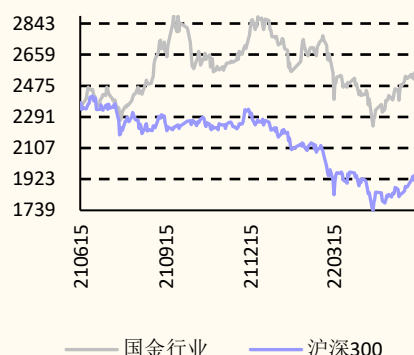


市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金公用事业及环保产业指数	2553
沪深300指数	4239
上证指数	3285
深证成指	12035
中小板综指	12279



相关报告

1. 《落地政策频出，电力投资建设可期-《2022-06-05 行业周报...》，2022.6.5
2. 《解读欧盟碳边境调节机制(CBAM)-《2022-05-29 行业周报...》，2022.5.29
3. 《掘金市场，拥电为王-电力行业深度报告》，2022.2.23
4. 《全国碳市场完全手册-全国碳市场完全手册》，2021.7.1
5. 《国六系列报告之一-国六后处理篇：空间倍增，行业格局或将重塑》，2021.6.29

许隽逸 分析师 SAC 执业编号: S1130519040001
xujunyi@gjzq.com.cn

低碳、地缘、保稳，电力系统逐绿前行

投资摘要

■ **当前时点，电力发展面临的三大趋势：**(1) 低碳背景下的传统化石能源投资减少，地缘政治错综复杂，致传统化石能源价格长期高位；(2) 近十年来新能源成本下降幅度较大，为推动能源结构低碳转型提供动力；(3) 今年，能源是国内本轮稳增长的投资重点方向，稳增长背景下 2022H2 是发力重点。针对第三点展开来看，我们认为：

- ✓ 当前的经济增速下行风险主要由严格疫情防控带来的，目前看并非长期性、趋势性的变化，特别国债不宜长期、频繁、大规模地使用，而会更多运用跨周期调节的政府债券。
- ✓ 稳经济大盘背景下，为确保国金能源安全，推动经济发展，风光大基地项目开工成为重要推手，电源投资上，可再生能源是增量投资重点，尤以光伏为主。
- ✓ 配套大基地建设，加强新能源项目并网，需要推动配套电网同步建设全力加大电网投入，发挥投资拉动作用，把脉“源网荷储”一体化协调发展，我们认为大基地建设背景下特高压投资是增速最快的环节。

■ **当前时点，我们判断 22H2 和中长期的电力增长趋势：**

- ✓ **22H2 趋势：**在国际能源价格高企、国内煤炭供需紧张的背景下，以能源开采为代表的能源板块用电将维持高位，伴随疫情复苏，投资先行，第二产业将拉动全年用电 5% 的正增长；风、光装机有望维持年初的高景气局面，同时装机高增带来电量占比提升。

✓ **中长期趋势：**“适度超前规划”指引下，26 省份“十四五”规划的风、光装机总量近 700GW，年均增速约 15%；看好大基地建设任务和分布式发展带来的电力清洁化加速作用。同时，未来火电发电增速预计略低于装机增速，在 2030 年前规模还会增长，但定位逐步向调节性电源改变。

■ **针对两类电源，我们判断火电盈利部分修复、绿电规模高增长。**

✓ **火电：**煤炭继续增产在短期难度大，今年 Q2 以后煤炭产量增速不及煤电量增速，或导致后续煤价继续维持高位；因此，在 100% 长协配合电价上涨背景下，火电企业将重回盈亏平衡，业绩呈现逐季改善，但部分企业在煤价 770 元/吨的低值假设下，度电利润仍无法修复至 2020 年水平。

✓ **绿电：**从部分绿电企业公布的“十四五”规划来看总体积极乐观，年均增速预计在 20% 以上，高于各省提出的规划目标；“绿电纯度”影响盈利。

投资建议

- (1) 风、光发电板块：在经历光伏、陆风、海风走向平价上网、补贴逐步退坡带来的抢装潮后，新能源装机今年仍有望保持高增长态势。新增装机驱动因素包括大基地规划和电力市场建设给绿电带来的利好。建议关注光伏板块(电新覆盖)。(2) 电网板块：发挥“稳增长”的逆周期调节作用+配合风光大基地建设，电网(特高压)投资有望超预期。建议关注电网建设中主要硬件供应商许继电气、平高电气(电新覆盖)。

