

中国电力部门何时能够碳达峰？



走势评级：CEA：看跌
报告日期：2025年4月21日

★中国电力行业供需格局

中国电力行业正经历清洁化转型与供需结构重构的双重变革。供应端，非化石能源装机及发电量占比持续提升，但长期需要依赖电力系统调节能力的协同发展，短期煤电仍是最重要的支撑性电源；需求侧，用电量呈现增速放缓、结构分化的特征，高耗能产业用电见顶与新兴产业、居民用电增长并存，区域供需矛盾凸显，叠加极端气候扰动与调峰资源不足，电力紧平衡或常态化。

★电力部门供应结构预测

2030年前，我国主要的用电增长领域包括高技术及装备制造业、新能源汽车产业链、数字经济相关产业以及智能家居相关产业。预计到2030年，我国全社会用电量将达到13.5万亿千瓦时。电力供应结构方面，风光大基地是可再生能源建设的主战场，风光电仍将是增长最快的电源，低效煤电将逐渐向调节性电源和备用电源转变，气电、抽水蓄能等将主要发挥调峰作用。在风光发电量增长乐观的情形下，预计我国燃煤发电量或在2025年达峰，峰值约为5.6万亿千瓦时，并顺利进入下行周期；在风光发电量增长偏保守的情形下，燃煤发电量峰值将出现在2030年之后。

★火电碳排放总量预测

综合存量煤电机组结构优化及低碳化改造假设情形，预计到2030年，我国煤电碳排放强度将下降至770 g/kWh左右；气电碳排放强度下降速度预计偏慢，2030年碳排放强度或下降至310g/kWh左右。不考虑供热部分，在风光发电增速偏保守的情形下，预计我国电力部门碳排放总量将在2030年后达峰，峰值或超过48亿吨；在风光发电增速偏乐观的情形下，预计在2025年达峰，峰值约46亿吨。

★风险提示

风光电开发建设不及预期，可再生能源发电量大幅波动，碳市场监管政策变化，宏观经济风险等。

金晓 首席分析师（能源与碳中和）

从业资格号：F3005393

投资咨询号：Z0012069

Tel: 8621-63325888-2483

Email: xiao.jin@orientfutures.com

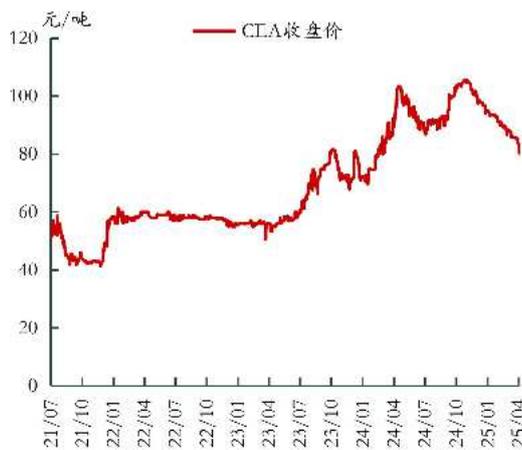
联系人：

张可可 分析师（碳排放）

从业资格号：F03117993

Email: keke.zhang@orientfutures.com

相关行情走势图（碳排放）



目录

1、 中国电力行业供需格局.....	6
1.1、 用电需求：电力消费格局进入质量重构阶段.....	6
1.2、 电力供应：电力系统调节能力提升空间较大.....	11
1.3、 市场化交易：中长期交易为主，新能源全面入市.....	18
2、 中国电力部门何时能够碳达峰.....	19
2.1、 电力需求预测.....	20
2.2、 电力供应结构预测.....	30
2.3、 火电碳排放强度预测.....	38
3、 实现电力部门脱碳面临的风险与挑战.....	41
4、 风险提示.....	42

图表目录

图表 1：全社会用电量仍处在快速增长阶段.....	7
图表 2：第二产业用电量占比持续下降.....	7
图表 3：2024 年第二产业分行业用电结构（预估）.....	7
图表 4：高技术及装备制造业拉动第二产业用电量增长.....	7
图表 5：主要高技术及装备制造业用电量增长率.....	8
图表 6：四大高载能行业用电量增长率.....	8
图表 7：数字经济有效支撑经济增长.....	9
图表 8：数字经济分产业渗透率.....	9
图表 9：我国算力中心机架数量及算力规模.....	9
图表 10：全国数据中心用电量.....	9
图表 11：2024 年居民生活用电量激增.....	10
图表 12：城乡居民每百户耐用消费品拥有量差异.....	10
图表 13：电能替代对发电增量的贡献.....	11
图表 14：2023 年分领域替代电量.....	11
图表 15：2024 年发电量构成.....	12
图表 16：不同来源发电量增长率.....	12
图表 17：不同来源发电装机容量占比变化.....	12
图表 18：2024 年新增装机容量构成.....	12
图表 19：风光发电设备利用小时数明显波动.....	13
图表 20：风光发电增速平均滞后装机增速一年.....	13
图表 21：全国及部分地区风电利用率.....	13
图表 22：全国及部分地区光伏发电利用率.....	13
图表 23：我国特高压输电工程历史投运情况.....	14
图表 24：20 条直流特高压线路输电情况.....	15
图表 25：跨区跨省输送电量.....	15
图表 26：我国煤电机组灵活性改造目标.....	15
图表 27：全国在运抽水蓄能装机容量.....	16
图表 28：2024 年全国在建抽水蓄能装机容量分布.....	16
图表 29：2024 年新型储能装机规模突破 7000 万千瓦.....	17
图表 30：2024 年新型储能单站装机规模占比.....	17
图表 31：截至 2024 年上半年不同类型新型储能占比.....	17
图表 32：典型应用场景下电化学储能日均运行时长.....	17
图表 33：电力市场化交易电量增长放缓.....	18

图表 34 : 电力市场化交易以中长期直接交易为主.....	18
图表 35 : 省间电力交易规模逐年扩大.....	18
图表 36 : 2024 年省间电力交易结构.....	18
图表 37 : 我国电力现货市场开展情况 (截至 2025 年 3 月 15 日)	19
图表 38 : 我国电力行业碳排放强度.....	20
图表 39 : 我国电力部门排放总量.....	20
图表 40 : 2024 年第一产业分行业用电结构预估.....	20
图表 41 : 畜牧业拉动第一产业用电量增长.....	20
图表 42 : 第一产业用电量主要增长点.....	21
图表 43 : 第一产业用电量预测.....	21
图表 44 : 四大高载能行业用电量预测.....	22
图表 45 : 高技术及装备制造业用电量预测.....	23
图表 46 : 2024 年消费品制造业用电结构 (预估)	24
图表 47 : 主要消费品制造业用电量增速.....	24
图表 48 : 消费品制造业用电量预测.....	25
图表 49 : 第二产业用电量主要增长点.....	25
图表 50 : 第二产业用电量预测.....	26
图表 51 : 2024 年第三产业用电结构 (预估)	27
图表 52 : 充换电服务业带动批发零售业用电量增长.....	27
图表 53 : 第三产业用电量主要增长点.....	27
图表 54 : 第三产业用电量预测.....	28
图表 55 : 城乡居民生活用电量主要增长点.....	29
图表 56 : 城乡居民生活用电量预测.....	29
图表 57 : 全社会用电量预测.....	30
图表 58 : 我国风光电行业近期发展政策梳理.....	31
图表 59 : 保守情形下风光装机量预测.....	32
图表 60 : 保守情形下风光发电量预测.....	32
图表 61 : 乐观情形下风光装机量预测.....	32
图表 62 : 乐观情形下风光发电量预测.....	32
图表 63 : 水电装机量预测.....	33
图表 64 : 水力发电量预测.....	33
图表 65 : 2024 年在产煤电机组容量分布.....	34
图表 66 : 在产 300MW 等级煤电机组投运时间分布.....	34
图表 67 : 在产 600MW 等级煤电机组投运时间分布.....	35
图表 68 : 在产 1000MW 等级煤电机组投运时间分布.....	35
图表 69 : 气电装机量预测.....	36

图表 70 : 气电发电量预测.....	36
图表 71 : 核电装机量预测.....	37
图表 72 : 核电发电量预测.....	37
图表 73 : 全社会发电结构预测——风光增长偏乐观.....	37
图表 74 : 全社会发电结构预测——风光增长偏保守.....	38
图表 75 : 常规燃煤发电机组单位产品能耗限额等级.....	39
图表 76 : 我国燃煤发电碳排放总量预测.....	40
图表 77 : 燃气—蒸汽联合循环发电机组单位产品能耗限额等级.....	40
图表 78 : 我国电力部门碳排放总量预测.....	41

1、中国电力行业供需格局

中国电力行业正经历清洁化转型与供需结构重构的双重变革，截至 2024 年底，全国发电装机容量 33.5 亿千瓦，非化石能源装机占比达 56%，风光发电量占比持续提升，但煤电仍以 35.7% 的装机贡献 54.8% 的发电量，支撑基荷需求；需求侧呈现增速放缓、结构分化的特征，高耗能产业用电见顶与新兴产业、居民用电快速增长并存，区域供需矛盾凸显，东部负荷中心依赖跨区输电，西部新能源富集区面临消纳压力，叠加极端气候扰动与调峰资源不足，电力紧平衡或常态化，新型电力系统建设亟需加速。

1.1、用电需求：电力消费格局进入质量重构阶段

中国电力消费格局正经历从“量级扩张”向“质量重构”的根本转变。需求侧呈现四大结构性特征：产业升级推动的动能转换、数字经济引发的形态革命、新型城镇化催生的消费升级，以及电能替代贡献的刚性需求增量。这种变革本质上是工业化后期、碳达峰窗口期、数字经济爆发期、能源转型加速期叠加的必然结果，其演进速度已超越全球主要经济体同期水平。

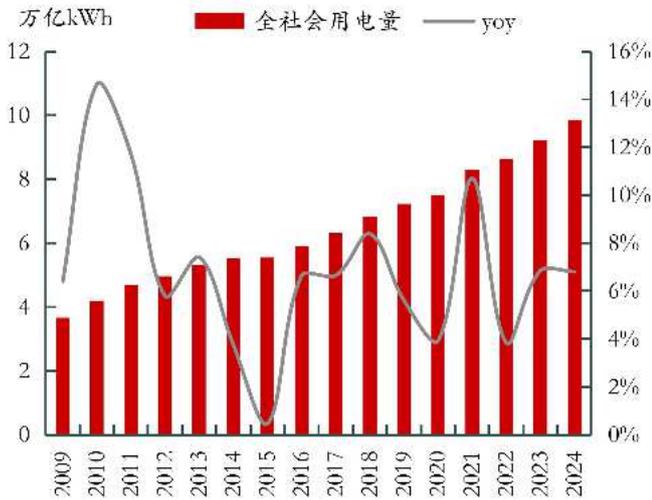
1、制造业升级推动新旧动能转换

2024 年全国用电总量达 9.85 万亿千瓦时，同比增长 6.8%，其背后隐藏着重大的结构性变化。第二产业用电量占比持续下降，2024 年降至 64.8%，实现连续十三年下降。第二产业用电量同比增长 5.1%，而其中高技术及装备制造业¹用电量同比增长 10.3%，尤其以电气机械和器材制造业（yoy+14.5%）、计算机通信和其他电子设备制造业（yoy+13.7%）、汽车制造业（yoy+11.0%）、仪器仪表制造业（yoy+10.9%）四个行业为主要增长点。传统的四大高载能行业²用电量同比增长仅 2.2%，较上一年回落 3.1 个百分点，其中黑色金属冶炼和压延加工业、非金属矿物制品业用电量同比分别下降 1.0%、2.4%。高端制造用电增速远超传统产业，一方面，传统产业实现能效跃迁，主要的高能耗产品综合电耗强度显著下降，落后产能逐步淘汰，行业内部余热发电自给率显著提升，另一方面，先进制造业用电需求激增，成为驱动第二产业用电增长的核心动力，印证了中国制造业转型带来的显著成效。

¹ 高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业 9 个行业。

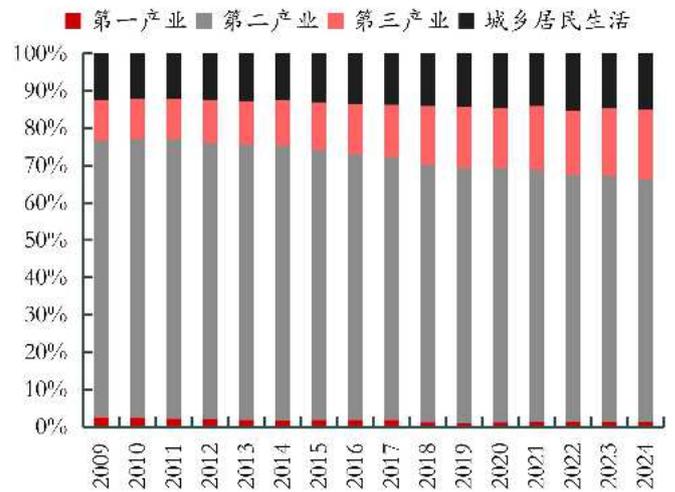
² 四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业 4 个行业。

图表 1: 全社会用电量仍处在快速增长阶段



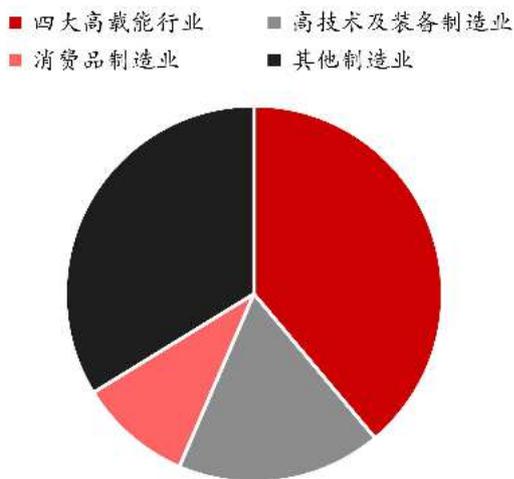
资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

图表 2: 第二产业用电量占比持续下降



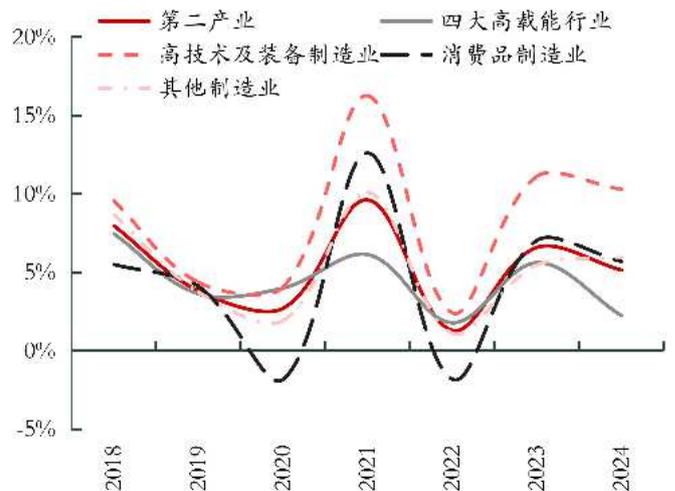
资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

图表 3: 2024 年第二产业分行业用电结构 (预估)



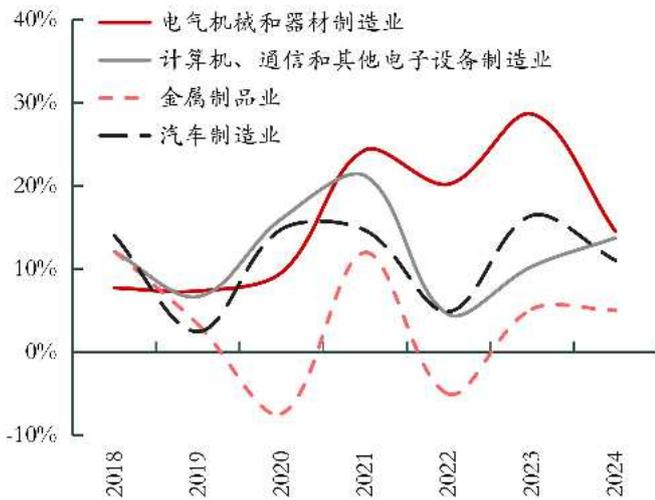
资料来源: 国家能源局, 中电联, 东证衍生品研究院

图表 4: 高技术及装备制造业拉动第二产业用电量增长



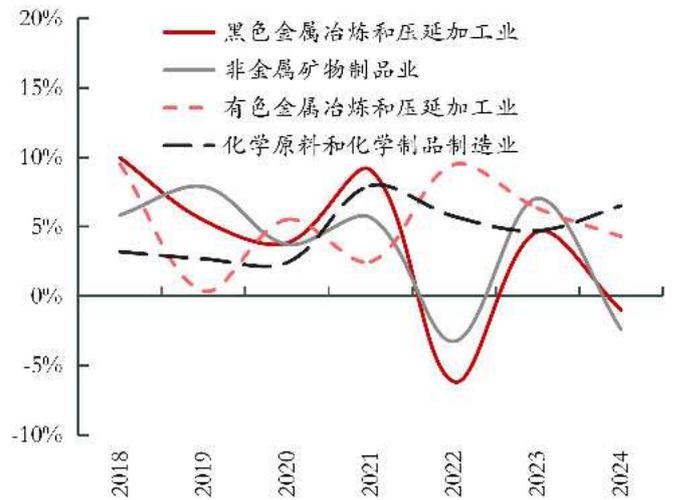
资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

