

# 能源开采行业深度专题：能源结构变革中的中国电力用煤需求展望

评级：推荐(维持)

陈晨(证券分析师)

S0350522110007

chenc09@ghzq.com.cn

徐萌(联系人)

S0350125070001

xum02@ghzq.com.cn

# 并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

### 最近一年走势



### 相关报告

《煤炭开采行业周报：供给约束下港口煤价止跌回暖（推荐）\*煤炭开采\*陈晨》——2025-10-12

《煤炭开采行业周报：平煤集团与河南能源集团计划整合，区域性煤炭资产重组正当时（推荐）\*煤炭开采\*陈晨》——2025-09-28

《煤炭开采行业周报：动力煤产地供给收紧，下游补库需求释放，港口煤价延续环比上涨（推荐）\*煤炭开采\*陈晨》——2025-09-22

### 相对沪深300表现

| 表现    | 1M   | 3M    | 12M   |
|-------|------|-------|-------|
| 煤炭开采  | 9.3% | 17.2% | -1.4% |
| 沪深300 | 2.1% | 15.3% | 20.5% |

| 重点公司代码    | 股票名称 | 2025/10/16 | EPS   |       |       | PE    |       |       | 投资评级 |
|-----------|------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|           |      | 股价         | 2024A | 2025E | 2026E | 2024A | 2025E | 2026E |      |
| 601088.SH | 中国神华 | 42.01      | 2.95  | 2.48  | 2.62  | 14.2  | 16.9  | 16.0  | 买入   |
| 601225.SH | 陕西煤业 | 22.54      | 2.31  | 1.74  | 1.89  | 9.8   | 13.0  | 11.9  | 买入   |
| 600188.SH | 兖矿能源 | 14.80      | 1.46  | 1.06  | 1.25  | 10.1  | 14.0  | 11.8  | 买入   |
| 601898.SH | 中煤能源 | 13.29      | 1.46  | 1.22  | 1.32  | 9.1   | 10.9  | 10.0  | 买入   |
| 600546.SH | 山煤国际 | 11.33      | 1.14  | 0.74  | 0.91  | 9.9   | 15.2  | 12.5  | 增持   |
| 600256.SH | 广汇能源 | 5.29       | 0.45  | 0.31  | 0.46  | 11.7  | 16.8  | 11.4  | 买入   |
| 601699.SH | 潞安环能 | 15.93      | 0.82  | 0.92  | 1.16  | 19.4  | 17.3  | 13.8  | 增持   |
| 000983.SZ | 山西焦煤 | 7.44       | 0.55  | 0.39  | 0.49  | 13.6  | 19.3  | 15.2  | 增持   |
| 600348.SH | 华阳股份 | 7.87       | 0.59  | 0.50  | 0.62  | 13.3  | 15.8  | 12.7  | 买入   |
| 000933.SZ | 神火股份 | 22.41      | 1.93  | 2.13  | 2.56  | 11.6  | 10.5  | 8.8   | 买入   |
| 600985.SH | 淮北矿业 | 13.27      | 1.84  | 1.10  | 1.36  | 7.2   | 12.0  | 9.7   | 买入   |
| 601666.SH | 平煤股份 | 8.37       | 0.96  | 0.24  | 0.50  | 8.7   | 34.5  | 16.8  | 增持   |
| 601918.SH | 新集能源 | 6.84       | 0.92  | 0.74  | 0.87  | 7.4   | 9.2   | 7.9   | 买入   |
| 601001.SH | 晋控煤业 | 15.61      | 1.68  | 1.14  | 1.28  | 9.3   | 13.7  | 12.2  | 买入   |
| 002128.SZ | 电投能源 | 24.04      | 2.38  | 2.34  | 2.57  | 10.1  | 10.3  | 9.4   | 买入   |

- **本篇报告分析了以下核心问题：**参考发达国家经验，1) 预计中国总发电量2024-2035年CAGR为3.0%-5.0%，对应2035年总发电量为13.96-17.25万亿千瓦时；2) 预计中国2035年“可控能源”发电占比为60%，其中煤电占比为48.02%-50.29%，测算结果表明2035年电力用煤较2024年仍有3-12亿吨增量空间。
- **以美欧日韩为例分析发达国家能源替代下的煤炭需求量变动：**1) **总发电量方面：**在发达国家工业化后期阶段，可得数据时间段内美日韩及欧洲主要国家总发电量持续增长30年以上，达峰前CAGR基本在2.0%-4.5%之间；2) **煤炭消费总量方面：**美欧日韩的煤炭消费总量与总发电量并未同步达峰后开启下行，因此煤炭消费总量下行应主要源自能源替代而非总发电量下降；3) **能源替代方面：**美欧主要遵循“气电先行、风光加速”进行对于煤电的替代，气电替代煤电方面美国源自“页岩气革命”带来的气电经济性优于煤电，欧洲源自北海气田等大型气田的发现，风光发电近年加速替代煤电方面美欧分别源自税收优惠政策和气候政策提供支撑；日本受福岛核事故影响导致煤电替代放缓；韩国气电替代煤电主要源自美国页岩气革命后进口LNG增加，而风光发电则因受成本限制而替代效果较弱。整体来看，**气电作为相对清洁的化石能源在煤电替代方面起到过渡作用。**
- **本报告从“可控能源”发电占比出发展望中国未来电力用煤需求，预计2035年较2024年仍存在3-12亿吨增量空间：**1) **总发电量方面：**参照前文发达国家工业化后期阶段总发电量达峰前CAGR，预计总发电量自2024年以CAGR为3.0%-5.0%提升至2035年的13.96-17.25万亿千瓦时。2) **能源替代方面：**发达国家“可控能源”发电占比由于气电作为电煤替代中的过渡能源而下降较缓，美欧日韩煤炭消费总量下行中“可控能源”发电占比仍保持较高水平（60%-90%），而中国天然气资源较少，**推进煤电超低排放更经济更务实**，2024年“可控能源”发电占比65.52%，其中煤电占比57.77%。预计至2035年，中国“可控能源”发电占比为60%，对于核电、气电与油电占比进行测算后，计算得2035年煤电占比预计为48.02%-50.29%。3) **预计2035年电力用煤较2024年仍存在增量空间：**基于前文所述煤电占比的预测，假设度电耗煤为444g/kwh，2024-2035年总发电量CAGR为3.0%-5.0%情况下，测算结果表明，至2035年电力用煤预计将为29.80-38.55亿吨，相较2024年仍有3-12亿吨增量空间。
- **投资建议：**与市场普遍观点担心碳中和目标下中国电力用煤需求将逐步下降不同，本报告基于对美欧日韩能源替代下煤炭需求量变化的复盘，从“可控能源”发电占比的角度出发，认为2035年电力用煤较2024年仍存在增量空间，煤炭依然是值得把握的价值资产。头部煤炭企业资产质量高，账上现金流充沛，呈现“高盈利、高现金流、高壁垒、高分红、高安全边际”五高特征。建议把握低位煤炭板块的价值属性，维持煤炭开采行业“推荐”评级。动力煤标的方面，重点关注：（1）动力煤稳健型标的：中国神华、陕西煤业、中煤能源。（2）动力煤弹性较大标的：兖矿能源、晋控煤业、广汇能源。
- **风险提示：**1) 煤炭进口影响风险；2) 可再生能源持续替代风险；3) 测算误差风险；4) 储能发展加速风险；5) 国别情况差异风险；6) 重点关注公司业绩不及预期风险。

1

碳减排背景下全球煤炭消费量：总量趋稳，结构东移

2

能源替代之下的发达国家煤炭需求量变动：以美欧日韩为例

3

从“可控能源”发电占比出发展望中国未来电力用煤需求

4

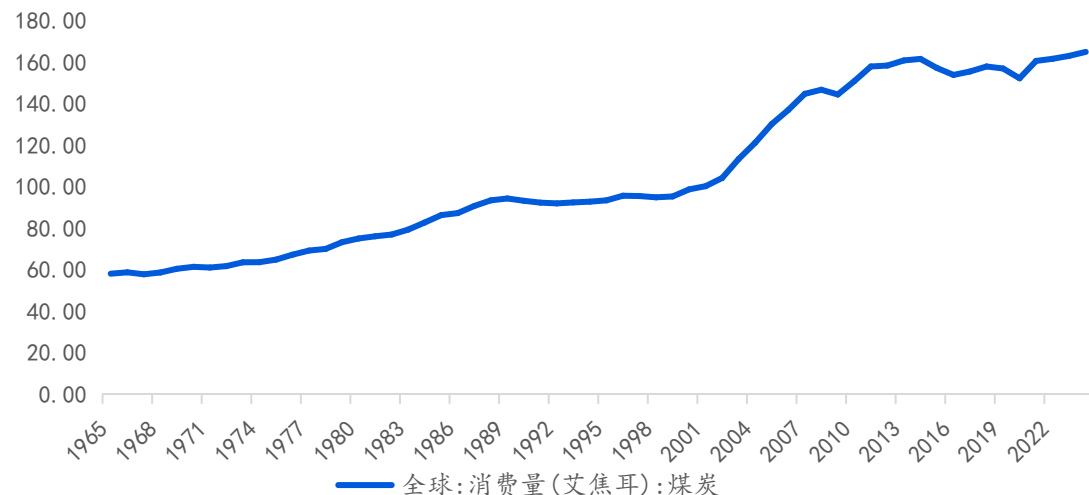
风险提示

- **总量趋稳：**全球煤炭消费量步入21世纪后增长提速，2000-2011年处于较快增长，CAGR为4.37%，2011-2024年增势趋缓，CAGR为0.34%。
- **结构东移：**拆分全球煤炭消费量的主要构成，以欧美为代表的发达国家构成近年全球煤炭消费量的减量，欧洲与美国煤炭消费总量先后达峰，二者合计煤炭消费量（占全球煤炭消费量比例）由2000年的34.49艾焦耳（占比34.92%）降低至2024年的12.61艾焦耳（占比7.64%）；以印度和印尼为代表的新兴市场的快速发展催生了工业用能的巨大需求，贡献近年全球煤炭消费量的增量，二者合计煤炭消费量（占全球煤炭消费量比例）由2000年的7.43艾焦耳（占比7.52%）提高至2024年的27.69艾焦耳（占比16.78%），抵消了大部分欧美的煤炭消费量减量；中国步入21世纪后高速发展带来煤炭需求量高增，2002年煤炭消费量以及占全球煤炭消费量比例均首次超越欧美合计，煤炭消费量（占全球煤炭消费量比例）由2000年的29.56艾焦耳（占比29.93%）提高至2024年的92.16艾焦耳（占比55.83%），2012年“煤炭黄金10年”结束后煤炭消费量增长趋势虽趋缓，但占全球煤炭消费量的比例仍持续超过50%，构成全球煤炭消费量的主要基石。整体来看，步入21世纪后，发展中经济体的煤炭需求增长抵消了发达经济体的煤炭需求下滑，全球煤炭消费量重心向东部迁移。
- 全球碳减排的背景下，化石能源的生命周期还能持续多久？中国煤炭消费量是否已经见顶？本文将首先对于发达国家能源替代之下的煤炭需求量变动进行复盘，以其为经验，从“可控能源”发电占比角度分析中国电力用煤消费量未来是否仍有增量空间。