风险提示

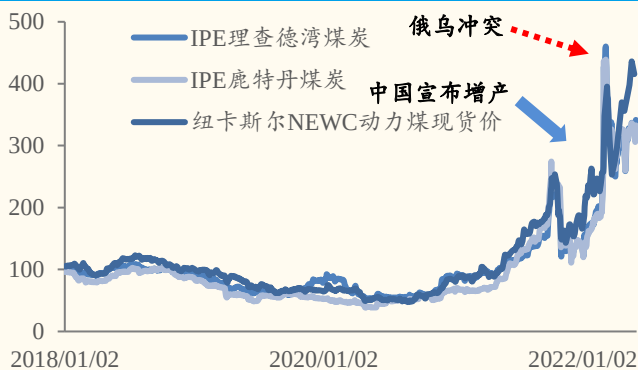
电源新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高；电力市场化进度不及预期；煤价维持高位影响火电盈利；补贴退坡影响绿电盈利；电网投资不及预期等

1、电力发展面临的趋势——低碳、地缘、保稳

1.1 趋势一：低碳背景下的传统化石能源投资减少，地缘政治错综复杂，致传统化石能源价格长期高位

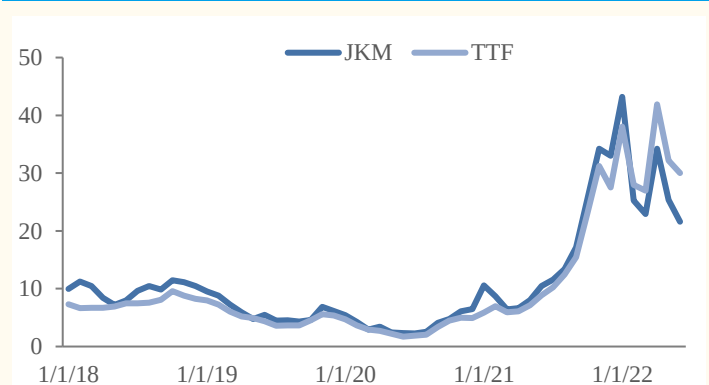
- 疫情欧洲煤炭与天然气价格飙升。2021 年冬季至今，低碳造成的供给短缺、疫情后的需求复苏以及极端天气等多重因素影响，欧洲煤炭及其竞争能源天然气价格迎来快速上涨。作为欧洲大陆唯一的基准枢纽 TTF 价格自 2021 年以来快速上行，1 月 1 日至 12 月 31 日上涨幅度高达 433%。
- 俄乌冲突进一步推高价格。俄乌冲突爆发后，作为欧洲煤炭价格基准的鹿特丹煤炭期货一路飙升至 459 美元，比冲突爆发前约 200 美元的水平涨了 45%，并且打破了过去一直存在的澳洲煤溢价的现象，煤价一度超过澳洲 NEWC 价格。

图表 1：煤炭期货价格 (\$/吨)



来源：Wind，国金证券研究所

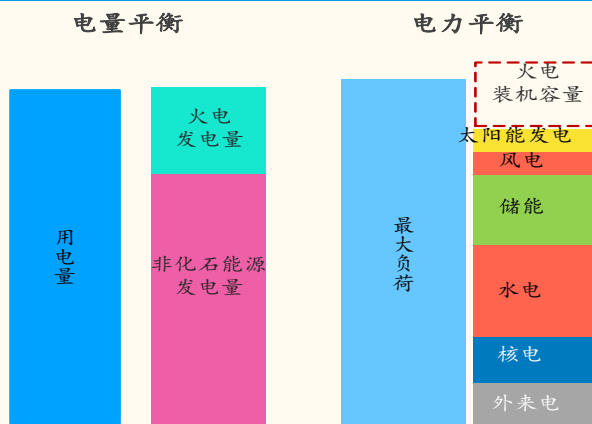
图表 2：JKM 和 TTF 价格走势单位 (\$/mmbtu)