图表 5: 主要高技术及装备制造业用电量增长率



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

图表 6: 四大高耗能行业用电量增长率



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

2、数字经济引发形态革命

随着数据要素市场的持续发展, 数字经济与实体经济的融合程度正在逐渐加深, 其中, 服务业长期以来都是数字化发展最快、渗透率最高的领域。根据中国信通研究院数据, 2023 年, 我国一、二、三产业数字经济渗透率分别达到 10.78%、25.03%、45.63%。在消费升级驱动下, 居民对高品质生活服务需求激增, 叠加数字经济催生的算力基础设施扩张, 现代服务业正重塑电力需求图谱。服务业数字化已从工具应用迈向深度重构, 依赖 5G、边缘计算、生成式 AI 等技术, 服务业正在向智能化、生态化的方向演进。

在数字经济高速发展背景下, 数据中心作为算力基础设施的核心载体, 其能源消耗引发广泛关注。根据中国信通研究院数据, 截止 2023 年底, 我国在用算力中心机架总规模达到 810 万标准机架³, 2023 年在用机架总耗电量约为 1,500 亿千瓦时, 同比增长 15%, 占第三产业用电量的约 9%。这一现象背后, 是人工智能、区块链、大数据分析等前沿技术引发的算力需求激增, 随着整体数据量的急速扩张, 相关用电需求也将保持高速增长。

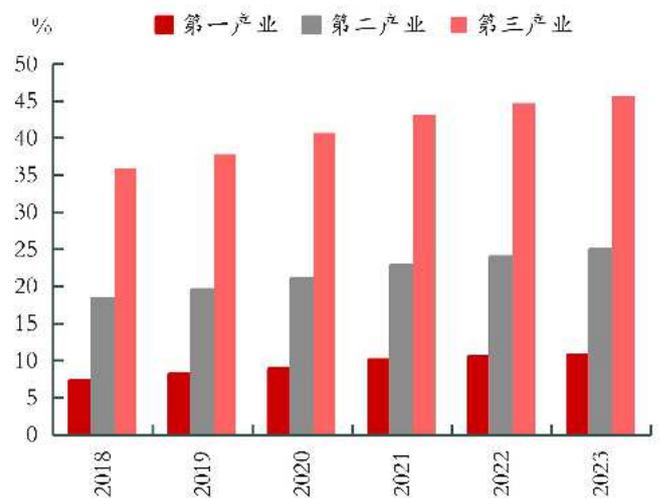
³ 以功率 2.5 千瓦为一个标准机架。

图表 7: 数字经济有效支撑经济增长



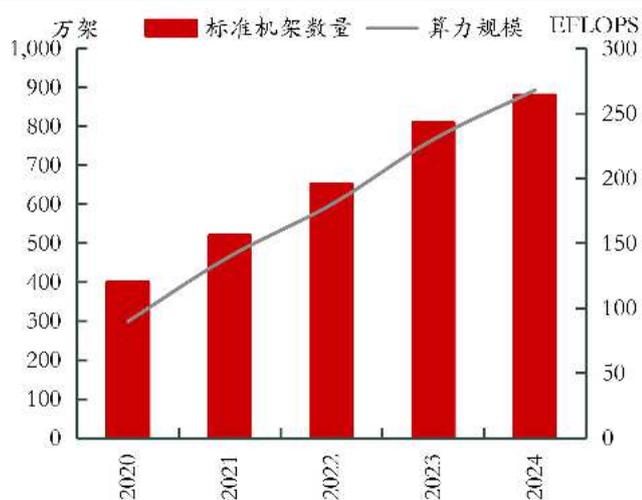
资料来源: 中国信息通信研究院, 东证衍生品研究院

图表 8: 数字经济分产业渗透率



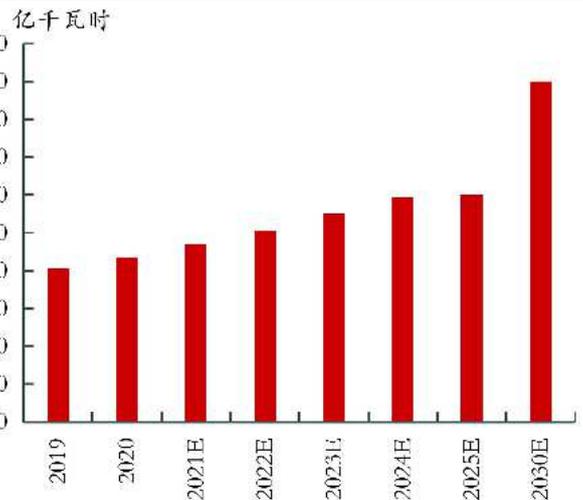
资料来源: 中国信息通信研究院, 东证衍生品研究院

图表 9: 我国算力中心机架数量及算力规模



资料来源: 工信部, 中国信息通信研究院

图表 10: 全国数据中心用电量



资料来源: CDCC

3、消费升级催生各类家电新需求

除气温变化带来的取暖和降温需求外, 家用电器普及率的提升也是居民生活用电量刚性增长的重要驱动因素。传统基础家电方面, 随着农村市场购买力的不断提升, 农村家电渗透率加速追赶, 城镇居民与农村居民的主要家电保有量差距不断收窄, 根据国家统计局数据, 洗衣机、冰箱的城乡保有量差距在近十年分别下降了 95%和 127%, 冰箱和彩电的农村居民保有量已经超过了城镇居民。新型家电方面, 城镇居民尤其是年轻群体对生活品质的追求和生活方式的改变催生了对智能家居、智能家电、小家电等新品类的需求。

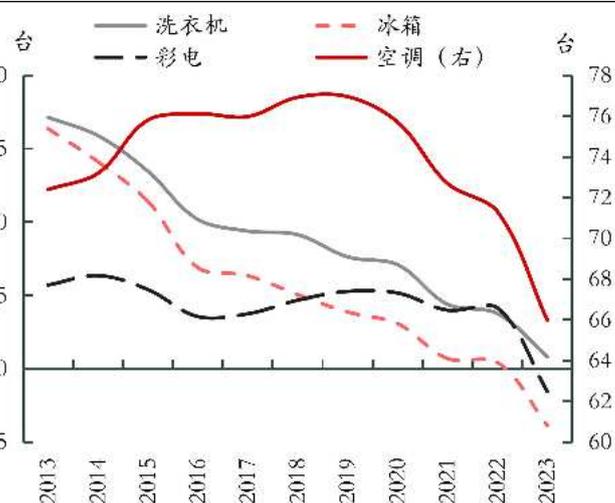
根据市场相关数据，目前中国智能家居渗透率约 20%，有较大的提升空间，尤其是在三、四线城市和农村地区。

图表 11: 2024 年居民生活用电量激增



资料来源：国家能源局，东证衍生品研究院

图表 12: 城乡居民每百户耐用消费品拥有量差异

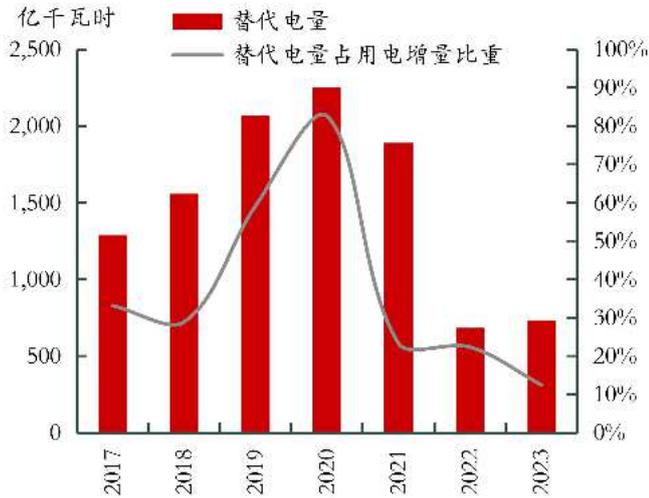


资料来源：国家统计局，东证衍生品研究院

4、电能替代贡献需求增量

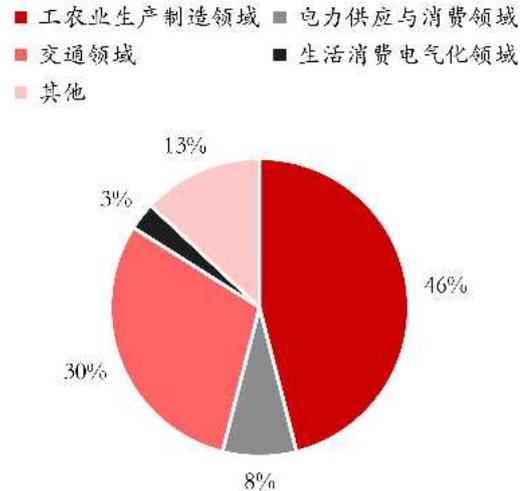
作为推动能源消费结构转型的核心抓手，电能替代持续在重点行业和部门广泛应用且成效显著。根据中电联数据，2023 年我国完成替代电量 734 亿千瓦时，占当年用电量增量的 13%，贡献度较之前明显减弱，表明当前我国电能替代工作正经历由规模扩张向质量提升的战略转型，深度电气化也面临诸多挑战。分领域来看，电能替代主要集中在工农业生产领域与交通领域。在“双碳”战略的驱动下，工业领域的电锅炉/电窑炉替代燃煤锅炉、交通领域的电动汽车普及、建筑领域的清洁采暖改造等举措，通过终端用能电气化直接拉动电力需求。截至 2023 年底，我国全社会终端用能电气化率已达到 28%，其中工业部门电气化率达 27.6%，农作物耕种收机械化率达 74.3%，铁路电气化率达 75.2%，机场电气化率超过 60%。电气化的持续推进将在短期带动电力需求保持刚性增长，且未来电力将在我国终端能源需求中占据最重要的地位。

图表 13: 电能替代对发电增量的贡献



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

图表 14: 2023 年分领域替代电量



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

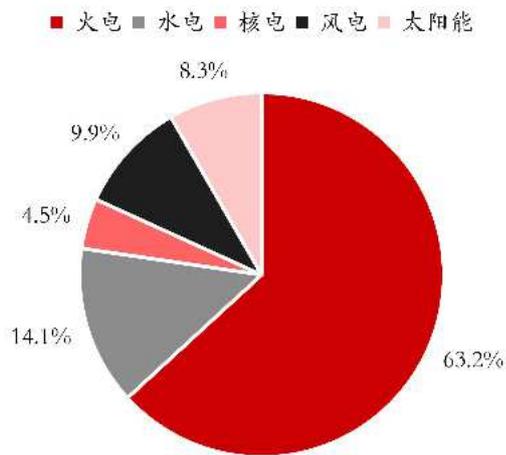
1.2、电力供应：电力系统调节能力提升空间较大

我国电力系统作为全球规模最大、结构最复杂的能源供应体系，正站在历史性转型的十字路口。在“双碳”战略的引领下，2018-2023 年，我国单位发电量二氧化碳排放量降低 8.8%，单位火电发电量二氧化碳排放量降低 2.4%，但同时电力行业也面临新能源消纳、系统灵活性重塑、跨区域资源配置等多重挑战。当前，电力供应格局已从“单一保供”向“安全—低碳—经济”的三元协同目标演进，煤电装机占比持续下降但仍承担主要的发电任务，折射出转型期“破”与“立”的复杂博弈。

1、风光并济推动我国电源结构低碳转型

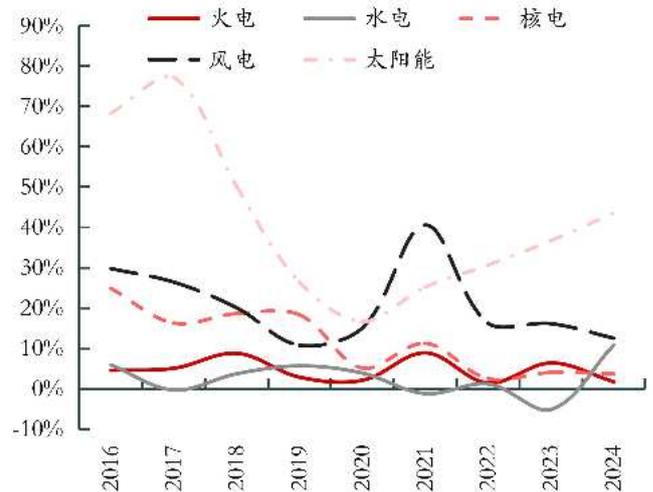
根据国家统计局、国家能源局以及中电联数据，2024 年，全国火电发电量 6.37 万亿千瓦时，占总发电量的 63.2%，全口径煤电发电量占总发电量的比重约为 54.8%，较 2023 年降低 3 个百分点；可再生能源发电量达 3.26 万亿千瓦时，较去年同期增加 5,059 亿千瓦时，约占全社会新增用电量的 80%；风光发电量增速持续保持在高位，2024 年合计同比增长 25%。装机容量方面，2024 年火电装机容量为 14.44 亿千瓦，占总装机量的约 43%，较 2023 年下降约 4.5 个百分点；太阳能发电装机容量增速最快，2024 年装机容量约 8.9 亿千瓦，同比增长 45.2%，占新增装机容量的 67.4%。

图表 15: 2024 年发电量构成



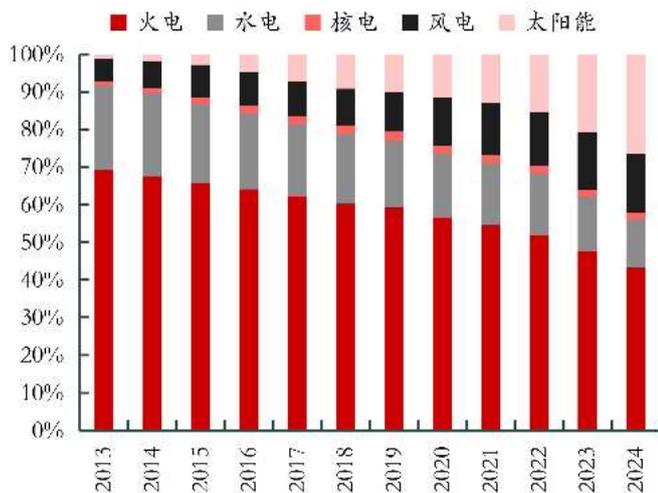
资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 16: 不同来源发电量增长率



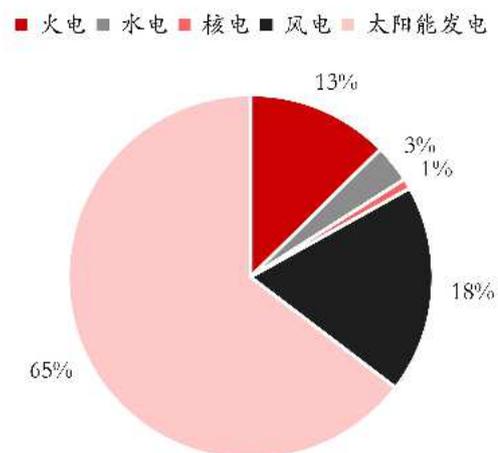
资料来源: 国家统计局, 中电联, 东证衍生品研究院

图表 17: 不同来源发电装机容量占比变化



资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 18: 2024 年新增装机容量构成



资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

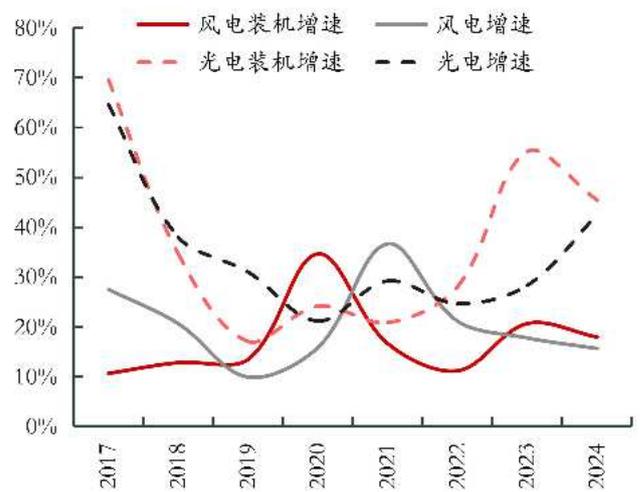
但同时需要注意的是, 在发电装机规模高增的同时, 风光电的发展也面临着消纳瓶颈与系统调节压力。由于可再生能源发电“靠天吃饭”的特性, 其发电量稳定性难以得到保证, 风电及光伏设备利用小时数存在明显的不确定性。而在消纳能力不足的情况下, 弃风弃光的问题在部分地区十分突出, 且由于近年来光伏装机容量迅速提升, 部分地区弃光现象出现了明显恶化, 其中西藏地区最甚, 2024 年 12 月, 其弃光率高达 42.7%, 2024 年整体弃光率为 31.4%。弃光率高增的背后反映出我国新能源发展面临系统消纳能力滞后与装机增长的深层次矛盾。