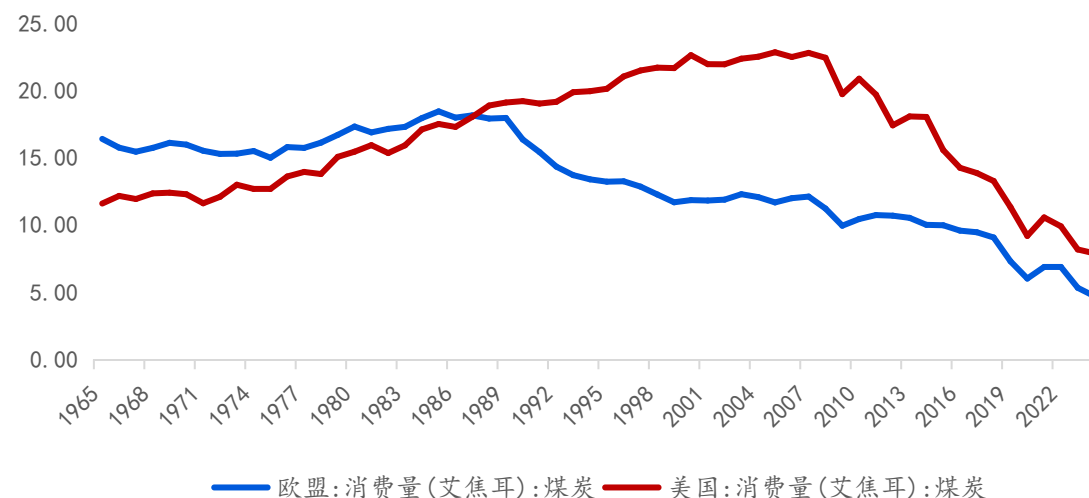


# 碳减排背景下全球煤炭消费量：总量趋稳，结构东移

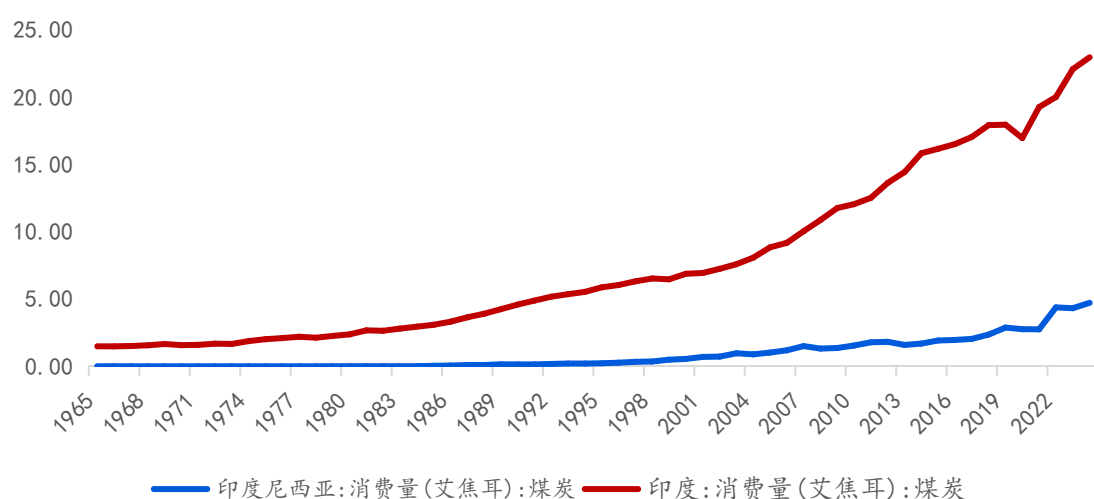
图表：近年全球煤炭消费量趋缓



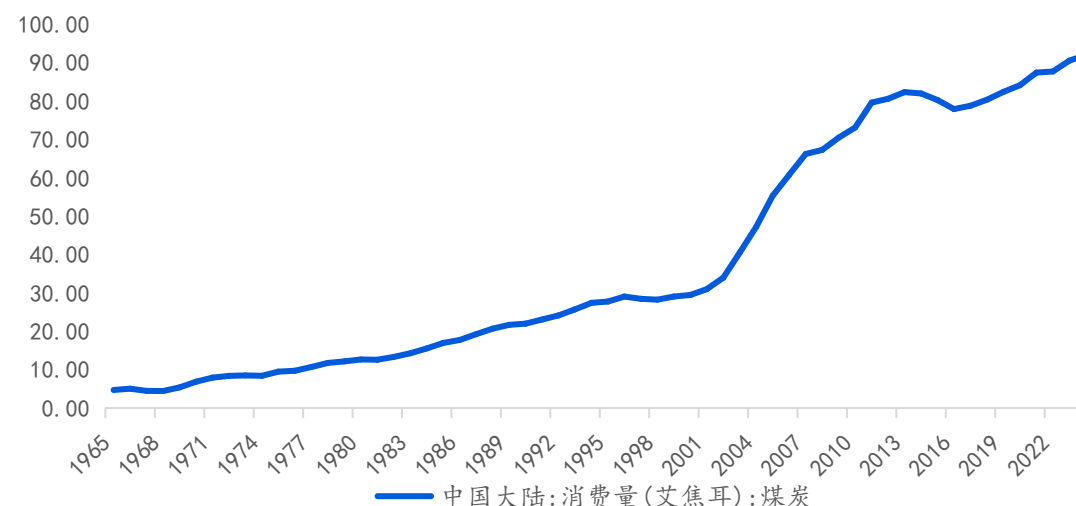
图表：欧美构成近年全球煤炭消费量的减量



图表：印度、印尼贡献近年全球煤炭消费量增量



图表：中国煤炭消费量高，为全球煤炭消费量主要基石





1

碳减排背景下全球煤炭消费量：总量趋稳，结构东移

2

能源替代之下的发达国家煤炭需求量变动：以美欧日韩为例

3

从“可控能源”发电占比出发展望中国未来电力用煤需求

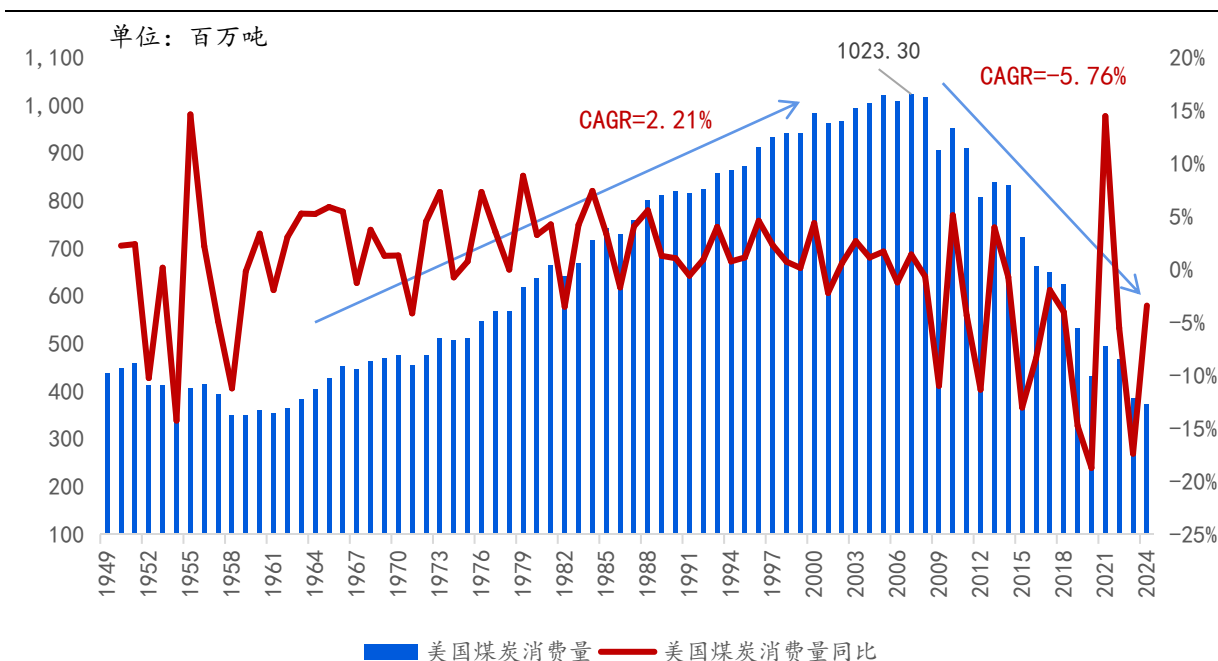
4

风险提示

# 美国：煤炭消费总量2007年达峰，其后进入快速下行阶段

- **总量方面，美国煤炭消费量于2007年达到峰值，其后进入快速下行阶段：**美国煤炭消费量1958-2007年基本处于波动上行阶段，上行幅度较缓，年度同比基本保持在±5%之内，煤炭消费量从1958年的349.91百万吨以CAGR为2.21%上升至2007年的1023.30百万吨峰值，之后开启波动下行，2020与2023年同比降幅分别高至-18.73%与-17.39%，煤炭消费量从2007年以CAGR为-5.76%下降至2024年的373.17百万吨，下滑速度较快。

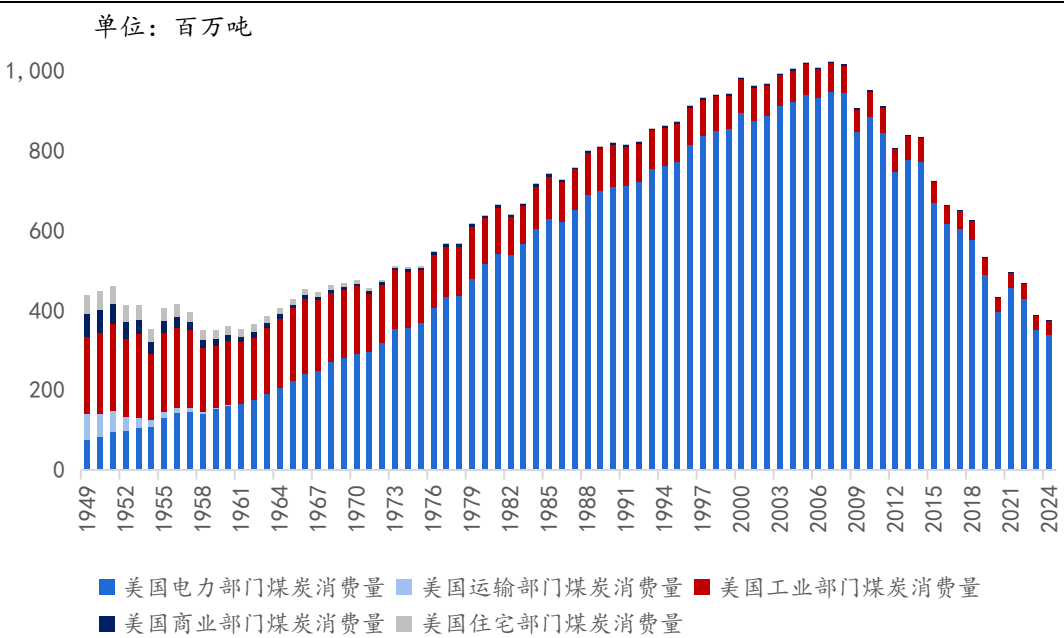
图表：美国煤炭消费量及同比



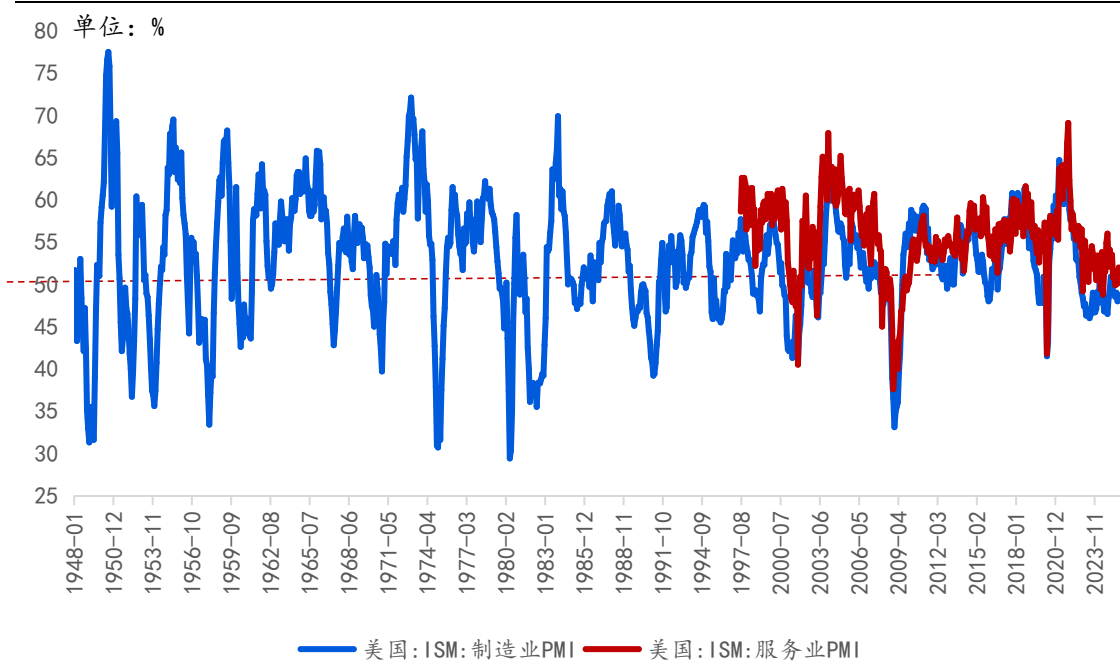
# 美国：电力用煤超越工业用煤成为最大耗煤类目，近年占比90%+

➤ **结构方面，电力用煤超越工业用煤成为最大耗煤类目，1998年起占比超过90%：**1949-1960年，工业部门用煤为美国煤炭消费量最大类目，每年占比均在44%及以上，1961年工业部门用煤占比首次低于电力部门用煤占比且两者之间差距在之后年度逐步拉大，1966年起工业用煤绝对量以及占美国煤炭消费量比例均波动下行，主要系经济全球化背景下利润较低的制造业大规模“外包”所致，具体数据来看，美国的制造业PMI在较多时期低于服务业PMI，并多次跌破50%荣枯线。电力用煤逐渐成为煤炭消费量增长的主要驱动力，1998年，电力部门用煤占比提升至90%+，而工业部门用煤占比则下降至个位数（9.22%）。2024年，电力部门用煤以339.11百万吨占比90.87%，占据美国煤炭消费量的绝大比重。

图表：美国各部门煤炭消费量



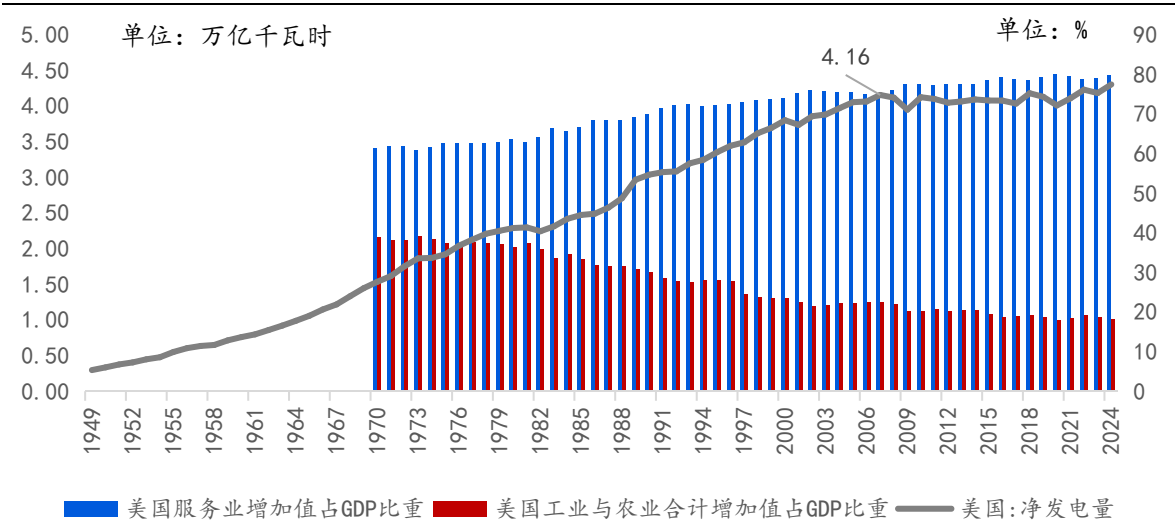
图表：美国制造业PMI与服务业PMI



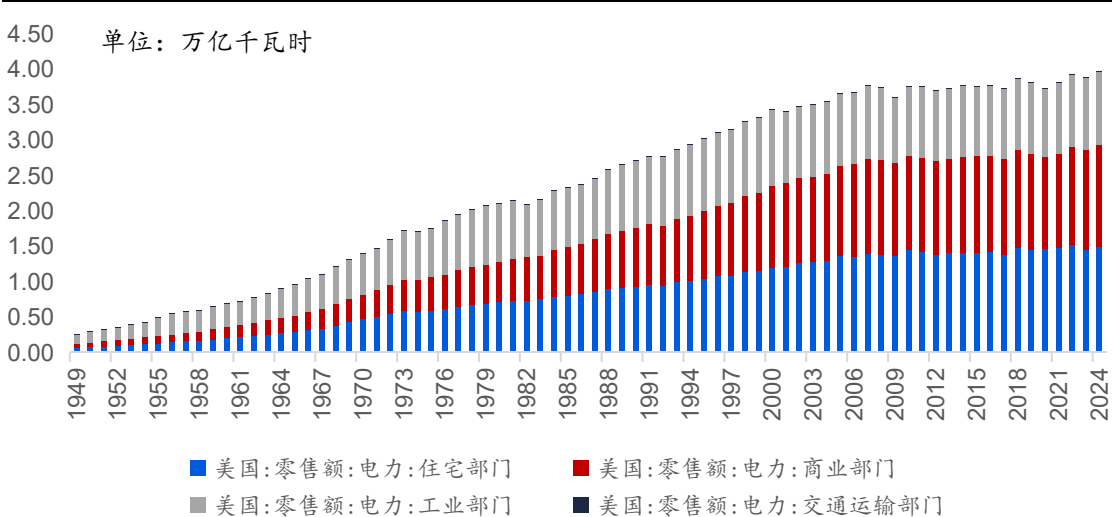
# 美国：净发电量2007年后走势趋缓，可得时间段内工业化后期净发电量达峰前CAGR为2.73%

- 可得数据时间段内美国工业化后期阶段至净发电量走势趋缓前（1970-2007年）净发电量CAGR为2.73%，煤炭消费量2007年起大幅度下行应源自能源替代：**鉴于电力用煤占据美国煤炭消费量的绝大比重，着眼于美国电力情况。根据可得数据，1970年美国服务业增加值占GDP比重（61.22%）已高于工业与农业合计增加值占GDP比重（38.78%）22.44pct，已步入工业化后期阶段，净发电量于2007年达到4.16万亿千瓦时后走势趋缓，基本在4.1万亿千瓦时左右，**1970-2007年美国净发电量CAGR为2.73%**。2007年起，美国净发电量走势趋缓，因此煤炭消费总量自2007年起的大幅度下行应源自能源替代而非发电量下行。
- 对于电力下游，1960-2007年商业与住宅部门贡献用电量主要增量：**20世纪60年代前商业与住宅部门用电合计占比：工业部门用电占比基本为1：1，其后在经济全球化背景下美国利润较低的制造业大规模“外包”之下，工业部门用电绝对量提升速度较缓，1960-2007年CAGR为2.48%，用电量增量主要由商业与住宅部门贡献，1960-2007年商业与住宅部门合计用电量CAGR为4.40%。1960-2024年，商业与住宅部门用电占比由52.41%提升21.39pct至73.79%，工业部门用电占比则由47.15%下降21.12pct至26.03%。

