

| 证券研究报告 |

# 举旗定向——电力信息化系列 报告之一

2024.08.26

分析师：苏仪

执业证书编号：S0740520060001

Email: suyi@zts.com.cn

研究助理：刘一哲

Email: liuyz03@zts.com.cn

## 投资要点

- 我国电力工业一直在不断变革中发展壮大。自20世纪80年代起，我国电力体制改革先后经历了集资办电、政企分开、厂网分开及深化改革的阶段，以及以中发9号文发布为标志的新一轮电力体制改革。多轮电改坚持立足我国国情，坚持市场化改革思路，基本遵循“开放—多元—竞争—市场—规则—监管—完善”的改革逻辑，让电力行业从半封闭走向开放，从集中单一走向分散多元，促进了电力市场的形成、电力企业的竞争以及行业的快速发展。
- 为什么要进行新一轮电力体制改革？双碳顶层目标的设立，推动我国新能源装机与发电占比持续快速提升，截至2023年底，我国“风电+光伏”装机量已占到当年底全国发电装机量的36%，且未来仍有持续提升的趋势。新能源出力的增长也带来了电力系统的不稳定性与不确定性，这需要电力工业全体系的体制机制发生变革。在新型电力系统建设的大背景下，**新能源消纳成为当前最为关键与突出的课题**，而这也将是下一轮电改着重解决的问题。
- 新一轮电改的可能主要方向有哪些？对于新能源消纳的处理方法，目前主要有两个大的方向，即**物理保障和市场化手段**。**1) 物理保障以增大特高压、配电网建设为主**，意在增强硬件设备层面对过剩新能源的消纳能力；**2) 市场化手段则包括推广电力辅助服务、容量电价与虚拟电厂等**，意在以市场化的方式调动更多的社会化资源，支持鼓励这些资源以多种形式参与电力体系市场化运行，充分调动市场化资源的能力以帮助消纳更多的新能源电力。
- 投资建议：每一阶段的电改都有其主题，我们认为新一轮电改将主要面向新能源消纳问题的处理，具体标的上建议关注东方电子、国能日新、国网信通、朗新集团、恒实科技、恒华科技等。
- **风险提示**：电力系统投资不及预期，电力市场化改革推进不及预期，新型电力技术发展不及预期，新能源发电建设不及预期，研报信息更新不及时，行业规模测算不及预期的风险等。

# 目 录

## CONTENTS

- ① 我国电改历程纵览
- ② 我国当前电力体制及市场现状
- ③ 新型电力系统建设下，电改方向探讨
- ④ 投资建议与风险提示



1

# 我国电改历程纵览

领先一步

# 1.1 电力体制改革历程概览——以电力市场为主线

图表：电力市场改革纵览



资料来源：艾瑞咨询，中泰证券研究所



## 1.1.1 1949-1978年：电力工业初兴，处于高度集中、计划管控阶段

- 1949年至1978年期间，我国电力工业发、输、配、售由国家垄断，电力管理体制上由国家电力管理部门集行业管理与企业生产经营多种职能合一，虽然国家电力管理部门多次调整和变更，但并未脱离高度集中、计划管控的体制框架。
- 新中国成立初期，电力工业分散在各地，实施军事管制。1949年10月，中央人民政府成立燃料工业部，直接领导华北地区少数几家电厂和电力公司，后地方电力工业逐渐划归燃料部集中管理。燃料部设立电业管理总局和东北、华北、华东、中南、西南、西北六个区域电管局，完成了新中国对电力工业的第一次集中管理，形成了垂直垄断、计划管控的电力工业管理体制。
- 1955年7月：一届全国人大二次会议决定设立电力工业部，六大区域电管局撤销，各省电力工业直接由电力部管理和领导。随着各省级电业管理机构逐步充实，电力工业形成中央和地方相结合、以中央领导为主的管理体制。
- 1958年2月，一届全国人大五次会议决定合并电力工业部与水利部，成立水利电力部。水电部只负责京津唐电网和吉林—辽宁电网两个跨省跨区电网，其他电力下放给各省。这是新中国的电力管理体制的第一次拆分。
- 1961年，国家将电力工业管理权上收，实行以中央为主的管理体制，并形成京津唐、东北、华东、中原和西北五大电网的管理体系，完成了对电力工业的第二次集中管理。
- 1967年7月，水电部实行军管，再次将电力工业管理权下放给地方政府。
- 1975年1月，四届全国人大一次会议恢复了水利电力部，水电部上收东北、北京、华东电业管理局和四川省电力工业局，完成了对电力工业的第三次集中管理。

## 1.1.2 1979-1997年：政企合一、集资办电阶段

- 1979年至1997年期间，我国电力工业在发电市场引入了新的投资主体，改变了长期以来国家独资办电的格局，“**电厂大家办，电网一家管**”，以集资办电为核心内容的电力投融资体制改革有效解决了电力供给短缺问题，但电力管理体制仍实行政企合一、垂直一体化经营模式。
- 这一阶段，我国通过推行“集资办电”，解决电力建设资金不足问题。电力部提出利用部门与地方及部门与部门联合办电、集资办电、利用外资办电等办法来解决电力建设资金不足的问题，并且对集资新建的电力项目按还本付息的原则核定电价水平，打破了单一的电价模式，培育了按照市场规律定价的机制。
- 1979年2月，五届全国人大常委会第六次会议决定将水利电力部分为电力工业部和水利部，第二次成立电力部。同年5月，国务院以国发〔1979〕184号文明确，电力工业是建立在现代化技术基础上的大生产，必须实行高度的集中统一管理。
- 1982年3月，国务院机构改革，决定水利部与电力部合并，第二次成立水利电力部。1984年5月，水电部以（84）水电财字第41号文下发《关于筹集电力建设资金的暂行规定》，提出为调动各方面办电积极性，补充国家电力建设资金的不足，欢迎各部门、各地方和企事业单位投资电力工程，并可按投资比例分享用电指标。
- 1984年7月，云南鲁布革水电站引水系统工程开工，鲁布革工程利用世界银行1.454亿美元贷款，日本大成公司中标引水隧洞工程。这是新中国成立后，第一个利用世行贷款，并率先实行国际招标、项目管理等国际工程管理机制的工程，“鲁布革冲击”引发了中国电建行业改革。1984年12月，水电部召开电力体制改革座谈会，会议提出打破一家办电思想，调动各方面办电积极性。
- 1985年5月，国务院国发〔1985〕72号文，批转国家经委等四部门《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》通知，鼓励地方、部门和企业集资办电，实行“谁投资、谁用电、谁得利”的政策，并实行多种电价。1985年2月，国家计委、水电部分别转发党中央和国务院领导对《关于利用外资加快电力建设问题的会议纪要》的批示，决定组建华能国际电力开发公司，利用外资办电，后于1988年8月成立中国华能集团公司，在国家计划中单列。

## 1.1.2 1979-1997年：政企合一、集资办电阶段

- **1987年12月**，国务院以国发〔1987〕111号文，批转国家计委关于征收电力建设资金暂行规定的通知，明确对全国所有企业用电原则上均征收电力建设资金，标准为每度电2分钱，随电费缴纳，单立账户，专款专用。1988年1月，电力建设资金在全国范围开始征收。这项政策先在华东“三省一市”（江、浙、皖、沪）试行，征收期至1995年12月31日止，实际延长至2000年底。
- **1988年4月**，七届全国人大一次会议决定撤销煤炭部、石油部、核工业部、水电部，成立能源部。同年7月，国家能源投资公司正式成立。同年10月，国务院以国发〔1988〕72号发布《关于印发电力工业管理体制改革方案的通知》，提出按照“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办电”的方针，因地、因网制宜，改革现行电力工业管理体制，各省电网逐步连接为跨省电网实行统一调度、分级管理，将省电力局改建为省电力公司，将网局改建为联合电力公司（是跨省电网内各省电力公司及联合电力公司直属单位组成的联合企业，由能源部归口管理，在国家计划中实行单列），鼓励企业办自备电厂，调动各方面办电的积极性，形成多渠道、多层次、多模式办电的局面。
- **1993年1月**，华北、东北、华东、华中、西北五大电力集团公司成立，与华能集团公司均列在国务院批准的第一批试点的55个大型集团公司之中，后五大电力集团公司陆续改组为国家电力公司的分公司。1991年7月，中国南方电力联营公司在广州成立，其后于1999年12月改组为国家电力公司南方公司。
- **1993年3月**，八届全国人大一次会议决定撤销能源部，分别组建电力工业部和煤炭工业部，第三次成立电力部。
- **1996年12月**，国务院下发国发〔1996〕48号文，决定组建国家电力公司，并明确国家电力公司为经营跨区送电的经济实体和统一管理国家电网的企业法人。
- **1997年1月**，中国国家电力公司成立，由电力部部长兼任国家电力公司总经理。国家电力公司的成立，标志着我国电力工业管理体制由计划经济向社会主义市场经济的历史性转折。



### 1.1.3 1998-2001年：政企分开、公司化改组阶段

- 1998年至2001年期间，电力管理体制实行了以政企分开、公司化改组为主要原则的改革，电力改革解决了电力体制政企不分的问题，让电力工业走入市场经济的轨道，但国家电力公司仍保持了垂直一体化的经营方式，既是电网的运营者，也是电厂的经营者。
- 1998年3月，九届全国人大一次会议批准国务院机构改革方案，提出基于电力行业已组建国家电力公司，撤销电力工业部，将电力工业政府管理职能并入国家经贸委。同年8月，国务院印发《国家经贸委职能配置、内设机构和人员编制规定》，明确了国家经贸委电力司的职能与机构设置。
- 1998年12月，国务院办公厅以国办发〔1998〕146号文下发《转发国家经贸委关于深化电力工业体制改革有关问题意见的通知》，提出推进厂网分开，引入竞争机制，建立规范有序的电力市场；坚持政企分开、省为实体的方针，深化省级电力公司的改革；加快实施全国联网，实现资源优化配置；加快农村电力体制改革，减轻农民负担，促进农村经济发展等。
- 1999年1月，国务院以国发〔1999〕2号文下发《批转国家经贸委关于加快农村电力体制改革加强农村电力管理意见的通知》，明确：在农电管理体制上，按照政企分开原则，县级管电机构和供电企业实行政企分开，由县经贸委（经委、计经委）行使政府管理职能，供电企业要成为独立核算的实体，行使企业经营职能；农村电价管理上，实行农村电价与城市电价统筹安排，社会公平负担，首先实现城乡居民生活用电同网同价，然后实现其他用电的同网同价。
- 1999年5月，国家经贸委印发《关于做好电力工业政企分开改革工作的意见》。2000年6月，国家经贸委印发《关于调整电力行政管理职能有关问题的意见》，明确各省（区、市）将分散在各专业管理部门、行政性公司等单位的政府管电职能，划入经济贸易委员会，实行政企分开，逐步撤销大区电业管理局和省级电力工业局。
- 2000年10月，中共十五届五中全会通过了《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十个五年计划的建议》，提出深化电力体制改革，逐步实行厂网分开、竞价上网，健全合理的电价形成机制。
- 2000年10月，国务院办公厅发出《关于电力体制改革有关问题的通知》，明确了电力体制改革协调领导小组的单位组成和牵头单位，对电力体制改革试点内容作了调整，对政企分开、竞价上网及省为实体试点范围等问题作了明确规定。2001年6月，广东省决定实行电力体制厂网分开改革。8月，原广东省电力集团公司一分为二为广电集团公司和粤电集团公司，分别负责电网和电厂的经营管理，这是在全国率先实行的厂网分开改革。

## 1.1.4 2002-2014年：“二滩弃水”事件成为本轮电改的导火索

### ■ 本轮电改导火索：二滩弃水事件——上网电价高于消费电价。

- 二滩水电站位于四川省攀枝花市，1991年9月正式开工建设，1999年12月全面投产发电，总装机容量为330万千瓦，总投资360亿元，年发电能力可达170亿度。然而二滩水电站建成之后却面临投产即亏损的困境。二滩水电站亏损的原因，主要包括以下几方面：
  - **核心原因：负债率畸高导致财务成本过高，进而导致度电价过高。**二滩水电站属于世界银行贷款项目，在360亿元总投资中，负债高达350多亿元，而为保证还款，世行要求二滩必须达到12%的净资产利润率；此外，根据合同，二滩水电站的还款期限只有15年，还款压力极大。面对巨大的还本付息压力，根据当时国家计委审批上网电价按照企业项目建设“成本加成”的标准来核定，二滩只有将上网电价定为0.45元/千瓦时才行，而这一数字这不仅高于国电公司系统0.25元/千瓦时的平均上网电价，甚至比当时全国到户城市居民0.42元/千瓦时的平均消费电价还要高。
  - **同期川渝投产项目过多，导致二滩水电站失去竞争力。**国家计委同期批准的川渝开工电力项目过多，使得电力过剩。在1999年年底，川渝地区发电总装机容量为2026万千瓦，年发电量650亿千瓦时，发电设备平均利用数仅为3200小时，大大低于全国发电设备4100小时的平均利用数。电力过剩使得市场竞争激烈，二滩水电站由于上网电价太高，以致在市场经济条件下竞争上网时没有竞争力。
  - **川渝分立无法消纳二滩电量。**按照最初的设计，二滩水电站发电量的1/3是供向重庆的。1997年川渝分立，重庆作为直辖市单列之后优先使用自身市内的发电量，省间壁垒导致重庆无法消纳二滩水电站的那么多冗余电量。

## 1.1.4 2002-2014年：电改“5号文”拉开电力市场化改革序幕

- 2002年2月，国务院下发了《电力体制改革方案》（即电改“五号文”），提出了“**厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网**”的16字方针并规划了改革路径。总体目标是“打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监督下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。”根据该方案，电力管理体制、厂网分开、电价机制等一系列改革开始推进。

图表：国发〔2002〕5号《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》的要点

具体内容	
厂网分开	将国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产、财务和人员的重组。 1) 重组国家电力公司管理的发电资产，按照建立现代企业制度要求组建若干个独立的发电企业。 2) 重组电网资产，设立国家电网公司和南方电网公司。
竞价上网	建立电力调度交易中心，实行发电竞价上网。建立电力市场运行规则和政府监管体系，初步建立竞争、开放的区域电力市场。建立合理的电价形成机制，将电价划分为上网电价、输电电价、配电电价和终端销售电价。开展发电企业向大用户直接供电的试点工作，改变电网企业独家购买电力的格局。
输配分开	“十五”期间，电网企业可暂不进行输配分开的重组，但要逐步对配电业务实行内部财务独立核算。
主辅分离	对现国家电力公司系统所拥有的辅助性业务单位和“三产”、多种经营企业进行调整重组。经营主业以外的业务要按照规定程序报经国家有关部门批准，并与电网业务分开核算。有关电力设计、修造、施工等辅助性业务单位，要与电网企业脱钩，进行公司化改造，进入市场。医疗和教育单位按国家规定实行属地化管理。

资料来源：国务院官网，中泰证券研究所

## 1.1.4 十六字方针推进情况不一

- **厂网分离——顺利完成。**2002年12月，国家电力公司拆分为2个电网公司、5个全国性独立发电集团公司和4家辅业集团公司，即：国家电网公司、南方电网公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司，中国电力工程顾问集团公司、中国水电工程顾问集团公司、中国水利水电建设集团公司、中国葛洲坝集团公司。
- **主辅分离——稍有延后但进度较好。**2007年底，国务院国资委会同国家电网公司、南方电网公司及相关部委共同制定的《电网主辅分离改革及电力设计、施工单位一体化重组方案》出台。2011年9月，国家电网公司与南方电网公司所属的勘测设计企业、施工企业、修造企业，与中国水利水电建设集团公司、中国水电工程顾问集团公司以及中国葛洲坝集团公司、中国电力工程顾问集团公司，分别重组成立中国电力建设集团有限公司、中国能源建设集团有限公司两大电力辅业集团，电力体制改革“主辅分离”取得重要进展。
- **输配分开——进度较慢。**2005年3月，国家发改委制定与《电价改革方案》相配套的《上网电价管理暂行办法》《输配电价管理暂行办法》和《销售电价管理暂行办法》三个实施办法。但整体而言，输配分开需要对输电资产和配电资产分别进行独立核算，而我国过去几十年电力工业处于高速发展期，电网资产较难理清，从而较难理顺发、输、配三个环节的成本与定价逻辑，加之之前一直存在的交叉补贴等现象，本轮电改中输配电价未能实现较好的清晰梳理与核算。
- **竞价上网——进度较慢，标杆电价及煤电联动机制成为过渡选择。**由于输配电价改革受到多重因素影响而进度缓慢，发电侧竞价上网的结果也难以准确客观地传导到用电侧，我国电力交易在本轮周期内仍然继续实行电网统购统销的交易模式。这一阶段国家以燃烧标杆上网电价为抓手，形成煤电联动机制，并于2004年首次公布了各地的燃煤机组发电统一的上网电价水平。



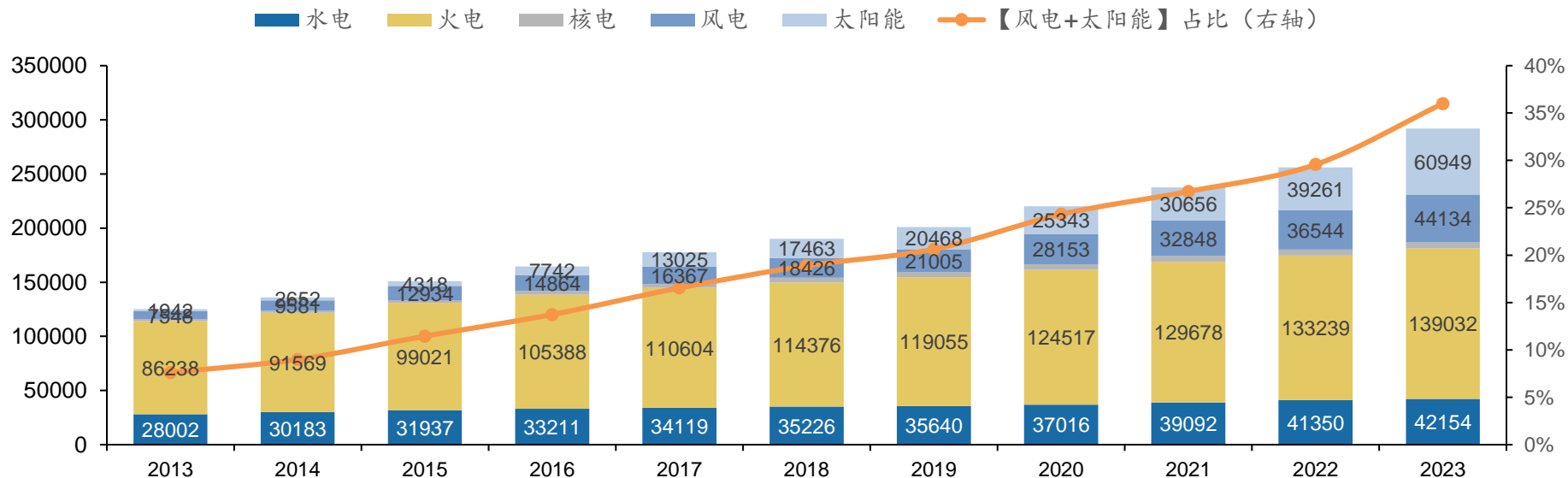
## 1.1.4 2002-2014年电改取得的重要成果

- 2002-2014年推进的这一轮电力体制改革，遵循“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的16字方针，主要成果如下：
  - 破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，促进了电力行业快速发展，提高了电力普遍服务水平；
  - 初步建立了电力市场主体多元化竞争机制，推进了大用户与发电企业直接交易、跨省区电能交易，电力市场化交易取得重要进展，电价形成机制逐步完善；
  - 构建了电力监管体制，电力行业监管积累了重要经验，为新一轮电力体制改革奠定了基础。