来源：Wind，国金证券研究所

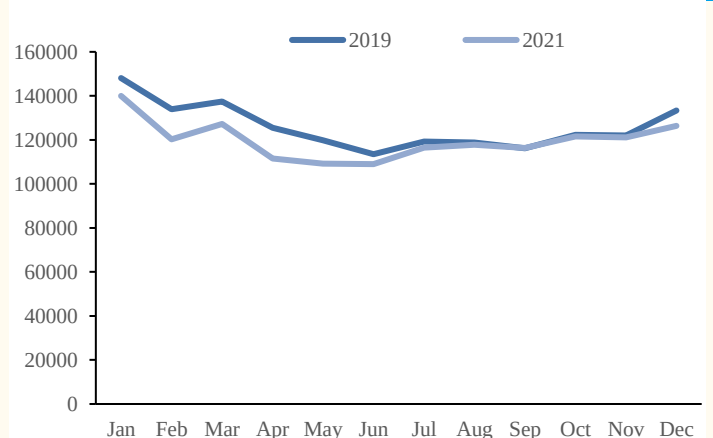
- 风、核等高峰出力不足导致火电发电增风、核等高峰出力不足导致火电发电增加。2021 年，除核电外，欧洲发电量基本恢复到疫情前水平。但是由于发电量占比达 24.3%的核电全年降幅接近 5%，且发电占比占 14.3%的风电在 7 月高峰期出力不高，受电力瞬时平衡的影响，发电占比达 24.3%的气电在 2021 年全年发电涨幅达 15.2%；发电占比达 15.9%的煤电，虽然全年总量同比下降 4.8%，但在多个月份参与调峰高发。

图表 3：高比例新能源会带来电力平衡不足



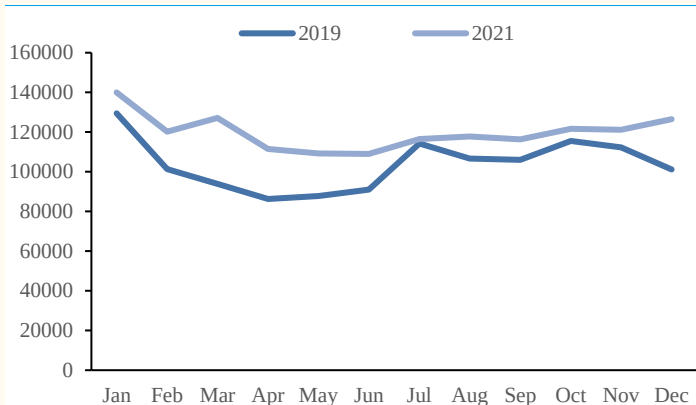
来源：EMBER，国金证券研究所

图表 4：2021 年核电发电较少 (Gwh)



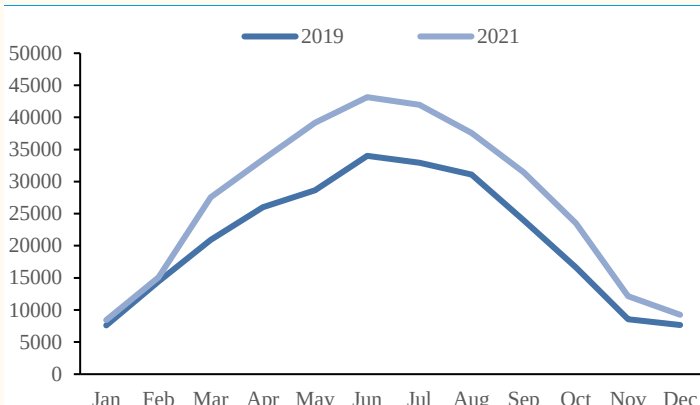
来源：EMBER，国金证券研究所

图表 5: 2021 年夏季风电未能顶峰出力 (Gwh)



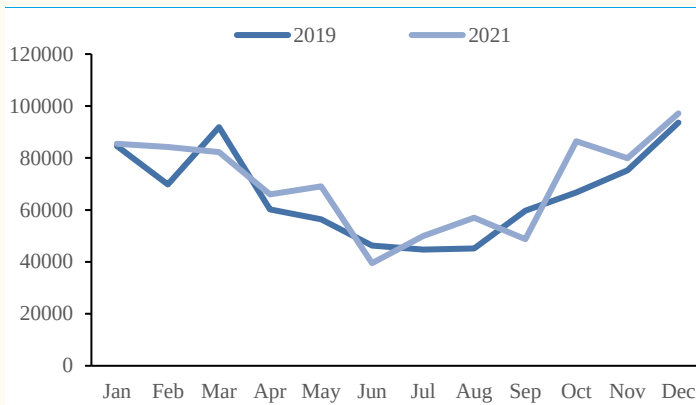
来源: EMBER, 国金证券研究所

图表 6: 2021 年光伏发电增长明显 (Gwh)