图表：步入工业化后期阶段至净发电量走势趋缓前（1970-2007年）净发电量CAGR为2.73%



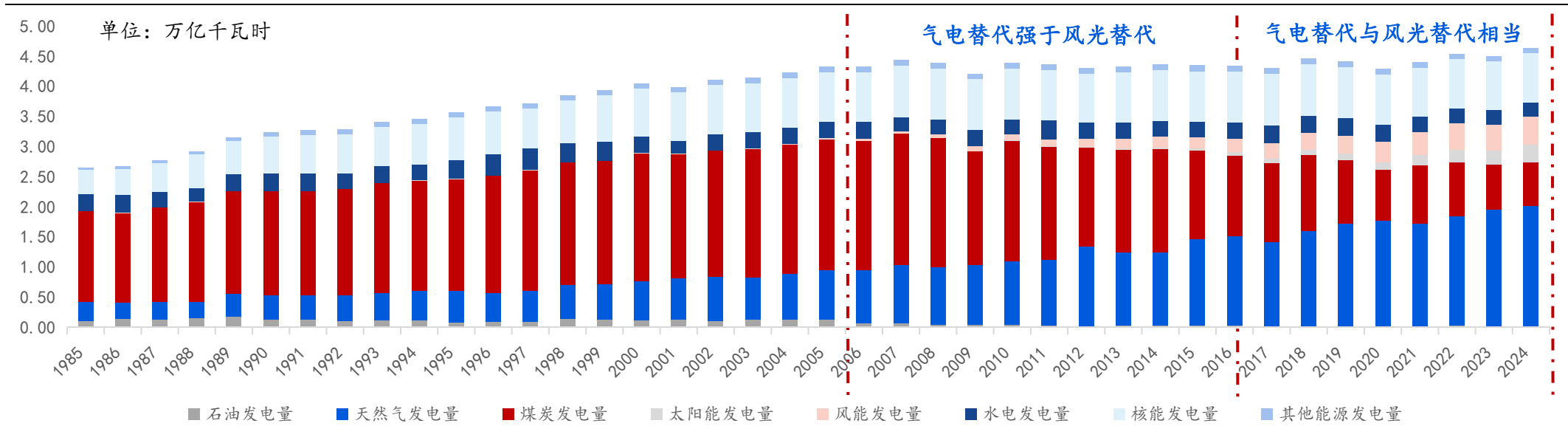
图表：美国各部门用电占比情况



# 美国：2007年净发电量达峰后，气电与风光发电先后加速对于煤电的替代

- **2007年美国净发电量达峰后煤电占比加速下降：**拆分美国发电结构，2007年美国净发电量达峰前，煤电发电量占比虽有下降趋势但较为缓慢，2007年煤电占比49.25%仅较1985年下降7.49pct，2007年起受到气电和风光发电先后加速的能源替代影响，煤电占比快速下降，2024年煤电占比较2007年下降33.88pct至15.37%。2024年美国总发电量中，气电占比43.26%、核电占比17.76%、煤电占比15.37%、风电占比9.88%、太阳能发电占比6.61%、水电占比5.15%、油电占比0.35%。
- **气电与风光发电先后加速对于煤电的替代：**能源替代方面，气电对于煤电替代进程开启较早，2007年煤电达峰后开始波动下行，气电则延续波动上升，2016年气电占比34.10%首次超过煤电占比（30.95%），风光发电起步较晚，2016年起合计占比提升加快。2006-2016年，煤电占比下滑18.82pct、气电占比提升13.83pct、风光发电占比提升5.91pct，气电替代强于风光替代，2016-2024年煤电占比下滑15.58pct、气电占比提升9.16pct、风光发电占比提升9.94pct，气电替代与风光替代基本相当。

图表：美国气电与风光发电对煤电的替代进程

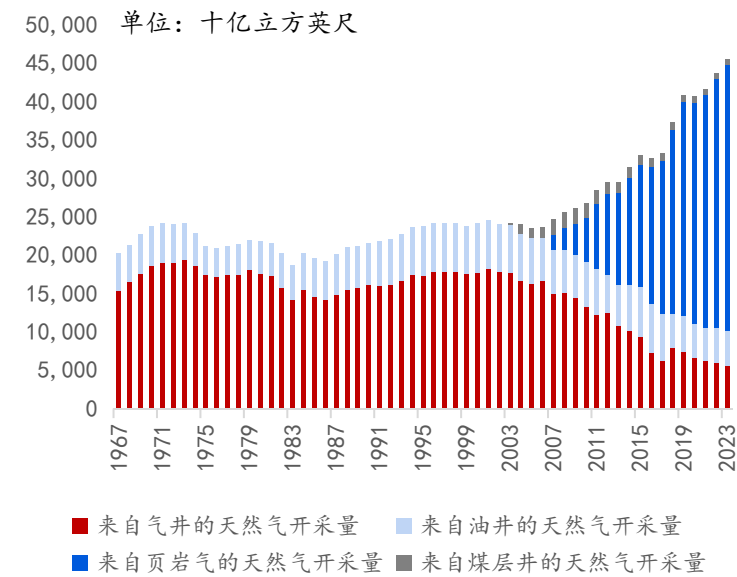




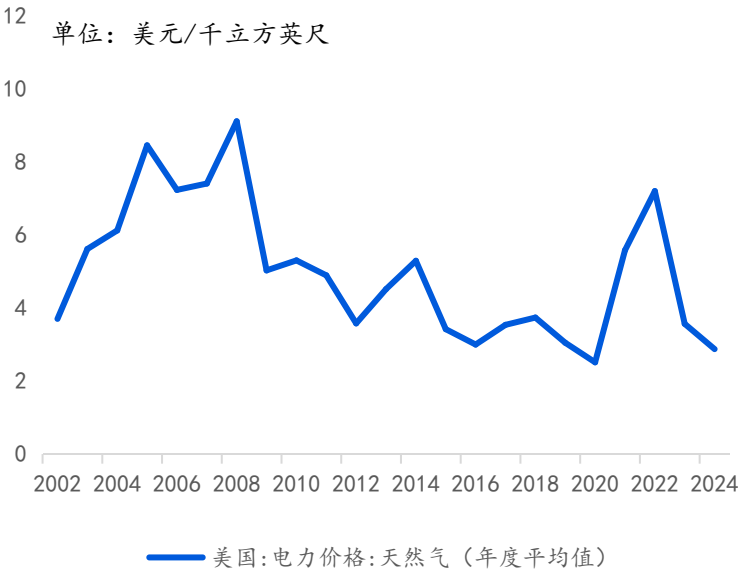
# 美国：“页岩气革命”加速气电以经济性替代煤电

➤ “页岩气革命”带来美国天然气产量激增，规模效应之下气电以经济性加速替代煤电：自2006年实现了水平井、水压力技术的突破后，美国来自页岩气的天然气产量迅速增加，由2007年的1,990.15十亿立方英尺以CAGR为19.56%快速提升至2023年的34,715.14十亿立方英尺，对应占比由8.07%提升至76.21%，已占美国天然气开采量的绝大比重，美国天然气产量占全球比例由2007年的17.82%提升至2024年的25.05%。“页岩气革命”对于美国天然气开采量的快速推升，通过规模效应使得美国气电年平均价格自2008年起持续走低（其中2021、2022年平均价格提升主要系欧洲地缘政治冲突所致），由2008年的9.11美元/千立方英尺以CAGR为-6.96%下降至2024年的2.87美元/千立方英尺。经济优势成为气电替代煤电的核心驱动力，根据美国咨询公司Lazard2024年6月发布的2024年版本《能源平准化度电成本+》，天然气联合循环发电成本范围约为\$45-\$109/MWh，相较煤电的\$69-\$168/MWh具有成本优势。此外从碳排放角度，天然气作为相对清洁、碳排放相对较低的化石燃料，亦是能源转型中较佳的过渡能源。

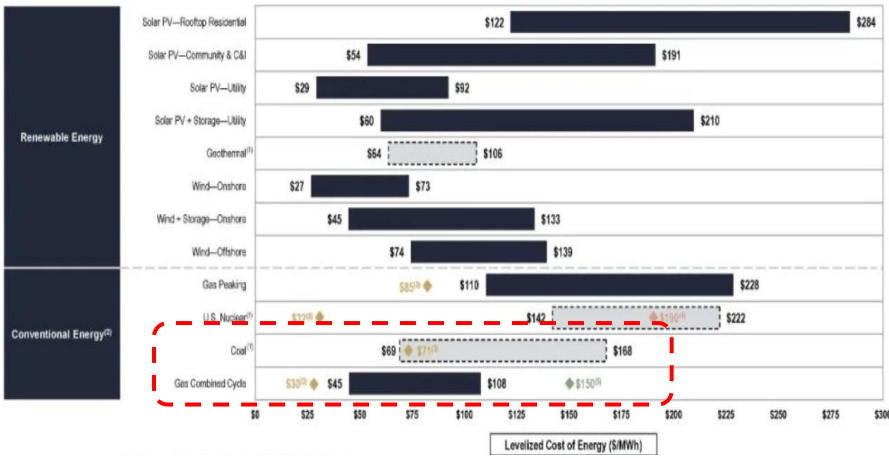
图表：“页岩气革命”快速推升美国天然气开采量



图表：美国气电价格自2008年起波动下行



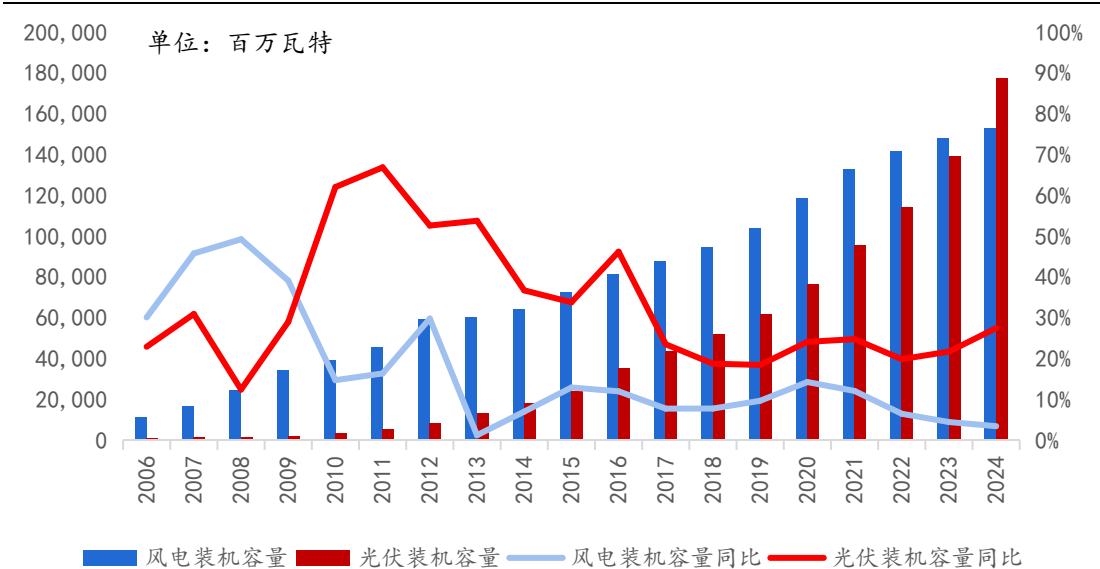
图表：美国气电相较煤电具有成本优势



# 美国：税收补贴政策系美国风光新增装机快速增长的主要驱动力

- **ITC税收抵免政策与《通胀削减法案》驱动美国风光新增装机快速增长**：美国风光合计装机容量自2007年以CAGR为18.69%提升至2024年的330,622.54百万瓦特，其迅速增长主要系税收补贴政策推动。1) 投资税收递延政策（ITC）减免安装光伏的个人或企业未来应付所得税，通过降低光伏安装成本增强个人与企业安装光伏的动力，该政策自2006年推出后多次展延有效期，美国风电/光伏装机容量2006-2019年分别以CAGR为18.58%/36.30%迅速提升；2) 《通胀削减法案》通过延长税收减免、提供资金用于生产减免的方式，降低可再生资源的投资成本，推动风电/光伏装机容量2022-2024年分别以CAGR为3.97%/24.57%增长。
- 风光装机容量快速增长之下，近年风光发电对于煤电形成较快替代，自2006年以CAGR为20.24%快速增长至2024年的7642.64亿千瓦时，占总发电量比例自2006年提升15.85pct至2024年的16.49%。然而，2025年7月4日，美国总统特朗普签署“大而美”税改法案，美国风光行业气候专项资金被大幅削减，相关税收优惠也大幅调整，未来美国风光装机容量提升速度以及风光发电对于煤电的替代进程或将放缓。

图表：美国风光发电装机容量及同比



图表：美国风光相关政策梳理

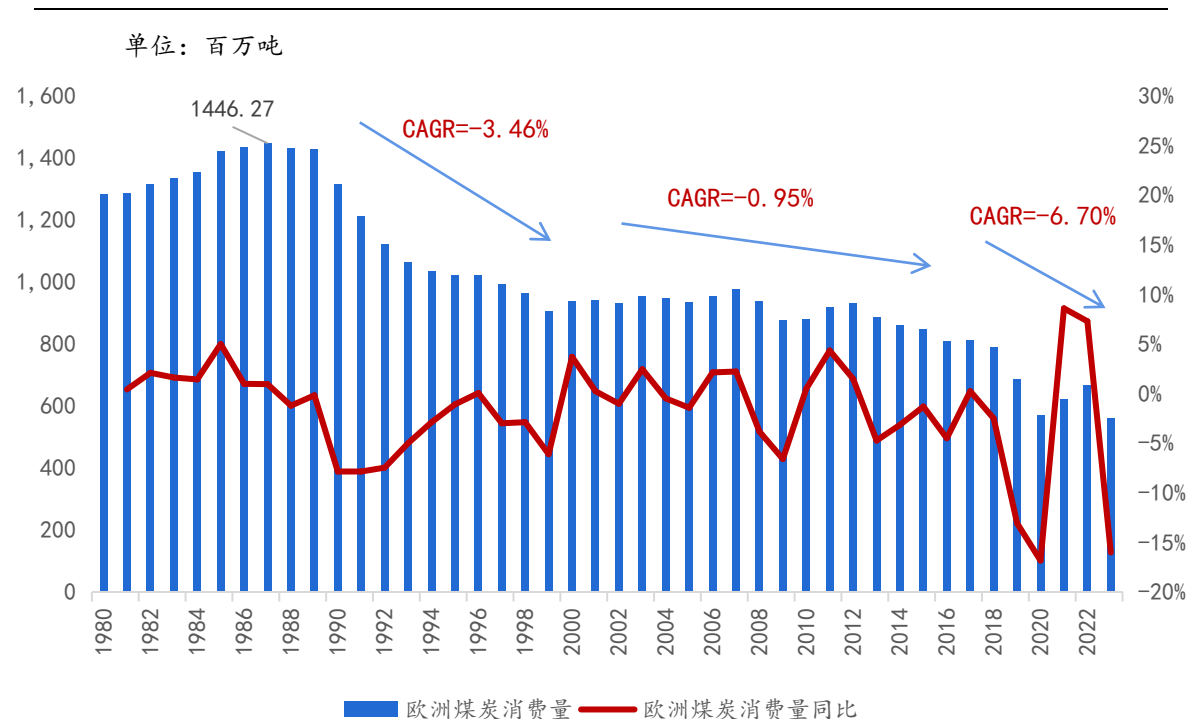
| 时间        | 政策                                      | 主要内容                                                                                                               | 风光装机容量变化                              |
|-----------|-----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| 2006-2019 | 投资税收抵减政策 (Investment Tax Credit, 简称ITC) | 鼓励纳税人投资再生能源发电设备的奖励性措施，其中提供给太阳能、燃料电池、小型风力发电设备的比例为30%，适用于工商业及户用等不同场景，且不存在抵扣上限。                                       | 2006-2019年风电/光伏装机容量 CAGR18.58%/36.60% |
| 2022      | 《通胀削减法案》                                | 将光伏行业的投资税收抵免ITC延长10年；提供300亿美元用于生产税PTC减免，以加速美国太阳能电池板、风力涡轮机、电池和关键矿物的制造。                                              | 2022-2024年风电/光伏装机容量 CAGR3.97%/24.57%  |
| 2025      | “大而美”税改法案                               | 美国太阳能和风能行业气候专项资金被大幅削减，相关税收优惠也出现重大调整，原本持续至2032年的30%税收抵免政策将从2026年开始逐步取消直至2027年底完全取消，即2027年底前未能投产上线的清洁能源项目将无法再享受税收抵免。 | -                                     |



# 欧洲：煤炭消费量1987年达峰，2023年煤炭消费总量约为峰值39%

- 与美国相比，欧洲煤炭消费总量达峰时间较早（峰值在1987年），2000–2018年下滑速度放缓（CAGR为-0.95%），其后波动幅度明显扩大：相较于美国2007年煤炭消费量达到峰值，欧洲煤炭消费量早在1987年即达到峰值1446.27百万吨，其后首先进入较快下行，以CAGR为-3.46%下降至2000年的936.39百万吨，步入21世纪后下滑速度阶段性趋缓，以CAGR为-0.95%下降至2018年的789.26百万吨，其后波动幅度明显扩大，以CAGR为-6.70%下降至2023年的557.95百万吨，约占峰值39%。