图表 19: 风光发电设备利用小时数明显波动



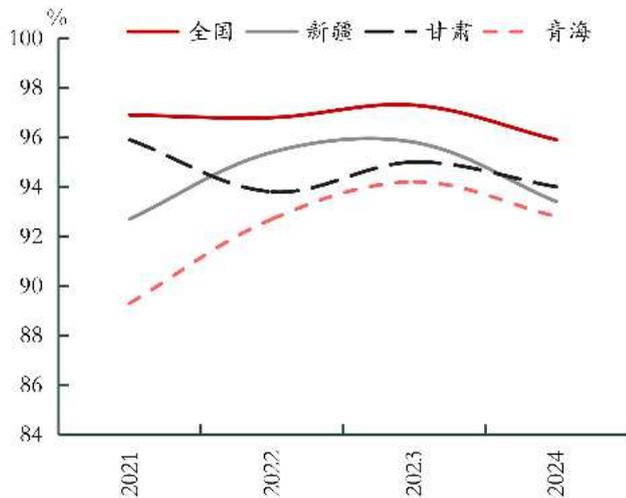
资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

图表 20: 风光发电增速平均滞后装机增速一年



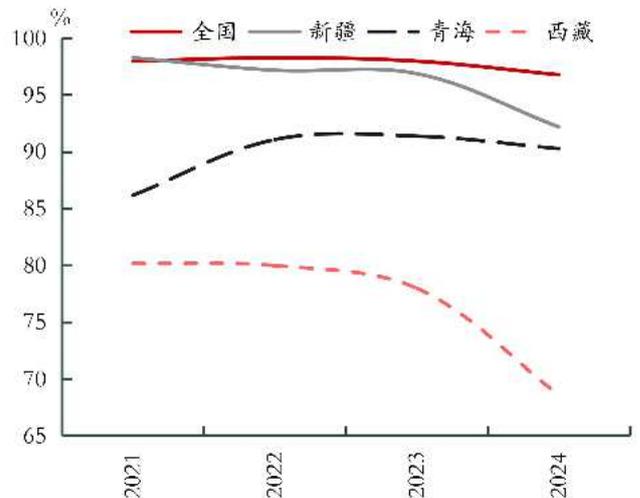
资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 21: 全国及部分地区风电利用率



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心

图表 22: 全国及部分地区光伏发电利用率



资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心

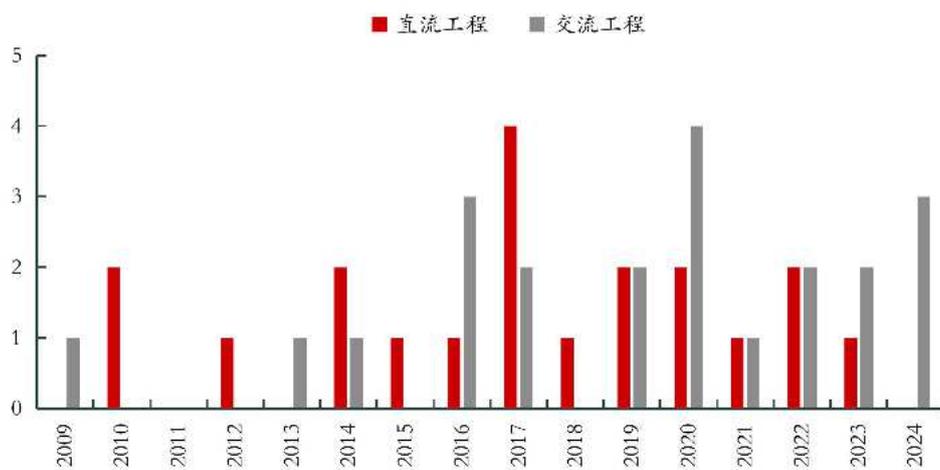
整体上, 我国电源结构呈现出煤电装机退坡但发电托底, 风光装机激增但波动显著的鲜明特征。短期来看, 作为平抑新能源发电波动性的主要电力来源, 煤电的压舱石作用将持续得到体现。清洁能源何时成为我国主要发电来源可能更多取决于我国电力系统灵活调节能力、输配电网络建设等方面的发展进程。

2、能源资源分布不均持续推动输电工程建设

我国能源资源分布与电力负荷需求呈现明显的逆向分布，电力输送通道建设是解决这一现实难题的重要方式之一。目前我国跨省跨区输电能力建设已形成以特高压电网为骨干、多层级电网协同联动的全国性输电网络，支撑大规模清洁能源跨区域优化配置。截至2025年1月，我国共建成投运42项特高压输电工程，包括22个交流工程，20个直流工程，其它在建、未开工等未投运特高压共12条；形成“西电东送”三大通道，西电东送能力超过3.2亿千瓦，2023年西电东送电量约1.2万亿千瓦时，超过中东部地区用电量的20%。根据国家电网和南方电网的规划，2025-2026年将是特高压工程项目核准和开工的高峰期。

当前特高压直流与交流技术协同发展，初步实现西部可再生能源基地与东部负荷中心的远距离高效输送，但在输电效率、技术协同和市场机制方面仍面临挑战。区域间输电需求与通道容量存在阶段性错配，部分线路利用率不足；先进输电技术应用仍需加强，灵活性调节能力有待提升；省间壁垒和利益分配机制不完善制约资源高效流动。未来需通过技术迭代升级、市场机制创新和区域协同规划，进一步强化电网跨区域资源配置能力，支撑新型电力系统转型。

图表 23：我国特高压输电工程历史投运情况



资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

根据国家能源局数据，2023年，20条直流特高压线路年输送电量6,248亿千瓦时，其中可再生能源电量3,281亿千瓦时，同比提高3.6%，占全部直流特高压线路总输送电量的52.5%。实际利用率方面，20条直接特高压线路总输送容量超过1.6亿千瓦，按照年利用5,000小时计算，年输送电量能力可达8,000亿千瓦时，即目前的线路整体利用率约为78%。根据中电联数据，2023年全国完成跨区输送电量8,497亿千瓦时，约占跨区输电能力的45%，仍有较大的提升空间。考虑到西部可再生能源发电设施建设进程和潜在的电力外送需求，目前外送通道仍存在容量缺口。

图表 24: 20 条直流特高压线路输电情况



资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

图表 25: 跨区跨省输送电量



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

3、能源结构转变对电力系统灵活性提出更高要求

随着电源和负荷两侧波动性的加剧, 电力系统调节能力不足的问题日益凸显。可再生能源发展以及电网中高比例电力电子装置接入使得电力系统面临更复杂且剧烈的功率波动, 对超短时系统灵活性提出更高要求; 电力负荷峰谷差的持续扩大以及风光发电出力的随机性和季节性等因素则对短时和中长时系统灵活性提出更高要求。煤电、抽水蓄能以及新型储能等手段是短期最重要的调节资源。

在灵活性调整的要求下, 煤电将逐渐从主导能源向支撑性、调节性能源转变。2021 年, 我国全面开展煤电机组改造升级, 截止 2024 年三季度末, 全国灵活性改造完成 3.6 亿千瓦, 全国灵活性调节煤电规模超过 6 亿千瓦, 占煤电总装机容量的 50% 以上, 覆盖了 2021-2024 年新增风光装机容量的约 70%, 超额完成了“十四五”期间的改造目标, 展示出较显著的电力系统调节能力。同时, 为了稳定行业预期, 2024 年起我国建立起煤电容量电价机制, 从而体现煤电对电力系统的支撑价值。

图表 26: 我国煤电机组灵活性改造目标

时间	政策文件/事件	主要内容
2016 年 12 月	电力发展“十三五”规划	“十三五”期间, “三北”地区热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦, 纯凝机组改造约 8,200 万千瓦; 其他地区纯凝机组改造约 450 万千瓦。
2018 年 2 月	关于提升电力系统调节能力的指导意见	“十三五”期间, 力争完成 2.2 亿千瓦火电机组灵活性改造, 提升电力系统调节能力 4,600 万千瓦。
2021 年 10 月	全国煤电机组改造升级实施方案	存量煤电机组灵活性改造应改尽改, “十四五”期间完成 2 亿千瓦, 增加系统调节能力 3,000—4,000 万千瓦。
2024 年 2 月	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	深入开展煤电机组灵活性改造, 到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”。

资料来源: 公开资料整理, 东证衍生品研究院

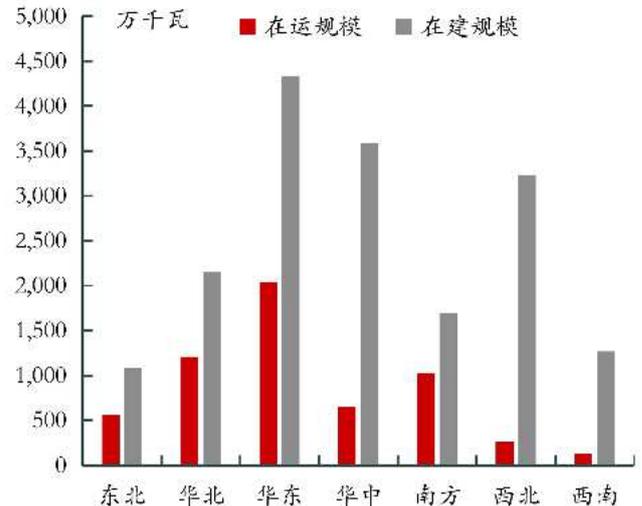
抽水蓄能是当前技术最成熟的清洁灵活调节能源，且具有大规模开发条件，目前，我国已纳入规划和储备的抽水蓄能站点资源总量超过8亿千瓦。截至2024年底，我国抽水蓄能装机容量达5,869万千瓦，主要集中在华东、华北和南方地区，在建规模约1.75亿千瓦，主要分布在华东、华中和西北地区。抽水蓄能行业已进入规模化、市场化发展的黄金期，政策支持与技术突破将推动其成为新型电力系统的核心调节力量。

图表 27：全国在运抽水蓄能装机容量



资料来源：国家能源局

图表 28：2024年全国在建抽水蓄能装机容量分布



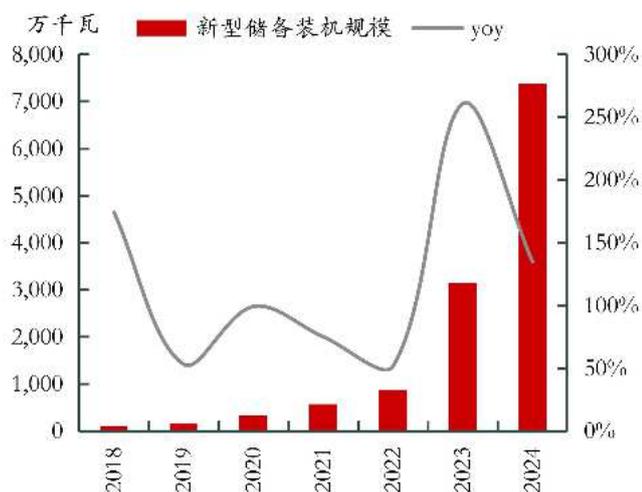
资料来源：CPEM，大国水电，东证衍生品研究院

相较于抽水蓄能电站，新型储能电厂不受地理位置限制，且投资规模小、建设周期短、响应速度快，适宜在各类场景中应用。2017年，青海省发改委印发《2017年度风电开发建设方案》，要求列入规划的风电项目按照规模的10%配套建设储电装置，开启我国强制配储的先河，诸多省市纷纷效仿。在强制配储政策的推动下，我国储能装机规模迅速扩张。根据国家能源局数据，截至2024年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达7,376万千瓦，约为“十三五”末的20倍，较2023年底增长超过130%，平均储能时长2.3小时。且新型储能电站呈现集中式、大型化趋势，截至2024年底，10万千瓦及以上项目装机占比62.3%，较2023年提高约10个百分点。

截至2024年上半年，新能源配建储能装机占比42.8%，独立储能、共享储能装机占比45.3%。而由于供需错配以及经济性约束等问题，新能源配建储能长期面临“建而不用”的境况，根据中电联数据，2024年上半年，新能源配储日均运行时间为3.74小时，日均利用时间为2.04小时，平均利用率指数为31%，相比之下，独立储能平均利用率指数则为59%。今年2月，国家发展改革委、国家能源局联合发布了《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（以下简称《通知》），明确要求“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，实行多年的强制配储政策终被叫停，新型储能行业重回市场化发展轨道。这一政策变化可能在短期内导致储能装机增长有所放缓，但长期来看，市场化导向发展将优化行业竞争格局，显著提升储能利用

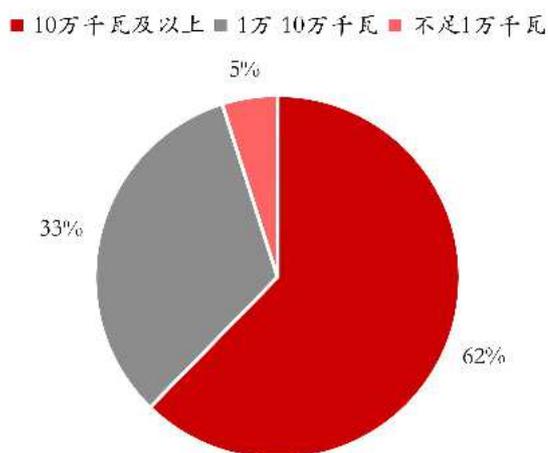
效率。根据 CNEA 预测，2030 年，中国新型储备累计规模将达到 2.3—2.9 亿千瓦，按照 10% 的基础配储比例计算，预计能满足 23—29 亿千瓦的风光发电设备运行。

图表 29：2024 年新型储能装机规模突破 7000 万千瓦



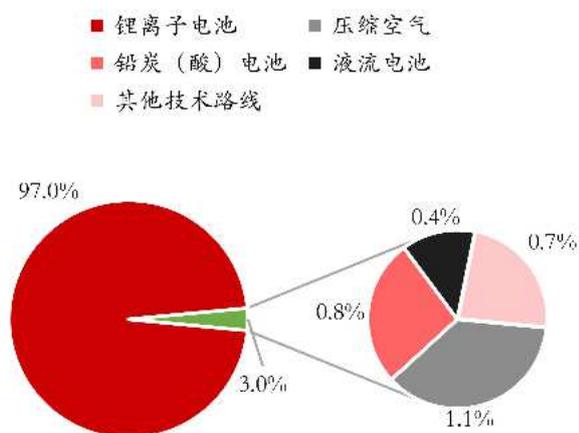
资料来源：CNEA，国家能源局，东证衍生品研究院

图表 30：2024 年新型储能单站装机规模占比



资料来源：国家能源局

图表 31：截至 2024 年上半年不同类型新型储能占比



资料来源：国家能源局

图表 32：典型应用场景下电化学储能日均运行时长

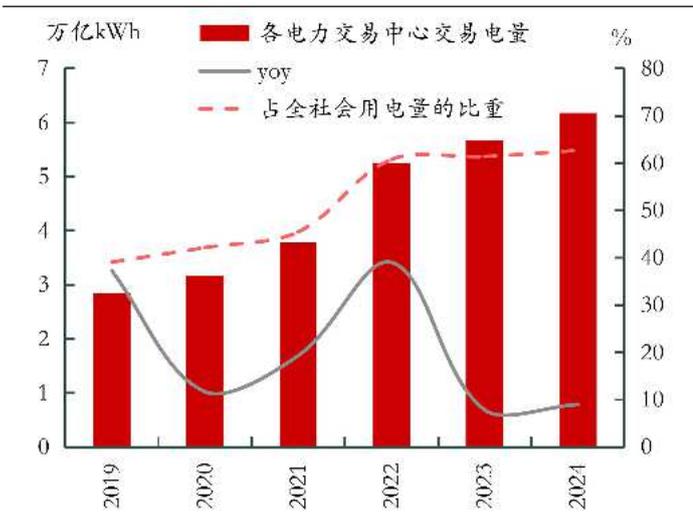


资料来源：中电联

1.3、市场化交易：中长期交易为主，新能源全面入市

电力市场化改革是我国能源领域改革的核心内容之一。我国电力市场目前已经形成了“中长期交易为主，现货市场试点、辅助服务市场和绿电交易补充”的多层次体系。2024年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量61,795.7亿千瓦时，占全社会用电量的62.7%，其中中长期电力直接交易电量占比75.3%，以省内直接交易为主。尽管省间交易电量依旧保持逐年递增的态势，但仍然受制于省间壁垒，电力资源暂时无法在更大的地理范围内自由流通和交易。现货市场方面，省间现货市场和山西、广东、山东、甘肃和蒙西现货市场已陆续转入正式运行，但目前交易规模较小。