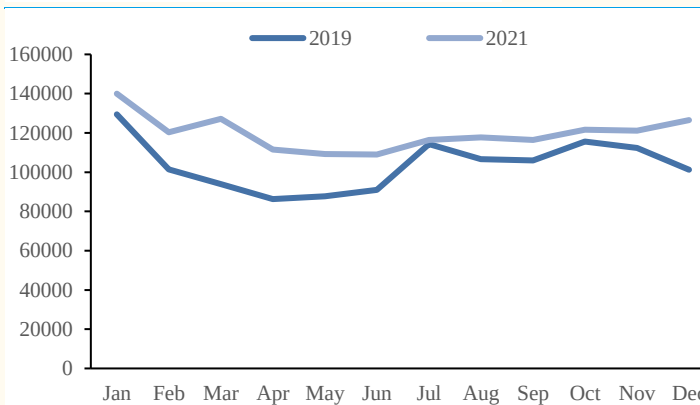
来源: EMBER, 国金证券研究所

图表 7: 2021 年煤电调峰作用明显 (Gwh)



来源: EMBER, 国金证券研究所

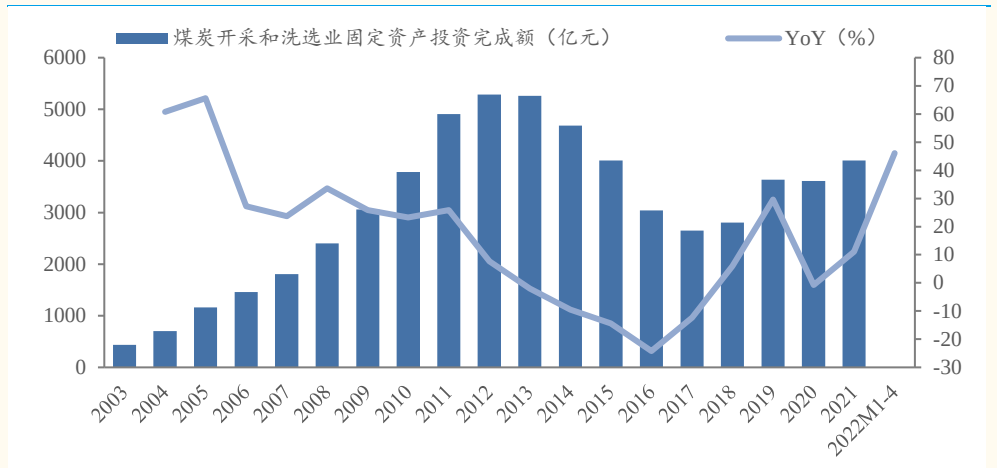
图表 8: 2021 年气电平稳增长 (Gwh)



来源: EMBER, 国金证券研究所

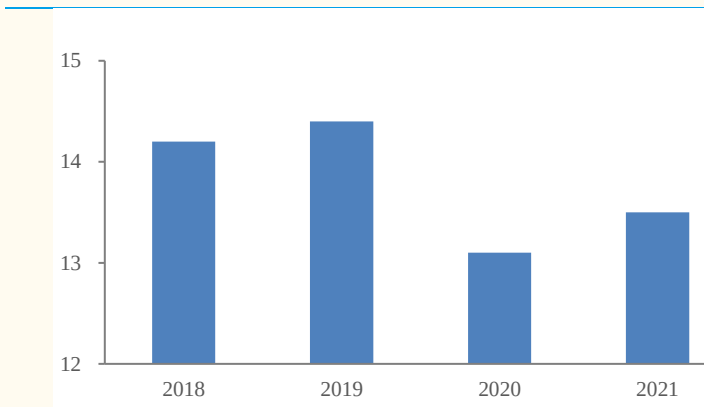
- **本轮煤炭价格上涨主因供应短缺。**尽管疫情影响逐渐消退后,全球煤炭贸易量从 2020 年的 13.1 亿吨上升至 2021 年的 13.5 亿吨,但仍未恢复至 2019 年 14.4 亿吨的水平。在需求并未上涨的情况下,价格暴涨说明煤炭供应仍然紧缺。产量数据亦表明:2021 年全球煤炭产量 78.9 亿吨,距 2019 年 79.4 亿吨水平仍有小幅差距。
- **供应的短缺主要受两个因素制约:**(1) 全球能源清洁化大势所趋,使得投资者对化石能源投资信心缺失,转投其他清洁能源领域;(2) 价格高涨,煤炭供应商获利颇丰,“以价补量”心理导致煤炭供应商扩产意愿不强烈。