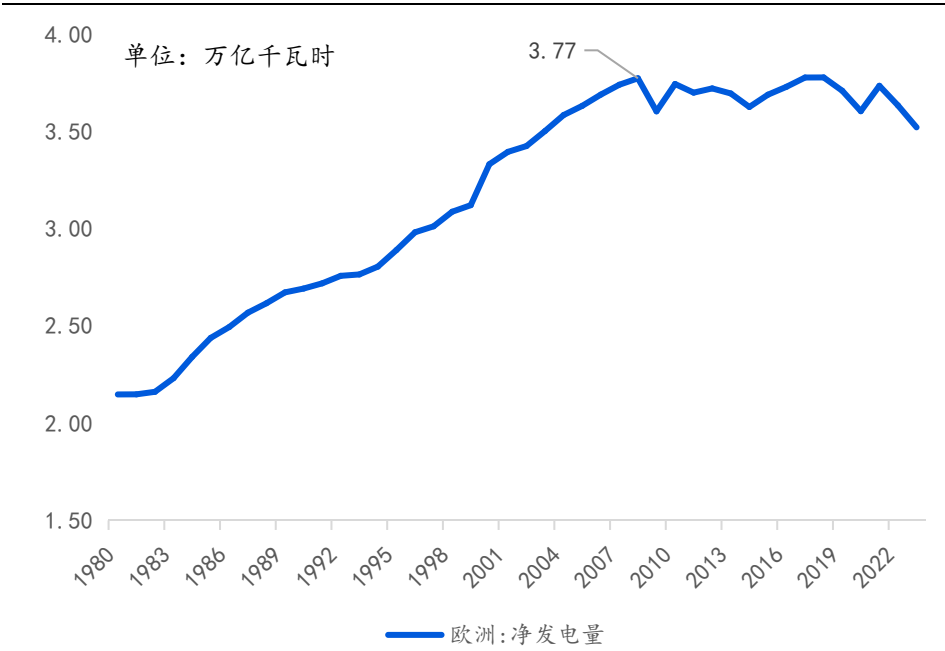
图表：欧洲煤炭消费量及同比



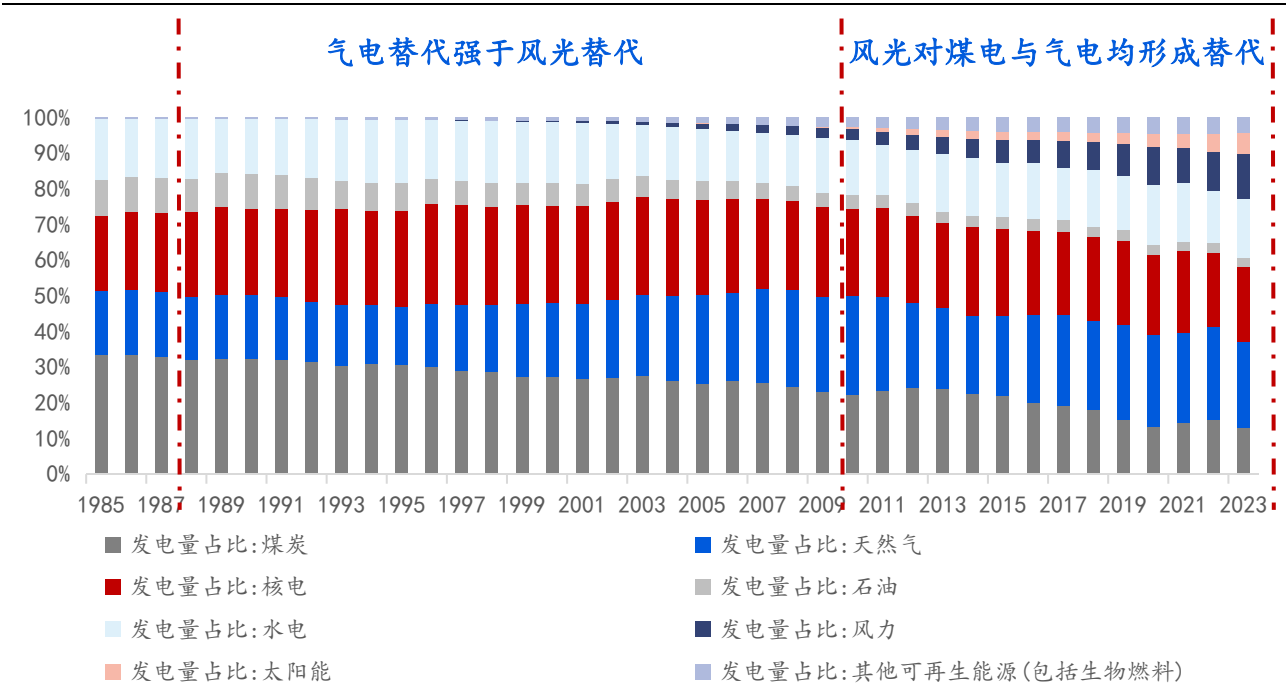
# 欧洲：净发电量达峰时间晚于煤炭消费总量，气电与风光先后替代

- **欧洲净发电量2008年达峰：**欧洲煤炭消费量1987年达到峰值后，欧洲净发电量仍处于上升阶段，直到2008年达到峰值3.77万亿千瓦时，1980-2008年CAGR为2.03%，其后基本在3.7万亿千瓦时左右。煤炭消费总量在净发电量达峰前便已下滑，应主要系能源替代所致。2023年欧洲总发电量中，气电占比24.33%、核电占比20.82%、水电占比16.57%、煤电占比12.91%、风电占比12.43%、太阳能发电占比6.00%、油电占比2.57%。
- **煤炭消费总量下滑亦主要源自气电与风光的先后能源替代：**拆分欧洲各发电形式的发电量占比，能源替代进程与美国类似，2010年之前主要为气电对煤电进行挤压，1987-2010年煤电占比下滑10.08pct、气电占比提升9.81pct、风光发电占比提升3.58pct，气电替代强于风光替代。自2010年起欧洲风光发电开始发力，2010-2023年煤电占比下滑9.42pct、气电占比降低3.23pct、风光发电合计占比提升14.84pct，风光对煤电与气电均形成替代。

图表：欧洲净发电量2008年达峰



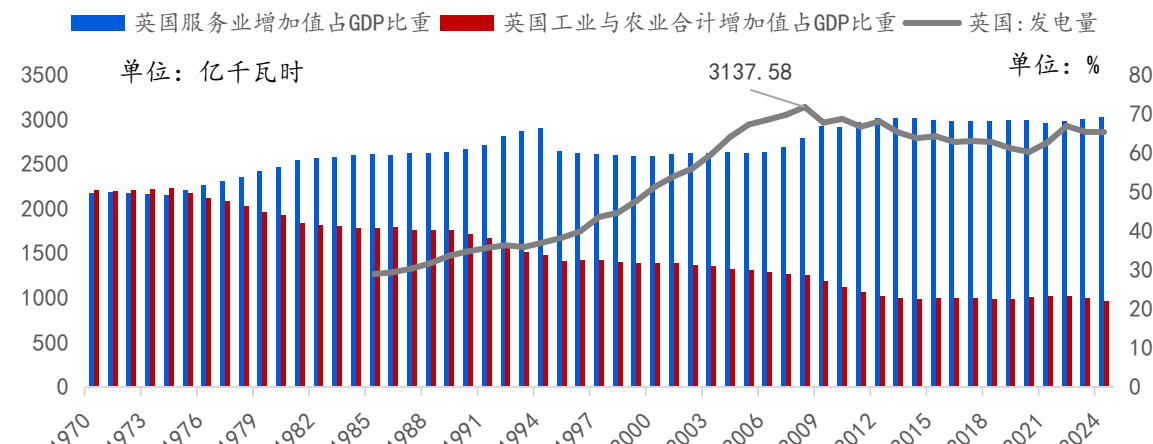
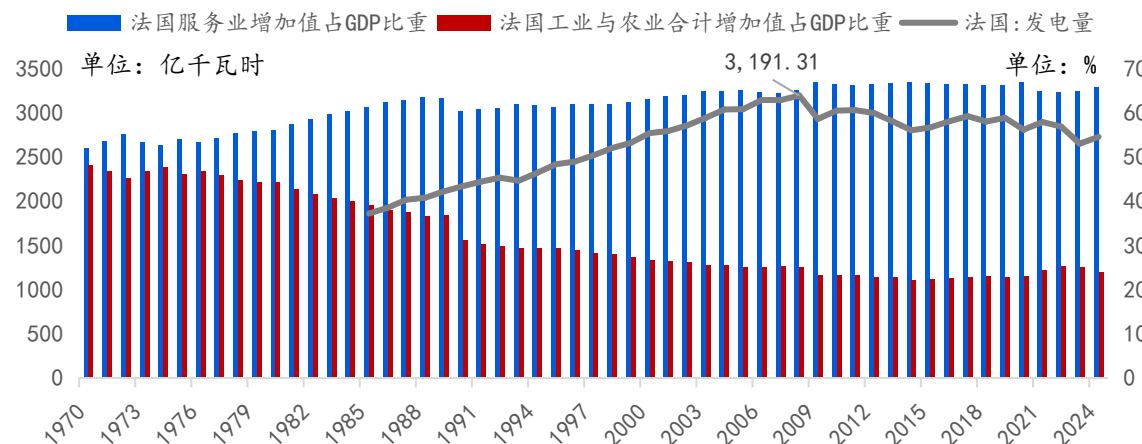
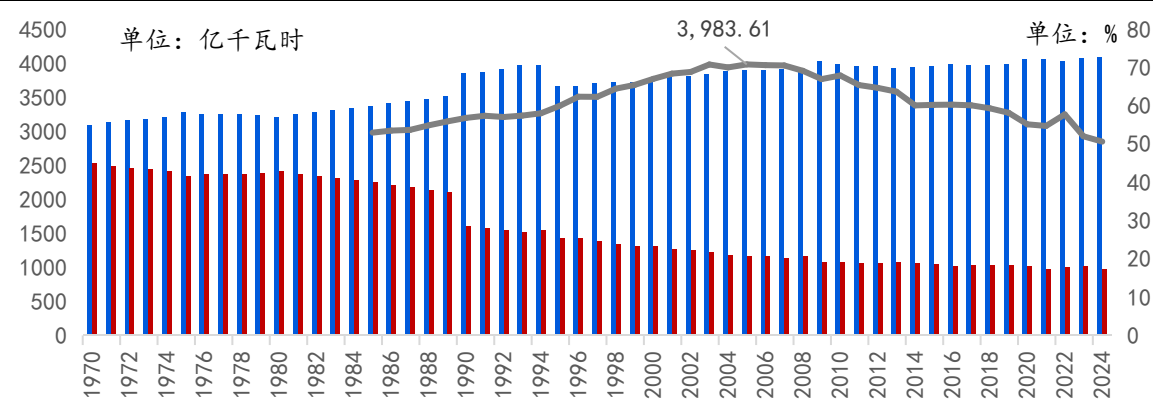
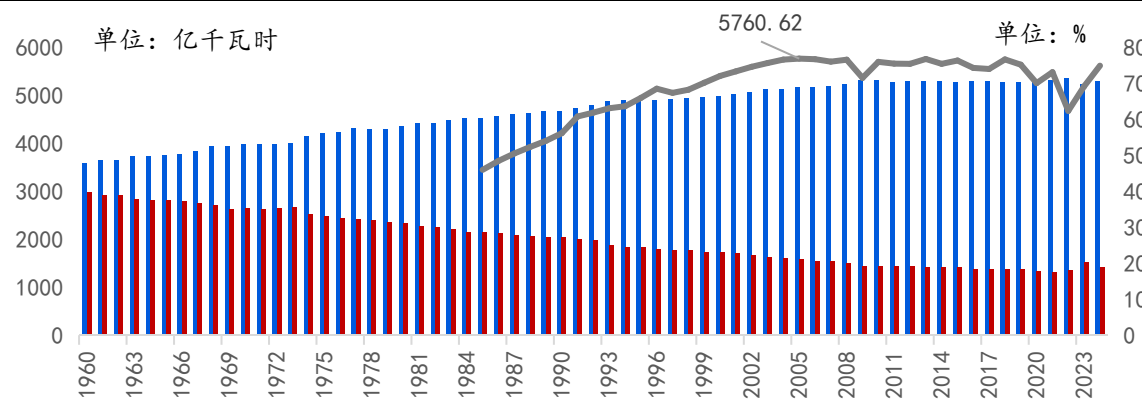
图表：欧洲各发电形式发电量占比



# 欧洲：主要国家可得时间段内工业化后期总发电量达峰前CAGR为1.46%-4.03%

➤ 欧洲主要国家20世纪70年代已步入工业化后期，可得时间段内总发电量达峰前CAGR为1.46%-4.03%：依照可得数据，欧洲主要国家（法、英、意、西）的服务业增加值占GDP比重分别于1960/1970/1970/1975年起已超过工业与农业合计增加值占GDP比重，已步入工业化后期阶段，发电量分别于2005/2005/2008/2008年达到峰值5760.62/3983.61/3191.31/3137.58亿千瓦时，1985年起至达峰前CAGR分别为2.60%/1.46%/2.38%/4.03%。