## 1.1.5 2015年至今这轮电改的背景

- 2002年以来的第一轮电改，遵循“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的16字方针，在诸多方面都取得了显著成效，也进行了很多新的探索。而2015年起新一轮电改的背景如下：
  - 电价并未反映真实电力供需关系，电力市场形成仍需时间。只要电网公司统购统销的模式还主导电力市场，作为电力市场关键因素的电价就无法充分反映市场参与方的真实意愿与供需关系，真正的电力市场就仍然难以形成。
  - 能源革命下新能源占比提升。1) 2015年《巴黎协定》的签订标志着全球清洁能源发展的进一步提速，绿色低碳的能源电力转型成为大趋势。2) 2015年起开始的供给侧改革，对以煤炭为主的火电产业造成一定影响，我国电力工业急需新一轮体系改革与优化。综上，以光伏、风电为代表的可再生能源开始成为电力工业的新增长点。

图表：2013-2023年中国发电设备装机结构及变化（单位：万千瓦）



资料来源：国家能源局，中泰证券研究所

## 1.1.5 2015年至今：管住中间，放开两头

- 2015年3月，中共中央印发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发(2015)9号)文件（以下简称“9号文”），拉开了本轮电改的大幕。
- **总体思路**：本次9号文的发布，在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照**管住中间、放开两头**的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。
- **配套文件迅速落地**：9号文出台后，2015年底国家发改委、国家能源局会同有关部门研究制定了《关于推进输配电价改革的实施意见》、《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《关于推进售电侧改革的实施意见》、《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》等6个电力体制改革配套文件，分别从多方面对9号文进行了细致的安排与部署，并于当年印发。

图表：中发〔2015〕9号《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》的要点

	具体内容
<b>总体思路、重点和路径</b>	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。
<b>基本原则</b>	坚持安全可靠，坚持市场化改革，坚持保障民生，坚持节能减排，坚持科学监管。
<b>重点任务</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>有序推进电价改革，理顺电价形成机制。</b>单独核定输配电价；分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成；妥善处理电价交叉补贴。</li> <li>■ <b>推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制。</b>规范市场主体准入标准；引导市场主体开展多方直接交易；鼓励建立长期稳定的交易机制；建立辅助服务分担共享新机制；完善跨省跨区电力交易机制。</li> <li>■ <b>建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台。</b>遵循市场经济规律和电力技术特性定位电网企业功能；改革和规范电网企业运营模式；组建和规范运行电力交易机构；完善电力交易机构的市场功能。</li> <li>■ <b>推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用。</b>有序缩减发用电计划；完善政府公益性调节性服务功能；进一步提升以需求侧管理为主的供需平衡保障水平。</li> <li>■ <b>稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。</b>鼓励社会资本投资配电业务；建立市场主体准入和退出机制；多途径培育市场主体；赋予市场主体相应的权责。</li> <li>■ <b>开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。</b>积极发展分布式电源；完善并网运行服务；加强和规范自备电厂监督管理；全面放开用户侧分布式电源市场。</li> <li>■ <b>加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。</b>切实加强电力行业特别是电网的统筹规划；切实加强电力行业及相关领域科学监督；减少和规范电力行业的行政审批；建立健全市场主体信用体系；抓紧修订电力法律法规。</li> </ul>

## 1.1.5 2015年以来电改的一些成果

### ■ 电力市场：“中长期+现货”模式正式确立。

- 2015年底推出的《关于推进电力市场建设的实施意见》明确提出，要逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。受此影响，我国分别在2017年启动第一批8个、2021年启动第二批6个电力现货交易试点。根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告2024》，截至2023年底我国已有23个省份启动电力现货市场试运，而截至6月底，山西、广东、山东电力现货市场已转入正式运行状态。

### ■ 输配电价改革破冰，输配电价独立核算正式形成。

- 2014年12月，输配电价改革首先在深圳电网和蒙西电网“破冰”，2015年上半年，在云南、贵州、安徽、宁夏、湖北五个省级电网开展了第一批试点工作。之后，输配电价改革由点及面、逐步扩大。截至2017年，首轮输配电价改革试点已经全面完成，剔除不相关的或者不合理的金额达到1180亿元。2023年发改委印发的第三监管周期输配电价及相关事项的通知，全面理顺各环节电价，电价构成更加清晰，输配电价结构全面优化迈出了关键一步。

### ■ 发用电计划：从有序放开到全面放开

- 发用电计划在我国一直以来起到重要的电力保障与平衡作用，但随着电力市场化的推进和电力能源结构的改变，传统计划模式下的发用电计划难以形成真正合理的市场供给关系与价格，发用电管理方式亟待改革。2017年，发改委、国家能源局联合印发《关于有序放开发用电计划的通知》；2018年，《全面放开部分重点行业电力用户发用电计划实施方案》正式印发，选择煤炭、钢铁、有色、建材4个重点行业，率先全面放开发用电计划试点；2019年，发改委印发《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》，明确除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业用户之外的其他电力用户均属于经营性电力用户，其发用电计划原则上全部放开。



## 1.1.5 2015年以来电改的一些成果

### ■ 燃煤发电全电量、工商业用户进入电力市场。

- 2021年，发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（以下简称“1439号文”），明确燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，以“基准价+上下浮动”形式形成上网电价，并将上下浮动范围扩大为不超过20%。同时，1439号文明确取消工商业目录电价，全部工商业用户都进入市场。

### ■ 本次1439号文是电改以来的一个重要里程碑。供需两端的大幅增加，有力推动了电力市场的进一步建设与发展。

- 一方面，占我国发电量较大部分的煤电进入电力市场，大幅提升了参与市场化交易电量的比重；
- 另一方面，取消工商业目录电价、推动工商业用户全部进入市场，也大幅增加了市场化用户的数量。

图表：发改价格〔2021〕1439号《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》的要点

具体内容	
有序放开全部燃煤发电电量上网电价	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。
扩大市场交易电价上下浮动范围	将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。
推动工商业用户都进入市场	各地要有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。
保持居民、农业用电价格稳定	居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策。各地要优先将低价电源用于保障居民、农业用电。

资料来源：国务院官网，中泰证券研究所

## 1.2 我国历次电改的一些经验

- 国家能源局曾发文回顾我国改革开放以来的电力体制改革进程，并归纳出三方面值得总结的经验：
  - **坚持立足国情，形成了中国特色电改模式。** 国外推行电力体制改革都有自身政治体制、电力工业发展阶段特征，我国没有简单照搬照抄国外“破碎式”改革模式，而是采用“管住中间、放开两头”的模式，保障了电力长期持续可靠供应。目前我国装机容量、电网规模和全社会用电量位居世界第一，已于2015年底全面解决无电人口用电问题，无论从哪个角度衡量，都可以说我国创造了电力工业的世界奇迹。
  - **坚持问题导向，找准突破口试点先行稳步推进。** 2002年国发5号文出台，通过“厂网分开、主辅分离”体制性变革，促进电力行业净产出水平提升11.2%，进入发展快车道，基本满足了“用上电”的需求。随着经济发展进入新阶段，2015年中发9号文出台，在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进各项改革任务，逐步扩大输配电价改革试点范围，对增量配电放开、电力市场建设、相对独立的交易机构组建等重大改革事项，先进行试点再逐步推开，为人民从“用上电”向“用好电”转变，为国民经济和社会从“快速发展”向“高质量发展”提供了坚强支撑。
  - **坚持市场方向，在深化改革中释放活力。** 电力市场化交易规模大幅增长，从2002年以来的零星探索，到2023年全国市场化交易年度电量56679亿千瓦时，占全社会用电量比重达到61.4%，市场化发展进入加速扩张阶段。



2

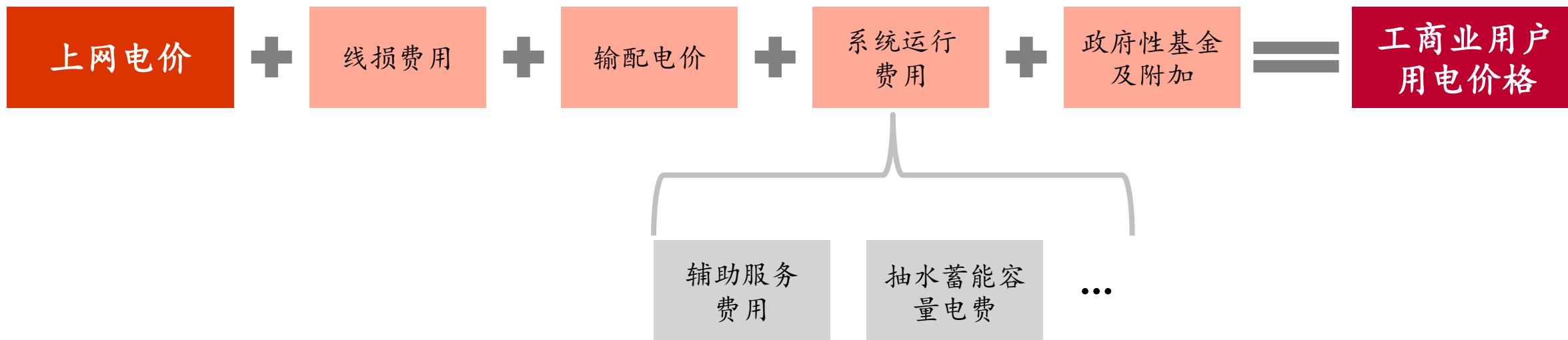
# 我国当前电力体制及市场现状

领先一步

## 2.1 电价的构成

- 目前，我国电价已从过去的政府目录电价机制，逐渐向市场化定价模式过渡。整个发电流程中的参与方，也在通过电价的传导机制回收其应得的合理成本，获得合理的收益。
- 以目前放开程度、市场化程度较高的工商业用户终端电价为例，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》，其终端电价由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加构成。

图表：我国工商业用户终端电价的构成图示



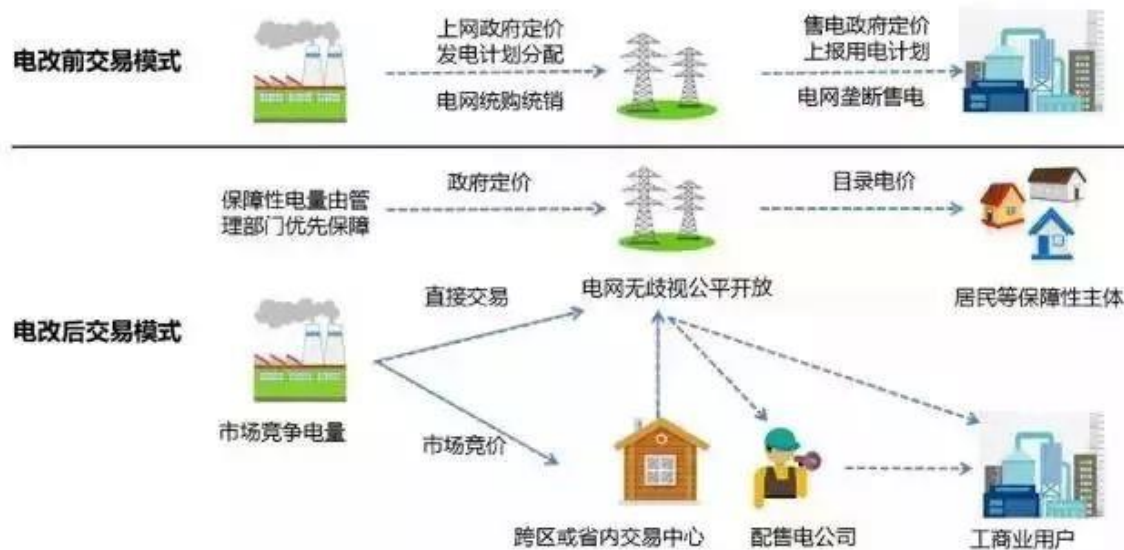
资料来源：国家发改委，中国政府网，中泰证券研究所



## 2.1 电力市场化改革后，售电、购电模式发生较大变化

- 伴随电力体制改革和电力市场化改革，电力交易模式也发生了很大变化，从传统的电网统购统销，逐渐向买卖双方竞价/协商交易模式过渡。
- 交易模式的变化：
  - 电改前，电力销售方面以电网企业统购统销为主，发电企业与电网企业签订购售电合同、并网调度协议，电网企业与用户签订供用电合同。
  - 电改后：**1)** 计划发用电部分交易模式与电网企业统购统销模式一致；**2)** 市场交易部分可以有两种交易模式，一是发电企业与大用户直接交易，二是发电企业售电给售电公司，售电公司再售电给用户，电网企业承担输配电服务，从统购统销模式中的“电力批发商”角色转换为“电力承运人”角色。
- 电网公司的盈利模式变化：
  - 电改前，电网公司的盈利来自于购售电价差；
  - 电改后，电网公司的盈利来自于经过精确核算成本和利润后的过网费。

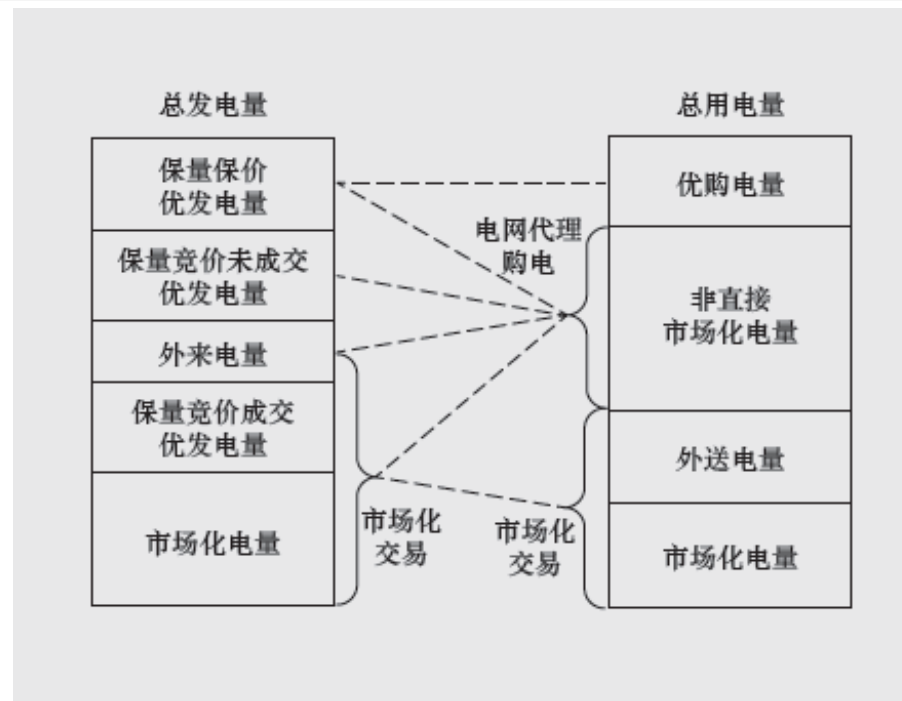
图表：电改前后电力市场交易模式的改变



## 2.1 电价的计划市场双轨制

- 在从计划体制向市场体制转变的过程中，我国电力市场曾出现了多种介于市场和计划之间的机制。时至今日，在传统计划调度体制基础上，我国已形成了优发优购、电网代理购电、市场化交易等多种计划和市场机制并行的电力市场格局。
- **优发优购：**在发电侧保障经过挑选的电量优先上网，在用户侧保障无议价能力的用户用电。
- 以省级电网系统为例，在双轨制下，省级电网发用电两侧的电量对应关系如右下图所示。
- **用户侧：**目前优购电量主要指居民和农业用电，市场化和非直接市场化电量都主要属于工商业用电。
- **发电侧：**发电侧优发电量分为“保量保价”“保量竞价成交”和“保量竞价不成交”3个部分。
- 计划性外来电量和外送电量是用于落实计划性的省间分配/调剂。

图表：省级电网发用电两侧的电量对应关系



资料来源：《电力计划和市场双轨制运行中部分协调问题探讨》，中泰证券研究所

## 2.1 双轨制产生的不平衡资金问题

- **什么是双轨不平衡资金：**“双轨制”并存运行的条件下，非市场用户实际用电与其中长期计划用电所产生的偏差电量部分，一方面电网企业在现货市场中按现货市场结算价格从发电侧进行了采购，一方面电网企业对非市场用户实际用电仍然按照政府核定的目录价格进行结算，现货价格并未传导至非市场用户，这样就产生了“双轨制”不平衡资金。
- **双轨制不平衡资金问题产生的原因：**未参与市场的优发优购电量仍然执行传统的目录电价，由电网企业代理统购统销，而市场化的发电机组与用户侧电价则通过市场化交易产生。若发用两端市场化电量不匹配，则易造成一部分市场化发电量在用户侧按计划电价结算，或者是一部分市场化用电量在发电侧按计划电价进行结算，由此导致盈余或亏损。
- **目前的处理方法：**目前双轨制不平衡资金主要按“谁受益，谁承担”的原则向相关参与主体进行分摊，具体则参考各省自行制定的处理细则。

## 2.2 电力市场的体系与结构

- 完整的电力市场通常由多个部分（子市场）共同构成，各子市场的集合即为电力市场体系。电力市场体系实质是电力市场交易体系，包括市场主体、交易对象、交易类型、价格形成机制等方面。电力市场的各子市场相互联系、相互制约，共同形成合力，推动整个能源电力经济的发展。
- 电力市场体系中各类市场的划分有不同维度，一般有交易数量和额度、市场性质、交易品种、时间、竞争模式等维度。

图表：电力市场体系的划分

划分维度	子市场				
交易数量和额度	电力批发市场	电力零售市场	.....		
市场性质	电力实物市场	电力金融市场	.....		
交易品种	电能量市场	容量市场	辅助服务市场	输电权市场	.....
时间	电力现货市场	电力中长期市场	.....		
竞争模式	单边市场		双边市场		

资料来源：北极星售电网，中泰证券研究所

## 2.2.1 维度一：交易数量和额度——电力批发市场与电力零售市场

- 在竞争性的电力市场里，电力市场可分为电力批发市场与电力零售市场。
- **电力批发市场：**发电企业与电力用户、售电公司开展直接交易等电力衍生品交易的市场，是进行大宗电力交易的市场；
- **电力零售市场：**在批发市场的基础上，进一步放开售电服务，零售用户有权自主选择供电商的售电侧市场形态。