图表 9：中国煤矿投资 10 年后投资下降明显，17 年后回升



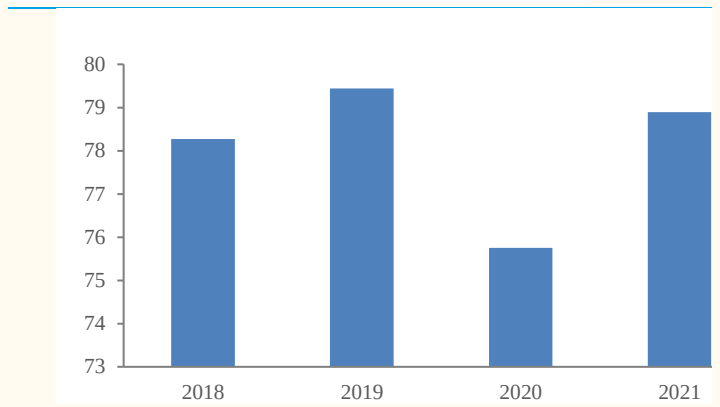
来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

图表 10：2018-2021 年全球煤炭贸易量 (亿吨)



来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

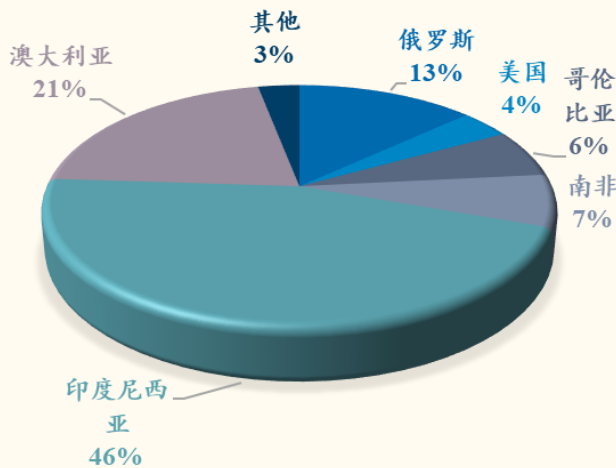
图表 11：2018-2021 年全球煤炭产量 (亿吨)



来源：中国煤炭经济研究会，国金证券研究所

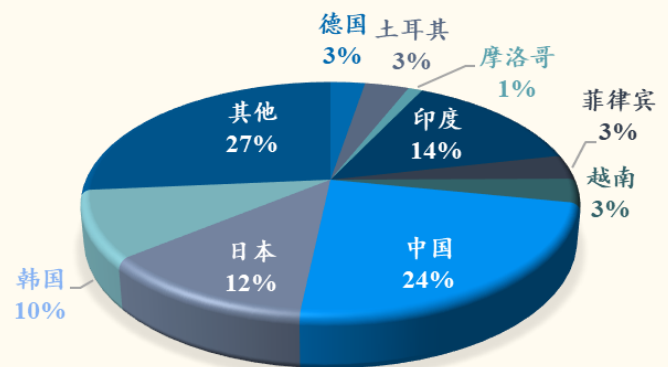
- **海运煤市场的再平衡难度大。**全球海运煤市场大约在 14 亿吨左右，其中印尼煤供应了近一半。全球海运煤市场又可分为低卡煤和高卡煤市场，低卡煤的供应主要以印尼为主，消费国主要以中国、印度和东南亚国家为主；而高卡煤供应以澳大利亚、美国、俄罗斯、哥伦比亚和南非为主，消费以欧洲与日韩为主；再平衡难以在中低卡位间切换，增加了再平衡难度。