图表：欧洲主要国家服务业增加值占GDP比重、工业与农业合计增加值占GDP比重、总发电量变动情况

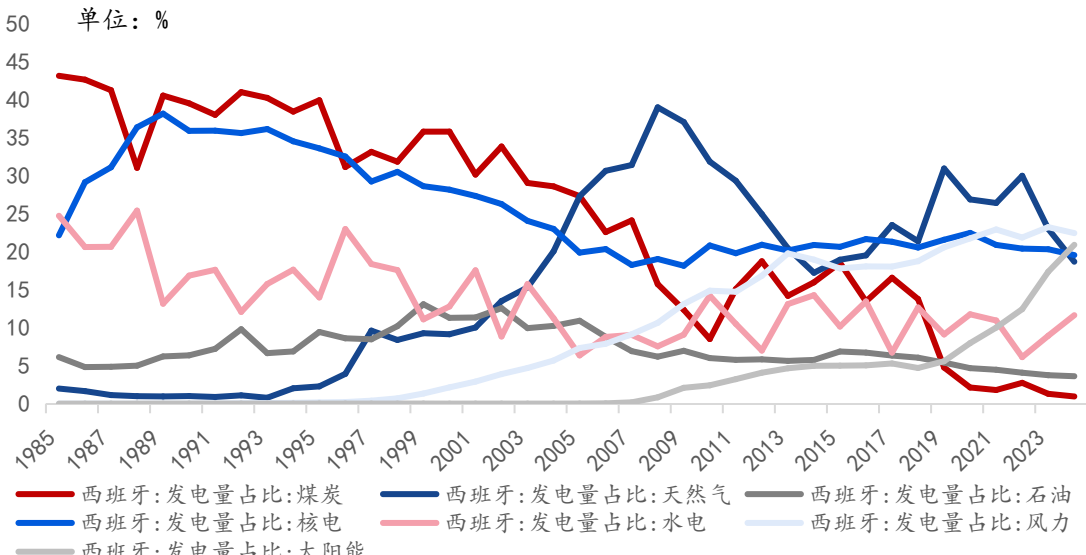
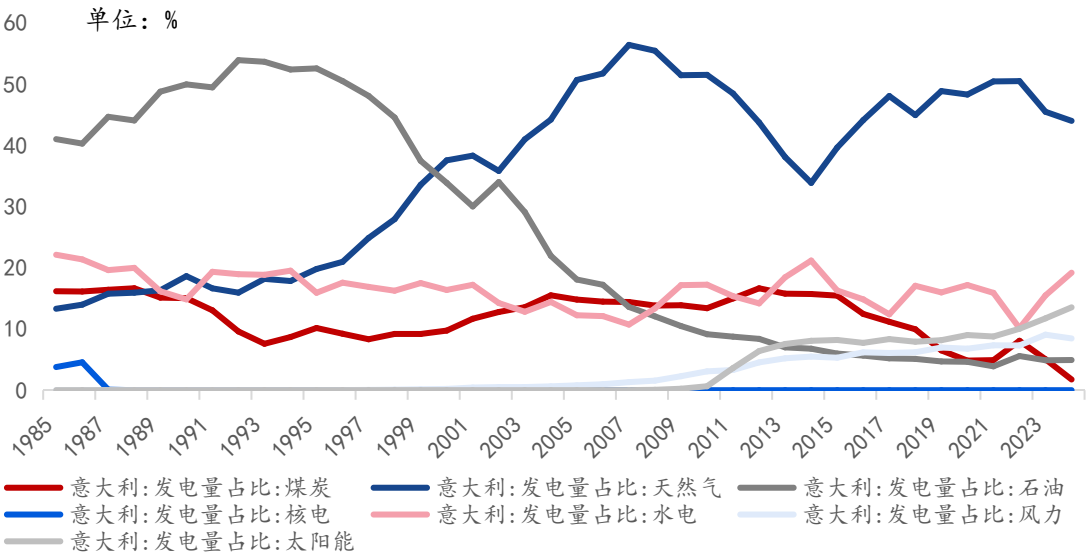
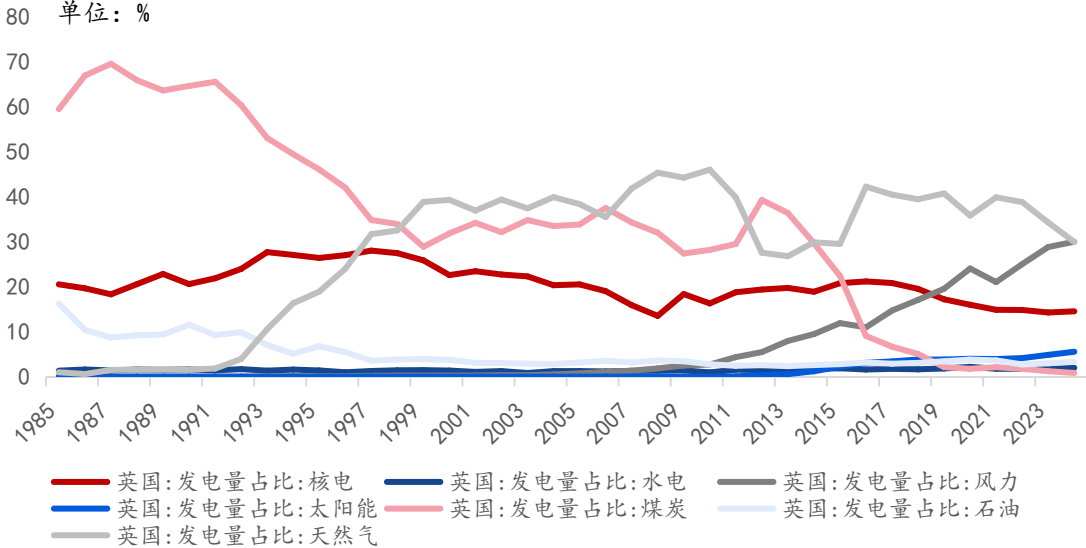
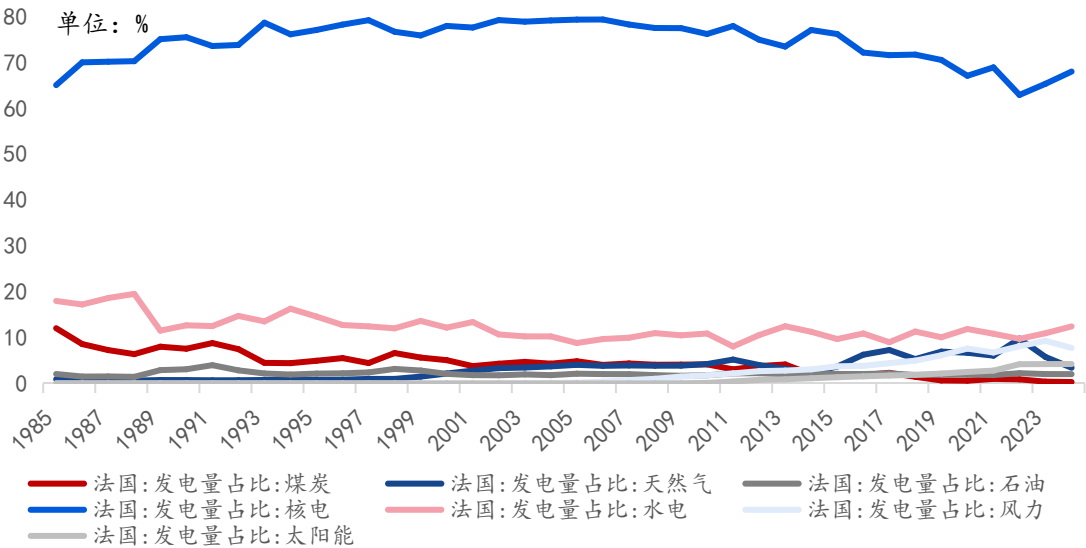


➤ **欧洲主要国家煤电占比已下降至1%左右水平：**通过对欧洲主要国家能源替代情况进行梳理，煤电下滑、绿电提升为主要特点，且多个国家煤电占比已下降至1%左右水平，法国、英国与西班牙2024年煤电占比均已跌破1%，意大利2024年煤电占比跌至个位数1.75%。西班牙的可再生能源发展迅速、过去10年风光占比均实现翻倍增长，法国和意大利分别以高度依赖核电/气电实现低碳化发电，英国则完全淘汰煤电、已实现“零煤电”低碳转型。

图表：欧洲主要国家能源替代情况梳理

| 国家  | 发电格局演变概述  | 能源替代具体情况                                                                                                                                                                                                                                  | 2024年各类能源发电量占比情况                                                                        |
|-----|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| 法国  | 核电稳定，水电提升 | 法国长期以来高度依赖核电，1986-2019年核电占比保持70%+，2006年占比高达79.36%；水电受益于降雨充沛而略有突破，2024年占比提升至12.42%；煤电占比2019年起跌破1%，自1985年的12.03%下降至2024年的0.31%。                                                                                                             | 核电占比68.00%，水电占比12.42%，风电占比7.74%，太阳能发电占比4.23%，气电占比3.43%，油电占比2.02%， <b>煤电占比0.31%</b> 。    |
| 英国  | 零煤落地，风气主导 | 英国2024年9月关闭最后一座燃煤电厂，成为第一个淘汰煤电的主要经济体，煤电占比自1985年的59.43%下降至2024年的0.82%；20世纪90年代，北海油气田开采带来的“天然气热”使气电首先挤压煤电，1990-2000年煤电与气电占比分别-32.75pct/+37.71pct至31.81%/39.27%；当前，风电与气电已成为英国电力供应的两大主要来源，合计占比50%+，分别由1985年的0.00%/0.97%提升至2024年的29.97%/29.92%。 | 风电占比29.97%，气电占比29.92%，核电占比14.51%，太阳能发电占比5.53%，油电占比3.28%，水电占比1.96%， <b>煤电占比0.82%</b> 。   |
| 意大利 | 气电主导，水光发力 | 步入21世纪后气电成为意大利的主要电力来源，气电占比自2005年突破50%后基本保持在40%-55%区间内，主要对石油发电构成挤压，气电/石油发电占比分别自1985年的13.31%/41.01%变动至2024年的44%/4.93%；水光共同构成气电之外意大利的主要电力来源，2024年分别占比19.19%/13.53%；煤电占比自1985年的16.16%下降至2024年的1.75%。                                          | 气电占比44.00%，水电占比19.19%，太阳能发电占比13.53%，风电占比8.45%，油电占比4.93%， <b>煤电占比1.75%</b> ，核电占比0.00%。   |
| 西班牙 | 煤电近零，风光双增 | 西班牙的燃煤电厂自2020年起陆续关停，2024年几乎归零，煤电占比自1985年的43.15%下降至2024年的0.95%；风光过去10年近翻倍增长，合计占比由2015年的22.8%提升至2024年的43.34%，风电2024年以22.44%占比成为西班牙第一大电力来源。                                                                                                  | 风电占比22.44%，太阳能发电占比20.90%，核电占比19.55%，气电占比18.69%，水电占比11.64%，油电占比3.61%， <b>煤电占比0.95%</b> 。 |

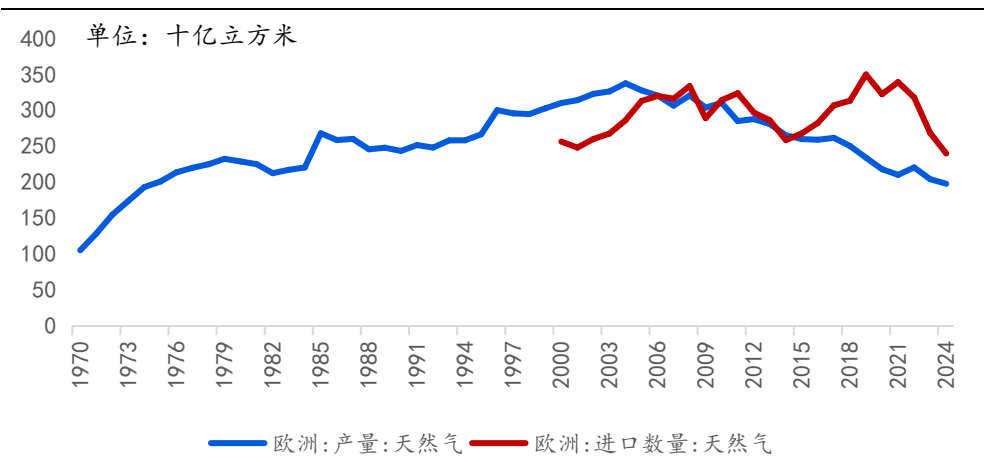
图表：欧洲主要国家的主要能源发电量占比



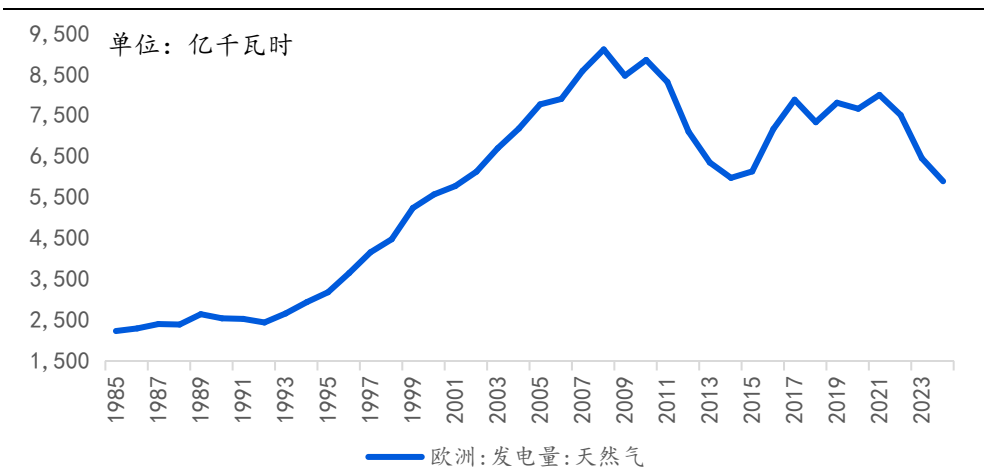


➤ **欧洲天然气产量关联北海气田，进口量关联俄乌关系：**1) **1970-2004年，产量与进口量双增，气电蓬勃发展。**产量方面，受益于20世纪60-80年代欧洲北海地区一系列世界级大型气田的发现，欧洲天然气产量自1970年以CAGR为3.49%提升至2004年的337.37十亿立方米，进口方面，20世纪70年代起多条天然气管线的修建之下，凭借完备的运输体系和资源优势，俄罗斯成为欧洲的天然气重要供应国，欧洲天然气进口量亦逐年攀升，综合来看欧洲气电发电量自1985年以CAGR为6.34%提升至2004年的7172.56亿千瓦时；2) **2005-2015年，产量见顶回落，进口量因争端波动。**产量方面，北海等传统气田经过长期开采，储量下降、开采成本和难度上升，欧洲天然气产量自2004年的峰值以CAGR为-2.35%下降至2015年的259.70十亿立方米，进口方面，由于俄乌两国在天然气供应价格、过境费用和债务偿还等方面发生争端，俄罗斯多次停止对乌克兰的天然气供应，欧洲天然气进口量波动下行，综合来看欧洲气电发电量自2008年的峰值9103.00亿千瓦时以CAGR为-5.50%下降至2015年的6125.47亿千瓦时；3) **2016-2021年，产量与进口量分化，进口转向LNG化解危机。**产量延续下行趋势，进口方面，俄乌矛盾激化下欧洲积极寻求LNG货源以缓解自身能源危机，液化天然气进口量自2016年以CAGR为15.51%提升至2021年的106.3十亿立方米，综合来看天然气发电量自2017年起趋稳，以CAGR为0.37%变动至2021年的7993.29亿千瓦时；4) **2022年至今，俄乌冲突颠覆格局，进口量与发电量锐减，**天然气产量延续下行趋势，进口方面，2022年俄乌冲突爆发，欧盟大幅削减购买俄罗斯能源，天然气进口量自2022年以CAGR为-13.15%下降至2024年的239.70十亿立方米，综合来看气电发电量亦大幅下降，自2021年以CAGR为-11.42%下降至2024年的5886.43亿千瓦时，该阶段气电占比下降明显，主要由可再生能源发电形成替代，2022-2023年气电占比下降1.74pct、风光水发电合计占比提升4.36pct。

图表：欧洲天然气产量与进口量



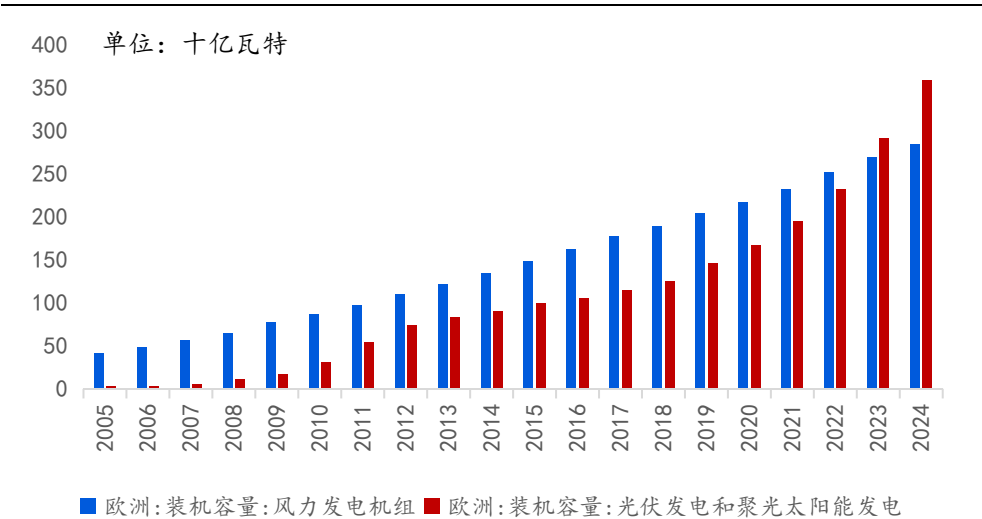
图表：欧洲天然气发电量





- **可再生能源发展具备强有力政策支持，欧盟排放交易体系亦间接提升风光发电经济性。** 欧盟为可再生能源发展提供了强有力的政策支持，包括但不限于《欧盟2020年气候与能源一揽子计划》、《2030年气候与能源框架》以及最新的“Fit for 55”一揽子计划。此外，2005年正式建立的欧盟排放交易体系（EU ETS）通过对碳排放收费直接提高化石能源发电的成本，间接提升可再生能源的经济竞争力。欧洲风光发电合计装机容量迅速提升，自2005年的43.03十亿瓦特以CAGR15.28%提升至2024年的641.81十亿瓦特。欧洲光伏装机容量提升更为迅速，2023年欧洲光伏发电和聚光太阳能发电装机容量以290.69十亿瓦特首次超过风力发电装机容量（269.08十亿瓦特）。
- **欧洲光伏装机容量预计出现近十年首次负增长：**2025年7月24日，行业协会欧洲太阳能（SolarPower Europe）发布《欧盟太阳能市场展望:2025年中期分析》，该报告中指出，主要由于部分欧洲国家政府减少对屋顶太阳能电池板的补贴，预测欧盟2025年有望实现64.2GW的光伏新增装机，比2024年的65.1GW下降1.4%，系欧洲太阳能市场自2015年以来长达10年的高增长后首次出现负增长。2025年，德国议会已批准“太阳能峰值”立法，该立法将取消负定价时段的上网电价补贴，法国生态转型部亦提出拟大幅削减所有装机容量不超过500kW的屋顶光伏系统的上网电价补贴（FiTs）的提案。综上，**欧洲风光发电对于煤电的替代或将放缓。**