图表：电力批发市场与电力零售市场

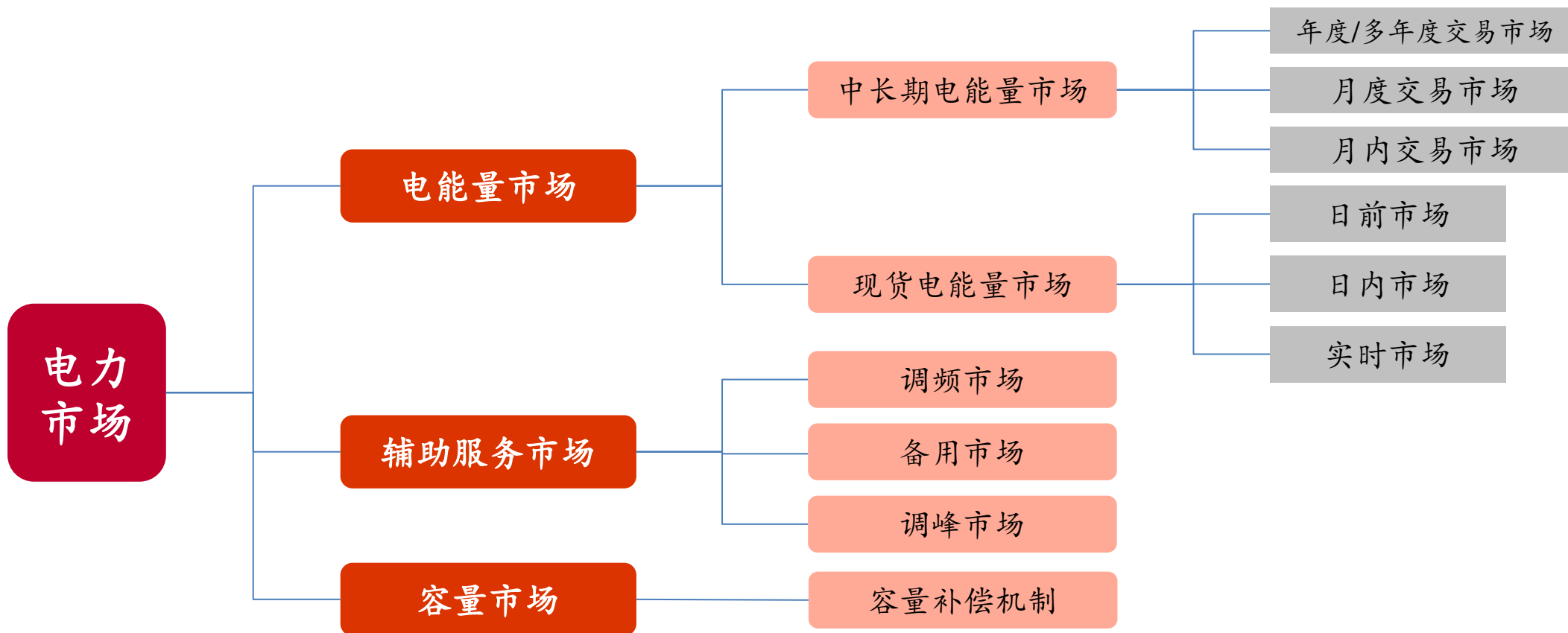




## 2.2.2 维度二：交易品种——电能量市场、容量市场、辅助服务市场、输电权市场

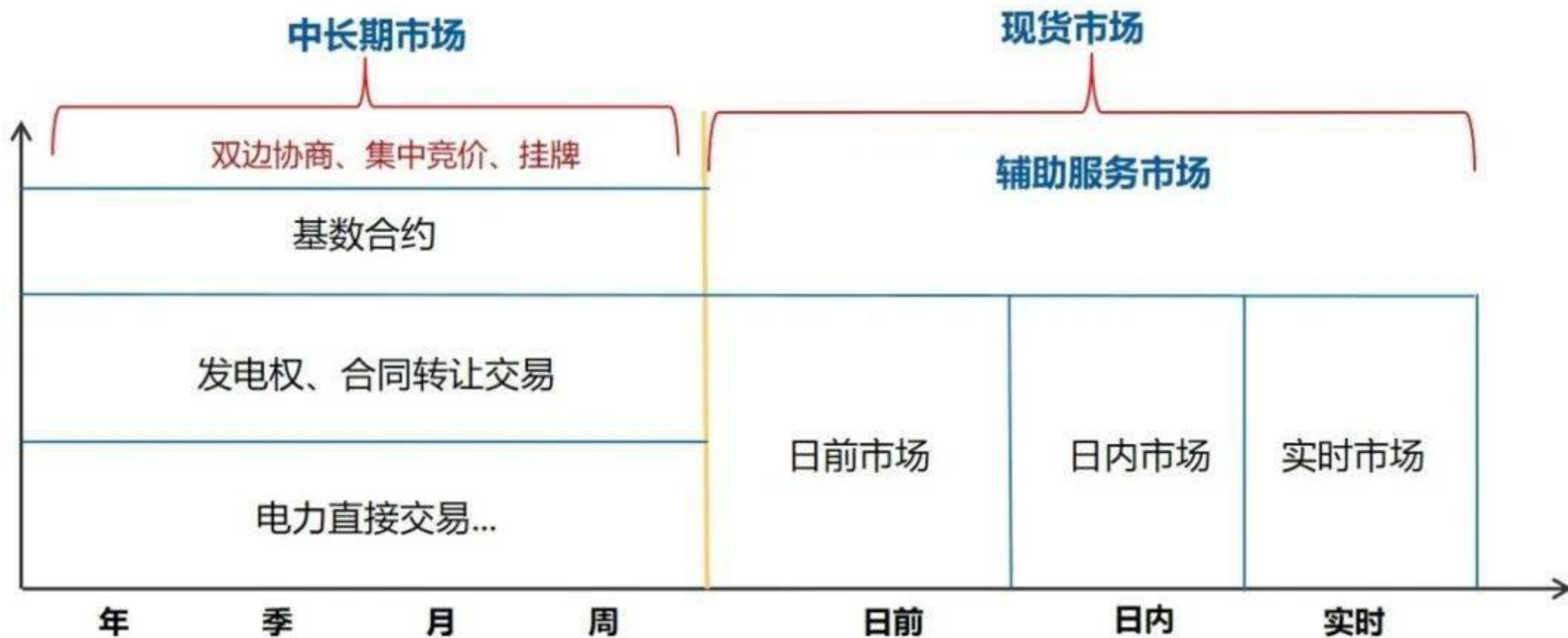
■ 从交易品种的维度来看，电力市场可分为电能量市场、容量市场、辅助服务市场等，同样，对应的交易类型也分为电能量交易、容量交易、辅助服务交易等。

图表：电力市场的体系



## 2.2.2 电能量市场包括电力中长期市场与电力现货市场

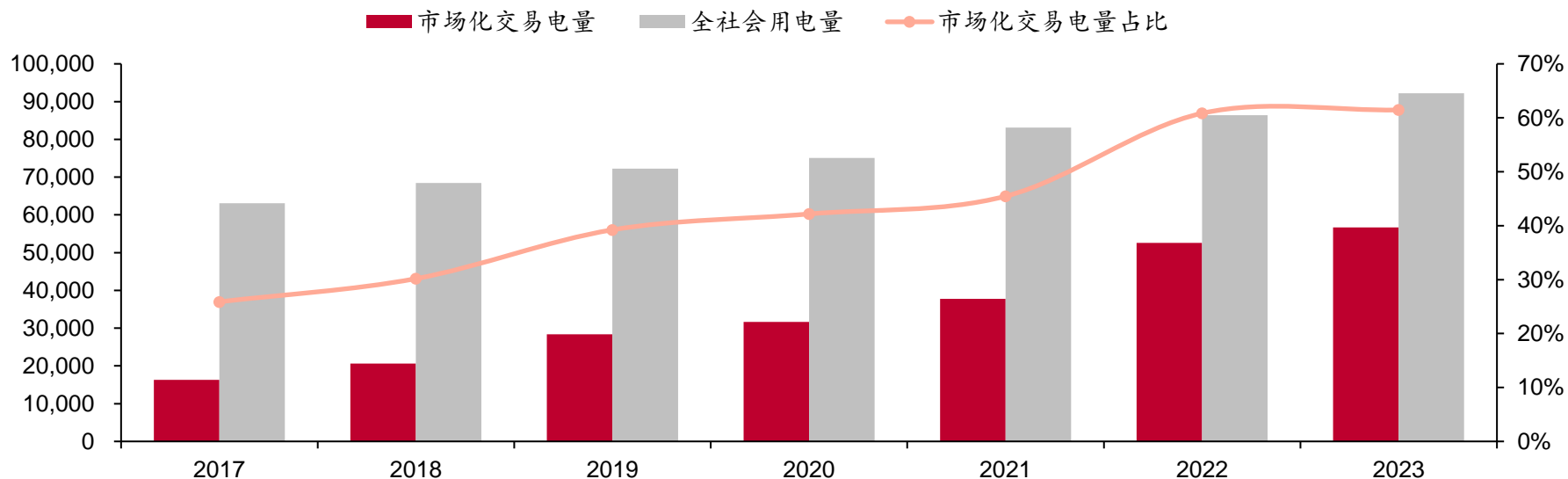
图表：电力中长期市场与现货市场的时间维度关系



## 2.2.2 电能量市场：市场化交易电量持续上升，中长期市场仍是主要交易市场

- **电力中长期交易市场：**由市场主体对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包括多年、年、季、月、周、多日等不同时间维度的交易。
- **电力现货交易：**通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。
- **我国市场化交易电量持续上升，中长期市场仍是主要交易市场。**
- 2023年1-12月，全国电力市场交易电量5.7万亿千瓦时，同比增长7.9%，占全社会用电量比例61.4%，比上年提高0.6个百分点。
- 电力中长期交易已在全国范围内常态化运行，交易周期覆盖多年到多日，中长期交易电量占市场化电量比重超90%。

图表：2017-2023年我国市场化交易电量及占比（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联，中国政府网，国家能源局，北极星售电网，中泰证券研究所

## 2.2.2 我国电力现货试点加速推进

图表：我国电力现货建设进度

		模拟试运行阶段	调电试运行阶段	间断（小于一年） 结算试运行阶段	不间断（大于一年） 结算试运行阶段	正式运行
第一批	福建	2019年6月	2019年9月	2020年4月	2020年8月	
	山西	2018年12月	2019年7月	2019年9月	2021年4月	2023年12月
	广东（南方区域）	2018年9月	2019年5月	2019年5月	2021年11月	2023年12月
	山东	2019年6月	2019年9月	2019年9月	2021年12月	2024年6月
	甘肃	2018年12月	2019年9月	2019年9月	2022年1月	
	蒙西	2019年6月	2019年5月	2019年9月	2022年6月	
	浙江	2019年5月	2019年9月	2019年9月		
	四川	2019年6月	2019年9月	2019年9月	2021年12月	
第二批	江苏	2022年1月	2022年7月	2022年7月		
	河南	2022年6月	2022年11月	2022年11月		
	湖北	2022年7月	2022年11月	2022年12月		
	辽宁	2022年6月	2023年1月	2023年1月		
	安徽	2022年3月	2023年3月	2023年3月		
	上海	2022年7月	已完成			
	其他					
其他	江西	2022年11月	2023年3月	2023年6月		
	湖南	2022年6月	2023年4月			
	陕西	2022年11月	2023年4月	2023年12月		
	冀南	2022年12月	2023年5月	2023年9月		
	重庆	2022年12月	2023年5月	2023年11月		
	宁夏	2022年12月	2023年7月	2023年12月		
	青海	2023年1月	2023年12月			
	新疆	2023年5月	2023年12月			

资料来源：国家能源局，中国政府网，人民网，各地方政府机构官网等，中泰证券研究所

## 2.2.2 电力现货市场的功能与重要意义

### ■ 电力现货市场的功能：

- **日前市场：**通过集中市场竞争,决定次日的机组开机组合,以及每台机组每15分钟的发电出力曲线,实现电力电量平衡、电网安全管理和资源优化配置,发现电力价格。
- **日内市场：**滚动调整未来2至4小时的机组出力或制定燃气、水电、抽蓄等快速机组的启停计划,保障系统运行的安全性与可靠性。
- **实时市场：**实现电力实时平衡的市场化调节、电网安全约束的市场化调整,在满足安全约束的条件下对发电机组进行最优经济调度,实现全系统发电成本最优,同时发现实时电力价格。

### ■ 电力现货市场的重要意义：

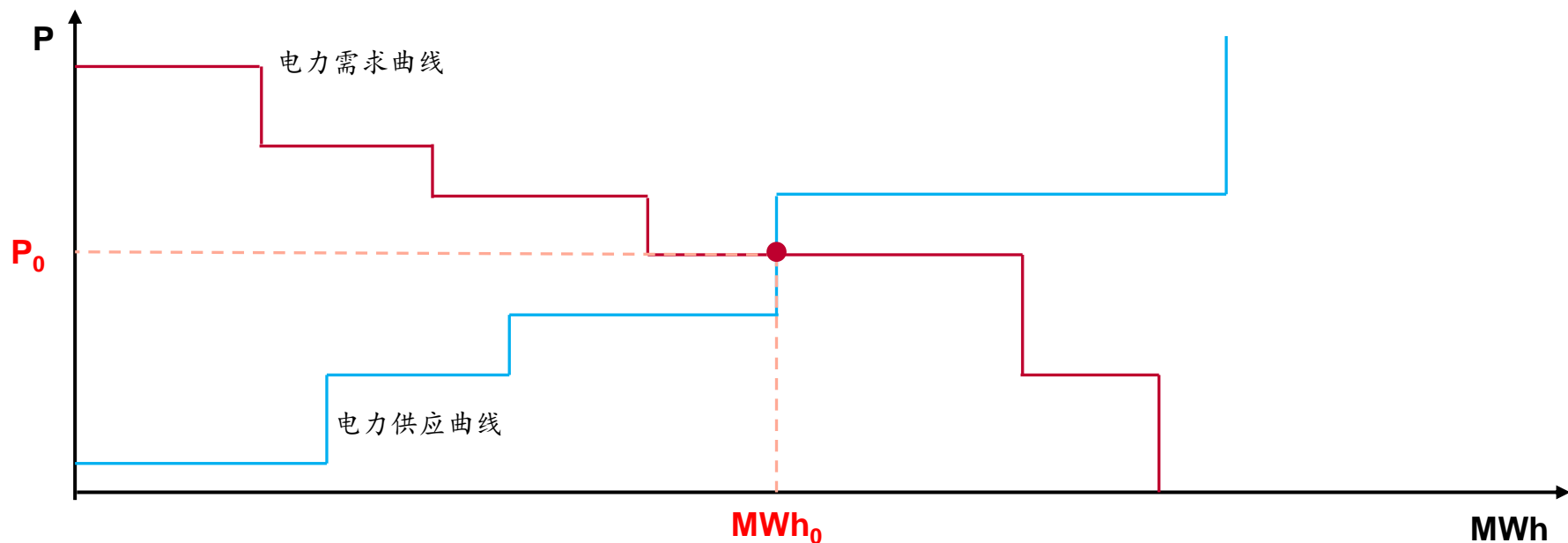
- **发现价格、激励响应：**可真实反映电力商品在时间和空间上的供需关系,引导发用电资源响应市场格波动,提升电网调峰能力、缓解阻塞。
- **促进竞争、优化配置：**以集中出清的手段促进了电量交易的充分竞争,实现了电力资源的高效、优化配置。
- **落实交易、调节偏差：**落实中长期合同交割与结算,以现货市场为核心的电力电平衡机制调节发用电偏差,同时为中长期交易提供价格风向标。
- **保障运行、管理阻塞：**形成与电力系统物理运行相适应、体现市场成员意愿的交易计划,为阻塞管理和辅助服务提供调节手段和经济信号。
- **引导规划、量化决策：**分区、节点电价能够有效引导电源、电网的合理规划,为建设投资提供量化决策依据。



## 2.2.2 电力现货市场的出清机制——边际出清机制

- 和其他供需关系一样，电力现货市场也存在市场出清，电力供应曲线、需求曲线的交点即为市场均衡出清点，在均衡点上，出清电价使得电力供给量和需求量相当，市场达到出清状态。
- 出清机制：出清机制是电力市场的核心过程，用于确定电力交易的价格和数量。
- 边际出清机制：在出清过程中，买家和卖家的报价被收集起来，并按照价格进行排序。随后，市场运营商开始从最高买价和最低卖价匹配交易，直到找到使得所有成交的买价都高于或等于卖价的最低价格点，此时形成的价格就是出清点，所有获得出清的发电机组和需求用户均按出清价格成交结算。
- 从供应端来看，基于我国当前电力结构，煤电机组仍然是我国主要的市场参与方；而新能源机组则更多以报量不报价形式参与电力现货交易，并以价格接受者的形式优先出清。