图表 12: 2021 年海运煤供应结构



来源: Wind, 国金证券研究所

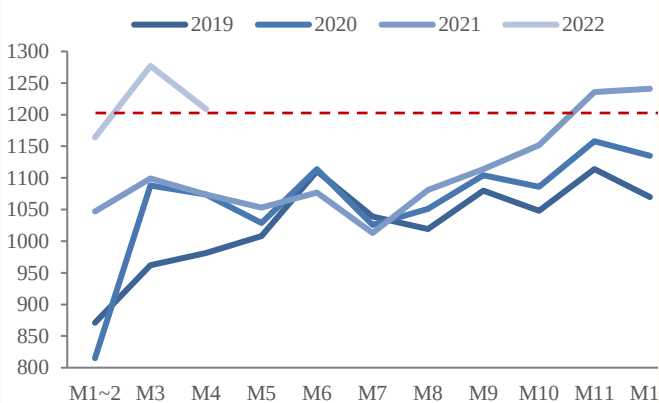
图表 13: 2021 年海运煤需求结构



来源: Wind, 国金证券研究所

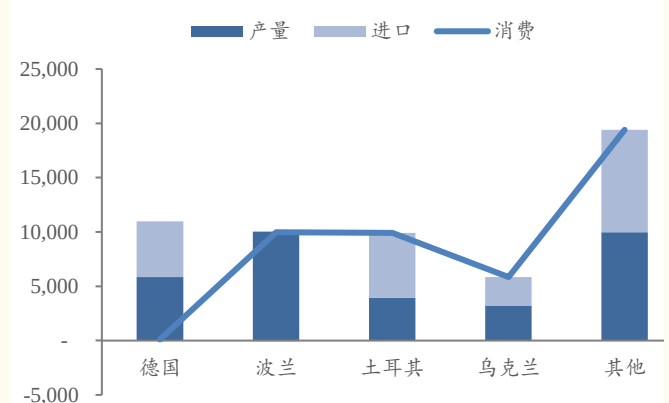
- **俄乌冲突将导致全球贸易煤维持高价。**当地时间 4 月 7 日, 欧盟 27 个成员国代表决定对俄罗斯实施新一轮制裁, 其中包括对俄罗斯煤炭实行禁运。这是俄乌冲突以来, 欧盟首次针对俄罗斯能源实施制裁。欧洲需要通过进口煤国家间的再平衡来解决煤炭制裁。囿于短期再平衡需要价差拉动, 我们认为欧盟对俄煤制裁将导致欧洲 ARA 煤价维持在 300 美元/吨高位。
- **土耳其成为欧洲进口煤再平衡关键。**欧洲主要煤炭消费国为德国、波兰、土耳其和乌克兰, 其中波兰可以自平衡, 土耳其不属于欧盟, 依然可以进口俄罗斯煤, 其过往俄罗斯煤采购量约在 1500 万吨左右, 另有 4000 万吨购自哥伦比亚, 因此, 土耳其能否在俄罗斯煤与哥伦比亚煤之间切换成为欧洲煤价。
- **中国产量通过亚太贸易煤再平衡影响欧洲煤价。**中国为平抑国内能源成本, 意欲 2022 年增产 3 亿吨, 即日产量 1200 万吨的目标, 但就 1-2 月产量看, 实现该目标有一定难度。中国减少的动力煤将有一部分转运印度等国家。而日韩与欧洲将利用煤价差争夺澳洲高卡煤市场。但无论贸易煤如何再平衡, 整体供需始终偏紧会导致全球煤价始终维持高位。

图表 14: 2019-2022 年 4 月中国原煤月度日产量 (万吨)



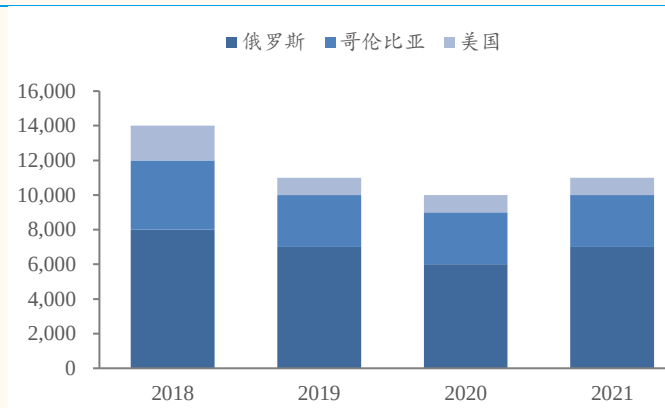
来源: 中国煤炭经济研究会, 国金证券研究所

图表 15: 欧洲主要国家煤炭供需平衡 (万吨)



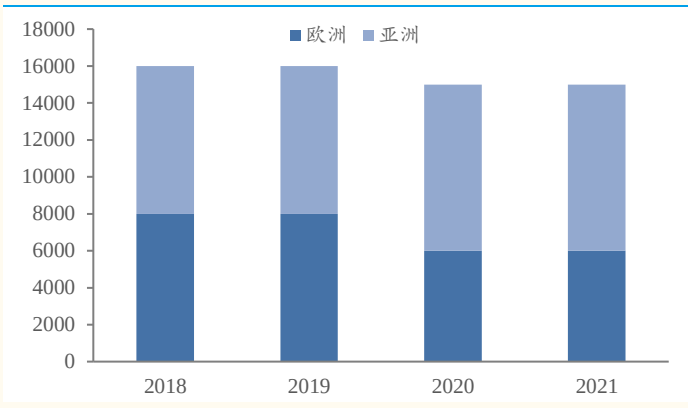
来源: 中国煤炭经济研究会, 国金证券研究所

图表 16: 欧洲主要煤炭进口国 (万吨)



来源: 中国煤炭经济研究会, 国金证券研究所

图表 17: 俄罗斯动力煤出口分地区 (千万吨)

