于功率预测能力，以预测电量/电价为基础，推出电力交易辅助决策支持平台、电力交易数据服务、托管服务等电力交易产品。其中电力交易辅助决策支持平台向客户提供中长期交易、现货交易、辅助服务交易等整体的电力交易申报建议和分析复盘，帮助新能源发电企业科学决策，提高电量销售收益和市场竞争能力，我们认为有望显著提升SaaS客单价，打开市场空间。

➤ 电网侧、负荷侧公司也有望受益，建议关注的标的包括：国网信通，南网科技，泽宇智能，东方电子，威胜信息，朗新集团，安科瑞等。

电力IT上市公司估值表

代码	股票简称	市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE			
			2023	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
301162.SZ	国能日新	52	0.8	1.1	1.5	1.9	62	46	35	28
600131.SH	国网信通	224	8.3	10.2	11.8	13.3	27	22	19	17
688248.SH	南网科技	172	2.8	4.3	6.1	8.0	61	40	28	22
301179.SZ	泽宇智能	64	2.6	3.3	4.2	5.2	25	19	15	12
000682.SZ	东方电子	160	5.4	6.9	8.6	10.3	29	23	19	15
688100.SH	威胜信息	192	5.3	6.7	8.4	10.4	36	28	23	18
300286.SZ	安科瑞	58	2.0	2.6	3.4	4.2	29	23	17	14
300682.SZ	朗新集团	117	6.0	7.2	8.7	9.8	19	16	13	12

风险提示

- 相关政策落地不及预期的风险；
- 电网投资不及预期的风险；
- 新型电力系统发展不及预期的风险等。

分析师与研究助理简介

陈涵泊：上海交通大学信息安全本科，电子与通信工程硕士，曾任职于中信证券研究部、天风证券研究所，多年计算机行业研究经验，具备成熟的计算机研究框架、自上而下产业前瞻视野，云计算领域深入研究。2022-2023年新财富最佳分析师入围（团队），2023年新浪金麒麟最佳分析师第五名（团队）。

李杨玲：对外经济贸易大学学士、中国人民大学金融学硕士，主要覆盖数据要素、智能驾驶、电力IT等方向。

投资评级说明

	类别	评级	说明
1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	股票投资评级	买入	相对强于市场表现20%以上；
		增持	相对强于市场表现5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现5%以下。
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平10%以下。

免责声明

分析师声明：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人对这些信息的准确性或完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考。本人过去不曾与、现在不与、未来也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收任何形式的补偿，分析结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

法律声明：

本报告仅供德邦证券股份有限公司（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客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司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。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、价值及投资收入可能会波动。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。市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。



德邦证券
Topsperty Securities

德邦证券股份有限公司

地 址：上海市中山东二路600号外滩金融中心N1幢9层

电 话：+86 21 68761616 传 真：+86 21 68767880

400-8888-128