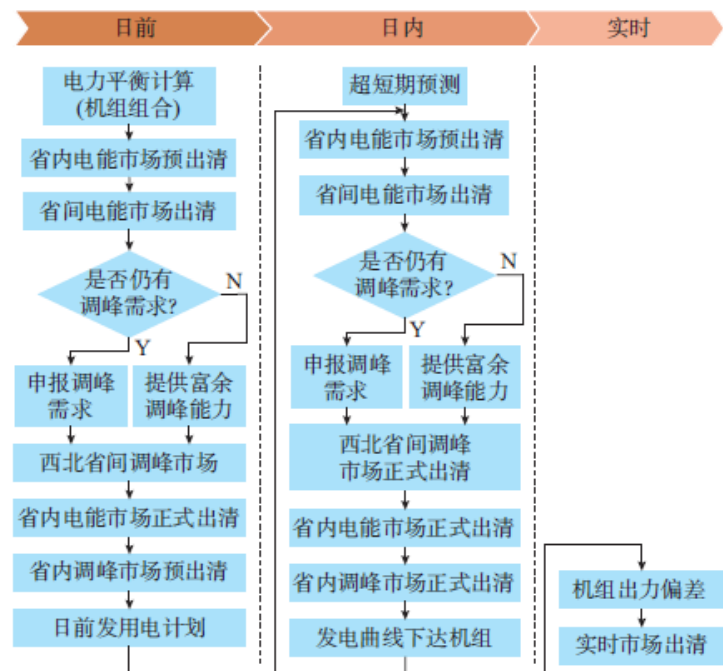
图表：边际出清机制示意图，供需双方出清于  $(P_0, MW_0)$  点



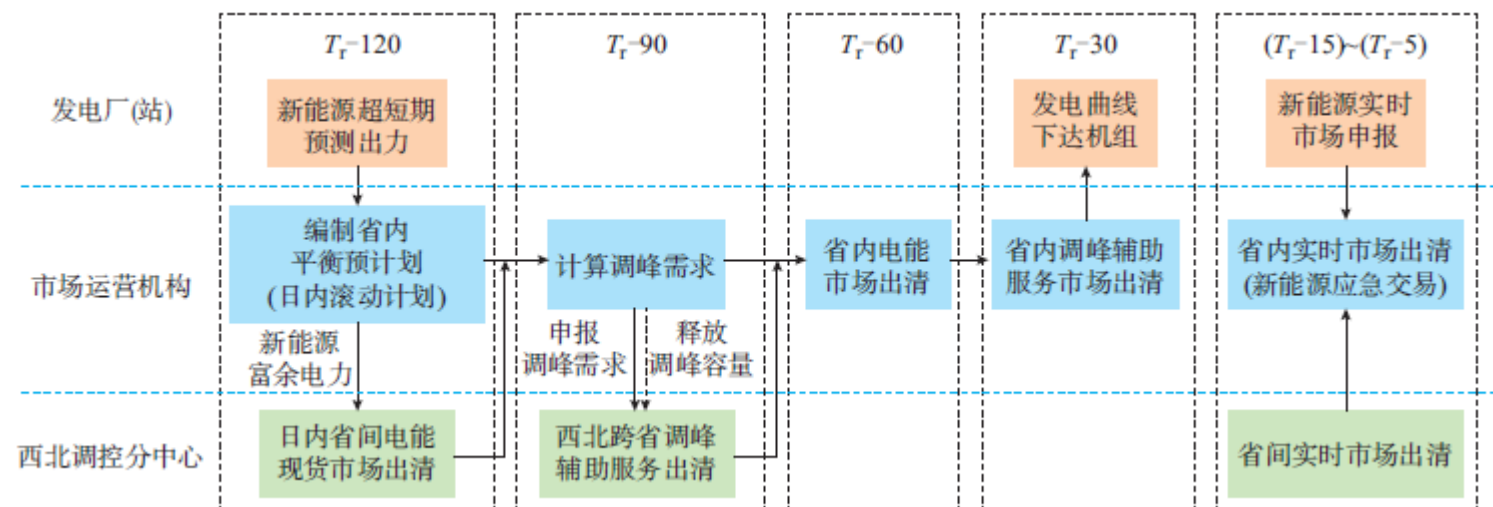
## 2.2.3 维度三——空间：省内市场与省间市场

- 我国电力现货市场建设主要分为省间和省内两级市场，两级市场均包含电能市场和辅助服务市场。省间电力市场由国家调中心（区域分中心）负责组织和管理工作，省内电力市场由省级电网公司调控中心负责组织和管理工作。
- **省内、省间市场的联动动作机制**：考虑到中国市场主体数量众多，目前中国已形成了以“**统一市场、两级运作**”的模式构建全国统一电力市场，即**首先在省内预出清，然后根据省间输电容量出清省间的电力盈余或缺口**，这种机制可以降低市场运行复杂度。具体而言，可以分为日前市场和日内、实时市场的两级运作，以西北市场为例如下图：

图表：日前市场的省内、省间市场联动运营模式（西北市场为例）



图表：日内及实时市场的省内、省间市场联动运营模式（西北市场为例）



资料来源：《促进新能源消纳的省间、省内两级电力现货市场运行机制》，中泰证券研究所

资料来源：《促进新能源消纳的省间、省内两级电力现货市场运行机制》，中泰证券研究所

## 2.3 建立全国统一电力市场的必要性

- 新一轮电力体制改革以来，我国电力市场建设稳步有序推进，市场交易方式不断丰富、市场规模不断扩大，多元竞争主体格局初步形成，八个电力现货试点市场陆续开展了长周期结算试运行，五个电力现货试点开展不间断连续结算试运行，三个电力现货试点已陆续转入正式运行，市场交易体系基本形成，我国电力市场化改革和建设取得了显著成效。
- 但随着改革的不断深入，一些制约我国电力市场良好发展的深层次、根本性问题逐渐凸显，如电力市场体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等。
- 因此，加快建设全国统一电力市场体系，实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统稳定性和灵活调节能力，已成为下一步电力改革的重要课题。

## 2.3 发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，制定明确目标

- 2022年1月18日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，正式提出加快建设全国统一电力市场体系。该文件提出了全国统一电力市场建设的总体目标，并以此为指引，提出了几项重要的工作要点。
- **总体目标：**1) 到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。2) 到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

图表：关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见的工作要点

具体内容	
健全多层次统一电力市场体系	加快建设国家电力市场，充分发挥北京、广州电力交易中心作用；研究推动适时组建全国电力交易中心。稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设，开展跨省跨区电力中长期交易和调频、备用等辅助服务交易，优化区域电力资源配置。引导各层次电力市场协同运行，有序推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接，推动探索组建电力交易中心联营体，并建立完善的协同运行机制。有序推进跨省跨区市场间开放合作，建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制，加快建立市场化的跨省跨区输电权分配和交易机制。
完善统一电力市场体系的功能	持续推动电力中长期市场建设；积极稳妥推进电力现货市场建设；持续完善电力辅助服务市场；培育多元竞争的市场主体。
健全统一电力市场体系的交易机制	规范统一市场基本交易规则和技术标准；完善电力价格形成机制；做好市场化交易与调度运行的高效衔接；加强信息共享和披露。
加强电力统筹规划和科学监管	健全适应市场化环境的电力规划体系；完善现代电力市场监管体制；健全电力市场信用体系；完善电力应急保供机制。
构建适应新型电力系统的市场机制	提升电力市场对高比例新能源的适应性；因地制宜建立发电容量成本回收机制；探索开展绿色电力交易；健全分布式发电市场化交易机制。
加强组织实施	强化组织落实；营造改革氛围；及时跟踪评估。

资料来源：国家发改委官网，中泰证券研究所



3

# 新型电力系统建设下，电改方向探讨

领先一步



## 3.1 新时期电力系统发展总体方向——构建新型电力系统

- 面对当前经济社会发展、能源结构变化等新形势，2021年3月15日，总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统。党的二十大报告强调加快规划建设新型能源体系，为新时代能源电力发展提供了根本遵循。
- 何为新型电力系统：新型电力系统是**以确保能源电力安全为基本前提**，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，**以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务**，以源网荷储多向协同、灵活互动为有力支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体。

图表：新型电力系统图景展望



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，中泰证券研究所

## 3.1 新型电力系统的四大特征

- 新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，其中安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。

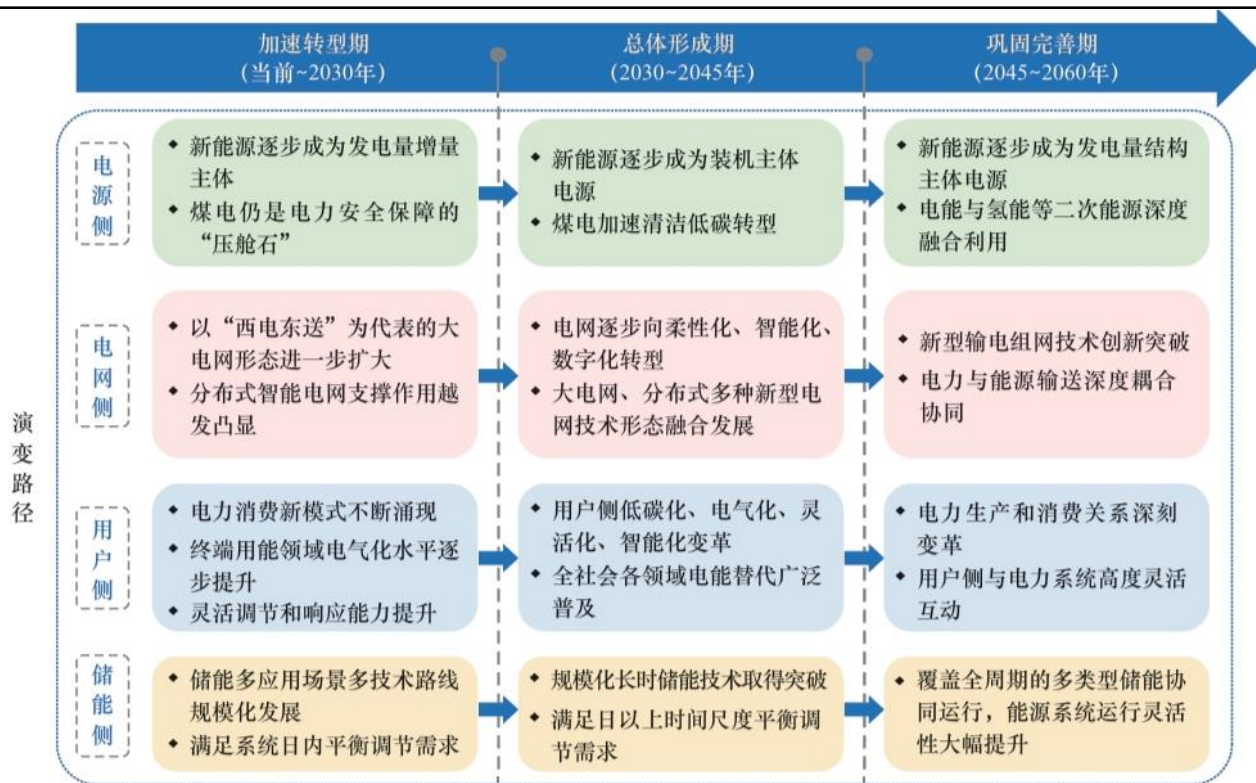
图表：新型电力系统的四大特征

	具体内容
安全高效	安全高效是构建新型电力系统的基本前提。新型电力系统中，新能源通过提升可靠支撑能力逐步向系统主体电源转变。煤电仍是电力安全保障的“压舱石”，承担基础保障的“重担”。多时间尺度储能协同运行，支撑电力系统实现动态平衡。“大电源、大电网”与“分布式”兼容并举、多种电网形态并存，共同支撑系统安全稳定和高效运行。适应高比例新能源的电力市场与碳市场、能源市场高度耦合共同促进能源电力体系的高效运转。
清洁低碳	清洁低碳是构建新型电力系统的核心目标。新型电力系统中，非化石能源发电将逐步转变为装机主体和电量主体，核、水、风、光、储等多种清洁能源协同互补发展，化石能源发电装机及发电量占比下降的同时，在新型低碳零碳负碳技术的引领下，电力系统碳排放总量逐步达到“双碳”目标要求。各行业先进电气化技术及装备发展水平取得突破，电能替代在工业、交通、建筑等领域得到较为充分的发展。电能逐步成为终端能源消费的主体，助力终端能源消费的低碳化转型。绿电消费激励约束机制逐步完善，绿电、绿证交易规模持续扩大，以市场化方式发现绿色电力的环境价值。
柔性灵活	柔性灵活是构建新型电力系统的重要支撑。新型电力系统中，不同类型机组的灵活发电技术、不同时间尺度与规模的灵活储能技术、柔性交直流等新型输电技术广泛应用，骨干网架柔性灵活程度更高，支撑高比例新能源接入系统和外送消纳。同时，随着分布式电源、多元负荷和储能的广泛应用，大量用户侧主体兼具发电和用电双重属性，终端负荷特性由传统的刚性、纯消费型，向柔性、生产与消费兼具型转变，源网荷储灵活互动和需求侧响应能力不断提升，支撑新型电力系统安全稳定运行。辅助服务市场、现货市场、容量市场等多类型市场持续完善、有效衔接融合，体现灵活调节性资源的市场价值。
智慧融合	智慧融合是构建新型电力系统的必然要求。新型电力系统以数字信息技术为重要驱动，呈现数字、物理和社会系统深度融合特点。为适应新型电力系统海量异构资源的广泛接入、密集交互和统筹调度，“云大物移智链边”等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用，助力电力系统实现高度数字化、智慧化和网络化，支撑源网荷储海量分散对象协同运行和多种市场机制下系统复杂运行状态的精准感知和调节，推动以电力为核心的能源体系实现多种能源的高效转化和利用。

## 3.1 新型电力系统的发展规划

- 按照党中央提出的新时代“两步走”战略安排要求，锚定2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和的战略目标，基于我国资源禀赋和区域特点，以2030年、2045年、2060年为新型电力系统构建战略目标的重要时间节点，制定新型电力系统“三步走”发展路径，即加速转型期（当前至2030年）、总体形成期（2030年至2045年）、巩固完善期（2045年至2060年），有计划、分步骤推进新型电力系统建设的“进度条”。

图表：新型电力系统“三步走”发展路径



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，中泰证券研究所



## 3.2.1 当前电力系统面临的挑战之一——电力供需再次紧平衡，保障任务艰巨

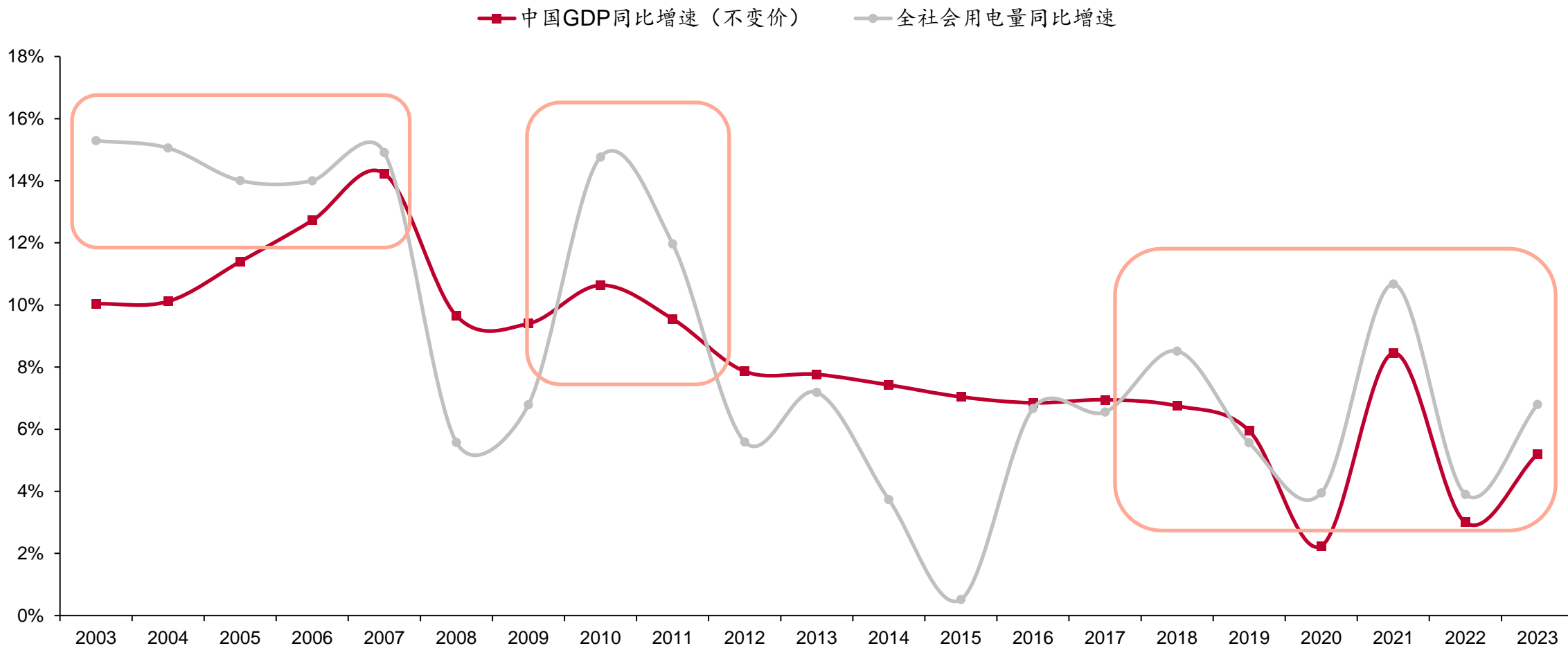
- 复盘历史，我们发现我国电力系统在进入21世纪后，仍然经历了几轮电力紧张周期，其中2018年以来这次“结构性紧平衡”缺电持续至今，始终困扰。
- 2020冬以来，部分地区时有出现时段性电力短缺，2021年的拉闸事件将本轮“缺电”问题推上风口浪尖，而2022年起极端天气增多，叠加新能源顶峰供给能力不足，我国电力系统持续呈现“紧平衡”态势，用电高峰期电力供给持续紧张。

图表：21世纪以来我国电力供需紧张的几次复盘

	具体内容
2002-2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>从2002年夏季开始，我国电力供需逐渐趋紧，因缺电而拉闸限电的省份达12个，其中近70%的省份主要是季节性、时段性的尖峰期缺电，持续时间短、缺电范围小。</li> <li>进入2003年，电力供需形势进一步恶化，夏季电力紧缺的省份增加至18个，缺电性质已经转变为“硬缺电”。7-8月份，全国各地区累计拉闸限电超过14万条次，累计限电量19亿千瓦时，电网最大日拉限电负荷之和超过4000万千瓦。</li> <li>2004年全国缺电形势更加严峻，电力缺口进一步增大，夏季拉限电省份增加至24个，持续时间延长。全年国家电网经营区域累计拉闸限电123.85万条次，累计限电量388.33亿千瓦时，对我国经济社会发展造成了较大影响。</li> </ul>
2008-2011	<p>煤炭价格高涨、电煤资源紧张、电厂存煤下降、缺煤停机容量增多是导致这一时期发生电力短缺的重要原因。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>金融危机之后，电力需求下降导致煤电矛盾趋缓。随着经济形势好转，2010年起电力需求上升，煤炭消费增长加快，电煤问题重新显现。</li> <li>2011年我国发电量超越美国跃居世界首位，但却遭遇了2004年以来最严重缺电，部分地区、部分时段缺电严重，呈现时间提前、范围扩大、缺口增加的特点。1月份，全国最大电力缺口超过3000万千瓦，19个省份采取限电措施。3-4月份，缺电范围由点到面不断扩大，华东、华中等部分区域出现淡季缺电。7-8月份迎峰度夏期间，16个省份采取限电措施，全国最大电力缺口2500万千瓦左右，贵州、广西最大缺口一度超过用电需求的25%。年末迎峰度冬期间，山西和华中大部分省份由于电煤供应不足或煤质差出现电力缺口。电荒几乎贯穿全年，累计限电量约为352亿千瓦时。</li> </ul>
2018年至今	<p>从2018年起，全国电力供需形势从之前的“总体宽松”转为“总体平衡、局部地区用电高峰时段电力供应偏紧”。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2019年至今，迎峰度夏、度冬期的区域性时段性电力缺口程度逐渐扩大，采取有序用电措施省份数量逐渐增多。</li> <li>2020年底和2021年初迎峰度冬期间，受大范围寒潮天气、疫情后工业生产快速恢复、外受能力有限和机组故障等因素影响，江苏、浙江、安徽、湖南、江西、四川、新疆等地出现电力缺口，采取了需求响应或有序用电措施。</li> <li>2021年二季度，部分省市未进入迎峰度夏期就频繁出现缺电现象，蒙西、广东、云南、广西等地采取了需求响应或有序用电措施，广东、云南电力供应尤为紧张。</li> <li>入夏以来，全国各地高温预警频发，用电负荷和日发电量均突破历史峰值，15个省用电负荷创新高，受电煤紧张、持续高温、极端天气等因素叠加影响，河南、湖南、江西、浙江、重庆、陕西、湖北等7个省采取了有序用电和需求响应措施。</li> <li>进入9月后，部分省份为冲刺能源“双控”目标，采取限电措施，遏制“两高”项目无序用能，产能受限加剧了某些工业产品的供应紧张形势，甚至推高大宗商品价格。</li> <li>2022年至今，极端天气频发、新能源顶峰能力不足等因素影响下，我国电力供需持续呈现较为紧张的紧平衡局面。</li> </ul>