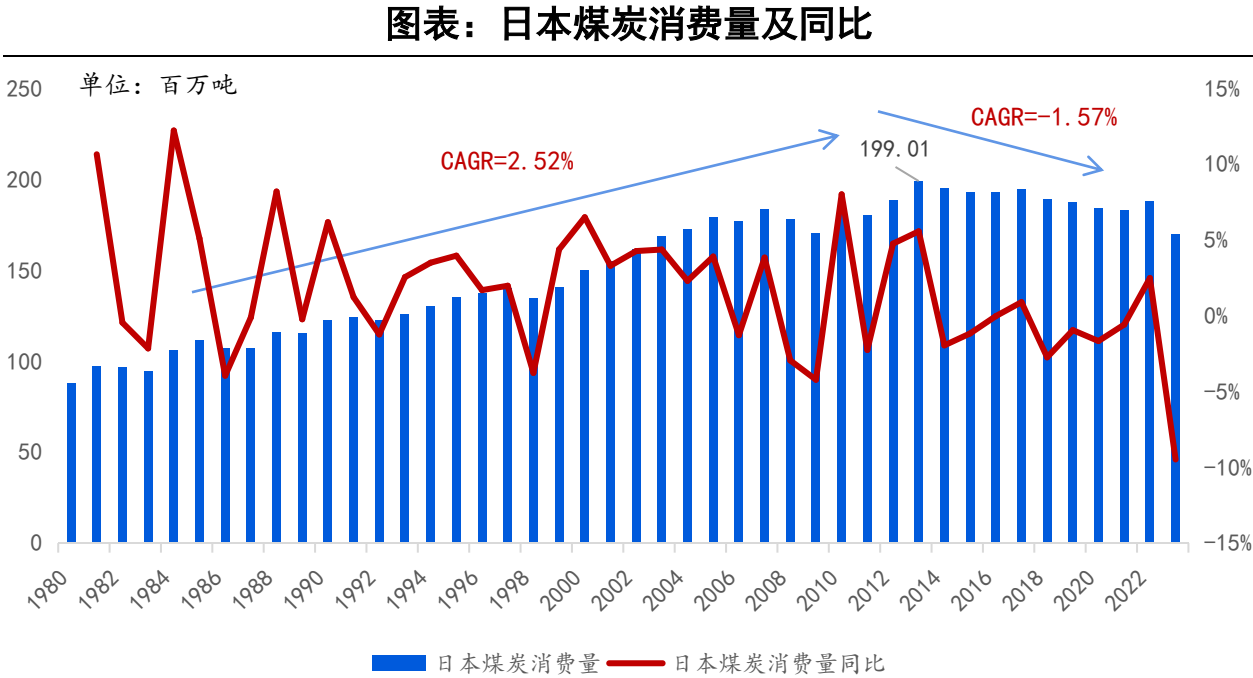
图表：欧洲风光发电装机容量



图表：欧盟为可再生能源发展提供强有力政策支持

| 政策发布年份 | 政策名称                  | 政策主要内容                                                                                                       |
|--------|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2007年  | 欧盟2020年气候与能源一揽子计划     | 提出“20-20-20”目标：与1990年相比，到2020年欧盟温室气体排放量下降20%，可再生能源在能源总消费中的占比提高20%，能源效率提高20%。                                 |
| 2014年  | 欧盟2020~2030年气候与能源政策框架 | 到2030年欧盟向低碳经济转型应达到的三大节能减排目标：一是欧盟温室气体减排目标，以1990年为基准年，将温室气体排放量减少40%；二是可再生能源目标，在能源消费结构中的比重至少提高到27%；三是进一步提高能效目标。 |
| 2021年  | “Fit for 55”计划        | 包括能源、工业、交通、建筑等行业在内的12项更为积极的系列举措，承诺在2030年底温室气体排放量较1990年减少55%的目标。                                              |

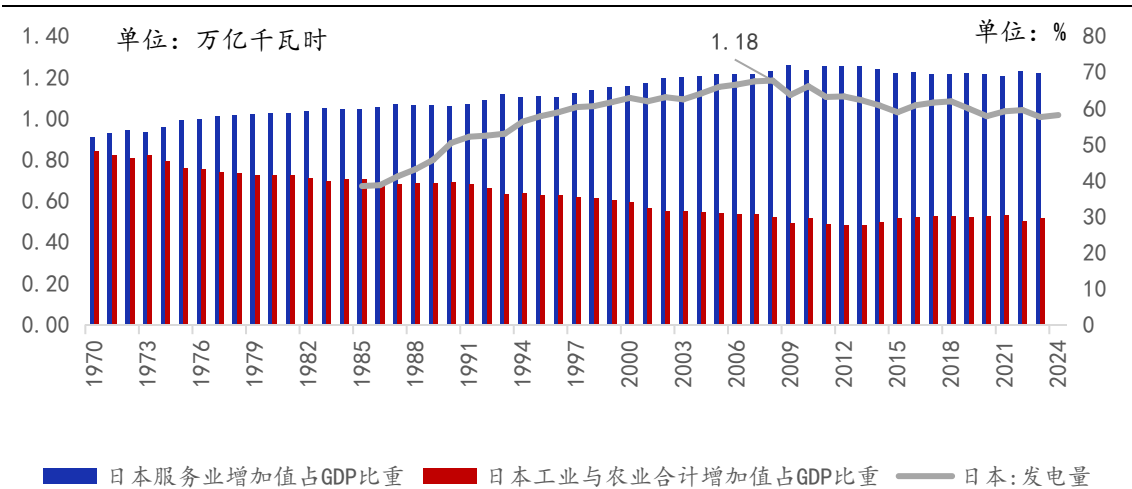
➤ **总量方面，日本煤炭消费量2013年达到峰值，下滑速度较缓：**日本煤炭消费量1980-2013年处于波动上行阶段，其中2007-2009年的较明显下滑主要系2008年金融危机影响下日本工业生产与电力需求均下滑所致（2009年日本工业生产指数同比-20.77%，电力需求同比-5.89%），煤炭消费量从1980年的87.62百万吨以CAGR为2.52%上升至2013年的199.01百万吨高位，之后开启波动下行，从2013年以CAGR为-1.57%下降至2023年的169.88百万吨，下滑速度较缓。



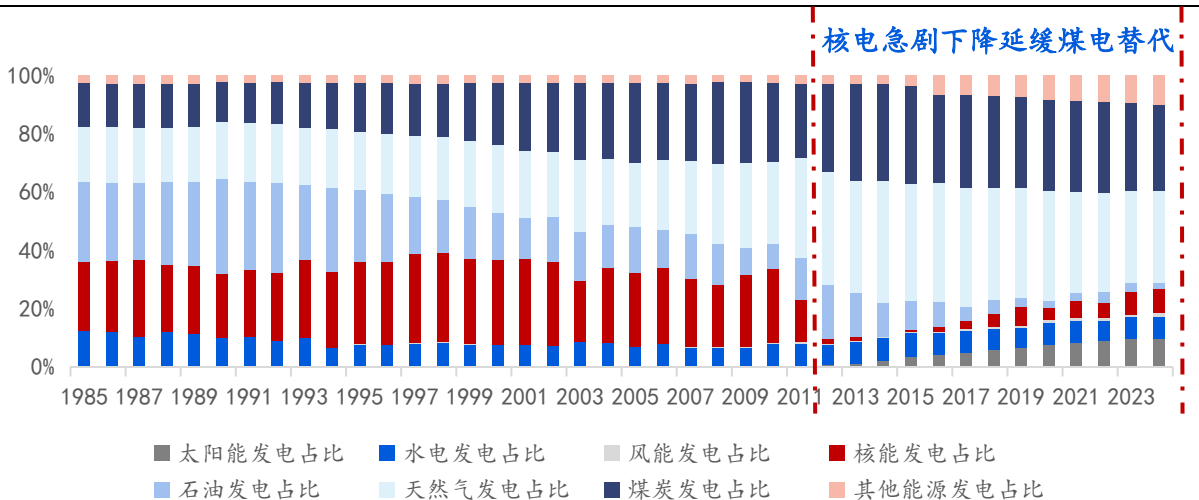
# 日本：可得时间段内工业化后期净发电量达峰前CAGR为2.49%，核电急剧下降延缓煤电替代

- **1970年已步入工业化后期，净发电量于2008年达峰：**依照可得数据，日本1970年起服务业增加值占GDP比重已高于工业与农业合计增加值占GDP比重，已步入工业化后期阶段，净发电量于2008年达到峰值1.18万亿千瓦时，**1980-2008年CAGR为2.49%**。2024年日本总发电量中，气电占比31.30%、煤电占比29.57%、太阳能发电占比9.51%、核电占比8.35%、水电占比7.81%、油电占比2.26%、风电占比1.14%。
- **福岛核事故影响下核电占比急剧下降延缓煤炭消费总量下行：**发电结构来看，2010年及之前日本总发电量中核电占比较大且较为稳定，基本保持在20%-30%之间，2011年3月日本发生地震及海啸引发福岛核事故之后，政府将54个核反应堆全部关停，2012年核电占比骤降至1.63%，近年随着日本各地气温的飙升，日本已开启核电厂重启（如2025年3月大饭核电站4号机组重启商业运行），日本原子能委员会（JAEC）于2025年6月24日发布《2024年度核能白皮书》，指出尽管俄乌冲突推高化石能源价格，但核电已重启的关西、九州等地区的电价得到了有效控制，应“在确保安全的前提下提升核电利用率”，以应对能源供应不稳定与降低温室气体排放，2024年核电占比已提升至8.35%。在福岛核事故影响下，**2012年日本以化石燃料弥补发电缺口**，石油/天然气/煤炭发电量分别同比+27.80%/+14.86%/+17.48%，日本煤炭消费总量下行被延缓，煤电占比自2012年提升至29.89%后基本稳定在30%左右，2024年以3005.64亿千瓦时的煤电发电量占比29.57%。

图表：日本发电量2008年达峰

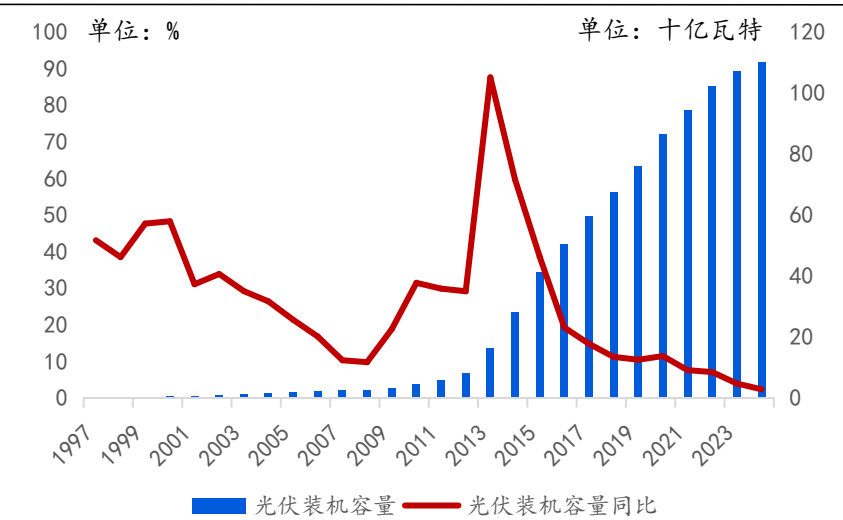


图表：福岛核事故导致日本核电占比2012年急剧下降



- **通过可再生能源上网电价相关政策促进光伏装机容量迅速提升：**可再生能源发电方面，日本风电占比较小，主要系日本陆上多为山脉丘陵，海上又缺少浅水区域，风能资源开发潜力有限，2024年风电占比1.14%系首次突破1%，而日本海上风电处境受通胀加剧、供应链紧张和设备成本上升等不利因素影响正迅速恶化。与之相比，日本光伏发电发展较为迅速，光伏装机容量在日本可再生能源上网电价相关政策带动下逐年上升，其中FIT政策的政策效果最强，2013年日本光伏装机容量同比增速高达105.05%。日本光伏装机容量自2003年以CAGR为24.89%提升至2024年的91.61十亿瓦特，光伏发电量自2003年以CAGR为24.60%增长至2024年的967.03亿千瓦时。
- **光伏发电主要对石油发电形成替代：**自2012年FIT政策实施后至2024年，日本光伏发电主要对石油形成替代，2012-2024年日本光伏发电占比提升8.85pct至9.51%、石油发电下降16.31pct至2.26%（核电恢复占比提升6.73pct亦形成挤压），煤电占比下降0.31pct至29.57%。
- **综前所述，日本较为温和的煤炭消费总量下行主要源自总发电量下行，能源替代的影响较小。**

图表：日本光伏装机容量及同比



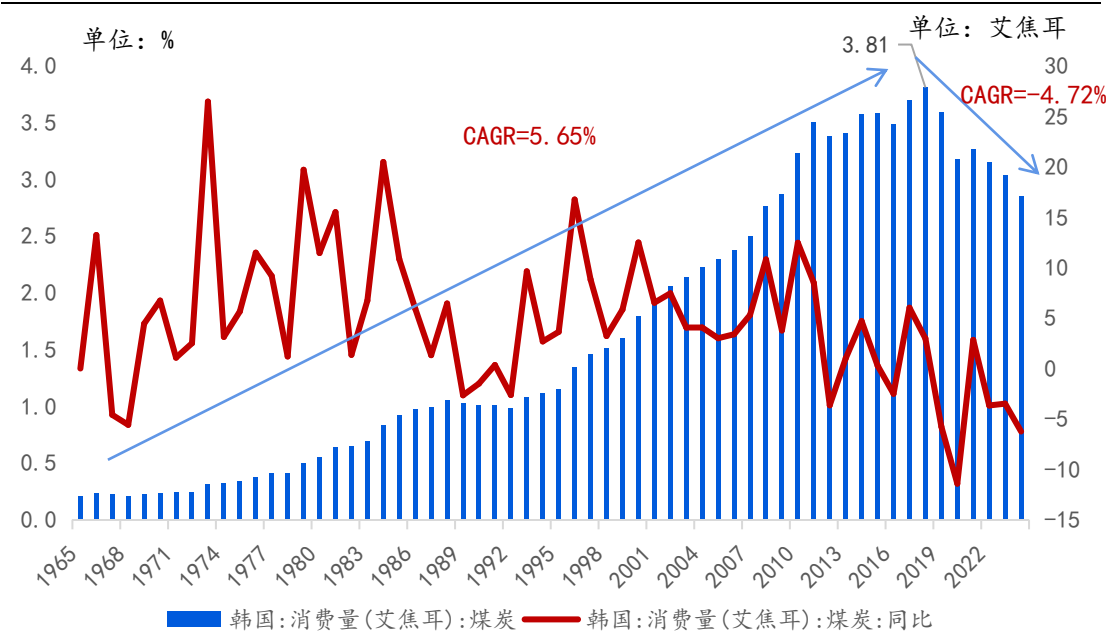
图表：日本可再生能源上网电价相关政策

| 政策时间  | 政策名称              | 政策主要内容                                    | 政策存在问题                                                                     |
|-------|-------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 2003年 | 基于市场的配额制（简称PRS）   | 通过对可再生能源电力采购量的管理，控制上网电力的来源结构              | RPS制度下发电商的利润来自绿色电力证书（REC）市场交易，不能提供长期利益，发电商得不到稳定的收益，导致日本发电商对可再生能源发电的积极性难以提高 |
| 2012年 | 基于政府的固定电价制（简称FIT） | 规定了电网零售企业有义务在规定时间内以高于火电电价的政府设定价格采购可再生能源电力 | 促进光伏发电在民用、工商业领域的应用，使装机容量和发电量激增，但导致了电力公司消纳容量不足等问题                           |
| 2022年 | 固定溢价FIP制度         | 可再生能源发电企业售电时，在市场价格之上再加收溢价（补贴金额）的制度        | -                                                                          |