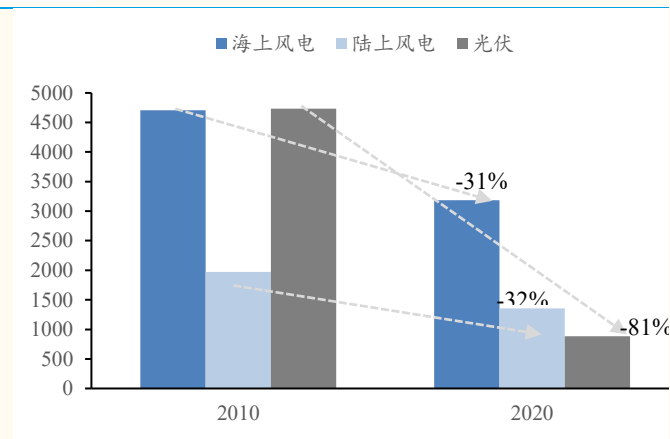


来源: 中国煤炭经济研究会, 国金证券研究所

1.2 趋势二: 新能源成本下降推动能源结构低碳转型

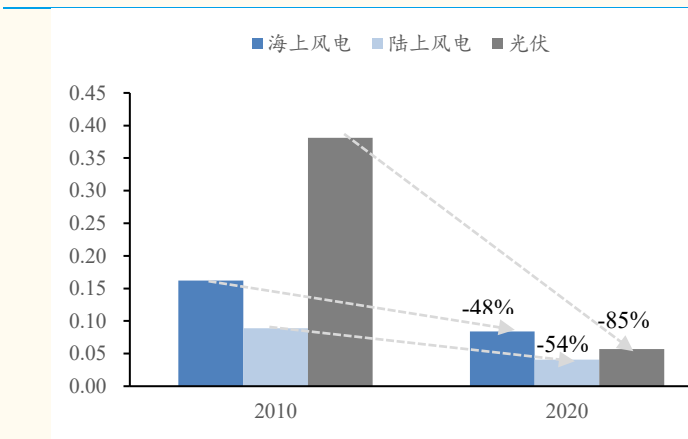
- 近年来, 新能源总体成本不断下降。全球范围内, 总装机成本与度电成本均大幅下降。采用平准化度电成本 (LCOE) 考量风电、光伏项目成本端的经济性, 核心影响变量包括装机成本、运维成本和利用小时数 (摊薄度电成本) 这三类。根据 IRENA 数据, 全球数据显示 10 年间海风、陆风、光伏总装机成本分别下降了 31%、32% 和 81%, LCOE 分别下降了 48%、-54% 和 -85%, 当前陆风、光伏已可实现平价上网。
- 组件/风机价格长期呈下降趋势, 拉低装机成本。从国内产业链中上游数据看, 近三年多晶/单晶组件价格均下降约 50%, 风机价格下降伴随大型化技术迭代。(短期价格受部分环节供需紧平衡、原材料上涨因素扰动)

图表 18: 全球 2010 VS 2020 年总装机成本比较 (\$/KW)



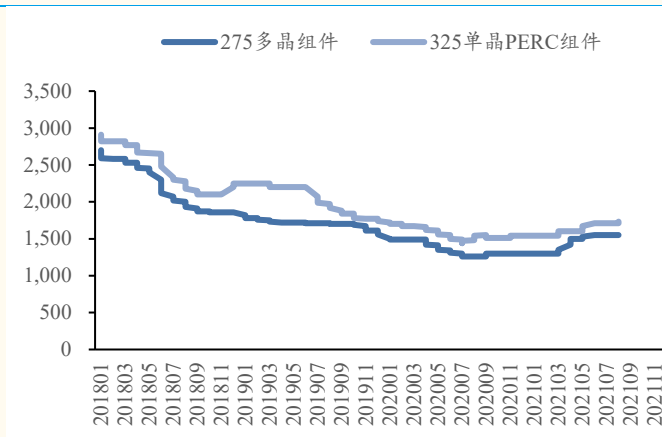
来源: IRENA、金风科技官网, 国金证券研究所

图表 19: 全球 2010 VS 2020 年 LCOE 比较 (\$/KWh)