### 3.2.1 当前电力系统面临的挑战之一——电力供需再次紧平衡，保障任务艰巨

图表：2003年以来我国出现过三次全社会用电量增速高于GDP增速的时期



资料来源：Wind，中泰证券研究所

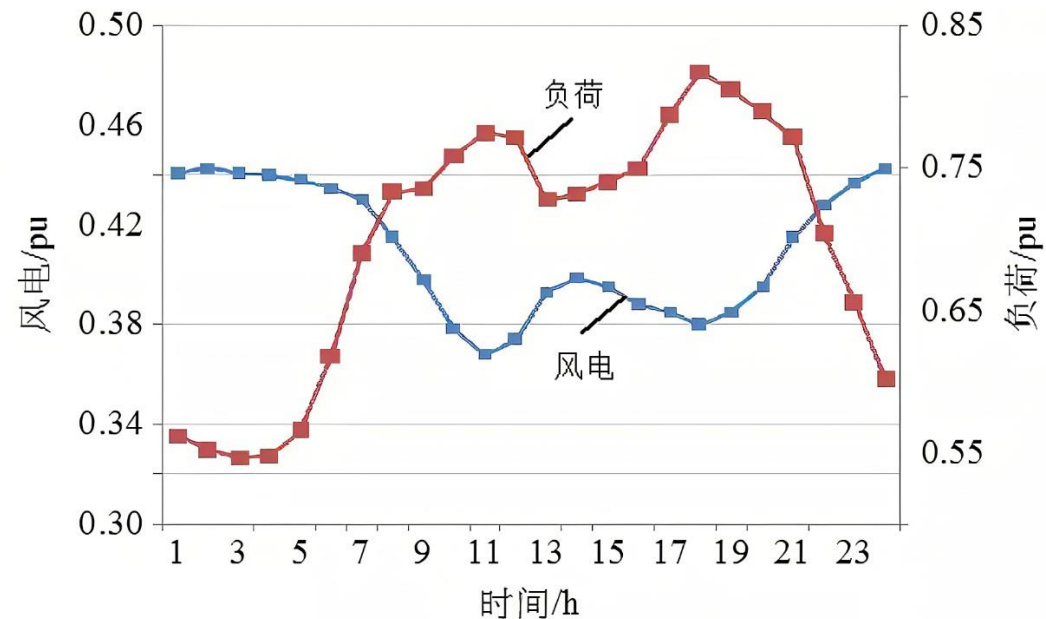
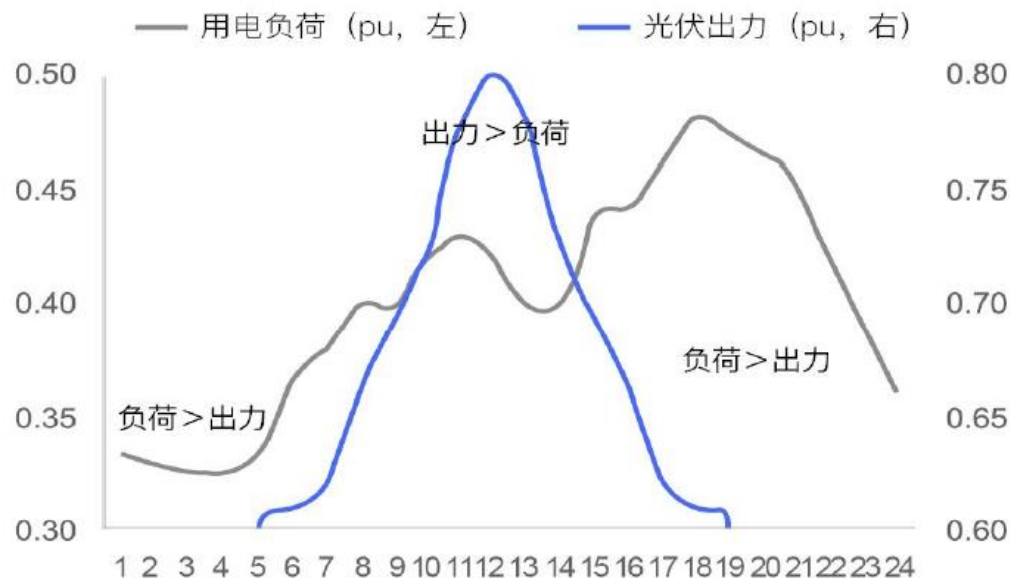


## 3.2.2 当前电力系统面临的挑战之二——新能源装机高增长，消纳压力增大

- 以风光为代表的新能源发电，其出力具有间歇性、波动性，新能源的大规模接入也给电力系统稳定和能源安全带来了新挑战。
- **风电**：风电电力受自然来风影响出力波动性很大，具体体现为较大的日变化率和季节变化率，呈现较强的季节性、间歇性。在一日内，风电出力往往呈现两头高、中间低的出力功率曲线。
- **光伏**：整体而言光伏受日照影响，午间电力大发，早晚基本不出力，整体呈现中间高、两边低的曲线特点。

图表：典型的光伏发电量曲线

图表：某省某典型日风电出力和负荷曲线



## 3.2.2 当前电力系统面临的挑战之二——新能源装机高增长，消纳压力增大

- 连续多年的新能源装机高增之下，新能源消纳压力开始凸显。从2023年全国各省风光利用率来看，部分省份的风光消纳压力于近年开始显现，多个省份的风光利用率持续低于95%的警戒线。
- 2024年5月28日，国家能源局下发《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》，其中提到“部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于90%”。这一放宽是针对当前我国新能源消纳现状所做出的调整，也侧面反映出当前我国新能源消纳面临的一定压力。

图表：我国全国及各省份2021年5月至今风电利用率变化情况

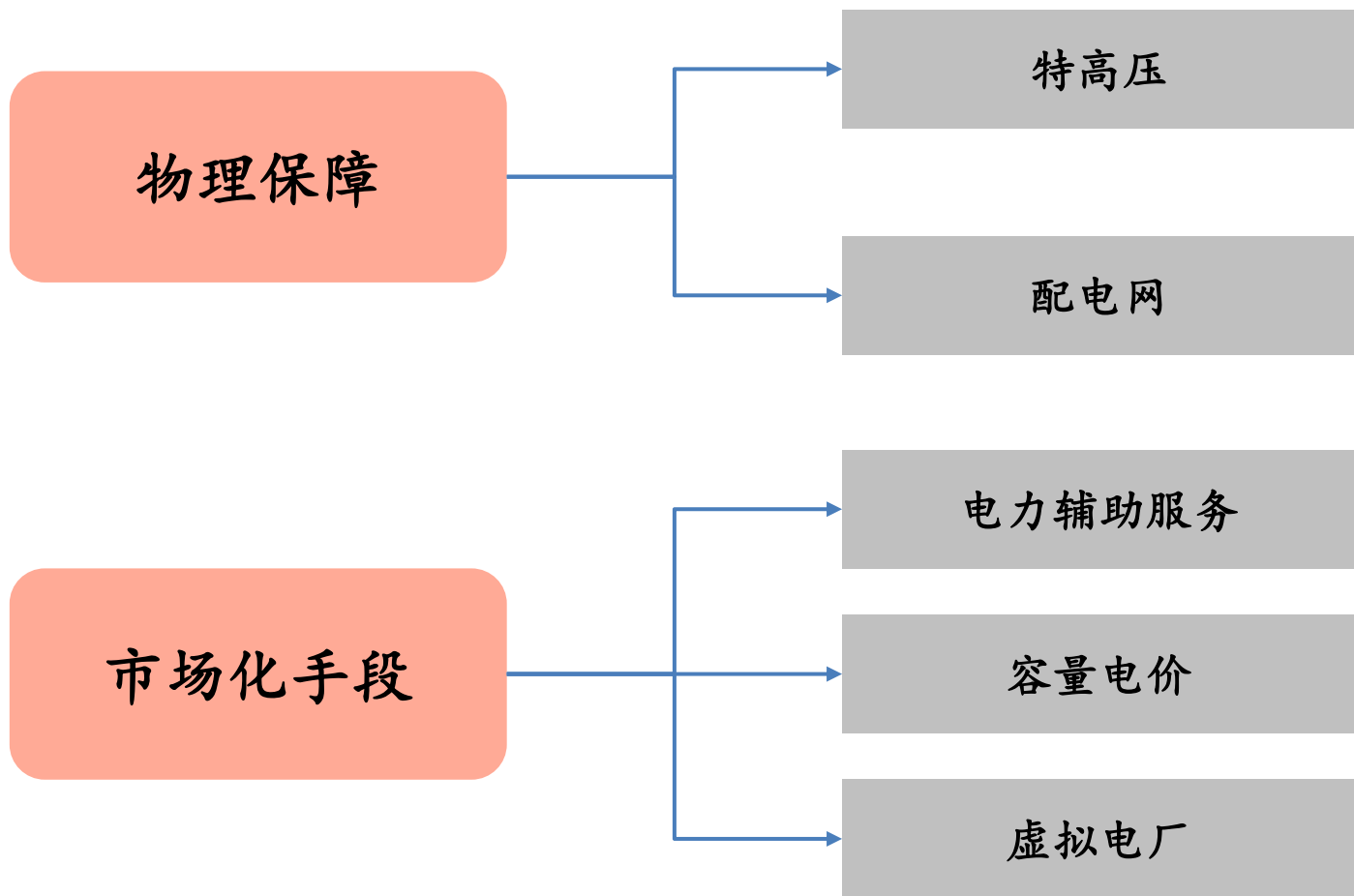
	2021年												2022年												2023年												2024年				
	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5				
全国	96.3%	97.8%	98.6%	98.3%	98.1%	97.2%	96.6%	96.9%	98.2%	96.5%	96.1%	94.8%	94.7%	97.0%	97.9%	98.6%	97.8%	98.1%	97.3%	97.6%	95.5%	98.5%	96.8%	96.1%	96.5%	97.7%	98.4%	97.8%	97.3%	98.0%	96.7%	97.0%	98.3%	93.7%	96.3%	96.1%	94.8%				
北京	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	94.9%	96.4%	98.6%	98.1%					
天津	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.5%	99.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	95.3%	99.8%	99.9%	99.7%							
河北	94.5%	97.5%	99.4%	99.1%	99.4%	98.6%	93.0%	93.7%	97.7%	96.0%	95.5%	93.0%	95.0%	97.6%	98.9%	98.7%	97.5%	96.7%	92.2%	93.9%	90.6%	97.3%	91.9%	91.9%	96.5%	97.9%	98.5%	99.6%	99.4%	98.6%	93.7%	91.3%	97.1%	84.0%	94.8%	94.9%	93.3%				
山西	97.8%	98.6%	99.8%	99.9%	99.4%	99.7%	97.8%	97.5%	96.2%	95.1%	96.5%	98.3%	98.1%	99.7%	100.0%	99.9%	99.1%	99.5%	99.1%	99.0%	95.9%	99.4%	99.2%	99.2%	99.0%	99.6%	99.8%	100.0%	99.7%	99.8%	98.9%	99.5%	99.7%	95.9%	97.9%	99.9%	99.6%				
山东	99.6%	99.7%	100.0%	100.0%	99.6%	99.3%	97.4%	98.4%	97.6%	90.3%	97.8%	96.6%	96.9%	99.5%	99.0%	100.0%	99.9%	97.7%	99.2%	99.6%	96.9%	99.3%	98.4%	98.2%	96.6%	99.1%	99.9%	100.0%	99.1%	98.5%	94.0%	94.0%	98.6%	90.1%	96.1%	98.5%	95.4%				
蒙东	91.2%	96.4%	98.8%	97.5%	97.0%	97.7%	90.7%	87.4%	93.5%	86.7%	87.4%	86.0%	85.5%	94.9%	97.7%	99.1%	97.7%	97.4%	95.7%	96.6%	84.8%	96.1%	90.9%	91.5%	92.4%	94.0%	95.9%	98.2%	98.2%	97.0%	93.8%	94.8%	97.1%	90.3%	94.2%	93.6%	92.2%				
蒙西	96.0%	98.0%	100.0%	99.2%	99.2%	96.8%	97.4%	98.5%	98.8%	97.3%	96.4%	85.5%	88.0%	85.9%	93.0%	94.9%	87.8%	90.9%	91.1%	91.2%	88.9%	94.1%	89.7%	85.9%	89.7%	95.0%	94.9%	97.0%	94.6%	95.4%	94.7%	96.2%	96.8%	87.8%	94.2%	91.9%	89.1%				
辽宁	97.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.7%	94.3%	97.9%	98.9%	99.5%	98.3%	97.8%	95.7%	99.5%	99.4%	99.9%	99.9%	98.7%	99.0%	99.0%	98.1%	98.4%	98.6%	98.4%	96.0%	96.6%	99.4%	99.9%	99.6%	97.9%	97.5%	99.1%	96.9%	97.3%	91.0%	95.6%	92.5%	88.4%				
吉林	96.7%	98.3%	100.0%	100.0%	99.3%	94.8%	97.6%	98.7%	97.8%	96.1%	90.3%	88.9%	93.9%	95.6%	99.9%	99.9%	98.4%	98.0%	94.6%	96.5%	97.1%	96.6%	95.3%	94.1%	94.3%	98.8%	98.4%	99.0%	97.1%	94.2%	95.4%	96.1%	96.2%	82.9%	93.9%	91.8%	89.3%				
黑龙江	99.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	93.8%	96.2%	96.2%	100.0%	99.1%	92.2%	92.1%	98.7%	100.0%	100.0%	99.9%	99.4%	99.8%	100.0%	100.0%	99.8%	100.0%	98.4%	98.3%	95.9%	100.0%	99.5%	100.0%	98.1%	98.3%	99.1%	98.2%	99.8%	91.2%	95.4%	95.3%	88.7%				
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
江西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.3%	99.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.8%	99.5%	100.0%	100.0%	99.8%	100.0%	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	97.9%	99.9%	100.0%	99.7%			
河南	98.6%	100.0%	100.0%	100.0%	97.3%	94.5%	97.0%	96.9%	97.3%	96.5%	95.1%	98.7%	99.7%	99.0%	99.9%	100.0%	99.9%	98.4%	97.8%	96.8%	94.4%	99.0%	96.3%	95.7%	97.7%	98.8%	99.1%	93.0%	99.1%	98.7%	95.8%	95.8%	98.1%	89.1%	93.4%	97.8%	95.8%				
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	93.1%	98.4%	98.3%	99.6%	99.7%	100.0%	97.1%	98.7%	99.5%	99.0%					
湖南	91.8%	98.9%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	96.2%	87.4%	89.6%	97.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	99.3%	99.6%	100.0%	99.9%	99.6%	98.6%	98.7%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	93.9%	99.4%	92.2%	95.0%					
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
陕西	97.7%	99.3%	99.1%	99.2%	99.0%	97.5%	96.8%	97.8%	93.5%	96.2%	92.2%	94.1%	96.3%	96.2%	96.3%	96.7%	98.5%	98.0%	96.0%	96.2%	96.8%	98.5%	97.8%	97.7%	97.7%	99.0%	98.8%	99.6%	97.7%	97.8%	93.4%	93.6%	97.6%	94.2%	94.6%	95.8%	96.0%				
甘肃	96.0%	96.6%	98.0%	96.3%	97.2%	92.9%	97.1%	97.5%	98.6%	92.8%	93.8%	92.2%	81.7%	93.2%	94.1%	96.2%	95.8%	96.7%	98.0%	99.6%	97.3%	97.3%	94.7%	93.6%	92.4%	94.0%	95.7%	93.7%	96.0%	95.1%	96.0%	96.2%	91.9%	91.2%	91.1%	94.1%	97.5%				
青海	88.9%	92.7%	94.7%	91.8%	83.2%	88.0%	90.7%	94.2%	96.0%	90.2%	95.9%	96.2%	93.4%	88.8%	88.5%	96.5%	91.2%	92.5%	89.6%	91.6%	95.0%	97.2%	94.8%	92.6%	96.2%	96.2%	94.9%	94.9%	95.4%	94.8%	87.1%	92.8%	94.5%	92.4%	92.3%	94.0%					
宁夏	97.6%	99.4%	99.7%	99.0%	97.7%	97.5%	96.6%	98.3%	97.3%	98.2%	96.4%	98.7%	99.6%	99.0%	99.3%	99.7%	99.9%	98.2%	98.4%	97.8%	95.8%	97.6%	97.9%	97.3%	97.5%	98.8%	99.1%	99.6%	97.7%	98.8%	97.4%	97.0%	98.9%	97.7%	96.9%	99.0%	98.0%				
新疆	89.8%	92.3%	92.1%	93.7%	94.2%	90.3%	92.7%	96.6%	98.6%	94.9%	93.2%	92.0%	92.7%	94.9%	96.5%	96.1%	97.5%	97.4%	97.9%	99.2%	98.8%	98.8%	98.6%	97.6%	94.9%	94.9%	96.4%	95.0%	89.1%	95.4%	95.4%	97.4%	97.4%	95.9%	93.5%	93.1%	92.3%				
西藏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
广东	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.3%	99.7%	99.3%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	100.0%	99.9%	99.4%	99.9%	98.2%	100.0%	99.9%	99.6%	99.5%	99.6%	100.0%	99.6%	99.6%	98.1%	99.9%				
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%				
贵州	99.5%	99.9%	99.4%	99.2%	99.5%	99.5%	99.3%	99.6%	99.4%	98.8%	99.5%	99.7%	99.8%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	99.9%	99.4%	100.0%	99.5%	99.6%	99.5%	99.5%	99.7%	99.9%	99.9%	100.0%	99.9%	99.7%	99.6%	99.6%	100.0%	98.9%	99.5%	99.4%	100.0%				
云南	100.0%	100																																							