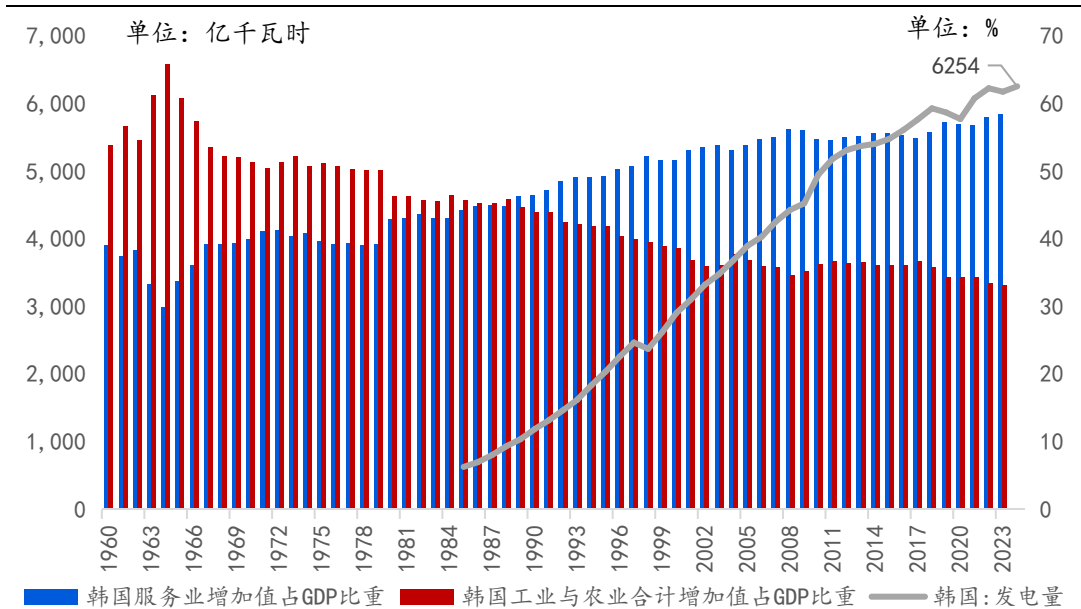


- **总量方面，韩国煤炭消费量达峰时间系美欧日韩最晚，2018年达到峰值：**韩国煤炭消费量1965-2018年处于波动上行阶段，煤炭消费量自1965年的0.21艾焦耳以CAGR为5.65%上升至2018年的3.81艾焦耳高位，之后开启波动下行，从2018年的3.81艾焦耳以CAGR为-4.72%下降至2.85艾焦耳，煤炭消费总量达峰系美欧日韩最晚。
- **韩国后工业化已近40年，总发电量尚未达峰，煤电占比下滑主要系能源替代：**韩国服务业增加值占GDP比重1989年首次超过工业与农业合计增加值占GDP比重，步入工业化后期阶段，截至2024年韩国总发电量为6254亿千瓦时，尚未达峰，1989-2024年CAGR为5.27%，其中煤电占比自2009年的峰值45.95%下滑15.86pct至2024年的30.09%，总发电量上行之下煤电占比下滑主要系能源替代。

图表：韩国煤炭消费量及同比



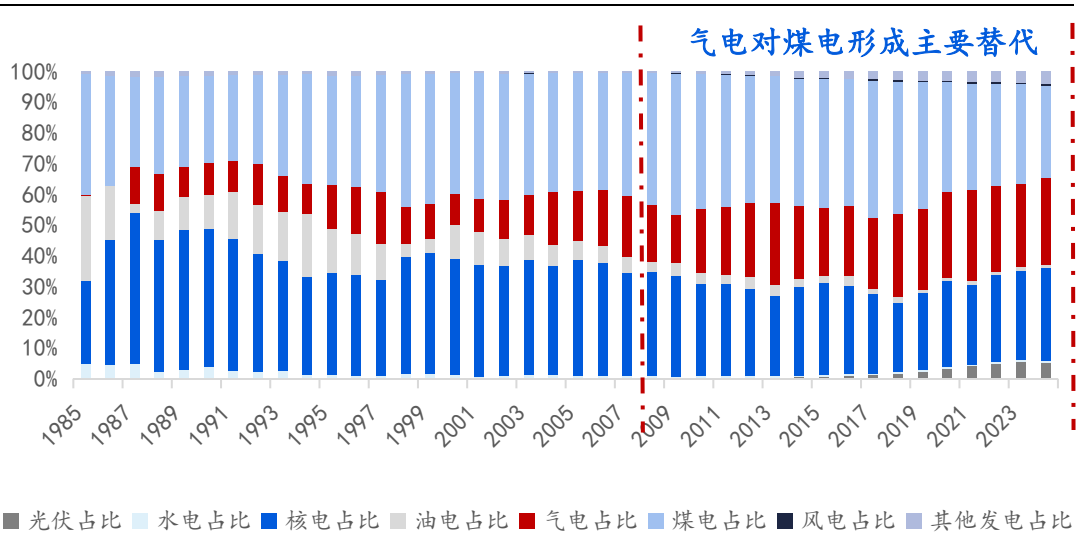
图表：韩国发电量截至2024年仍处波动上行



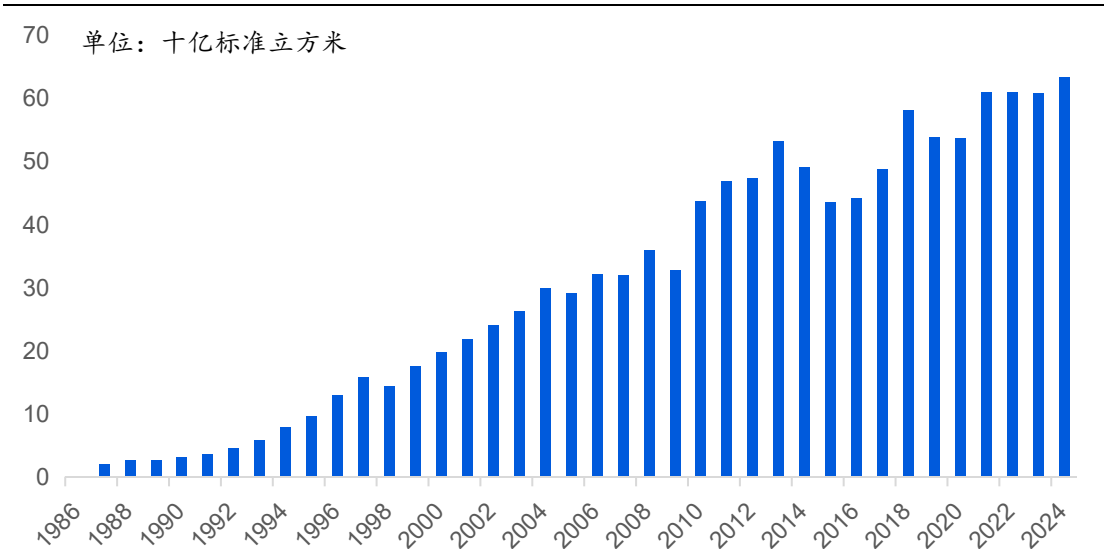


- **2008-2024年间主要为气电对煤电构成替代，受益于美国页岩气革命背景下的天然气进口量快速提升：**韩国气电自2008年起对于煤电形成主要替代，2008-2024年煤电占比下滑12.77pct、气电占比提升9.79pct。韩国自有资源较为匮乏，天然气主要依赖进口，2017年起一些燃气电厂与韩国天然气公司的供气合同陆续到期，而美国页岩革命后大量价格较低的LNG寻求出口，叠加文在寅政府对天然气发电重新定位，韩国有独立进口能力的企业更多地转向自主进口LNG，带动韩国天然气公司之外其他企业LNG进口量快速增加，韩国天然气进口量已提升至2024年的63.23十亿标准立方米。2024年韩国总发电量中，核电占比30.19%、煤电占比30.09%、气电占比28.13%、光伏占比5.23%、油电占比1.07%、水电占比0.69%、风电占比0.54%。
- **成本限制之下可再生能源发展较为缓慢：**韩国自2005年以后才陆续开始建设风电与光伏电站，2024年光伏与风电发电量仅分别占总发电量的5.23%与0.54%，主要系可再生能源资源条件不丰富，国土面积较小且约70%的国土面积是山地，建设风电和光伏电站造价较高所致。2008-2024年韩国风光合计占比提升5.61pct，对于煤电替代效果弱于气电。

图表：气电对于煤电替代作用较强



图表：韩国天然气进口量



1

碳减排背景下全球煤炭消费量：总量趋稳，结构东移

2

能源替代之下的发达国家煤炭需求量变动：以美欧日韩为例

3

从“可控能源”发电占比出发展望中国未来电力用煤需求

4

风险提示

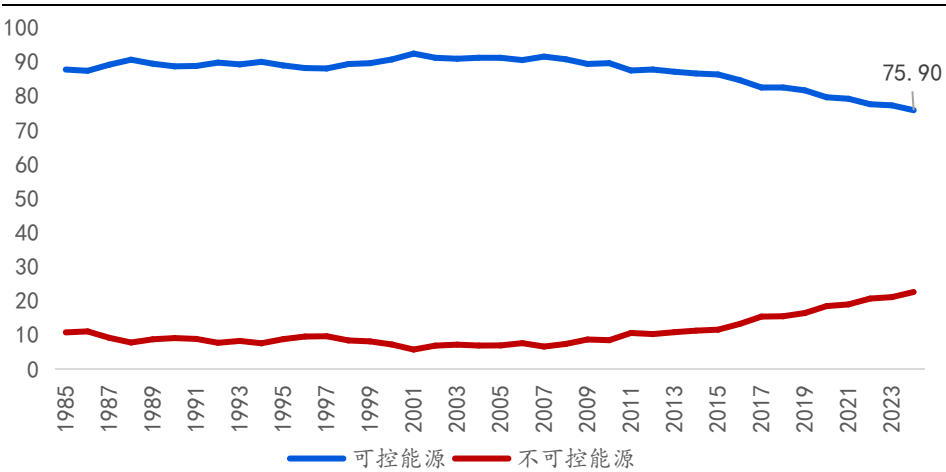
- 全球碳减排的背景下，化石能源的生命周期还能持续多久？中国煤炭消费量是否已经见顶？联系前文对于发达国家能源替代进程的复盘，本文从“可控能源”发电占比角度出发，分析认为中国电力用煤至2035年仍有增量空间。
- **“可控能源”仍占据步入煤炭消费总量开启下行的发达国家发电结构中的较大比例**：本文将煤炭、石油、天然气和核能因发电出力稳定特点概括为“可控能源”，水电、风电与光伏则因发电出力依赖自然条件的特点概括为“不可控能源”。可再生能源占比快速提升背景下，保持较高的“可控能源”发电占比可以保证发电出力的稳定性，美欧日韩的“可控能源”发电仍占据较大比例，其中煤炭消费总量下行较早的欧洲“可控能源”发电占比下降幅度较大，但截至2023年的低点仍占比60.63%，美国与日本近五年的“可控能源”发电占比均超过70%，韩国由于可再生能源发展较为缓慢，“可控能源”发电占比持续高于90%。发达国家的“可控能源”发电占比相较煤电占比下降幅度较缓，主要系能源转型过程中气电作为相对清洁的化石燃料而作为过渡能源所致。

图表：“可控能源”与“不可控能源”特点

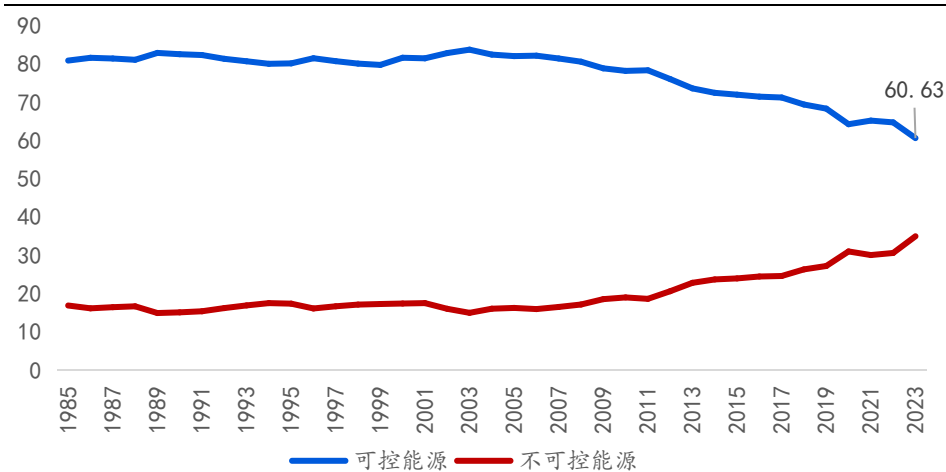
| 可控性分类 | 能源类型                | 主要特点                                |
|-------|---------------------|-------------------------------------|
| 可控能源  | 化石燃料<br>(煤炭、石油、天然气) | 发电出力稳定，可根据用电需求直接、灵活地调节输出功率          |
|       | 核能                  | 不受季节和气候等因素影响，除短暂的换料大修外，能以额定功率长期稳定运行 |
| 不可控能源 | 水电、风电、光伏            | 出力依赖风速、日照和来水等自然条件，风光具有间歇性和波动性特点     |