图表 33：电力市场化交易电量增长放缓



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

图表 34：电力市场化交易以中长期直接交易为主



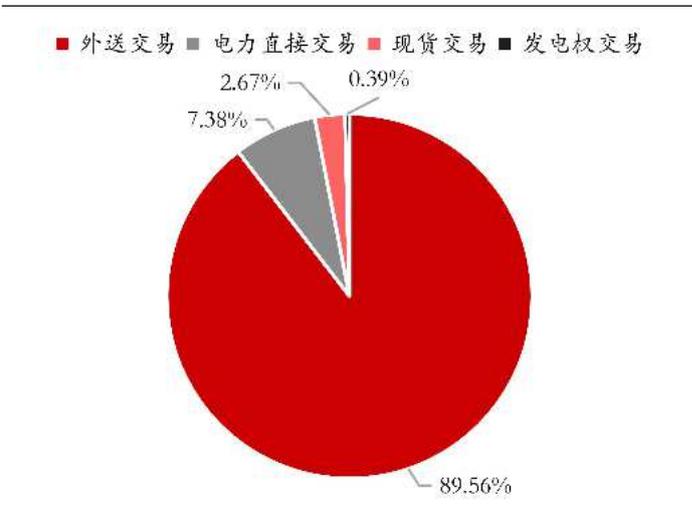
资料来源：中电联，东证衍生品研究院

图表 35：省间电力交易规模逐年扩大



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

图表 36：2024 年省间电力交易结构



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

图表 37: 我国电力现货市场开展情况 (截至 2025 年 3 月 15 日)

地区	发展阶段	转入正式运行时间
山西	正式运行	2023 年 12 月 22 日
广东	正式运行	2023 年 12 月 29 日
山东	正式运行	2024 年 6 月 17 日
甘肃	正式运行	2024 年 9 月 5 日
省间电力现货市场	正式运行	2024 年 10 月 15 日
蒙西	正式运行	2025 年 2 月 24 日
安徽、陕西、浙江、辽宁、河北南部、四川、福建、湖北	长周期结算试运行	-
宁夏、重庆、南方区域、广西、云南、贵州、海南、湖南	完成全月结算试运行	-
河南、江苏、青海、新疆、上海、黑龙江	完成短周期结算试运行	-
江西	完成调电试运行	-

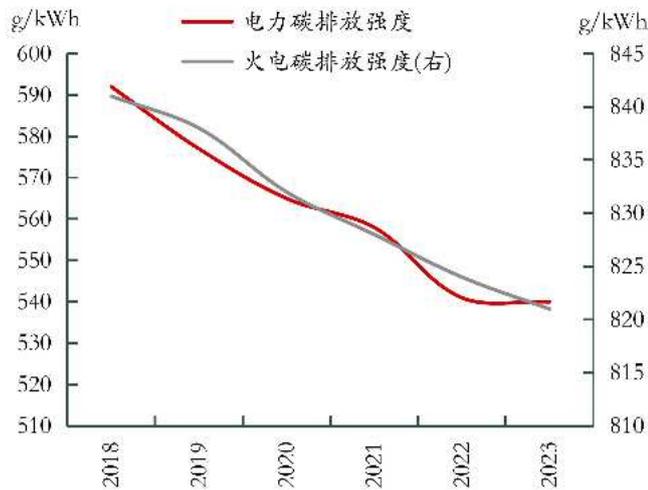
资料来源: 东证衍生品研究院

《通知》也进一步明确, 要推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场, 上网电价通过市场交易形成。在此基础上, 全国市场化交易电量规模将进一步提升, 尤其是跨省跨区交易, 电力资源配置将明显优化, 同时也将支撑绿色电力交易市场的发展。

2、中国电力部门何时能够碳达峰

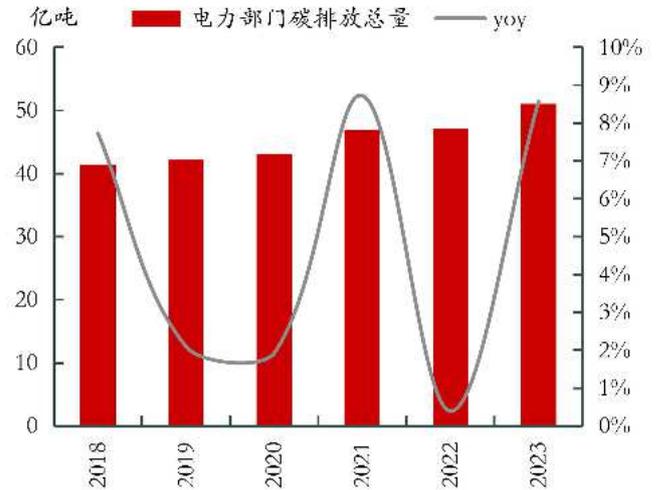
在主要排放部门中, 电力行业通常被认为是最先实现“双碳”目标的行业, 其减排成效将在全社会实现碳达峰和碳中和目标方面发挥重要作用。同样, 电力部门目前也是中国最大的碳排放部门。近年来, 我国火电及电力整体碳排放强度在不断下降, 但下降速度明显放缓。根据中电联数据, 2023 年, 全国单位火电发电量二氧化碳排放和单位发电量二氧化碳排放分别为 821 g/kWh、540 g/kWh, 同比降低 0.4%、0.2%。与此同时, 由于发电量的更快增长, 电力部门碳排放总量仍处在上行通道中。根据相关数据计算, 2023 年, 我国电力部门(不含供热)碳排放总量约 51 亿吨, 较 2022 年上涨 8.57%。如果要实现 2030 年前碳达峰目标, 电力行业必须要提前实现碳达峰, 为降碳难度较大的行业提供一定调整空间。

图表 38: 我国电力行业碳排放强度



资料来源: 中电联

图表 39: 我国电力部门排放总量



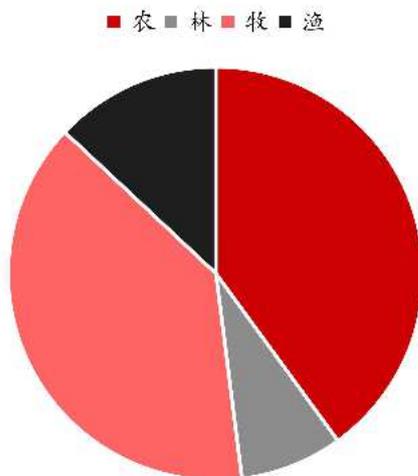
资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

2.1、电力需求预测

1、第一产业: 畜牧业机械化是主要增长点

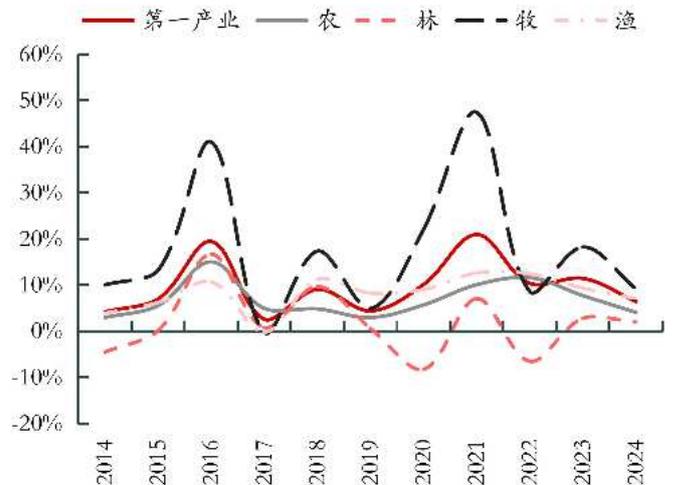
在农村电网升级改造工作的显著成效下, 我国第一产业用电量在近几年持续保持高速增长, 其主要的增长点来自整体电气化水平的提高, 尤其是畜牧业机械化水平的提升。

图表 40: 2024 年第一产业分行业用电结构预估



资料来源: 国家能源局, 中电联, 东证衍生品研究院

图表 41: 畜牧业拉动第一产业用电量增长



资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

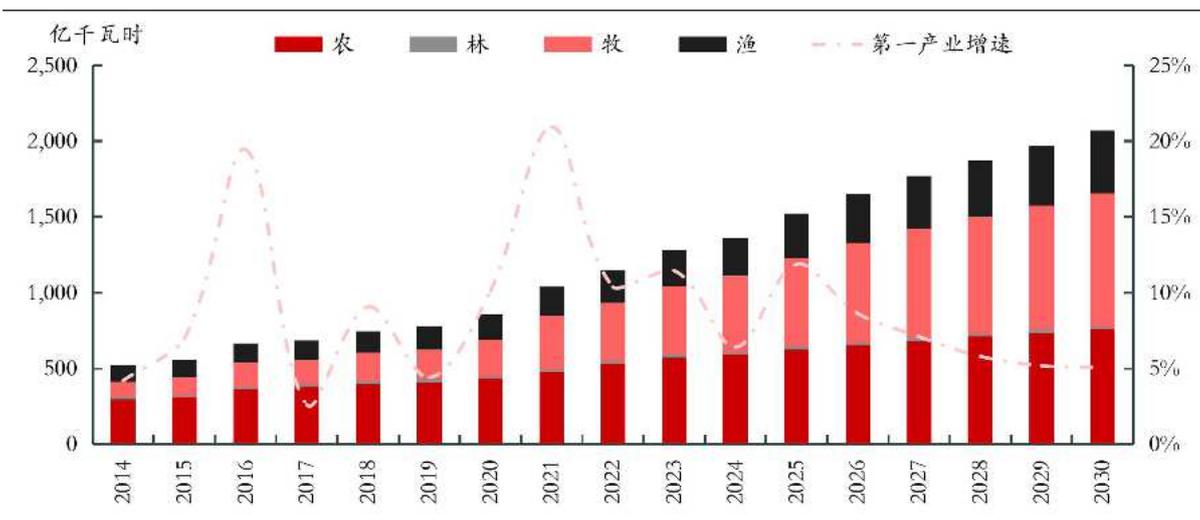
2024 年，我国农作物耕种收综合机械化率约 75%，提前实现了“十四五”规划目标，预计 2030 年将达到 85%，畜牧养殖和水产养殖机械化率均超过 40%，根据《全国现代设施农业建设规划（2023—2030 年）》，2030 年二者预计均超过 60%。基于机械化率和粮食产量的稳步提升，我们预计 2025-2030 年第一产业用电量年增速将维持 6% 以上。

图表 42：第一产业用电量主要增长点

主要增长点	驱动因素	增长领域	2025 年-2030 年 复合年均增长率预测
农业机械化与电气化	农机补贴政策持续加码，电动农机加速替代柴油设备	电动农机具：电动播种机、收割机、无人机等 智能灌溉系统：水肥一体化设备、自动喷灌系统等	7%
设施农业与智能温室	反季节种植需求、城市菜篮子工程、垂直农场兴起	环境控制系统：温控、补光、通风设备等 植物工厂：LED 光照、无土栽培系统等	
畜牧养殖自动化	规模化养殖占比提升	环境监控系统：通风、降温、粪便处理设备等 智能饲喂系统：自动化饲料投送、挤奶机器人等	
水产养殖电气化	工厂化循环水养殖技术推广	水质调控设备：增氧机、循环泵等 智能监测系统：溶解氧、pH 值实时调控等	
农村电网升级改造	乡村振兴战略下农村电网改造升级	电网扩容后释放原有被抑制的农业用电需求	

资料来源：东证衍生品研究院

图表 43：第一产业用电量预测



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

2、第二产业：高技术及装备制造业引领用电量增长

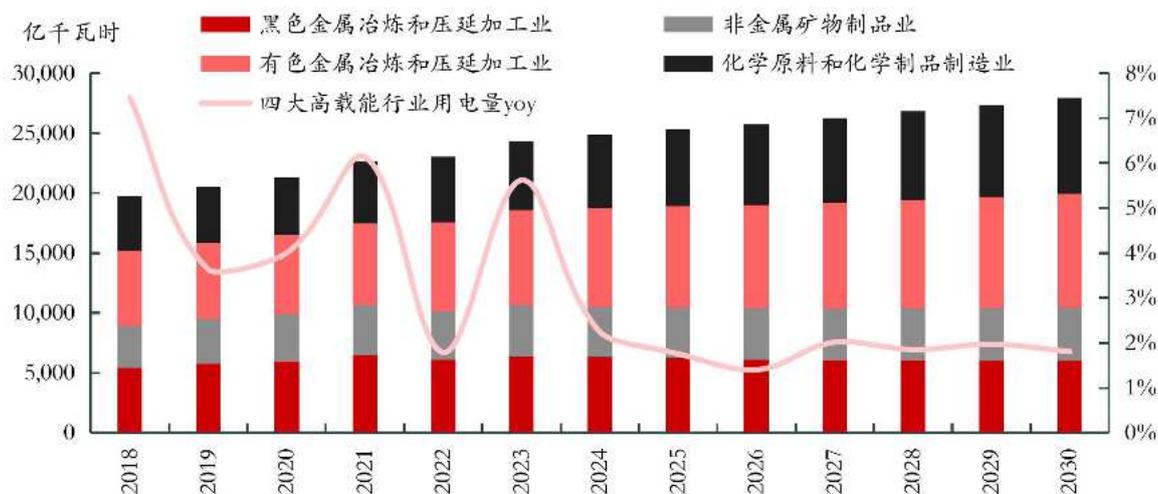
根据中电联数据计算，2024年，我国高技术及装备制造业用电量约占第二产业的18%，四大高载能行业用电量约占39%，消费品制造业约占10%，其他制造业34%。高技术及装备制造业近年来一直是第二产业用电量增长的主要拉动项，而四大高载能行业则是明显拖累项。

四大高载能行业的用电量增长点主要包括：钢铁行业电炉钢推广、新能源领域带动有色金属行业需求增长、化工行业景气度温和回升以及非金属矿物制品业电气化水平提升等。

1) **黑色金属冶炼和压延加工业**：我国钢铁行业已经进行产量平台期，未来或逐渐进入需求下行周期，到2030年粗钢产量可能下降至9亿吨左右，按照相关规划，到2030年，我国短流程炼钢占比将提升到20%以上，考虑产量下降、余热利用率提升和废钢比提升等因素，预计带来超过200亿千瓦时的用电减量。2) **有色金属冶炼和压延加工业**：新能源领域对有色金属需求的带动主要在于铜、铝、锂、硅、镁等金属，尽管电解铝行业用电量接近有色金属行业的70%，但受限于产能调控政策，其用电量增长空间极为有限，且随着能耗双控政策的约束，其用电强度将逐渐下降。除电解铝之外，工业硅是目前生产耗电强度最大的有色金属，其需求增长主要受到光伏等领域的带动，预计其生产用电量维持中高速增长。因此我们预计有色行业整体用电量维持中低速增长。3) **化学原料和化学制品制造业**：化工行业是典型的周期行业，预计2025年为下行周期尾部，2030年左右到达周期顶部，用电量增速与之对应，年均增速约为5%。4) **非金属矿物制品业**：非金属矿物制品业与黑色金属行业类似，受地产需求影响，且以水泥、平板玻璃为代表的高耗能行业受到严格的产能控制，用电量增长主要来自电气化水平的提升尤其是电锅炉、电窑炉等设备的推广，但预计短期推广力度有限，用电量预计维持较低速增长。