## 3.2.2 当前电力系统面临的挑战之二——新能源装机高增长，消纳压力增大

图表：我国全国及各省份2021年5月至今光伏利用率变化情况

	全国光伏利用率																																						
	2021年												2022年												2023年										2024年				
	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5		
全国	98.3%	98.8%	98.6%	98.4%	97.6%	97.4%	97.7%	98.2%	98.3%	96.3%	97.2%	97.6%	98.0%	98.6%	98.9%	99.4%	98.5%	98.3%	98.4%	98.8%	96.8%	98.9%	98.2%	97.9%	98.3%	98.7%	98.7%	98.8%	98.2%	97.5%	96.9%	97.1%	98.0%	93.4%	96.4%	97.1%	97.5%		
北京	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.6%	99.4%	99.8%	99.8%	
天津	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.4%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.6%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	93.6%	99.4%	99.7%	99.7%		
河北	97.8%	99.1%	99.8%	99.8%	99.2%	98.6%	98.1%	97.9%	98.4%	94.0%	96.3%	96.6%	97.8%	99.3%	99.7%	99.6%	99.1%	98.7%	97.0%	97.5%	91.1%	97.7%	96.4%	96.7%	95.3%	98.5%	99.3%	99.7%	99.5%	99.2%	96.7%	95.9%	97.8%	87.4%	94.0%	97.1%	96.3%		
山西	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.2%	99.6%	99.0%	97.5%	98.6%	99.6%	99.4%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.6%	99.9%	99.6%	99.4%	99.3%	99.6%	99.7%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	95.9%	95.8%	96.3%	94.4%	97.9%	99.9%	99.9%		
山东	99.6%	99.8%	100.0%	100.0%	99.5%	99.6%	98.3%	98.8%	96.9%	92.5%	97.4%	97.3%	98.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	98.7%	99.5%	99.7%	98.0%	99.6%	99.6%	99.4%	98.8%	99.5%	100.0%	100.0%	99.7%	99.3%	97.7%	98.7%	99.4%	90.8%	98.4%	99.3%	98.7%		
蒙西	97.8%	98.3%	98.1%	97.5%	98.0%	98.1%	96.0%	90.5%	96.7%	90.3%	97.3%	97.5%	97.5%	97.9%	99.3%	99.7%	98.3%	97.9%	97.9%	97.5%	83.8%	97.7%	94.7%	96.0%	97.4%	98.5%	97.9%	99.2%	98.3%	98.5%	96.4%	97.4%	96.4%	88.6%	92.2%	93.0%	96.5%		
蒙东	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.8%	99.1%	99.1%	99.4%	99.7%	97.6%	97.3%	96.5%	99.4%	99.2%	100.0%	99.7%	98.4%	98.5%	98.9%	98.7%	99.3%	98.6%	98.1%	97.4%	99.3%	99.8%	99.9%	99.8%	97.4%	97.5%	98.2%	98.9%	99.1%	97.8%	96.7%	96.6%	95.8%		
辽宁	99.6%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	100.0%	99.2%	100.0%	98.8%	98.1%	98.7%	99.7%	99.7%	99.8%	99.9%	98.9%	99.5%	99.8%	99.5%	98.1%	98.7%	99.5%	98.8%	99.2%	99.7%	99.9%	100.0%	99.5%	99.0%	99.9%	98.4%	98.7%	94.1%	96.7%	94.1%	93.1%		
吉林	98.4%	99.6%	100.0%	100.0%	99.7%	98.1%	99.5%	99.2%	99.7%	99.6%	94.6%	95.0%	98.2%	99.2%	100.0%	100.0%	99.2%	99.5%	95.7%	97.5%	97.7%	98.4%	96.8%	92.7%	95.3%	98.4%	99.0%	99.3%	97.1%	97.0%	98.4%	95.8%	95.0%	94.7%	97.3%	96.4%	95.9%		
黑龙江	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	97.6%	99.3%	99.3%	100.0%	99.1%	95.6%	94.6%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	99.8%	100.0%	100.0%	99.5%	100.0%	98.2%	98.3%	97.7%	100.0%	99.9%	100.0%	98.8%	98.7%	98.5%	99.8%	99.7%	91.5%	96.4%	96.0%	93.4%		
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
江西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
河南	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.6%	99.3%	99.7%	99.6%	98.5%	98.3%	99.6%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.3%	99.5%	99.4%	98.1%	99.4%	97.2%	96.1%	98.0%	99.2%	99.2%	99.6%	99.7%	97.1%	95.3%	96.8%	97.7%	95.1%	94.6%	97.4%	97.0%		
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
湖南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
陕西	98.5%	99.7%	99.5%	99.5%	97.8%	96.4%	95.6%	99.1%	97.6%	97.5%	96.2%	97.4%	97.8%	98.4%	98.7%	98.5%	98.1%	97.6%	97.2%	97.4%	97.1%	97.9%	97.4%	97.1%	97.4%	98.9%	99.0%	99.2%	97.4%	90.7%	94.3%	97.3%	97.7%	89.7%	94.1%	96.0%	96.6%		
甘肃	99.3%	99.2%	99.9%	99.6%	99.3%	95.6%	97.6%	98.4%	98.6%	98.5%	97.1%	96.9%	96.2%	98.3%	99.1%	99.4%	97.5%	98.7%	99.2%	99.9%	99.2%	98.9%	97.0%	96.8%	96.5%	98.5%	98.1%	96.8%	97.2%	93.2%	90.2%	83.2%	92.9%	93.2%	90.6%	88.7%	93.3%		
青海	88.0%	89.5%	85.2%	82.1%	73.9%	77.2%	90.8%	94.2%	95.5%	91.0%	90.2%	89.9%	83.7%	84.8%	87.4%	95.0%	92.8%	95.1%	94.3%	95.8%	96.6%	98.0%	95.0%	89.6%	92.3%	88.1%	86.6%	88.9%	89.7%	92.6%	88.5%	95.5%	93.1%	89.7%	90.8%	92.2%	90.7%		
宁夏	98.3%	99.6%	99.5%	99.2%	96.9%	96.7%	94.4%	98.1%	97.8%	97.8%	94.3%	97.9%	99.2%	98.9%	99.3%	99.3%	93.9%	95.5%	96.9%	97.9%	91.1%	98.4%	97.6%	96.2%	96.8%	99.2%	99.4%	98.5%	94.3%	92.4%	96.2%	95.0%	98.7%	92.2%	96.3%	97.3%	97.3%		
新疆	97.2%	98.4%	98.3%	98.8%	98.9%	96.4%	97.5%	98.5%	99.3%	97.5%	98.3%	96.0%	98.9%	99.0%	99.4%	98.0%	93.9%	88.0%	97.2%	99.6%	99.2%	98.6%	98.3%	98.7%	97.6%	98.6%	97.8%	95.9%	92.7%	93.2%	96.2%	99.1%	97.9%	95.1%	95.4%	93.6%	94.2%		
西藏	75.6%	86.5%	92.7%	92.7%	88.1%	85.1%	78.9%	70.7%	73.5%	78.1%	75.6%	77.8%	85.8%	87.5%	86.5%	89.3%	69.2%	76.2%	81.1%	78.2%	74.8%	73.1%	73.1%	81.8%	75.5%	77.2%	79.3%	80.3%	85.3%	81.1%	77.1%	75.2%	74.1%	70.9%	69.2%	73.3%	78.4%		
广东	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.6%	99.9%	99.5%	99.8%	99.8%	99.6%	99.9%			
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
贵州	99.9%	100.0%	99.9%	99.1%	99.4%	99.3%	99.0%	99.8%	98.9%	98.7%	98.1%	99.7%	99.7%	98.9%	99.3%	99.9%	99.8%	99.7%	99.5%	100.0%	99.4%	99.4%	99.4%	99.2%	99.3%	99.6%	99.7%	99.4%	99.5%	99.4%	99.1%	99.3%	99.4%	97.4%	98.7%	98.8%	100.0%		
云南	99.5%	99.8%	99.6%		99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	100.0%	99.8%	99.3%	99.7%																										

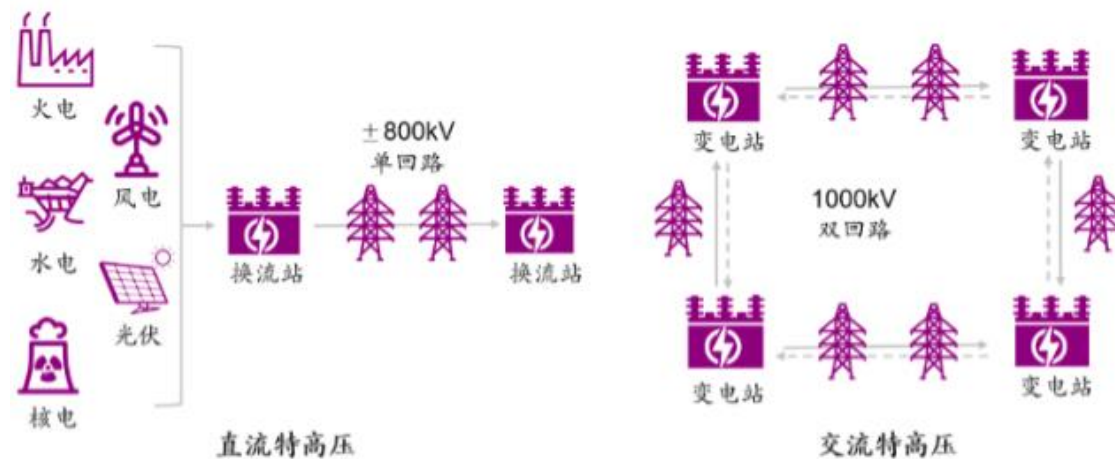
## 有效应对新能源消纳的两条思路——“软硬兼施”



### 3.3.1 何为特高压

- **特高压诞生的背景：**我国电力资源与负荷不均，我国80%以上的能源资源分布在西部、北部，而70%以上的电力消费集中在东部和中部，供需距离相距约800-3000km，且电力资源不易存储，如果没有办法强力输送出去，资源就会浪费。但面对这样大规模长距离的输电，如果用超高压等级输送线路损耗、系统稳定和短路电流问题就会非常严重，所以要采用特高压输电来解决这样的问题。
- **何为特高压：**特高压输电技术是指交流1000千伏、直流±800千伏及以上电压等级的输电技术。根据交直流的区别，特高压可以分为按照使用场景的不同可以分为直流输电和交流输电。
  - **直流输电：**只能点对点输送，中间不可落点，输送功率大，距离远，适合远距离输电。
  - **交流输电：**中间可落点构成电网，输电容量大、覆盖范围广，线路中有串联，呈网络结构，可以兼具输电和组网功能，适用于近距离输电。

图表：特高压图示





### 3.3.1 “十四五”特高压建设有望持续提速

- 特高压建设主要是通过直流解决能源外送，交流配合直流实现能源的汇集及调配。未来伴随大型风光基地的持续落地，特高压的建设需求与推进节奏均有望随之提速。
- 据《中国能源报》报道，“十四五”期间，国网规划建设特高压线路“24交14直”，涉及线路3万余公里，变电换流容量3.4亿千伏安，总投资3800亿元，较“十三五”特高压投资2800亿元大幅增长35.7%，特高压建设将迎来加速期。

图表：我国已投运的38个特高压工程项目一览

交流			直流			直流		
工程线路	投运时间	电压等级	工程线路	投运时间	电压等级	工程线路	投运时间	电压等级
晋东南-南阳-荆门	2009.01	1000kV交流	南昌-长沙	2021.12	1000kV交流	扎鲁特-青州	2017.12	± 800kV直流
淮南-浙北-上海	2013.09	1000kV交流	南阳-荆门-长沙	2022.10	1000kV交流	酒泉-湖南	2017.06	± 800kV直流
浙北-福州	2014.12	1000kV交流	荆门-武汉	2022.12	1000kV交流	晋北-南京	2017.06	± 800kV直流
锡盟-山东	2016.07	1000kV交流	驻马店-武汉	2023.11	1000kV交流	滇西北-广东	2018.05	± 800kV直流
淮南-南京-上海	2016.11	1000kV交流	福州-厦门	2023.12	1000kV交流	上海庙-临沂	2019.01	± 800kV直流
蒙西-天津南	2016.11	1000kV交流	云南-广东	2010.06	± 800kV直流	准东-皖南	2019.09	± 1100kV直流
榆横-潍坊	2017.08	1000kV交流	向家坝-上海	2010.07	± 800kV直流	乌东德-广东、广西	2020.12	± 800kV三端混合直流
锡盟-胜利	2017.08	1000kV交流	锦屏-苏南	2012.12	± 800kV直流	青海-河南	2020.12	± 800kV直流
北京西-石家庄	2019.06	1000kV交流	哈密南-郑州	2014.01	± 800kV直流	雅中-江西	2021.06	± 800kV直流
山东-河北环网	2020.01	1000kV交流	溪洛渡左岸-浙江金华	2014.27	± 800kV直流	陕北-湖北	2022.04	± 800kV直流
张北-雄安	2020.08	1000kV交流	糯扎渡-广东	2015.05	± 800kV直流	白鹤滩-江苏	2022.07	± 800kV直流
蒙西-晋中	2020.09	1000kV交流	宁东-浙江	2016.09	± 800kV直流	白鹤滩-浙江	2023.06	± 800kV直流
驻马店-南阳	2020.12	1000kV交流	锡盟-泰州	2017.10	± 800kV直流			

资料来源：CPEM，中泰证券研究所（注：统计时间截至2024年4月10日）

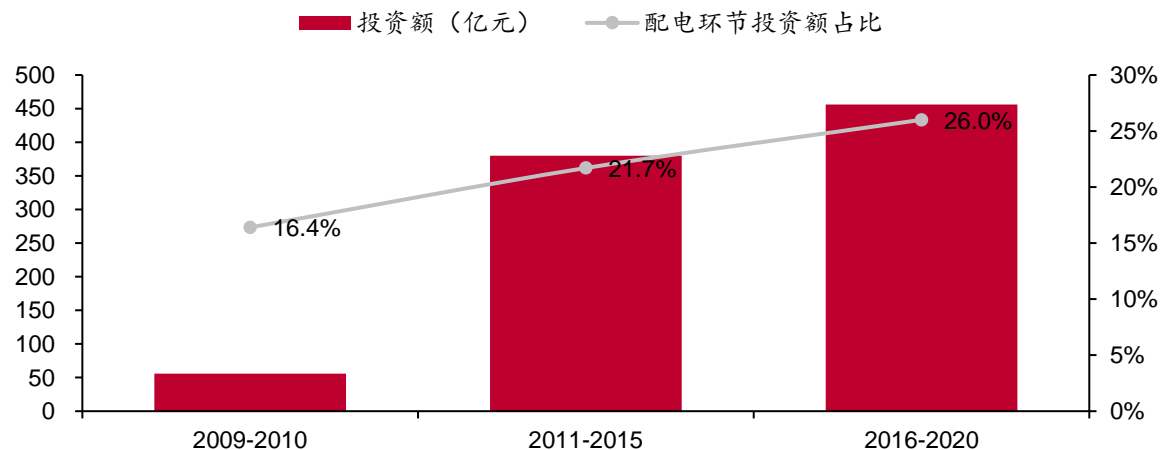
### 3.3.2 配电网：新能源跨越式发展，倒逼配电网建设提速

- 如果说特高压、超高压是电网的“主动脉”，中低压级的配电网就是电网的“毛细血管”，覆盖城乡区域，电通千家万户，是连接电力系统和用户电器设备的桥梁，是电力供应的“最后一公里”。
- 自2015年“9号文”启动新一轮电改以来，增量配电网改革就成为电改突破口，国家层面批复了五批次459个增量配电试点。但增量配电网改革作为电改突破口，近年来虽然取得一定成绩，但在试点落地过程中，项目的排他性经营权、公平接入上级电网和接入以新能源为主电源的发展权、按照国家政策获取公允合理回报的收益权一直未能得到充分保障和落实
- 在碳达峰碳中和目标下，为了发展更大规模新能源，按照传统电力系统发展思维对待大规模的新能源并网，电力系统将面临巨大的建设和使用成本压力。这些压力，一方面来自解决新能源传输和并网的电网投资，另一方面则来自新能源波动导致的辅助服务成本需求。因此，在未来增量配电改革中，迫切需要创新配电体制机制，以实现低成本的消纳新能源。

#### ■ 两网相继加大配网投资力度。

- 国家电网：2009年以来，配电投资占国家电网的投资比重持续提升。2016-2020年，国网在配电环节投资金额为456亿元，占比26%。
- 南方电网：2021年11月，南方电网印发《南方电网“十四五”电网发展规划》，明确“十四五”期间南方电网公司电网建设将规划投资约6700亿元，其中配电网建设规划投资将达到3200亿元，占总投资额近一半。

图表：2009-2020年国家电网智能配电网投资额及占比



资料来源：国家电网，华经产业研究院，中泰证券研究所

### 3.3.2 新《意见》出台，配网发展进入新时期

- 面对能源结构持续转型、新型电力系统加速建设的能源电力发展阶段，2024年2月6日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》（下文简称《意见》）。
- 《意见》提出，围绕建设新型能源体系和新型电力系统的总目标，打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统，在增强保供能力的基础上，推动配电网在形态上从传统的“无源”单向辐射网络向“有源”双向交互系统转变，在功能上从单一供配电服务主体向源网荷储资源高效配置平台转变。同时，《意见》给出了到2025年、2030年的配电网建设发展目标：
  - 到2025年，配电网网架结构更加坚强清晰，供配电能力合理充裕；配电网承载力和灵活性显著提升，具备5亿千瓦左右分布式新能源、1200万台左右充电桩接入能力；有源配电网与大电网兼容并蓄，配电网数字化转型全面推进，开放共享系统逐步形成，支撑多元创新发展；智慧调控运行体系加快升级，在具备条件地区推广车网协调互动和构网型新能源、构网型储能等新技术。
  - 到2030年，基本完成配电网柔性化、智能化、数字化转型，实现主配微网多级协同、海量资源聚合互动、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展，较好满足分布式电源、新型储能及各类新业态发展需求，为建成覆盖广泛、规模适度、结构合理、功能完善的高质量充电基础设施体系提供有力支撑，以高水平电气化推动实现非化石能源消费目标。