# 中国：发电出力的稳定性角度看能源替代

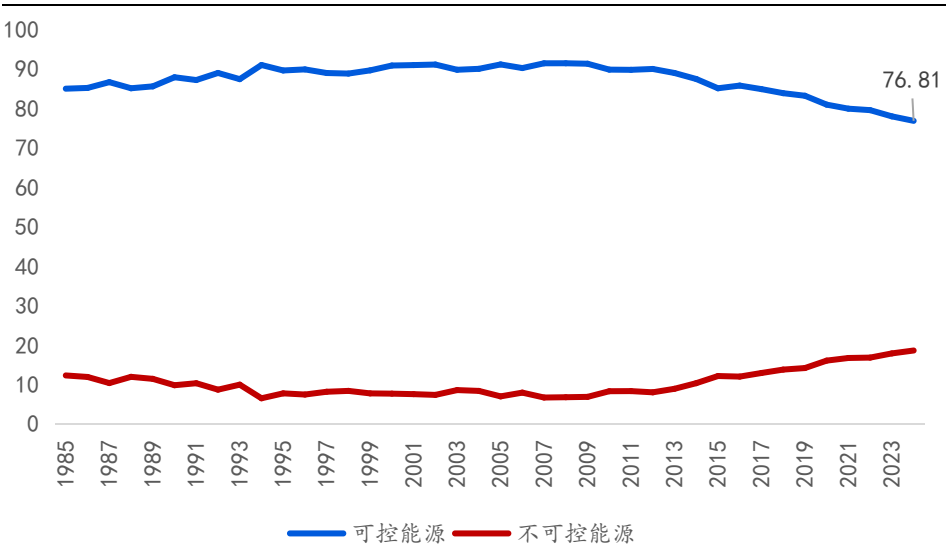
图表：美国“可控能源”与“不可控能源”占比（%）



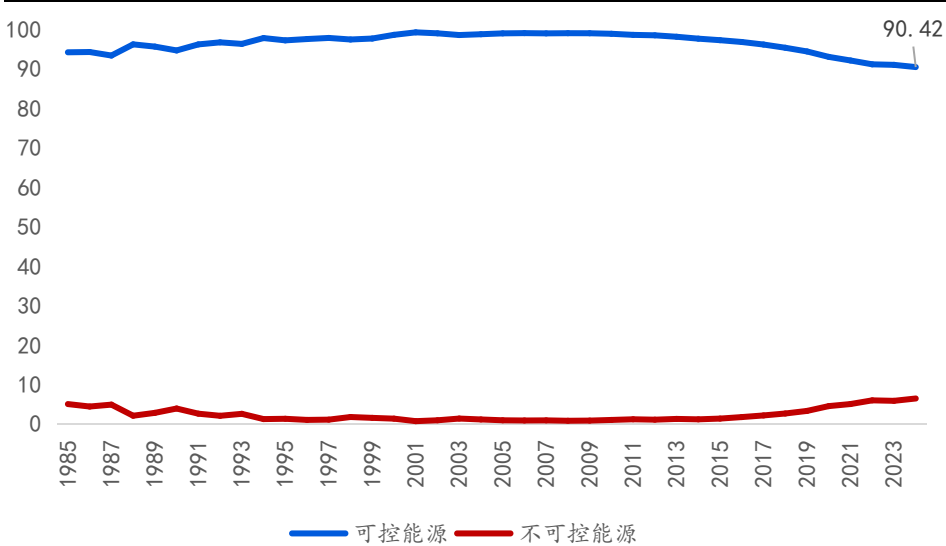
图表：欧洲“可控能源”与“不可控能源”占比（%）



图表：日本“可控能源”与“不可控能源”占比（%）



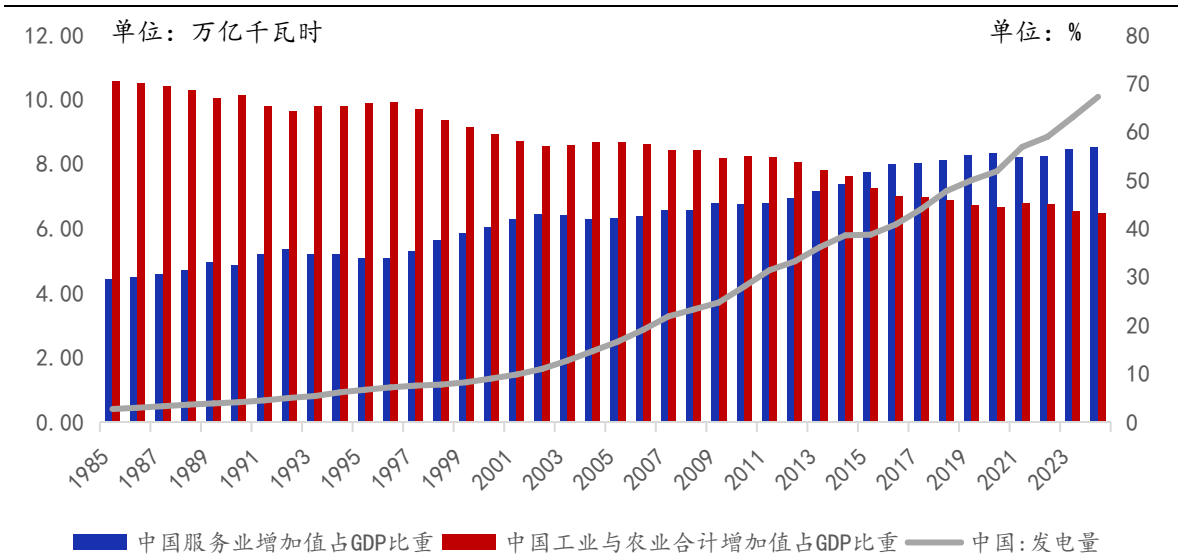
图表：韩国“可控能源”与“不可控能源”占比（%）



# 中国：2035年总发电量预计为13.96-17.25万亿千瓦时

- **高电气化率对于总发电量提升起到较强支撑作用：**我国总发电量尚未达峰且增速仍较快，2024年总发电量同比增长6.67%至10.09万亿千瓦时，2020-2024年CAGR达6.71%。高电气化率对于总发电量提升起到较强的支撑作用，中电联2025年9月发布的报告《中国电气化年度发展报告2025》中指出2024年我国电气化率同比提高0.9pct至28.8%，已经高于欧美主要发达经济体，**预计“十五五”期间全国电气化率将以年均约1pct的增幅稳步增长至2030年的35%左右**，超出OECD国家平均水平8-10pct，其中工业领域电气化率稳中有升，2024年同比提高0.6pct至27.7%，建筑领域电气率增长较快，2024年同比提高1.8pct至55.3%。此外，空调保有量的上升、电动汽车充电需求的增长以及数据中心和5G网络的扩张亦将对于我国电力消耗增长起到带动作用。
- **本报告预计总发电量自2024年以CAGR为3.0%-5.0%提升至2035年的13.96-17.25万亿千瓦时：**2024年我国服务业增加值占GDP比重已超过工业与农业合计增加值占GDP比重，当前中国已步入工业化后期阶段，参照前文发达国家工业化后期总发电量达峰前CAGR，考虑中国长期GDP增速、电力消费弹性系数以及电气化率，假设自2024年起以CAGR为3.0%-5.0%增长，则2035年总发电量预计为13.96-17.25万亿千瓦时。

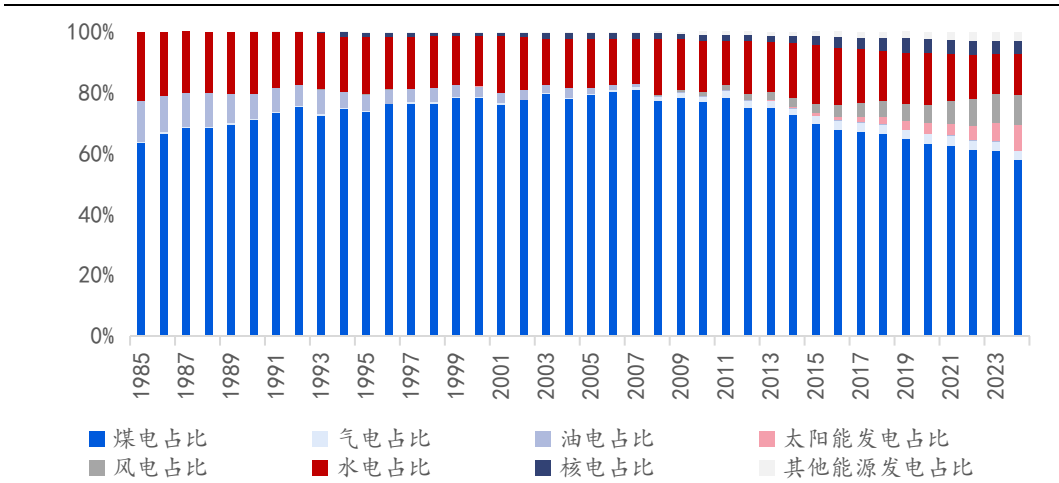
图表：中国总发电量尚未达峰



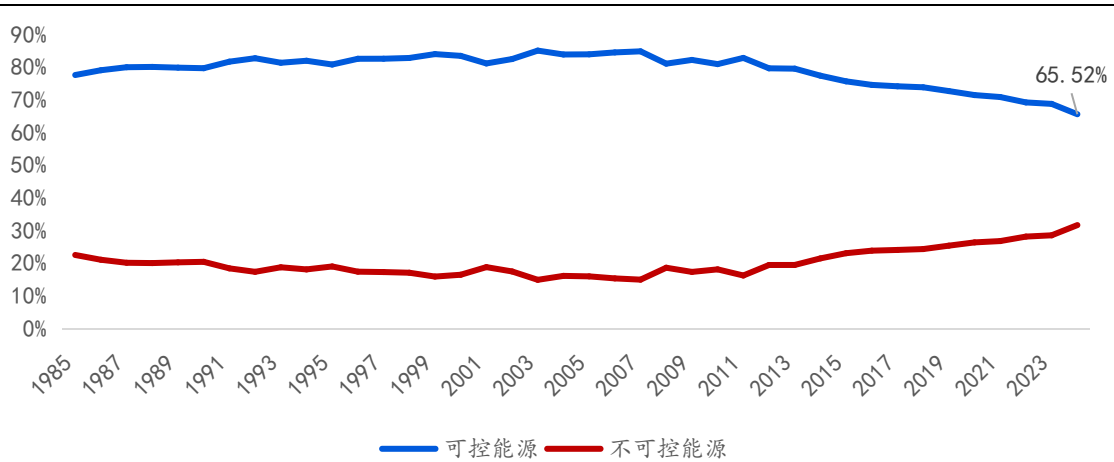


- **煤电为我国化石能源发电主体：**2024年，中国发电量中煤电占比57.77%、水电占比13.43%、风电占比9.88%、光伏占比8.32%、核电占比4.47%、气电占比3.18%、油电占比0.09%。煤电占据绝大比重，气电和油电则占比较小，主要系我国的化石能源禀赋具有“富煤、缺油、少气”特点。我国煤炭资源储藏量大，2023年煤炭储量为2185.7亿吨，煤炭产量为47.11亿吨（占全球年产量比重51.71%）；石油与天然气则储量相对有限，2023年天然气与石油储量分别为67424.5亿立方米和38.5亿吨，2024年天然气产量248.40十亿立方米、原油产量2.13亿吨（分别占全球年产量比重6.02%、4.69%），进口方面，天然气进口量176.50十亿立方米、原油进口量5.54亿吨，对外依存度分别高达41.54%、72.23%。
- **与发达国家将气电作为能源转型中过渡能源不同，我国在天然气资源较少情况下致力于降低煤电碳排放实现能源转型中的过渡：**2024年，我国“可控能源”发电占比65.52%，相比美日韩“可控能源”发电占比较低，主要系我国天然气资源较少且具保障供暖的民生属性背景下，气电的易得性、经济性弱于煤电，以气电作为能源转型中过渡能源的动力不足，2016-2024年气电占比稳定在3%+。我国致力于推进煤电超低排放改造以提高清洁能源装机和发电量占比来实现过渡，根据国家发展改革委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》，1）**大气污染物排放方面**，现役煤电机组大气污染物排放已普遍达到气电排放水平，2）**碳排放方面**，根据《行动方案》要求，煤电低碳化改造建设项目度电碳排放到2025年和2027年应分别较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低20%左右和50%左右，2027年煤电低碳化改造建设项目的碳排放应基本达到天然气发电机组水平。

图表：中国各类发电量占比



图表：中国“可控能源”与“不可控能源”占比（%）



# 中国：预计至2035年电力用煤较2024年仍有3-12亿吨增量空间

- **“可控能源”中核电与气电占比预计较2024年会有抬升：**本报告基于中国核能行业协会、中国石油经济技术研究院等机构的预测，预计至2035年，核电发电量为1.12万亿千瓦时、占总发电量比例为6.48%–8.00%（较2024年提升2.01–3.53pct），气电发电量为0.54万亿千瓦时、占总发电量比例为3.13%–3.87%（分别较2024年降低0.05pct、提升0.69pct）。油电近十年发电量变动较小，预计2035年占比基本维持在0.1%。
- **预计2035年电力用煤较2024年仍有3–12亿吨增量空间：**考虑到中国非电行业动力煤需求主要来自建材行业与化工行业，建材行业受地产周期影响逐渐下行，化工耗煤在新疆煤化工发展之下具有增长空间，二者合计预计变动不大，因此主要关注电力用煤。可再生能源占比快速提升背景下，传统能源的调峰与系统支撑作用不可忽视，结合美欧日韩煤炭消费总量下行进程中“可控能源”发电占比仍保持较高水平（60%–90%）的经验，预计至2035年，我国“可控能源”发电占比为60%，计算得煤电占比为48.02%–50.29%，假设度电耗煤延续近十年CAGR变化则2035年度电耗煤为444g/kwh，2024–2035年总发电量CAGR为3.0%–5.0%情况下，测算结果表明，**至2035年中国电力用煤预计将为29.80–38.55亿吨，相较2024年仍有3–12亿吨增量空间。**

图表：预计2035年电力用煤仍有增量空间

|      |                  | 2022   | 2023   | 2024   | 2035年，假设总发电量2024–2035CAGR为： |        |        |
|------|------------------|--------|--------|--------|-----------------------------|--------|--------|
|      |                  |        |        |        | 3.0%                        | 4.0%   | 5.0%   |
| 总发电量 | 万亿千瓦时            | 8.85   | 9.46   | 10.09  | 13.96                       | 15.53  | 17.25  |
|      | 发电装机容量（亿千瓦）      | 0.56   | 0.57   | 0.61   | 1.50                        | 1.50   | 1.50   |
|      | 利用小时数（小时）        | 7527   | 7640   | 7412   | 7451                        | 7451   | 7451   |
|      | 发电量（万亿千瓦时）       | 0.42   | 0.43   | 0.45   | 1.12                        | 1.12   | 1.12   |
|      | 核电占比             | 4.72%  | 4.60%  | 4.47%  | 8.00%                       | 7.20%  | 6.48%  |
| 核电   | 发电装机容量（亿千瓦）      | 1.16   | 1.26   | 1.44   | 2.40                        | 2.40   | 2.40   |
|      | 利用小时数（小时）        | 2383   | 2360   | 2231   | 2253                        | 2253   | 2253   |
|      | 发电量（万亿千瓦时）       | 0.28   | 0.30   | 0.32   | 0.54                        | 0.54   | 0.54   |
|      | 气电占比             | 3.11%  | 3.15%  | 3.18%  | 3.87%                       | 3.48%  | 3.13%  |
| 气电   | 发电装机容量（亿千瓦）      | 1.16   | 1.26   | 1.44   | 2.40                        | 2.40   | 2.40   |
|      | 利用小时数（小时）        | 2383   | 2360   | 2231   | 2253                        | 2253   | 2253   |
| 油电   | 发电量（万亿千瓦时）       | 0.28   | 0.30   | 0.32   | 0.54                        | 0.54   | 0.54   |
|      | 油电占比             | 3.11%  | 3.15%  | 3.18%  | 3.87%                       | 3.48%  | 3.13%  |
| 油电   | 发电量（万亿千瓦时）       | 0.01   | 0.01   | 0.01   | 0.01                        | 0.02   | 0.02   |
|      | 油电占比             | 0.10%  | 0.10%  | 0.09%  | 0.10%                       | 0.10%  | 0.10%  |
| 煤电   | 发电量（万亿千瓦时）       | 5.41   | 5.75   | 5.83   | 6.71                        | 7.64   | 8.68   |
|      | 煤电占比             | 61.19% | 60.83% | 57.77% | 48.02%                      | 49.22% | 50.29% |
|      | 度电耗煤2035E（g/kwh） | 437    | 449    | 455    | 444                         | 444    | 444    |
|      | 电力用煤2035E（亿吨）    | 23.64  | 25.83  | 26.51  | 29.80                       | 33.96  | 38.55  |

1

碳减排背景下全球煤炭消费量：总量趋稳，结构东移

2

能源替代之下的发达国家煤炭需求量变动：以美欧日韩为例

3

从“可控能源”发电占比出发展望中国未来电力用煤需求

4

风险提示

（1）煤炭进口影响风险。随着世界主要煤炭生产国和消费国能源结构的不断改变，国际煤炭市场变化将对国内煤炭市场供求关系产生重要影响，从而对国内煤企的煤炭生产、销售业务产生影响。

（2）可再生能源持续替代风险。国内水力发电的装机规模较大，若水力发电超预期增发则会引发对火电的替代。风电、太阳能等新能源产业持续快速发展，虽然目前还没形成较大规模，但长期的替代需求影响将持续存在，目前还处在量变阶段。

（3）测算误差风险。测算含有主观假设或存在一定误差，以实际情况为准。包含且不限于对于气电与核电的新增装机、未来总发电量以及煤电占比的预期。

（4）储能发展加速的风险。当前风力发电与太阳能发电主要受风光消纳问题制约，而储能是解决风光消纳问题的重要手段之一，若储能发展加速可能加快风光对于煤电的替代。

（5）国别情况差异风险。鉴于各国在能源结构、技术水平与发展路径上存在差异，本报告基于发达国家经验所做的对于中国未来电力用煤的预测未必完全适用于中国国情。

（6）重点关注公司业绩不及预期风险。

## 能源开采小组介绍

陈晨，能源开采行业首席分析师，南京大学商学院经济学硕士，8年以上行业经验  
王璇，能源开采行业分析师，上海财经大学硕士，2年行业研究经验  
张益，能源开采行业研究助理，伦敦国王学院银行与金融硕士，2年期货行业研究经验  
徐萌，能源开采行业研究助理，对外经济贸易大学金融本硕

## 分析师承诺

陈晨，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

## 国海证券投资评级标准

### 行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；  
中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；  
回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

### 股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；  
增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%~20%之间；  
中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%~10%之间；  
卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。



## 免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，也不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

## 风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

## 郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 能源开采研究团队

# 心怀家国，洞悉四海



## 国海研究上海

上海市黄浦区绿地外滩中心C1栋  
国海证券大厦

邮编：200023

电话：021-61981300

## 国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银  
行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

## 国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168号  
腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597