总体上，2025—2030年四大高载能行业用电量年增速约为2%。

图表 44：四大高载能行业用电量预测

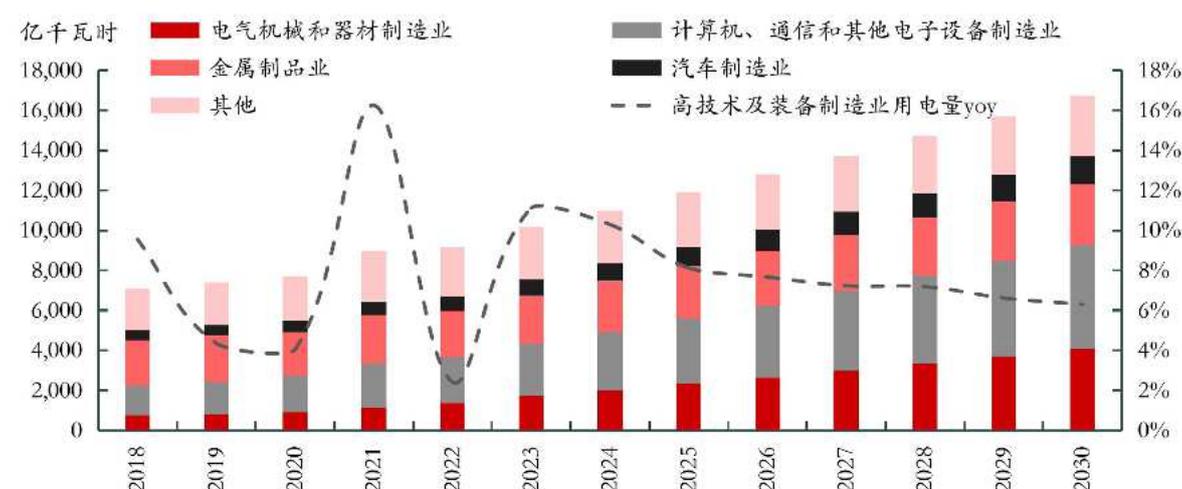


资料来源：中电联，东证衍生品研究院

高技术及装备制造业的发展是培育新质生产力的重要支撑，其 2024 年增加值占规上工业增加值的比重超过 50%，是制造业中最主要的增长力量。在各地大规模设备更新和消费品以旧换等政策措施的推动下，装备制造业保持高景气度。短期用电量增长点主要包括：电气设备制造、计算机及通信设备制造、新能源汽车、人形机器人等行业。1) **电气机械和器材制造业**：电气设备制造的下游需求主要来自于电源及输配电网络的新建和更新维护，尤其是光伏发电和智能电网建设，在我国能源加速转型以及电源电网工程投资规模持续扩大的背景下，预计 2030 年前电气设备制造业用电量年均增长率为 10%—15%。2) **计算机、通信和其他电子设备制造业**：计算机、通信等电子设备制造的下游需求主要来自于金融/政务领域的信创建设与改造、5G 通信网络建设、智能算力中心建设、智能消费设备普及等，其中，信创需求预计在 2025-2027 年大规模推进，5G 通信网络建设尤其是小基站迅速铺开将一直持续到 2030 年 6G 商用的到来，同时，在 AI 的风口下，智能设备的普及度也将持续提高，因此我们预计 2030 年前计算机、通信和其他电子设备制造业用电量年均增长率为 10%左右。3) **汽车制造业**：汽车制造业用电量增长主要来自新能源车整车制造，2024 年中国新能源汽车产量同比增长约 35%，新能源整车制造用电量同比增长 38.8%，汽车制造业用电量同比增长 10.7%，到 2030 年，我国新能源汽车保有量将达到约 1 亿量，市场占有率将超过 70%，预计 2025 年后新能源汽车产量增速将有所放缓，但由于目前新能源整车制造占汽车制造业总用电量的比例仅约 6%，预计对整体用电增速影响不明显，汽车制造业用电量年均增长率约为 5%—10%。4) **其他高端制造业**：人形机器人是未来高端装备制造中用电量的新增长点，但目前该行业尚处于起步阶段，短期应用领域有限。预计 2030 年前其他高端制造业用电量增速维持在 1%—2%左右。

总体上，2025—2030 年高技术及装备制造业用电量年增速约为 6%—8%。

图表 45：高技术及装备制造业用电量预测

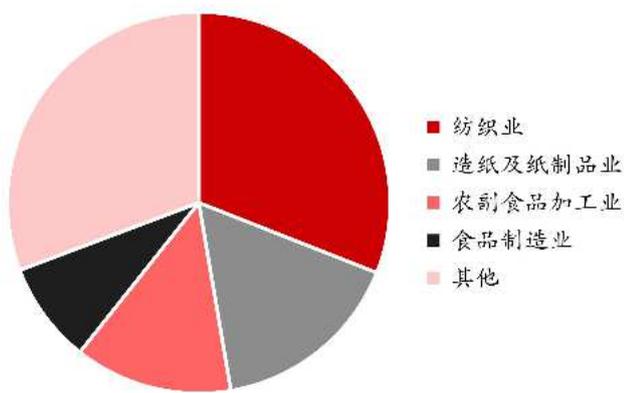


资料来源：中电联，东证衍生品研究院

消费品制造业中，纺织业和造纸业是近两年用电量增长最快且用电量最大的行业。短期用电量增长点主要包括：纺织业的稳步增长、消费刺激政策对造纸业/服饰业/家具制造业等的提振。1) **纺织业**：我国纺织业一直在全球占据龙头地位，具有明显的资源、工艺和成本优势。在智能制造、材料革命和工艺创新的推动下，纺织业用电量仍有持续的增长动力，预计2025-2029年纺织业用电量年均增长率维持在5%—8%的水平。2) **造纸业**：造纸业是近年来最稳定的用电量增长点，即便是在疫情前后其增长率也没有明显波动。产量最大的纸板品类是箱纸板和瓦楞原纸，且近五年维持了较高的产量增速，这主要得益于家电、电子产品、食品饮料等需求的持续增长。预计2030年前造纸业用电量年均增长率维持在4%—5%的水平。3) **其他消费品制造业**：农副食品加工业和食品制造业也是消费品制造业中用电量占比较大的领域，其用电量增长将主要得益于消费刺激政策的推进，预计维持近5年的平均增速；家具制造业在近几年也维持了较高的用电量增速，但其用电量占比较小，对消费品总体情况影响不大。

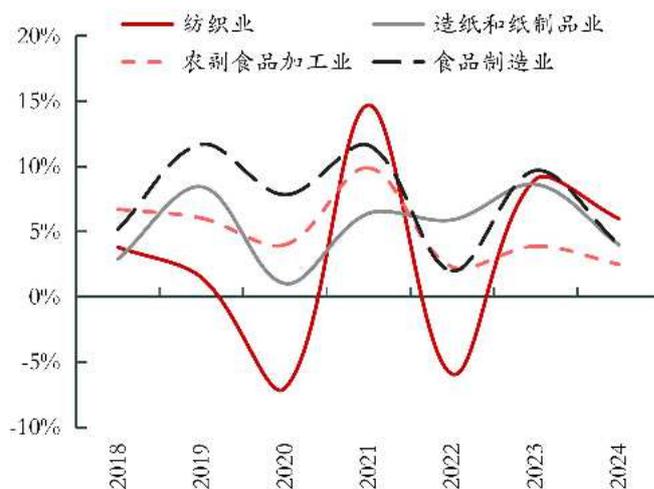
总体上，2025—2030年消费品制造业用电量年增速约为3%—4%，第二产业用电量年增速约3%—4%。

图表 46：2024 年消费品制造业用电结构（预估）



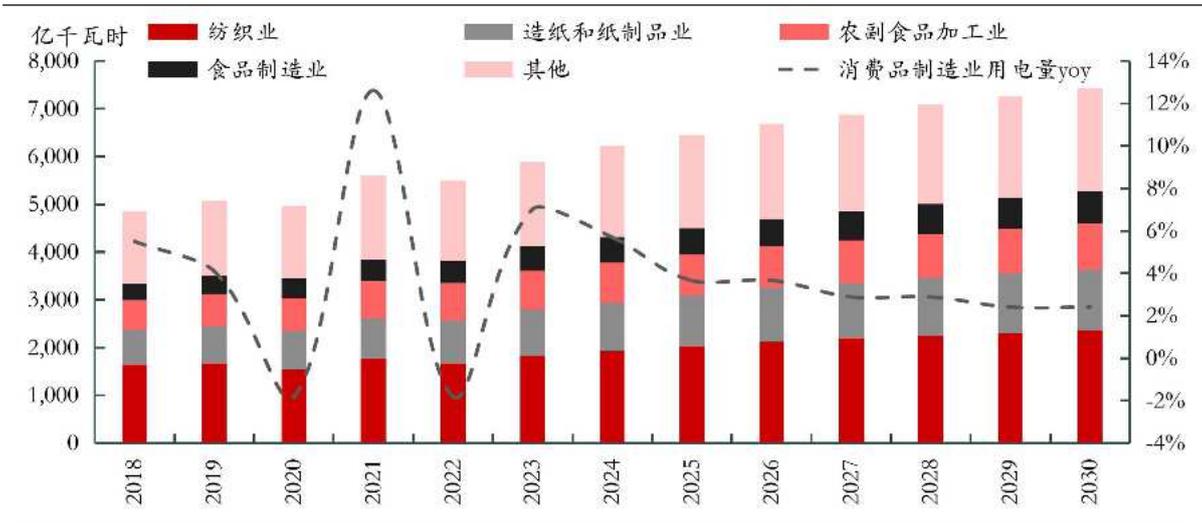
资料来源：国家能源局，中电联，东证衍生品研究院

图表 47：主要消费品制造业用电量增速



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

图表 48: 消费品制造业用电量预测



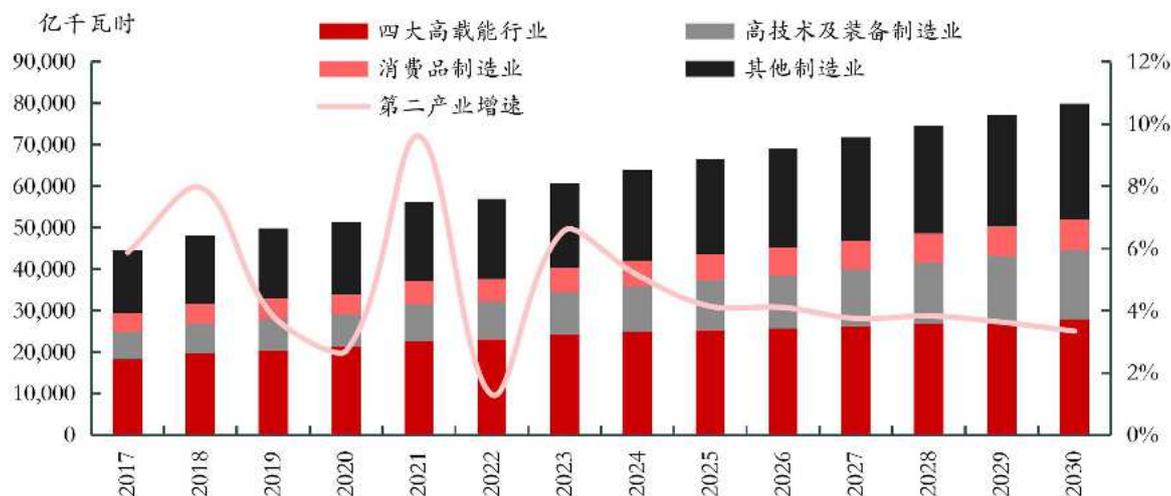
资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

图表 49: 第二产业用电量主要增长点

主要增长点	驱动因素	增长领域	2025年-2030年 复合年均增长率预测
传统产业电气化改造	“双碳”目标下钢铁、化工等高耗能行业节能降碳行动	电炉钢: 2030年短流程炼钢占比提升至20%以上 建材/化工: 电锅炉、电窑炉等技术推广	4%
工业领域设备更新	推动老旧装置绿色化、智能化、安全化改造	装备数字化: 工业机器人、智能监控、智能物流 车间设备互联: 工业互联网建设	
战略性新兴产业制造	新能源汽车、光伏/锂电设备、半导体等产业链扩张	动力电池生产: 电芯制造、化成/分容工序 晶圆制造: 28nm以下先进制程扩产	
数据中心和数字基建	AI算力需求爆发、东数西算工程落地	超算中心: 单机柜功率密度从10kW向30kW升级 5G基站: 到2027年底全面实现5G规模化应用	
消费品制造	消费提振政策扩大内需	纺织业: 智能制造、材料革命和工艺创新 造纸业: 消费提振对包装纸的需求增长	

资料来源: 东证衍生品研究院

图表 50: 第二产业用电量预测



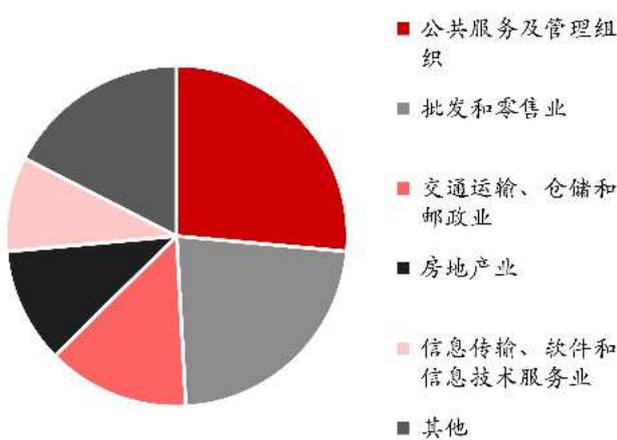
资料来源: 中电联, 东证衍生品研究院

3、第三产业: 新能源汽车保有量提升带动充换电需求增长

第三产业中, 公共服务业、批发零售业和交通运输业是最主要的用电领域, 其中公共服务业的用电增速较为稳定, 预计 2030 年前维持近五年的平均增速, 约 7%—8%。1) **批发零售业**: 近两年批发零售业的用电增量主要来自于充换电服务业。2017 年以来, 充换电服务业用电量年均增长率超过 70%, 主得益于新能源汽车保有量的迅速提升, 假设 2030 年新能源汽车保有量超过 1 亿量, 预计充换电服务业用电量需求将达到约 2,500 亿千瓦时。假设非充换电业务维持 8% 的历史年均增速, 则 2030 年前, 批发零售业用电量年均增长率预计为 10%—12%。2) **交通运输、仓储和邮政业**: 铁路运输业是交通运输业中最大的耗电来源, 约占交通运输、仓储和邮政业的五成, 主要来自高速铁路运营。截至 2024 年, 全国高速铁路运营历程达到 4.8 万公里, 预计到 2030 年, 高铁运营里程将达到 6 万公里左右, 带动交通运输业用电量增长 300 亿千瓦时。2030 年前, 交通运输、仓储和邮政业用电量年均增长率预计为 8%—10%。3) **房地产业**: 我国城镇化率仍在提升的过程中, 尽管增速明显放缓, 此过程依旧会持续带来新增住宅购置需求。住宅市场的刚性需求和改善型需求依然存在且占据主导地位, 但短期受制于经济下行压力, 有购房需求人群大多持观望态度。热门一二线城市的供需关系相对紧张, 房地产市场增长压力明显较小, 而三四线城市则面临较大的去库压力, 预计 2030 年前房地产业用电量增速呈缓慢下降趋势, 年均增速约 5%—8%。4) **信息传输、软件和信息技术服务业**: 在大数据、AI 发展的支撑下, 互联网和相关服务业是短期最具潜力的增长点, 2024 年其用电量增长率已超过 20%。2030 年前, 信息传输、软件和信息技术服务业用电量年均增长率预计为 10%—15%。5) **租赁和商务服务业**: 由于住宅房地产发展受限, 许多房企开始转向城市商业综合体建设, 消费水平的提高和人口的聚集和对消费、娱乐和办公场景也提出了更高的要求, 大型商业综合体已经逐步从大城市下沉到了县城, 仍有较大的增长空间, 且智慧楼宇智能化系统也在逐渐铺开, 进一步放大用电需求。2030 年前, 租赁和商务服务业用电量年均增长率预计为 10%。

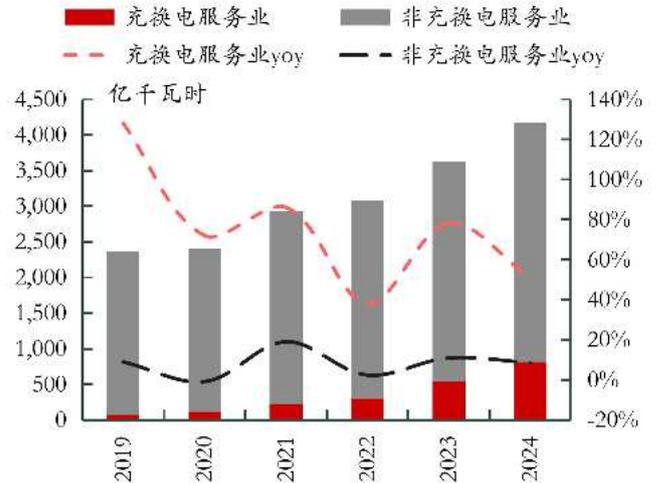
总体上，第三产业用电量年增速约 8%—9%。

图表 51：2024 年第三产业用电结构（预估）



资料来源：国家能源局，中电联，东证衍生品研究院

图表 52：充换电服务业带动批发零售业用电量增长



资料来源：国家能源局，中电联，东证衍生品研究院

图表 53：第三产业用电量主要增长点

主要增长点	驱动因素	增长领域	2025 年-2030 年复合年均增长率预测
互联网相关服务	移动互联网、AI、大数据、云计算发展迅速	超大型数据中心：规模超 1 万个标准机架 分布式数据中心：5G+物联网	9%
商业服务与城市综合体	夜间经济繁荣、智慧楼宇改造、冷链物流扩张	智能温控系统：大型商场/写字楼动态能源管理 冷链仓储：生鲜电商驱动冷库容量翻番	
交通电气化	新能源汽车渗透率提升、充电网络下沉	新能源汽车：2030 年保有量超 1 亿辆 城市轨道交通：电气化率 100%，轨道交通运营里程持续增长 港口建设：岸电覆盖、自动化作业	
公共服务业	医疗设备升级、教育信息化、社区养老设施完善	数字医疗：三级医院影像中心 智慧校园：VR 教室、实验室高算力终端	
新兴服务业	元宇宙应用试点、区块链节点部署、无人机物流网络	虚拟现实体验馆：单场馆峰值负荷达 1MW 区块链算力中心：分布式记账节点耗电	