## 3.3.2 新《意见》出台，配网发展进入新时期

■ 在总体目标的基础上，《意见》进一步在电力保供、转型发展、全程管理、改革创新方面提出了4项重点任务。

图表：《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》提出的4项重点任务

	具体内容
补齐电网短板 夯实保供基础	<ul style="list-style-type: none"> <li>目前，雨雪冰冻、台风、洪涝等自然灾害频发，部分配电设施运行年限长、能耗高、标准不统一，存在设备过载、供电容量不足、抗灾能力较弱等情况，影响用户供电质量。为全面提升供电保障能力，《意见》提出加快推进城镇老旧小区、城中村配电设施升级改造，科学补强薄弱环节，并提高装备能效和智能化水平。</li> <li>《意见》强调合理提高核心区域和重要用户的相关线路、变电站建设标准，差异化提高局部规划设计和灾害防控标准，提升电网综合防灾能力。</li> </ul>
提升承载能力 支撑转型发展	<ul style="list-style-type: none"> <li>我国分布式新能源发展较快，截至2023年底装机规模已超过2.5亿千瓦，部分地区承载力接近极限，存在配电网电压越限、电网调峰困难的情况。为满足大规模分布式新能源接网需求，《意见》提出有针对性加强配电网建设，评估配电网承载能力，引导分布式新能源科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳。</li> <li>电动汽车的普及，带动充电需求快速增长，但部分商业区、居民区等配变容量不足，难以支撑大规模充电设施接入。为满足电动汽车等新型负荷用电需求，《意见》提出科学衔接充电设施点位布局和配电网建设改造工程，并开展充电负荷密度分析，引导充电设施合理分层接入中低压配电网。</li> <li>为促进各类新主体更好发挥作用，《意见》提出推动新型储能多元发展和电力系统新业态健康发展。</li> </ul>
强化全程管理 保障发展质量	<ul style="list-style-type: none"> <li>配电网规划建设需要与多部门统筹协调，部分电力设施改造涉及与其它基础设施的协同优化，点多面广、环节多、链条长。为提高效率效益，《意见》强调统筹制定电网规划，加强与城乡总体规划、国土空间规划的衔接，建立多部门参与的工作协调机制，协同推进工程建设。</li> <li>在优化项目投资管理方面，《意见》提出电网企业持续加大配电网投资力度，并鼓励多元主体投资配电网。</li> <li>在运行维护方面，《意见》强调完善调度运行机制、提升运维服务水平。</li> </ul>
加强改革创新 破解发展难题	<ul style="list-style-type: none"> <li>新形势下配电网发展面临着新挑战，需要深入推进改革创新，着力破解技术和体制机制难题。《意见》提出持续推进科技创新，加强配电网规划方法、运行机理、平衡方式、调度运行控制方法研究。</li> <li>为健全新主体、新业态的市场交易机制，《意见》提出研究设计适宜的交易品种和交易规则，鼓励多样化资源平等参与市场交易，并持续优化电价机制。</li> <li>在完善财政金融政策方面，《意见》提出发挥好中央投资引导带动作用、通过地方政府专项债券支持符合条件的配电网项目建设等举措。</li> </ul>



### 3.4.1 市场化手段之一：多种电力辅助服务不断完善与增加

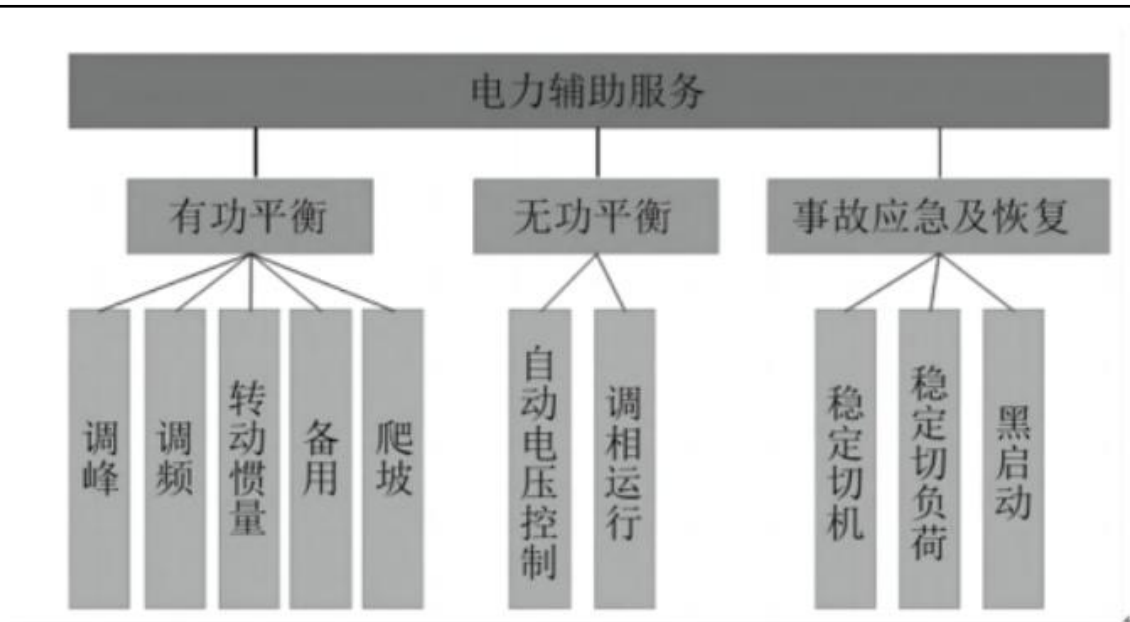
- 根据国家能源局2021年12月印发的《电力辅助服务管理办法》，电力辅助服务的定义如下：
  - 电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体，电化学、压缩空气、飞轮等新型储能，传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）提供的服务。
  
- 发展电力辅助服务的意义：
  - 在“双碳”发展目标和新型电力系统建设背景下，大规模具有波动性和间歇性的新能源发电将接入电网并逐步成为主要供电电源，与电力系统有功、无功平衡和故障恢复能力紧密相关的电力辅助服务在提升电力系统灵活调节能力、保障电网安全稳定运行方面的重要性进一步凸显。
  
- 根据以上内容，我们可以看到电力辅助服务有以下两个特点：
  - 辅助服务市场的设计是围绕电能量市场开展的，目的是为了维持系统的稳定运行。从定义来看，辅助服务是为了保障电能量正常生产、输送、使用而设置的电力服务类别，实质上辅助服务产品与电力商品存在着一定的“主从关系”，电能量市场可以实现的功能就不需要再次设计相关辅助服务品种。
  - 辅助服务市场的交易机制也必须严格围绕电能量市场来设计，主要体现的是调节价值，其产品使用过程中出现的电能量变化，需要按照电能量市场的相关规则进行结算，结算费用也不应纳入辅助服务费用统计。



### 3.4.1 电力辅助服务的分类

- 根据《电力辅助服务管理办法》，电力辅助服务的种类分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。
  - **有功平衡服务**：包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务；
  - **无功平衡服务**：即电压控制服务，电压控制服务是指为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下达的电压、无功出力等控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务；
  - **事故应急及恢复服务**：包括稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。

图表：电力辅助服务的类别及产品种类



## 3.4.1 电力辅助服务的补偿分摊机制

### ■ 总原则：谁提供、谁获利；谁受益、谁承担

- **固定补偿方式：**确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度；
- **市场化补偿形成机制：**应遵循考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格的原则。

图表：各类电力辅助服务品种补偿机制

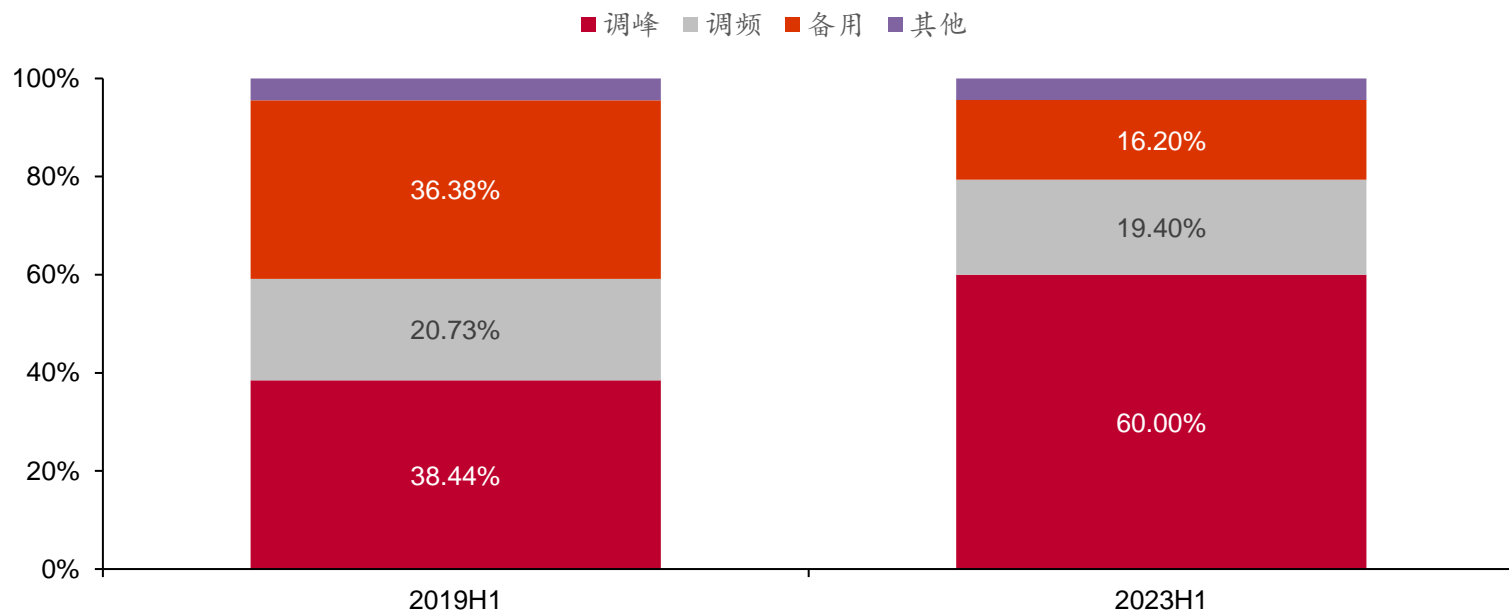
电力辅助服务分类	具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
有功平衡服务	一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式(集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	电网转动惯量需求和单体惯量大小
	二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
	调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
	备用		
	转动惯量		
	爬坡		
无功平衡服务	自动电压控制	义务提供、固定补偿、市场化方式(公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	按低于电网投资新建无功补偿装置和运行维护的成本的原则
	调相		
事故应急及恢复服务	稳定切机	义务提供、固定补偿、市场化方式(公开招标/挂牌/拍卖、双边协商)	稳控投资成本、错失参与其他市场的机会成本和机组启动成本
	稳定切负荷		用户损失负荷成本
	黑启动		投资成本、维护费用、黑启动期间运行费用以及每年用于黑启动测试和人员培训费用

资料来源：《电力辅助服务管理办法》，中泰证券研究所

### 3.4.1 国内电力辅助服务市场规模及结构

- 截至2023年6月底，全国发电装机容量约27.1亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约20亿千瓦。2023年上半年，全国电力辅助服务费用共278亿元，占上网电费1.9%，较2019年上半年的130.31亿元增长约113%，其中市场化补偿费用204亿元，占比73.4%。
- 目前，国内电力辅助服务市场以调峰、调频、备用为主，调峰为主要辅助服务类型。2019年上半年，三项辅助服务补偿费用分别占当期电力辅助服务费用的38.44%/20.73%/36.38%，到2023年上半年，三项占比变为60%/19.4%/16.2%，调峰服务占比明显提升。

图表：各类电力辅助服务品种补偿机制占比



资料来源：国家能源局，经济观察网，中泰证券研究所

## 3.4.2 市场化手段之二——容量电价：煤电企业发电成本需合理回收

- 容量电价源自我国实行的两部制电价，即电力企业向用户收取的电费包括两部分，一部分按用户的需量或变压器容量收取，称为需量（容量）电费，也称基本电费，另一部分按用户的用电量收取，称为电度电费。其中容量电费部分对应的电价就是容量电价。
- 推出容量电价的原因：电价市场化与新能源装机大增的共同驱动下，需通过一定机制解决煤电企业发电成本回收问题。
  - 在《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格规〔2021〕1439号）文件发布后，煤电机组全部参与市场交易，收益方式从相对稳定的按计划核定方式全面转为市场交易方式。伴随着新能源装机的持续扩张，在当前可调负荷较少的形势下，煤电机组的市场化空间被压缩，发电利用小时数有所降低，将可能导致其容量利用率不断下降，进而影响发电企业收益。
  - 随着现货市场建设的稳步推进，基于短期边际成本的现货价格仅能反映发电机组的运行成本，对于运行成本较高的发电机组而言，系统出清电价与其运行成本接近，其固定投资成本几乎无法通过现货市场回收，造成部分发电机组合理收益受损。特别是在新能源高占比的地区，短期发电成本持续降低，燃煤火电机组可能面临持续亏损，为电力保供带来潜在风险。
  - 新能源跨越式发展的过程中还将带来系统备用资源、调节资源成本上升。煤电作为当下主要的支撑性资源，虽然近期煤炭价格有所下降，但近年来煤炭价格持续高位，并且在电力行业压降成本的共同作用下，煤电机组因通过市场竞争获得的收益缺失，机组的灵活性改造进度无法满足预期，进而导致了电力系统供应与调节能力严重不足，系统的可靠性难以保障。

## 3.4.2 煤电容量电价政策出台，容量电价进一步理顺

- 2023年11月10日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（以下简称《通知》），决定自2024年1月1日起，现行煤电单一制电价调整为由容量电价和电量电价构成的两部制电价。
- 《通知》的出台，有效理顺了我国煤电价格形成机制，科学反映了煤电的成本构成，有利于更好发挥煤电行业的基础保障性和系统调节性作用，从而更好助力我国电力和能源系统安全转型。

图表：《关于建立煤电容量电价机制的通知》的工作要点

具体内容	
实施范围	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 适用于合规在运的公用煤电机组。</li> <li>• 燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制。</li> </ul>
容量电价水平的确定	<p>煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元。具体比例上：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 通过容量电价回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右；</li> <li>• 部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。</li> </ul> <p>2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。</p>
容量电费分摊	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。</li> <li>• 各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。</li> </ul> <p>对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。其中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂接受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊。</li> <li>• 其他煤电机组，原则上执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊，分摊比例考虑送电省份外送电量占比、高峰时段保障受电省份用电情况等因素协商确定。</li> </ul> <p>对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。</p>
容量电费考核	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。</li> <li>• 对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。</li> </ul>

资料来源：《关于建立煤电容量电价机制的通知》，国家发改委官网，中泰证券研究所



## 3.4.2 各省级电网区域的容量电价

图表：省级电网煤电容量电价表（2024-2025年）

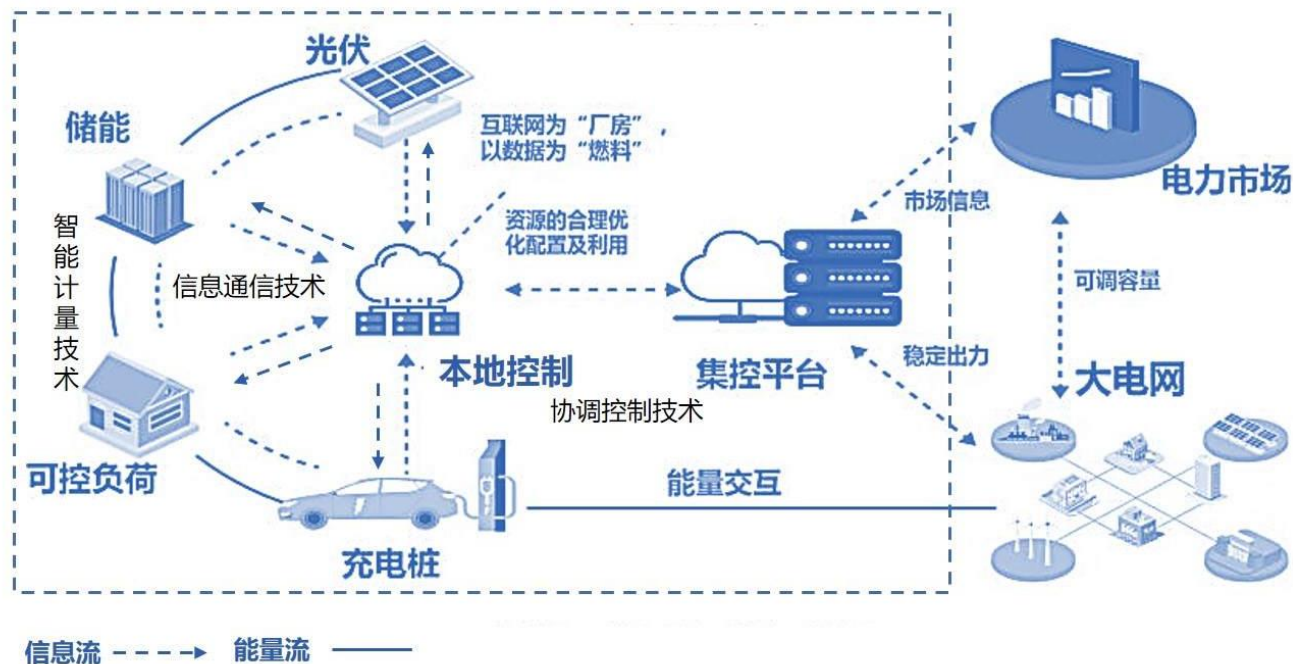
省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）	省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）	省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）
北京	100	上海	100	深圳	100
天津	100	江苏	100	广东	100
冀北	100	浙江	100	海南	100
河北	100	安徽	100	贵州	100
山西	100	福建	100	河南	165
山东	100	江西	100	湖南	165
蒙西	100	陕西	100	青海	165
蒙东	100	湖北	100	重庆	165
辽宁	100	新疆	100	云南	165
吉林	100	宁夏	100	四川	165
黑龙江	100	甘肃	100	广西	165

资料来源：《关于建立煤电容量电价机制的通知》，国家发改委官网，中泰证券研究所（注：2026年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于70%，其他地方提升至不低于50%）

### 3.4.3 市场化手段之三——需求侧响应协调：虚拟电厂

- 虚拟电厂（Virtual Power Plant, VPP）是一套能源协调管理系统，作为一个特殊电厂参与电网运行和电力市场交易。虚拟电厂是能源与信息技术深度融合的智慧能源系统，通过IoT、AI、云服务等信息技术和软件系统，聚合和控制一种或多种处于不同空间的分布式电源、可控负荷、储能系统等分布式能源资源，实现自主协调优化控制，对外等效成一个可控电源参与电力系统运行，也可作为市场主体参与电力市场交易获取经济收益，是一种跨空间的、广域的源网荷储集成商。

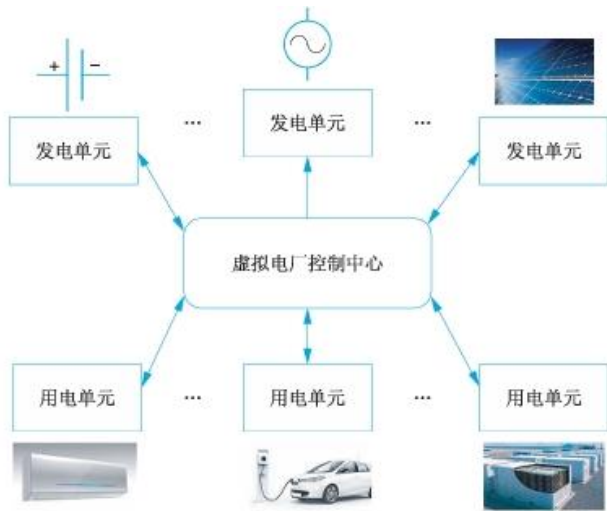
图表：虚拟电厂运作模式示意图



### 3.4.3 虚拟电厂的分类：三种控制结构下的不同虚拟电厂类型

- **集中控制结构：**虚拟电厂的全部负荷信息均传递至控制协调中心（Control Coordination Center, CCC），控制协调中心拥有对虚拟电厂中所有单元的控制权，制定各单元的发电或用电计划。控制协调中心控制力强且控制手段灵活，但通信压力大且计算量繁重，兼容性和扩展性也不理想。
- **集中-分散控制结构：**虚拟电厂被分为2个层级，分别为低层控制和高层控制。在低层控制中，本地控制中心管理本区域内有限个发用电单元，彼此进行信息交换，并将汇集的信息传递到高层控制中心；高层控制中心将任务分解并分配到各本地控制中心，然后本地控制中心负责制定每一个单元的发电或用电具体方案。此结构有助于改善集中控制方式下的数据拥堵问题，并使扩展性得到提升。
- **完全分散控制结构：**虚拟电厂被划分为若干个自治的智能子系统，这些子系统通过各自的智能代理彼此通信并相互协作，实现集中控制结构中控制中心的功能，控制中心则成为数据交换与处理中心。

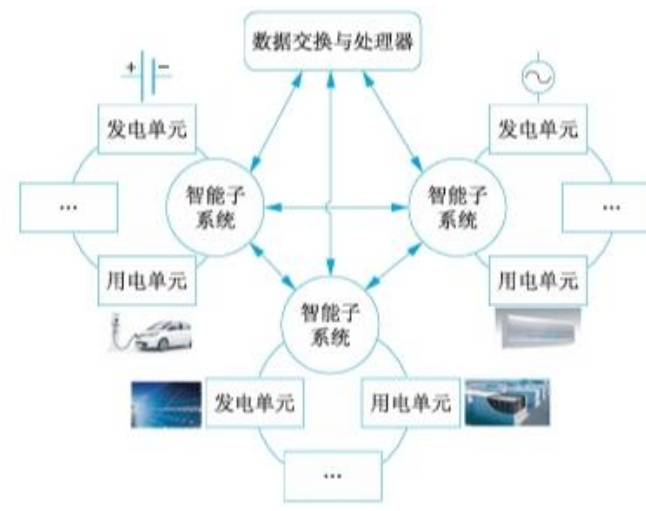
图表：虚拟电厂的集中控制结构



图表：虚拟电厂的集中-分散控制结构



图表：虚拟电厂的完全分散控制结构



资料来源：《虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述》，中泰证券研究所

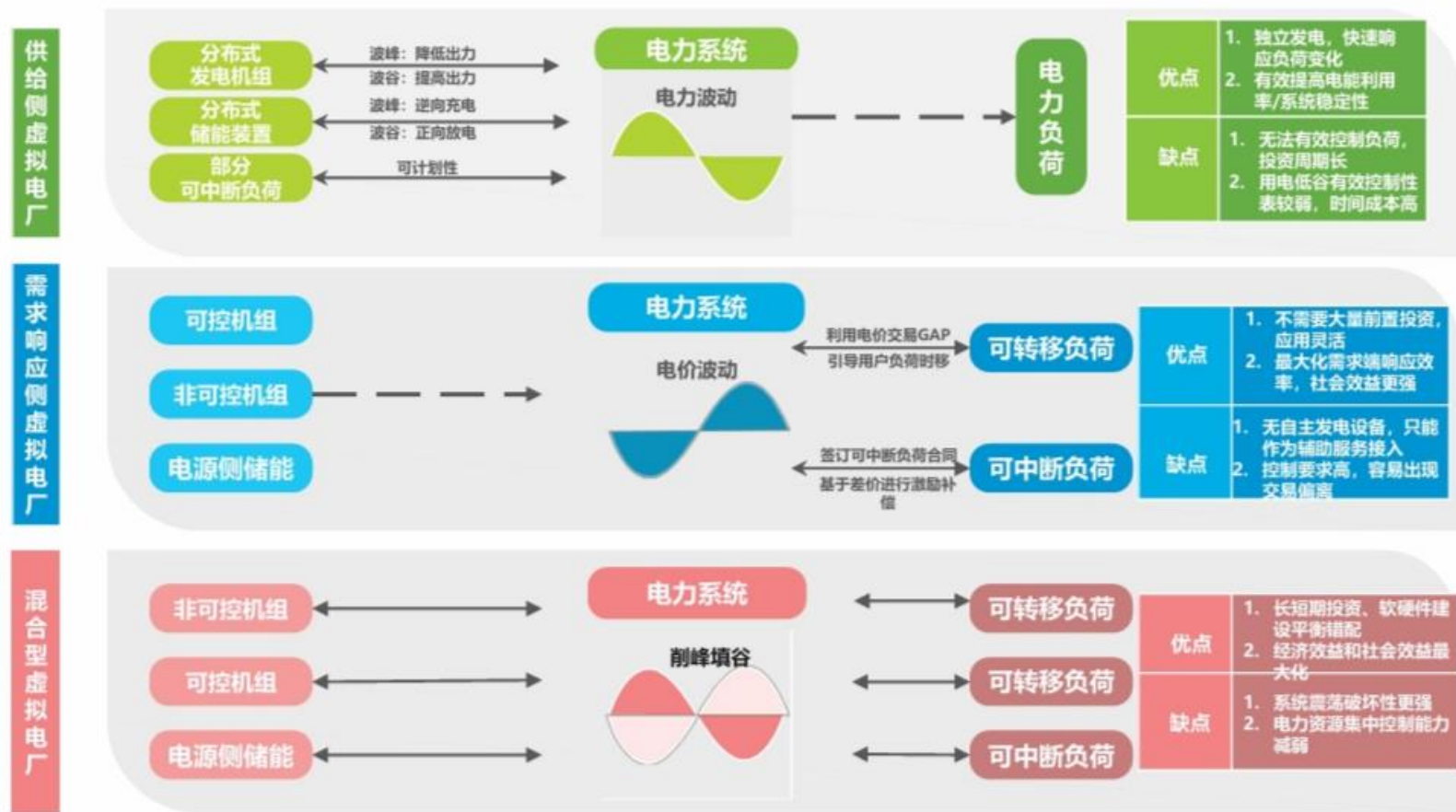
资料来源：《虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述》，中泰证券研究所

资料来源：《虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述》，中泰证券研究所

### 3.4.3 虚拟电厂的分类：基于投资周期和产业分布特征

- 基于投资周期和产业分布特征，**虚拟电厂的类型可分为供给/需求两端。**
- **供给侧虚拟电厂：**具备独立发电机组，对应有效的负荷匹配，调配弹性更高。但是，这也决定了其投资周期相对更长，固定调配成本更高。
- **需求响应侧虚拟电厂：**具备更强的技术协调性，可以在相对成熟的电力交易市场的基础上，有效控制可转移、可中断负荷，具备更强的技术投资特征。
- 从长期来看，**混合型虚拟电厂**基于两者的优势，更能兼顾经济效益和社会效益。

图表：理论市场下虚拟电厂的类型对比



资料来源：艾瑞咨询，中泰证券研究所



### 3.4.3 虚拟电厂支持政策频出

- 近年来，为适应能源结构转型，国家发改委、国家能源局出台系列政策推动完善全国统一的电力市场体系，支持培育多元竞争市场主体，鼓励虚拟电厂参与电力市场交易及系统运行调节。
- 《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）等多个政策文件均陆续发布，我国将不断完善新型电力系统建设和运行机制，完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系，健全适应新型电力系统的市场机制，完善灵活性电源建设和运行机制，并开展各类资源聚合的虚拟电厂示范。
- 2023年3月，《虚拟电厂管理规范》《虚拟电厂资源配置与评估技术规范》两项国家标准获批立项，这意味着我国虚拟电厂建设将迎来国家统一的管理规范。

图表 34：虚拟电厂相关政策

时间	发布机构	政策名称	虚拟电厂相关内容
2021.03	国家发改委 国家能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）	充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。
2021.07	国家发改委 国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）	鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。
2022.01	国家发改委 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》（发改体改〔2022〕118号）	引导各地区根据实际情况，建立市场化的发电容量成本回收机制，探索容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全。鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。
2022.01	国家发改委 国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）	拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。
2022.01	国家发改委 国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）	开展工业可调节负荷、楼宇空调负荷、大数据中心负荷、用户侧储能、新能源汽车与电网(V2G)能量互动等各类资源聚合的虚拟电厂示范。
2023.09	国家发改委 国家能源局	《电力现货市场基本规则（试行）》	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。
2024.02	国家发改委 国家能源局	《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	全面推进需求侧资源常态化参与电力系统调峰。深入挖掘可调节负荷、分布式电源等资源潜力，支持通过负荷聚合商、虚拟电厂等主体聚合形成规模化调节能力，推动实施分钟级、小时级需求响应，应对短时电力供需紧张和新能源消纳困难问题。

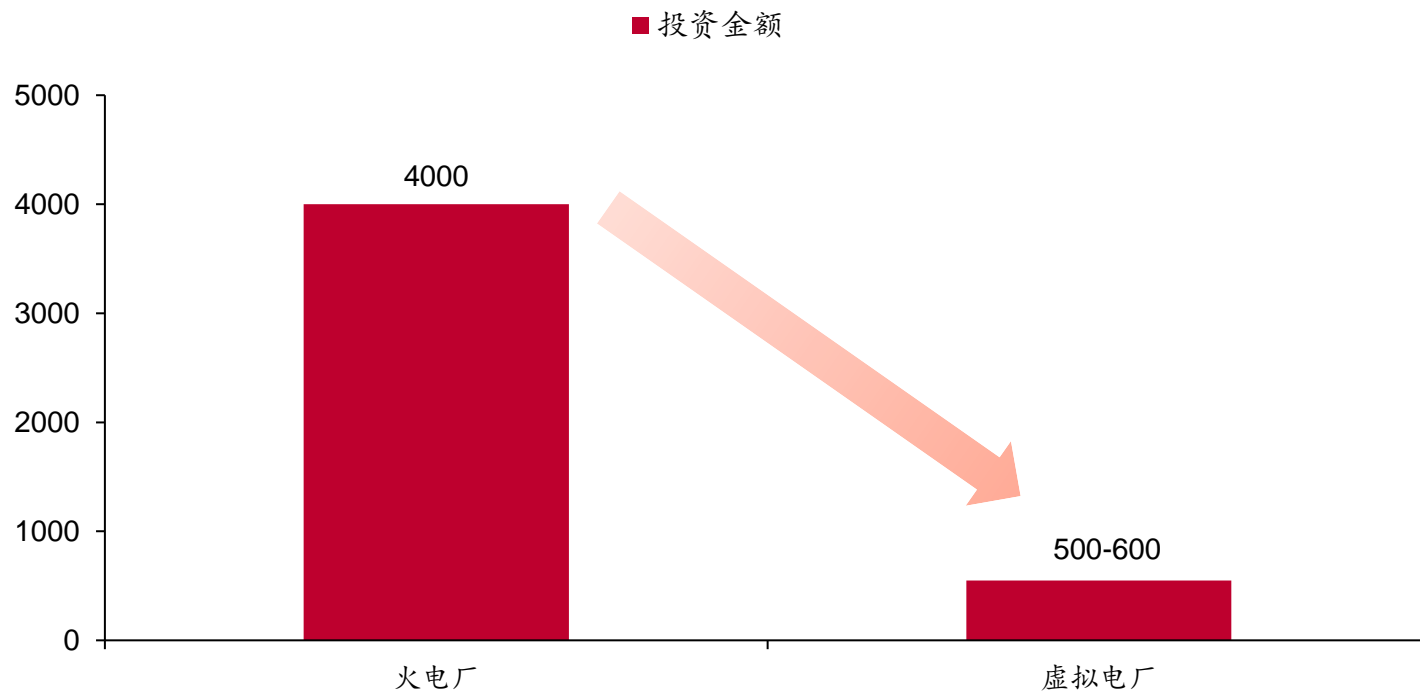
资料来源：36氪，中泰证券研究所



### 3.4.3 供需趋紧、经济效益突出，虚拟电厂市场广阔

- 在需求侧，我国东西部电力供需关系趋紧，电力峰谷差矛盾日益突出，各地年最高负荷95%以上峰值负荷累计不足50小时，亟需可靠的解决方案来应对。
- 在供给侧，技术日渐成熟促使虚拟电厂成本不断下降。根据国家电网测算，通过火电厂实现电力系统削峰填谷，满足5%的峰值负荷需要投资4000亿；而通过虚拟电厂，在建设、运营、激励等环节投资仅需500-600亿元。

图表：满足5%的峰值负荷的不同方案投资对比（单位：亿元）



资料来源：国家电网，36氪，中泰证券研究所

### 3.4.3 我国从邀约向市场转型，需求响应、调峰服务实践较多

- 目前，虚拟电厂可分为三个大的发展阶段，依次分别为邀约型、交易型、自治型。
- 目前，我国虚拟电厂处于邀约型向市场型转型阶段，各省开展的虚拟电厂项目以试点为主，尚未形成一套成熟的解决方案。在辅助服务市场中，通过需求响应，进行削峰填谷服务的实践项目较多。在盈利模式上，我国虚拟电厂一方面向可控资源收取服务费来帮助其参与市场交易；另一方面也可以获得需求响应补偿费用差价。
- 当前，我国在虚拟电厂交易运行规则、资源聚合范围和新能源协调控制策略、调度算法等方面尚未构建统一标准，存在较大发展空间。

图表：虚拟电厂发展三阶段对比

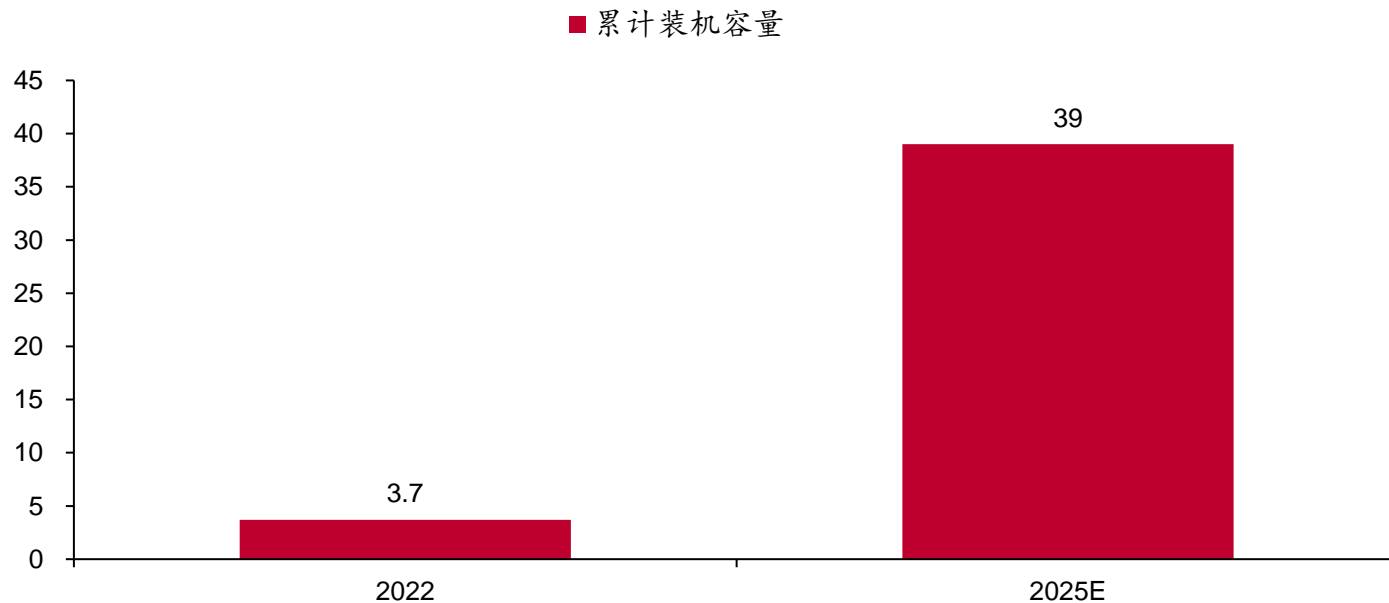
阶段	类型	主要特征	目的	工具	市场关键主体	场景
第一阶段	邀约型	通过需求响应激励资金池推动	削减峰荷	需求响应	政府机构	供冷供热
第二阶段	交易型	通过电力交易引导主体加入电力市场	电力平衡	现货市场	交易机构	调峰调频
第三阶段	自治型	通过信息强化市场主体参与力度	能源改革	智能算法	运营机构	有源负荷

资料来源：璞跃中国，36氪，中泰证券研究所

### 3.4.3 我国虚拟电厂可调资源丰富，虚拟电厂发展空间较大

- 我国虚拟电厂可调资源较大。据36氪研究院测算，2022年，我国可调负荷资源超过5000万千瓦，分布式电源装机容量超过6000万千瓦，用户侧储能能力约100万千瓦，电动汽车储能达到3000万千瓦，且以上资源规模仍处于快速上升期。
- 虚拟电厂是当前国家开展新型电力系统建设，实现碳达峰、碳中和目标的一个重要建设方向。随着新型电力系统建设推进，虚拟电厂有望迎来快速发展。2022年中国虚拟电厂项目累计装机容量约为3.7GW，占全球虚拟电厂装机总量的17.5%；预计2025年中国虚拟电厂累计装机总容量39GW，投资规模300亿元。

图表：2022-2025年中国虚拟电厂累计装机总容量及变化预测（单位：GW）



资料来源：国网上海经研院，36氪，中泰证券研究所



4

# 投资建议与风险提示

领先一步

## 投资建议

- 电力体制改革与电力市场化改革是持续的课题，随着我国经济社会发展的阶段不同，每一阶段的电改都有其主题，以适应不同阶段的经济社会发展特点。
- 随着“双碳”要求的逐步落实，能源结构的加速转型，在新型电力系统建设的大背景下，电力系统从“源随荷动”向“源网储荷联动”方向发展，新能源发电出力占我国发电量的比重也快速提升。而新能源本身出力不稳定的特点，也给新型电力系统带来了不稳定与不确定因素。
- 因此我们认为，**新一轮电改将主要面向新能源消纳问题的处理**，无论从新能源出力的物理消纳保障，还是调动更多可支配资源进行灵活消纳，都将是新一轮电改的重要发展方向。我们认为，在新能源消纳压力持续提升的背景下，特高压、配电网的建设有望持续提速，而市场化手段如电力辅助服务、容量电价、虚拟电厂等也将在未来几年迎来重要发展时期，建议投资人持续关注相关方向的产业进展。
- 具体标的上，我们建议关注东方电子、国能日新、国网信通、朗新集团、恒实科技、恒华科技等。



## 风险提示

---

- 电力系统投资不及预期；
- 电力市场化改革推进不及预期；
- 新型电力技术发展不及预期；
- 新能源发电建设不及预期；
- 研报信息更新不及时；
- 行业规模测算不及预期的风险等。

## 重要声明

- 中泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。
- 本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，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。本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整。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。本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。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。
- 市场有风险，投资需谨慎。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。
- 投资者应注意，在法律允许的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在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。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。
- 本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。事先未经本公司书面授权，任何机构和个人，不得对本报告进行任何形式的翻版、发布、复制、转载、刊登、篡改，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。