资料来源：东证衍生品研究院

图表 54：第三产业用电量预测



资料来源：中电联，东证衍生品研究院

4、城乡居民生活用电：消费升级与能源替代

居民用电量的激增反映的是居民生活场景的优化升级。1) **家居智能化**：全屋智能系统是现代家装的主要发展趋势之一，基于物联网和 AI 技术，家居生活变得更加便捷、智能和具有个性化，各种小型智能设备的普及也进一步增加了家庭用电，预计这一部分的用电量将占到生活用电总量的 30% 以上。2) **新能源汽车用电需求**：截至 2025 年 2 月，我国公共充电装保有量为 383 万台，而私人充电桩则达到 962 万台，是基础充电设施的绝对主力。私人充电桩采用交流电慢充，通常享受峰谷电价，充电成本更低，因此近年规模迅速扩张，另外，部分地区正在支持建设社区共享充电桩或推进私桩共享模式，预计其用电量也将跟随新能源汽车保有量持续上升。3) **取暖和制冷需求**：取暖方面，北方高寒地区采暖周期较长，能源需求大，除集中采暖地区外，多采用散煤燃烧取暖，易造成严重的环境污染，2017 年以来，北方多地出台电采暖支持政策，推进“煤改电”持续深化，目前电采暖占比约 10%；而在南方地区，集中供暖基础设施建设尚未铺开，大多数居民选择空调、电暖器、壁挂炉、地暖、空气源热泵等采暖方式，随着南方居民对供暖舒适度要求的提高，取暖用电量也将上升。制冷方面，全球气候变暖使得夏天周期更长、平均温度更高，尽管空调能效在逐渐降低，但整体制冷耗电量可能仍会持续增长。4) **新型生活场景用电**：“十四五”规划中，虚拟现实 (VR) 和增强现实 (AR) 技术被列入数字经济重点产业，其目前的应用领域主要是为文旅娱乐，但受制于技术水平、应用开发成本等问题，相关设备在居民生活中普及度较低，预计到 2030 年左右才会作为娱乐设备大范围普及，且通常高端 VR 设备功率不超过 100W，其耗电占居民生活用电比例较低。

总体上，预计城乡居民用电量年增速保持在 5%—8%。

图表 55: 城乡居民生活用电量主要增长点

主要增长点	驱动因素	增长领域	2025年-2030年 复合年均增长率预测
家电升级和智能化	智能家居普及、能效标准提升、农村家电渗透率提升	高功率家电: 超大屏电视、中央空调 智能设备: 全屋智能、扫地机器人等 IOT 设备	7%
新能源汽车家庭充电	新能源汽车保有量激增、家用充电桩普及	私人充电桩: 7kW 慢充桩普及 社区共享快充: 夜间谷电时段集中充电	
取暖与制冷方式变革	北方“煤改电”深化, 南方热浪频发	空气源热泵: 替代燃煤锅炉 夏季热浪频发: 制冷需求明显增高	
农村电气化补短板	乡村振兴战略、农村电网改造	厨房电气化: 电磁炉替代传统柴灶 生产生活混合用电: 家庭作坊式农产品加工设备	
新型生活场景用电	居家办公常态化、元宇宙社交体验兴起	远程办公设备: 高性能电脑、多屏显示 VR/AR 娱乐设备: 沉浸式体验终端	

资料来源: 东证衍生品研究院

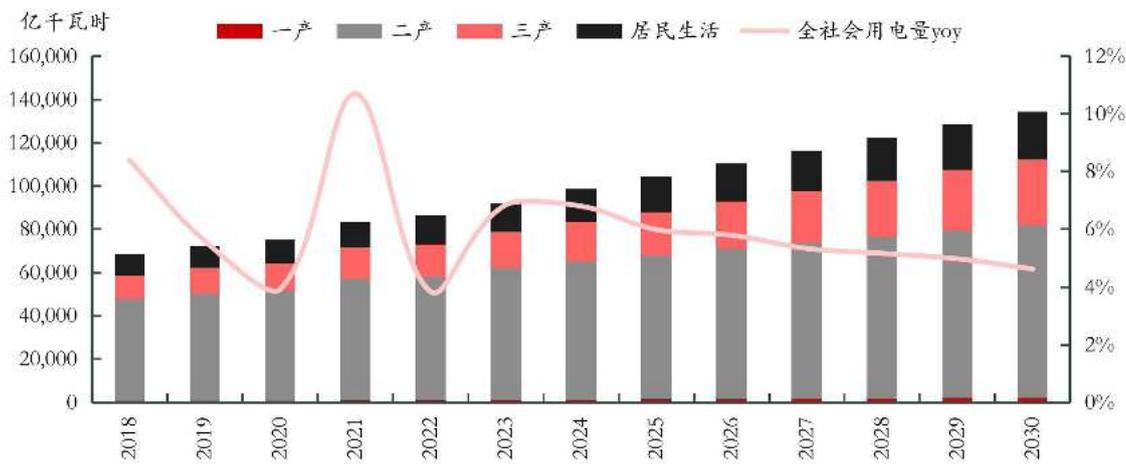
图表 56: 城乡居民生活用电量预测



资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

综上, 预计到 2030 年, 我国全社会用电量将达到 13.5 万亿千瓦时, 其中第二产业用电量占比将下降至 60%, 第三产业和城乡居民生活用电量占比将有所提升。

图表 57：全社会用电量预测



资料来源：国家能源局，东证衍生品研究院

2.2、电力供应结构预测

围绕“双碳”战略目标，积极发展清洁能源是中国能源系统转型的必经之路。长期来看，清洁能源，尤其是风力发电和太阳能发电将成为我国最主要的发电来源，煤电将逐渐淘汰或转为应急备用电源，气电、抽水蓄能等将主要发挥调峰作用。

1、风光电：风光大基地建设是主战场

根据国家发改委、国家能源局 2022 年 5 月发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》提出，要实现 2030 年风电、太阳能发电总装机容量要达到 12 亿千瓦以上的目标，而实际上，这一目标已于 2024 年提前实现。2024 年我国并网风光电装机量达到 14 亿千瓦，同比增长 34%，其中陆上风电 4.8 亿千瓦、集中式光伏 5.1 亿千瓦，是我国能源转型的绝对主力。随着风电、光伏度电成本的下降，其在电力市场的竞争力逐渐增强，资源较丰富地区的风光发电成本已远低于煤电标杆电价，这也进一步促进了风光行业的发展。

目前，我国风电行业发展重点已经转向大型风光基地建设，尤其是三北沙漠、戈壁、荒漠地区的新能源基地建设。2022 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局发布《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，明确到 2030 年，我国将规划建设风光基地总装机规模约 4.55 亿千瓦，其中“十四五”时期规划建设 2 亿千瓦，“十五五”时期规划建设 2.55 亿千瓦。截至 2024 年底，第一批大基地项目已建成 9,199 万千瓦，占规划的 95%。第二、三批项目预计在 2025 年底前建成投产 5,000 万千瓦。

风电行业的另一重要发展方向是深水远岸海上风电项目，2024 年 12 月，自然资源部印发《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》，提出推进海上风电向深水远岸布局，

且 2025 年两会政府工作报告中也首次提及发展海上风电，海风项目建设或进入加速期，预计到 2030 年海上风电装机容量将达到 2 亿千瓦。

分布式光伏方面，建筑“光伏+”、交通“光伏+”、农业“光伏+”等项目也正在逐渐铺开，上海在 2024 年底便提出要全面推行建筑“光伏+”应用，全国许多地区均在积极探索各类“光伏+”项目试点。但考虑到成本、技术、项目管理以及社会接受度的问题，短期“光伏+”项目预计难以得到大范围推广。

图表 58：我国风光电行业近期发展政策梳理

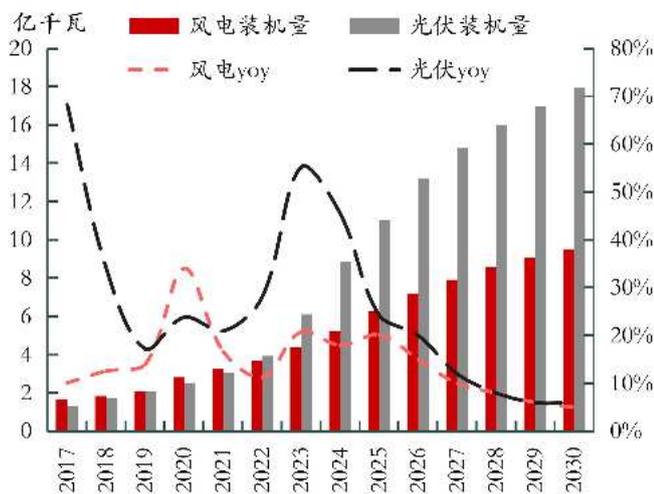
时间	文件名称	重点内容
2025 年 1 月	《分布式光伏发电开发建设管理办法》	各类投资主体要充分考虑电网承载力、消纳能力等因素，规范开发建设行为，保障分布式光伏发电健康有序发展；推动分布式光伏发电在建筑、交通、工业等领域实现多场景融合开发应用。
2024 年 12 月	《自然资源部关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》	推进深水远岸布局：属于新增海上风电项目的，应在离岸 30 千米以外或水深大于 30 米的海域布局；鼓励立体复合利用：鼓励在已取得合法用海手续的海洋油气开发区、深远海养殖区等已开发利用海域建设海上风电；有序实施升级改造：通过机组扩容、风机升级或风机位置优化调整等方式对已有项目进行升级改造。
2024 年 10 月	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，推动海上风电集群化开发；在具备条件的农村地区积极发展分散式风电和分布式光伏发电；开展深远海漂浮式海上风电试点应用。
2024 年 3 月	《关于组织开展“千乡万村驭风行动”的通知》	在农村地区充分利用零散土地，因地制宜推动风电就地就近开发利用。
2023 年 12 月	《关于组织开展“充电基础设施建设应用示范县和示范乡镇”申报工作的通知》	鼓励条件适宜地区结合充电设施建设分布式光伏、分散式风电等，形成绿色充电一体化系统。
2023 年 10 月	《关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》	将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。
2023 年 3 月	《关于组织开展农村能源革命试点县建设的通知》	充分利用农村地区空间资源，积极推进风电分散式开发。结合屋顶分布式光伏开发试点工作推进，鼓励利用新建住宅小区屋顶、厂房和公共建筑屋顶、农民自有建筑屋顶、设施农业等建设一定比例光伏发电。
2022 年 2 月	《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》	到 2030 年，我国将规划建设风光基地总装机量规模约 4.55 亿千瓦。

资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

短期来看，根据中国风能专委会以及光伏行业协会预计，2025 年中国风电新增装机将达到 1.05—1.15 亿千瓦，装机总量同比增长 20%—22%，增速较 2023—2024 年基本持平；光伏新增装机约 2.15—2.55 亿千瓦，装机总量同比增长 24%—29%，增速较 2023—2024 年明显下降。保守情形下，假设我国电力系统消纳能力提升速度稍显滞后，风光电装机投产速度受到明显拖累，分布式光伏项目审核趋严，弃风弃光率有所上升，预计到 2030 年，

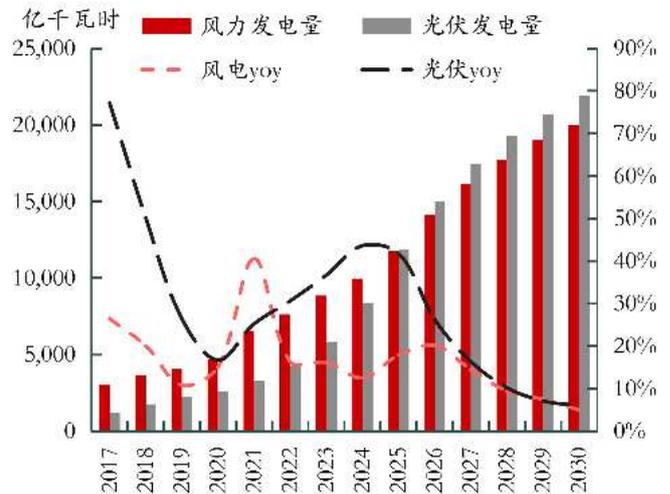
风电装机容量将达到约9亿千瓦，光伏装机约18亿千瓦，合计发电量约4.1—4.2万亿千瓦时。乐观情形下，假设我电网消纳能力迅速提升，“光伏+”项目大面积铺开，风光电装机保持中高速增长，弃风弃光率明显下降，光伏组件平均转换效率明显提升，参考IEA的STEPS预测，到2030年，风电装机容量将超过11亿千瓦，光伏装机超过25亿千瓦，合计发电量约5.5—5.6万亿千瓦时，但考虑新型储能建设的限制，预计实际利用率偏小。

图表 59: 保守情形下风光装机量预测



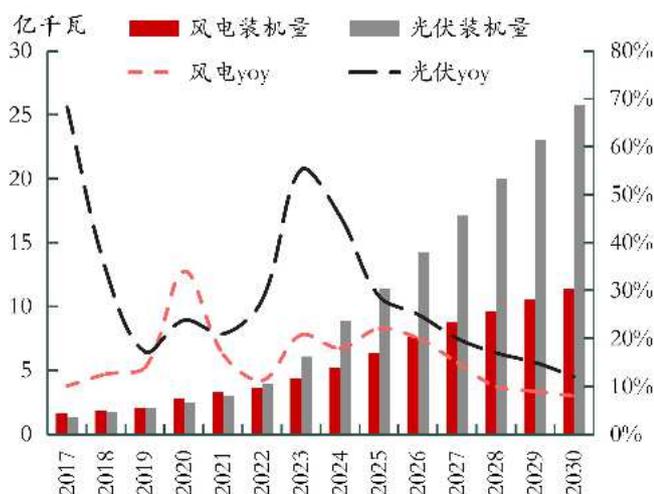
资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 60: 保守情形下风光发电量预测



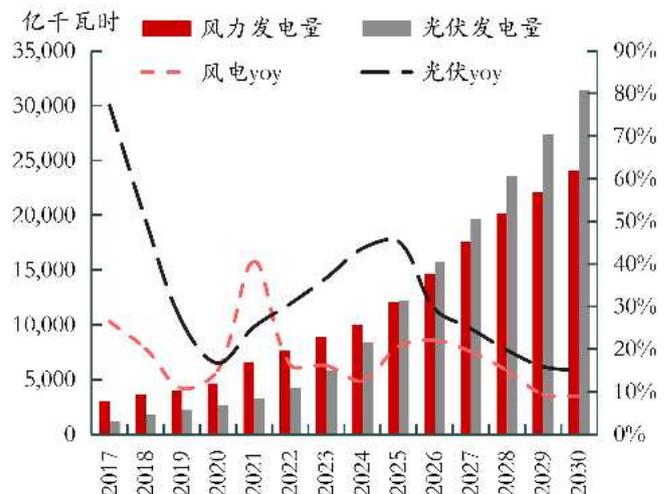
资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 61: 乐观情形下风光装机量预测



资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

图表 62: 乐观情形下风光发电量预测

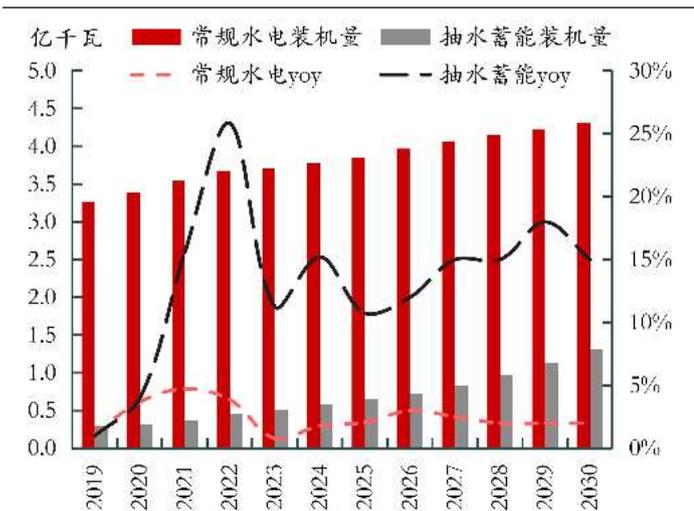


资料来源: 国家统计局, 东证衍生品研究院

2、水电：整体增速缓慢，调节作用更加凸显

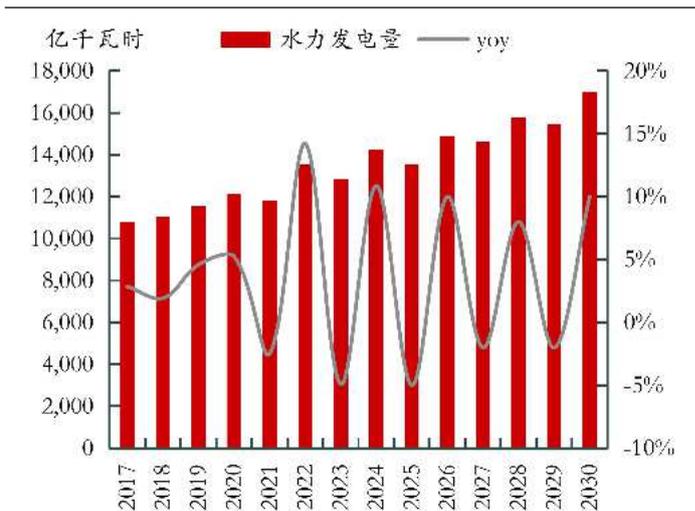
水电在我国电力供应体系中长期居于重要位置，其发电量仅次于火电，且与风光发电量总和也十分接近，由于常规水电项目建设周期较长，其装机容量增速持续处于较低水平；抽水蓄能的发展则具有更加重要的战略地位。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发展报告 2023 年度》，我国水力资源技术可开发量 6.87 亿千瓦，年发电量约 3 万亿千瓦时，截至 2024 年底常规水电开发度已达到 55%。我国剩余可开发水力资源主要集中在西南地区，黄河上游、金沙江上游、雅砻江上游和大渡河上游的水电建设正在有序推进，在建常规水电规模超 2,600 万千瓦，“十五五”初期或迎来投产高峰，预计到 2030 年常规水电装机容量约 4.3 亿千瓦；抽水蓄能方面，截至 2024 年底在建项目规模约 1.75 亿千瓦，由于整体建设周期较长，预计“十五五”末期迎来投产高峰，到 2030 年装机规模超过 1.3 亿千瓦。但水电出力具有极大的波动性，考虑到 2024/2025 年冬季降雪偏少，市场预测 2025 年水电出力可能出现明显收缩。且由于近年来干旱事件的发生频率和影响规模有扩大的趋势，预计常规水电实际出力将长期受到较大限制，可能会出现比较明显的丰枯年分化，预计 2025-2030 年水力发电量年均增长率约 3%，略低于前 10 年均值水平 (+4.2%)，2030 年水力发电量将达到 1.7 万亿千瓦时。

图表 63：水电装机量预测



资料来源：国家能源局，水电水利规划设计总院，东证衍生品研究院

图表 64：水力发电量预测



资料来源：国家能源局，东证衍生品研究院

4、煤电：功能转变，有序退出

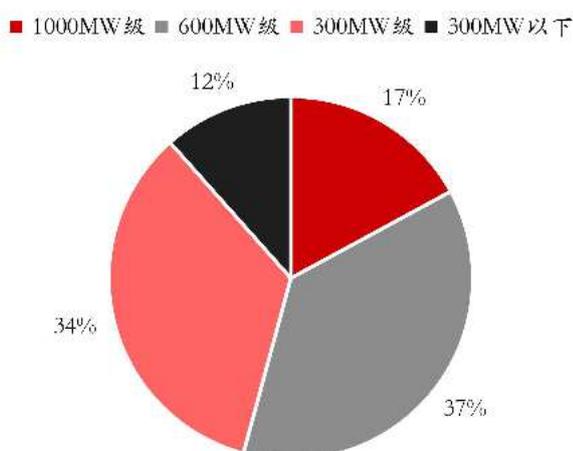
煤电短期内都将是我国能源体系中最大的电力来源，但在新型电力系统建设的背景下，其功能定位也正在逐步发生转变，主要的发展方向包括严控煤电装机、优化煤电布局、提升煤电灵活性。

煤电装机增速将持续放缓，预计2030年前后装机量达峰。2016年3月，国家发改委和能源局发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》，明确指出建立煤电规划建设风险预警机制、严控煤电总量规模、加大淘汰落后产能力度；同年4月，印发《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知》，明确煤电机组淘汰标准，并对规划及核准（在建）煤电项目采取“取消一批、缓核一批、缓建一批”的处理措施，使得2016-2019年我国煤电机组新增容量明显下降，2020年“双碳”目标确立后，煤电项目管控更为严格。中电联预计，“十五五”期间全国煤电装机将新增0.3亿千瓦，达到12.6亿千瓦的峰值。

落后产能淘汰稳步推进，提升大容量煤电机组占比。早在2007年，国家就发文鼓励各地区和企业关停小机组，集中建设大机组，实施“上大压小”，“十一五”期间，绝大部分200MW以下煤电机组都被关停；“十三五”期间，运行超过一定年限的300MW以下煤电机组也陆续被淘汰；“十四五”期间，300MW以下煤电机组加速关停，“上大压小”项目已经逐渐扩展到以600MW以上机组替代300MW机组。

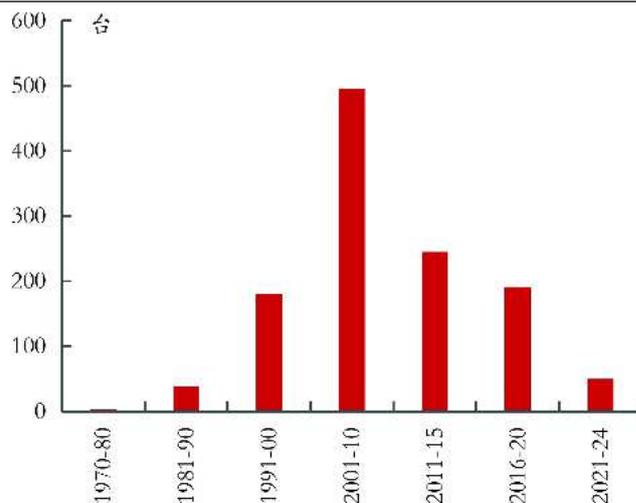
据不完全统计，截至2024年底，我国在产300MW等级煤电机组约1,250台，总装机容量占煤电装机总量的34%；600MW等级煤电机组约700台，总装机容量占煤电装机总量的37%；1000MW等级煤电机组约202台，总装机容量占煤电装机总量的17%。从投运时间来看，300MW等级机组投运时间主要集中在2001-2010年，2021年来投产数量明显下降；600MW等级机组投运时间集中在2006-2020年，目前投产速度有所放缓，且其中部分为“等容量替代”和“上大压小”项目，对300MW及以下项目进行替代；1000MW等级机组则是在2015年以后才开始集中投运，且目前在建机组约140台，预计会在2025-2027年集中建成投运。

图表 65：2024 年在产煤电机组容量分布



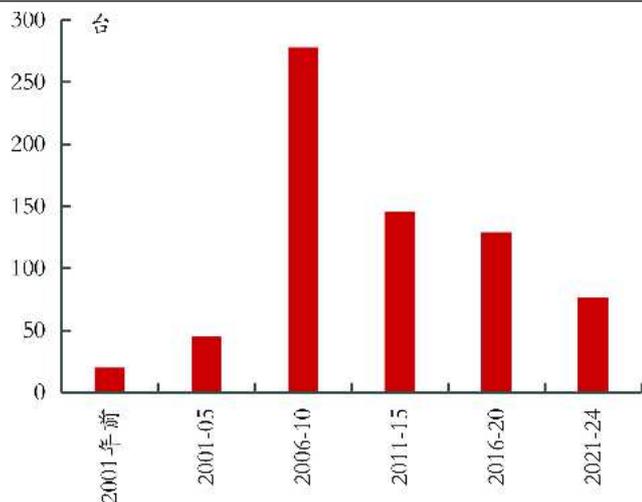
资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

图表 66：在产 300MW 等级煤电机组投运时间分布



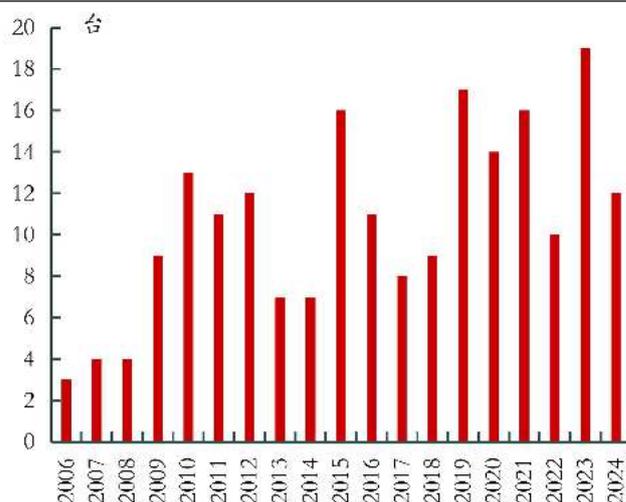
资料来源：公开资料整理，东证衍生品研究院

图表 67: 在产 600MW 等级煤发电机组投运时间分布



资料来源: 公开资料整理, 东证衍生品研究院

图表 68: 在产 1000MW 等级煤发电机组投运时间分布



资料来源: 公开资料整理, 东证衍生品研究院

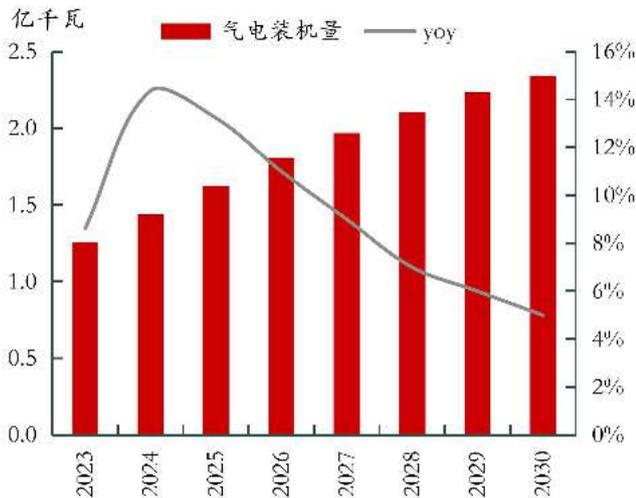
提升煤电机组调峰能力, 低效机组转为应急备用电源。新能源的大规模并网对电力系统灵活性提出了较高的要求, 而在储备等调节资源尚未形成大规模应用的情况下, 煤电机组是参与系统调节最重要的主体之一, 尤其是在抽水蓄能资源缺乏的地区。煤电灵活性改造最主要的目标是降低机组最小出力, 即增加调峰能力, 另外也会重点提升机组快速启停、快速升降负荷的能力。“十四五”期间, 我国进行大范围煤电机组灵活性改造, 截至 2024 年三季度末, 全国灵活调节煤电规模超过 6 亿千瓦, 到 2027 年, 存量煤电机组将实现“应改尽改”。目前我国煤电机组平均负荷率约为 60%—65%, 即调峰深度 35%—40%, 先进机组调峰深度可达 80%。另一方面, 针对部分符合条件的关停机组和无法进行改造的落后机组, 国家支持将其转为应急备用电源(不纳入现役煤电装机统计范围), 从而进一步优化机组结构, 在特殊时期承担一定的系统调节任务。预计到 2030 年, 我国全部 300MW 以下机组以及约 10%的 300MW 等级机组都将完成“等容量替代”“上大压小”改建或转为备用电源。

5、气电: 作为负荷中心地区的清洁调峰电源

近年来, 我国天然气发电的发展一直相对平稳, 整体装机规模小, 年利用小时数偏低。2024 年 2 月, 国家发改委和能源局印发《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》, 明确指出, “在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的地区, 适度布局一批调峰气电项目, 充分发挥燃气机组快速启停优势, 提升系统短时顶峰和深度调节能力”, 明确了未来我国天然气发电行业的主要发展方向。相较煤电, 气电在灵活性和环保型方面更具优势, 是能源转型过渡期重要的调节性电源, 尤其是在长三角、珠三角以及大气污染防治重点区域, 气电将逐步取代部分煤电承担尖峰负荷调节以及应急功能。

受制于重型燃气轮机技术限制和天然气资源约束，预计我国气电装机增速在 2025—2030 年将逐渐放缓，到 2030 年装机量或达到 2.3 亿千瓦，且由于气电功能的转变，其实际利用小时数也将逐渐缩短，发电量增速将略低于装机增速，2030 年气电发电量预计达到 4,500 亿千瓦时。

图表 69：气电装机量预测



资料来源：国家能源局，东证衍生品研究院

图表 70：气电发电量预测



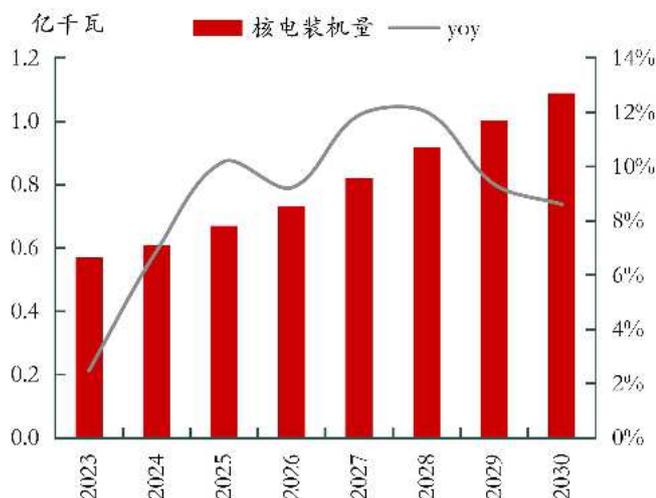
资料来源：国家能源局，东证衍生品研究院

6、核电：替代部分煤电基荷，探索安全调峰可能性

安全始终是我国核电发展过程中的首要要求，受日本福岛核电站泄露事故影响，我国核电建设曾经长期进入停滞状态，2019 年核电市场重启，当年 4 台机组获核准、3 台机组开工、3 台机组投运。随着先进核能技术的应用以及核安全保障能力的提升，我国核电正逐渐从补充性能源转变为能提供稳定清洁电力的常规电源。同时，2024 年 2 月，国家发改委和能源局在《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》中首次提及“探索核电调峰，研究核电安全参与电力系统调节的可行性”，因此未来核电也将逐渐参与电网调峰，应对风光电规模增长带来的系统性波动。

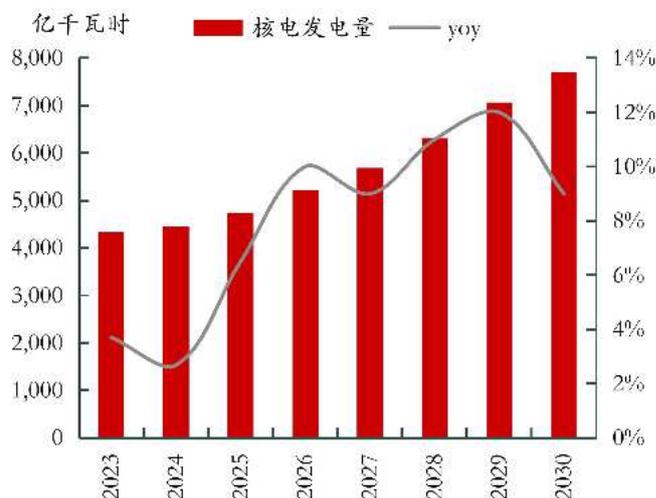
2022—2024 年，我国分别核准 10、10、11 台核电机组，创历史新高。截至 2024 年底，我国在建核电机组共 27 台，装机容量超 3,000 万千瓦，全部在运、在建及核准待建机组装机容量共 1.13 亿千瓦，按照平均 5—6 年的建设周期，到 2030 年这部分在建机组或全部实现投产。另外，小型模块化反应堆（SMR）是未来核电发展的新增长点，其优势在于建设周期短、应用场景灵活、事故后可控性高等。但目前我国 SMR 发展还处于示范建设阶段，且相应的法律法规和标准体系尚未形成，因此这一发展方向短期不会对我国整体核电规模产生明显影响。按照目前在建核电站的工程进度，预计 2030 年我国核电装机容量将达到 1.1 亿千瓦，年发电量将超过 7,500 亿千瓦时。

图表 71: 核电装机量预测



资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

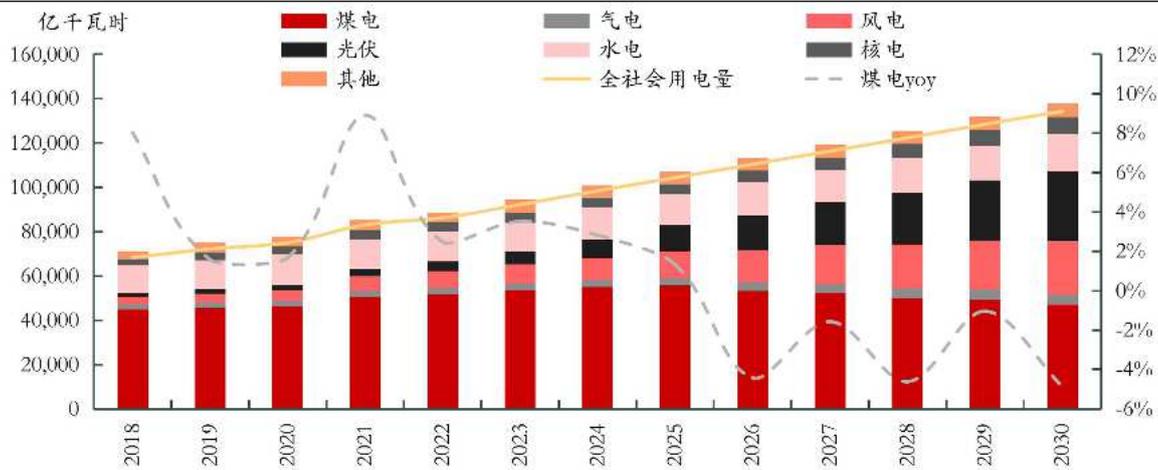
图表 72: 核电发电量预测



资料来源: 国家能源局, 东证衍生品研究院

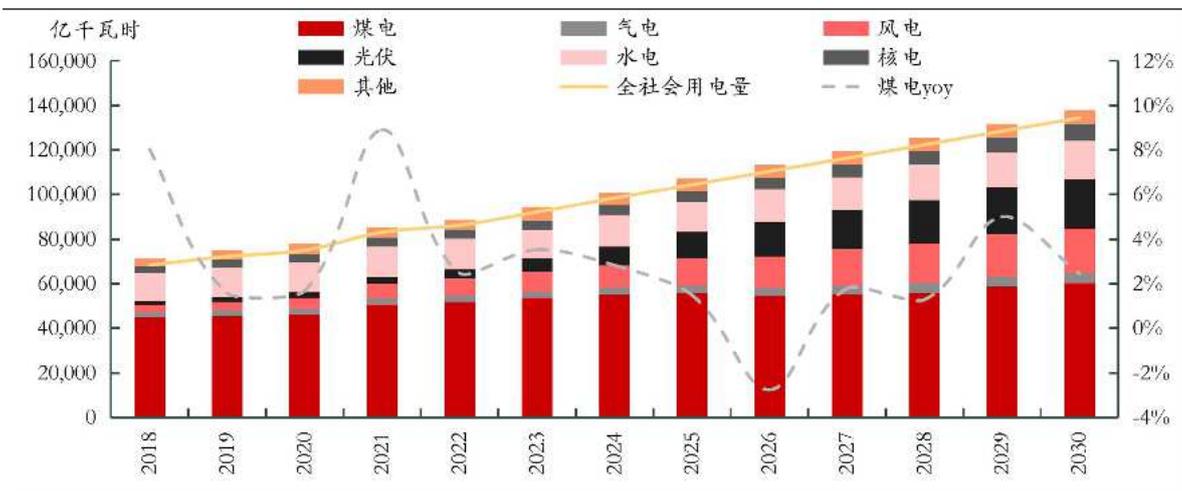
结合全社会用电需求,在风光发电量增长偏乐观的情形下,预计我国燃煤发电量或在2025年达峰,煤电峰值约为5.6万亿千瓦时,并顺利进入下行周期;在风光发电量增长偏保守的情形下,燃煤发电量将自2025年进入短暂的平台期,如果风光发电量增长在“十五五”后期出现明显减速,则燃煤发电量将再次进入上升阶段,峰值预计将出现在2030年之后。

图表 73: 全社会发电结构预测——风光增长偏乐观



资料来源: 国家能源局, 国家统计局, 中电联, 东证衍生品研究院

图表 74：全社会发电结构预测——风光增长偏保守



资料来源：国家能源局，国家统计局，中电联，东证衍生品研究院

2.3、火电碳排放强度预测

根据国家统计局公布的电力二氧化碳排放因子，2022年全国化石能源电力二氧化碳排放强度为 832.5gCO₂/kWh，燃煤发电是最主要的碳排放来源。因此，降低燃煤发电碳排放强度是我国电力部门减排最重要的方式之一。

燃煤机组整体容量级别决定了煤电碳排放强度的上限。大容量、高效率、高参数的 600MW 及 1000MW 超超临界机组是目前发电机组的主流发展趋势。通过优化锅炉设计，提高蒸汽的初温和初压，热能转换效率大幅提升，超超临界机组得以实现煤炭资源的高效利用，从而显著降低机组发电煤耗，我国先进超超临界机组供电煤耗可达到 250 gCO₂/kWh 左右。根据《燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》（GB 21258-2024），300MW 等级亚临界发电机组供电煤耗一般比 1000MW 等级超超临界发电机组高 40 gce/kWh 左右，碳排放强度差距约 110 gCO₂/kWh。即在煤电机组装机容量不变的条件下，如果全部替换为超超临界机组，则整体供电碳排放强度将至少下降 50 gCO₂/kWh。

生物质及其他绿色燃料掺烧比例决定了煤电碳排放强度的下限。根据《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》（以下简称《方案》），短期我国煤电低碳化改造主要有三种路径，生物质掺烧、绿氨掺烧和 CCUS。

1) **生物质掺烧：**我国燃煤机组掺烧生物质发电技术整体处于示范阶段，2018 年国家能源局发布了 84 个煤耦合生物质发电试点项目，但后续由于生物质价格升高、补贴退坡等原因，只有两家电厂完成了改造，2021 年以来，耦合生物质发电技术继续发展，约 4 家电厂完成了试点项目投产。按照《方案》规划，改造建设后煤电机组具备掺烧 10% 以上生物质燃料能力。相关数据表明，如果现有的生物质发电机组容量保持不变，将秸秆和林业废弃物的能源化利用率提升至 20%，将能满足 15% 的燃煤机组掺烧 10% 的生物质需求。假设到 2030 年 10% 存量燃煤机组的生物质燃料掺烧比例达到了 10%，则整体碳排放强度将降低约 1%。

2) **绿氨掺烧**: 掺烧所使用的绿氨由风光等可再生能源富余电力通过电解水制绿氢并合成得到。目前我国项目远期规划产能约 2,000 万吨/年, 约可满足 5% 燃煤机组掺烧 10% 绿氨的需求。假设到 2030 年 2% 存量燃煤机组的生物质燃料掺烧比例达到了 10%, 则整体碳排放强度将降低约 0.2%。

3) **CCUS**: CCUS 是碳中和过程中最关键的负碳技术, 国际能源署预计, 本世纪末要实现全球气候温升幅在 1.5°C 以内, 32% 的碳减排任务需要依赖于 CCUS 技术。截至 2024 年底, 我国 CCUS 示范项目共 109 个, 碳捕集能力约 600 万吨/年, 碳注入能力约 400 万吨/年, 其中许多项目为钢铁、水泥、油气等行业的配套项目, 发电配套项目碳捕集能力约占电力部门碳排放总量不到的 0.05%, 短期减排作用较为有限。

图表 75: 常规燃煤发电机组单位产品能耗限额等级

压力参数	容量级别 (MW)	供电煤耗 (gce/kWh)		
		1 级	2 级	3 级
超超临界	1000	≤ 268	≤ 276	≤ 283
	600	≤ 275	≤ 282	≤ 291
超临界	600	≤ 286	≤ 285	≤ 299
	300	≤ 290		≤ 308
亚临界	600	≤ 303		≤ 312
	300	≤ 309		≤ 321
超高压	200	—		≤ 352
	200 以下			

资料来源: GB 21258-2024

根据生态环境部 2024 年 10 月发布的《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量核分配方案》(以下简称《分配方案》), 综合不同等级发电机组发电量占比, 2023 年全国燃煤发电碳排放强度约为 810 g/kWh, 综合上述两种情形及必要的技术优化, 预计到 2030 年, 煤电碳排放强度将下降到 770 g/kWh 左右。在风光发电增速偏保守的情形下, 预计我国燃煤发电碳排放总量达峰时点将在 2030 年之后, 峰值预计超过 47 亿吨; 在风光发电增速偏乐观的情形下, 预计我国燃煤发电碳排放总量将在 2025 年达到峰值, 约 45 亿吨。

图表 76：我国燃煤发电碳排放总量预测



资料来源：东证衍生品研究院

燃气发电机组方面，提升机组容量级别同样是降低碳排放强度的重要方式。由于我国重型燃气轮机曾长期面临技术封锁，截至 2024 年底，我国在产燃气机组超半数以上为 E 级机组，H 级机组数量占比仅 4%，但短期新建机组多为 F 级和 H 级，将逐渐降低整体碳排放强度。根据《分配方案》，2023 年燃气机组碳排放（发电）平衡值为 323.9g/kWh，假设按照年均 0.5%—0.7% 的速度下降，则到 2030 年燃气机组碳排放强度将下降至 310g/kWh 左右。气电碳排放总量将以每年 5%—6% 的速度增长，到 2030 年约为 1.4 亿吨。

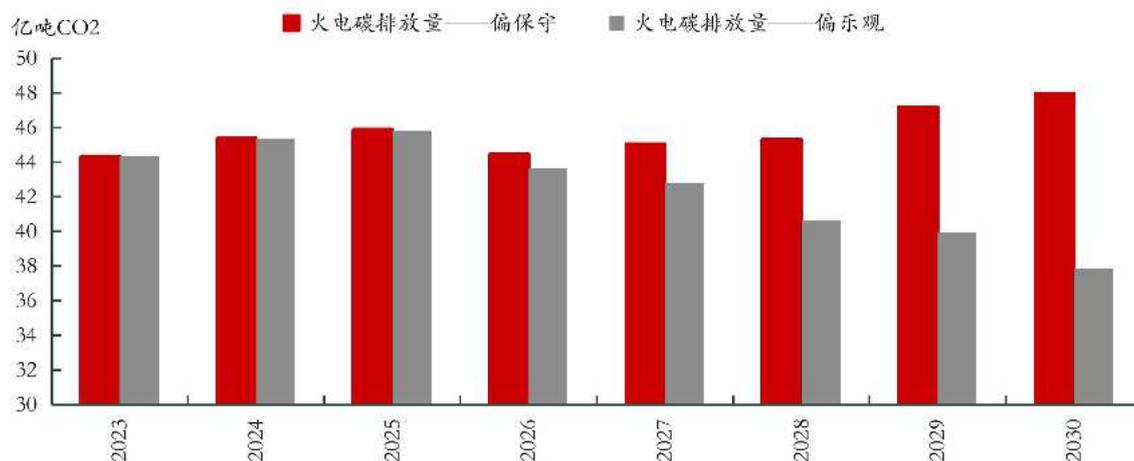
图表 77：燃气—蒸汽联合循环发电机组单位产品能耗限额等级

机组类型	容量级别 (MW)	供电煤耗 (gce/kWh)		
		1 级	2 级	3 级
H 级	500	201	210	215
F 级	400	203	215	223
	300	206	219	227
	100	220	232	241
E 级	100	232	245	259

资料来源：GB 45247-2025

综合前文计算的煤电碳排放总量变化路径，不考虑燃油发电、垃圾焚烧发电、生物质发电等其他火力发电碳排放，在风光发电增速偏保守的情形下，预计我国电力部门碳排放总量将在 2030 年后达到峰值，预计超过 48 亿吨；在风光发电增速偏乐观的情形下，预计我国电力部门碳排放总量将在 2025 年达到峰值，约 46 亿吨。

图表 78：我国电力部门碳排放总量预测



资料来源：东证衍生品研究院

3、实现电力部门脱碳面临的风险与挑战

1、技术挑战

可再生能源的波动性与电网系统的稳定性。在风光电占比逐渐增长的过程中，电网整体的波动性明显加剧，将为系统带来更大的调节压力，电价大幅波动的情况也会更加突出。一方面，长期来看，能源低碳化对新型储能提出更高的要求，最好能满足大规模、高效率、长寿命、低成本、响应快、资源不受限等多个条件，但目前不同储能技术各有所长，仍面临较大的技术瓶颈。另一方面，我国可再生能源资源与用电负荷中心呈逆向分布，而电网跨区域调节能力相对有限，因而弃风弃光的问题存在放大的可能性。

CCUS 商业化面临成本和技术难题。CCUS 是实现脱碳的关键技术之一，尽管我国已具备了二氧化碳大规模捕集利用的技术基础，但其运行成本较为高昂，发电行业的碳捕集成本约为 50—120 美元/吨 CO₂，而成本如此之高也主要是受技术影响，化学吸收法技术相对成熟，但其过程能耗大、成本高，限制了大规模应用，高性能吸收剂是目前碳捕集技术的主要研究方向，但技术成熟度不足。高成本和高技术门槛使得企业应用 CCUS 技术时面临较大的风险，商业模式未形成，市场参与度不高。

2、产业风险

煤电资产搁浅风险。我国拥有全球规模最大同时也最年轻的煤电设施，平均机龄仅约 15 年，而发达国家的机龄普遍在 40 年以上。而随着能源系统转型的推进，煤电逐渐从主体能源向调峰能源转变。经灵活性改造的机组将面临更高的运行和维护成本，更快的设备折旧速度。同时，尽管我国并未明确设定煤电退出时间，但煤电作为灵活性电源实现电力系统调节存在非常大的局限性，因为煤电只能放电不能储电，因此煤电最终仍会被逐

渐淘汰，仅少部分作为应急备用电源。在电力价格补偿机制尚待完善的情况下，煤电企业面临一定的资产搁浅风险。

传统能源省份经济压力。能源转型带来的煤炭消费的下滑势必会对山西、内蒙古、陕西等煤炭大省的经济、财政状况、就业形势带来较大的冲击，其面临着紧迫的经济转型和绿色发展窗口期。内蒙古风光资源丰富，绿色产业发展潜力较大，风光制氢、绿色甲醇、绿电铝一体化等新能源产业集群项目蓬勃发展。山西和陕西则将重点转向战略性新兴产业和高新技术产业，尤其是高端煤化工产业，推动煤炭资源向精细化学品、煤基新材料等终端产品转变，“风光火储”等一体化项目也正在积极规划建设，尽管新兴产业正在加速布局，但整体规模短期仍不及拆传统煤炭产业，或将面临较长的转型阵痛期。

3、政策和体制障碍

全国统一电力市场需加快建设。尽管我国清洁电力资源丰富，但由于各地区间存在行政和价格的壁垒，因此资源分配存在较大障碍，电力市场化程度较低，电力资源过剩和短缺的情况在不同地区并存。全国统一电力市场将通过打破省间壁垒和地方保护主义，促进电力资源在全国范围内的高效配置，解决“西电东送”中的资源浪费问题，尽可能减少或杜绝“弃风弃光”的现象。通过统一电力市场，绿电的环境溢价将得到充分体现，从而吸引更多的资本进入风光电和储能领域，进一步推动电力部门的低碳转型。

电力市场与碳市场的耦合机制亟待明确。在全国碳市场扩围进程中，生态环境部曾在水泥和电解铝行业的温室气体排放核算指南征求意见稿中明确，可以使用市场化交易购入的非化石能源电力对外购电力的碳排放进行抵销，但是在最终形成的扩围方案中，使用电力产生的间接排放不被纳入全国碳市场管理，这也就切断了电碳市场衔接的一条重要路径，碳市场无法直接推动高能耗企业使用更多绿电。而电力的非完全市场化也使得电力部门承担的排放成本无法向用电企业传导，碳市场对电力部门整体的减排的作用难以得到充分发挥。电碳耦合机制亟待明确，从而进一步限制高电耗行业用电碳排放强度。

4、风险提示

风光电开发建设不及预期，可再生能源发电量大幅波动，碳市场监管政策变化，宏观经济风险等。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货交易咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所、上海国际能源交易中心和广州期货交易所会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

自成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持以金融科技助力衍生品发展为主线，通过大数据、云计算、人工智能、区块链等金融科技手段打造研究和技术两大核心竞争力，坚持市场化、国际化、集团化发展方向，朝着建设一流衍生品服务商的目标继续前行。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本公司已取得期货投资咨询业务资格，投资咨询业务资格：证监许可【2011】1454号。

本研究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本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。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，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

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，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 2 号楼 21 楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com