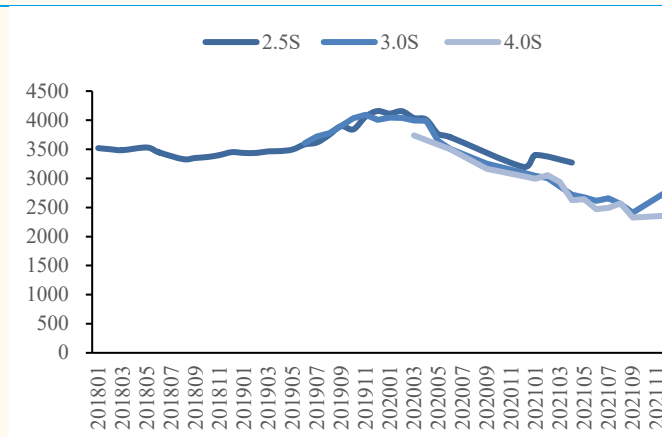
来源: IRENA、金风科技官网, 国金证券研究所

图表 20：2018~2021A 国内组件价格趋势（元/KW）



来源：IRENA、金风科技官网，国金证券研究所

图表 21：2018~2021A 国内风机价格趋势（元/KW）



来源：IRENA、金风科技官网，国金证券研究所

■ 分地区新能源成本比较表明：

- ✓ 欧洲海风 LCOE 有比较优势。各地区近十年新能源度电成本均显著下降，其中在海风成本仍普遍较高的背景下，欧洲地区具备一定的比较优势。
- ✓ 中国光伏 LCOE 显著更低。在户用/工商业光伏方面，中国地区度电成本显著更低，欧美部分国家 LCOE 翻倍。

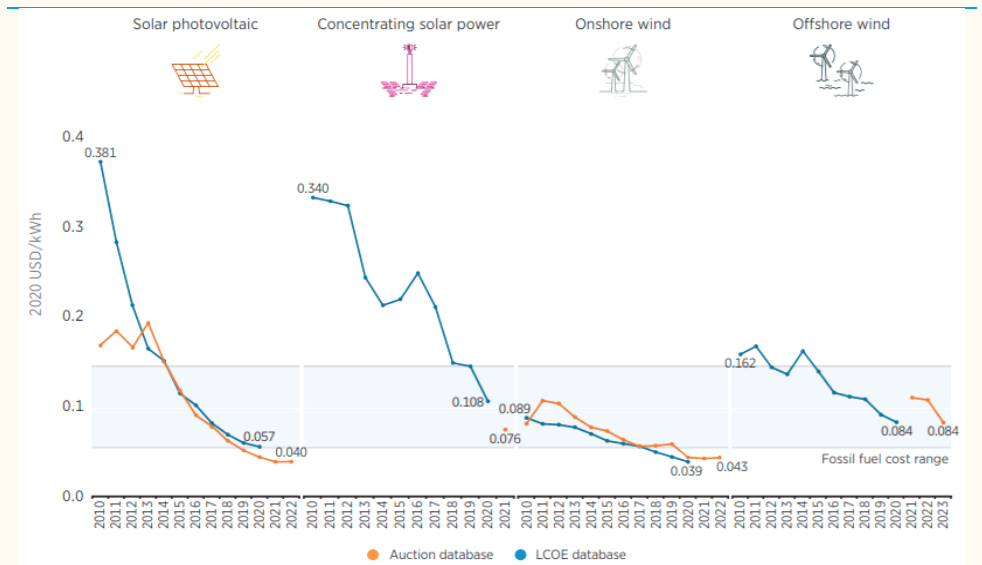
图表 22：分地区、分新能源类型 2010 VS 2020 年 LCOE 比较（\$/Kwh）

		2010A	2020A	LCOE降幅 (%)	VS 中国
陆风	中国	0.071	0.037	-48%	
	欧洲	0.113	0.045	-60%	21.6%
	北美	0.092	0.037	-60%	0.0%
海风	中国	0.178	0.084	-53%	
	欧洲	0.158	0.083	-47%	-1.2%
	北美	/	/	/	
户用光伏		2010A	2020A	降幅 (%)	
	中国	0.164*	0.063	-62%	
	德国	0.304	0.135	-43%	114.3%
	法国	0.72	0.165	-77%	161.9%
	意大利	0.409	0.104	-75%	65.1%
	西班牙	/	0.103	/	63.5%
	英国	/	0.236	/	274.6%
工商业光伏	美国加州	0.309	0.176	-56%	179.4%
	中国	0.148*	0.06	-59%	
	德国	0.255	0.106	-50%	76.7%
	法国	0.632	0.131	-79%	118.3%
	意大利	0.325	0.088	-73%	46.7%
	西班牙	0.259	0.075	-71%	25.0%
	英国	/	0.179	/	198.3%
	美国加州	0.262	0.13	-58%	116.7%

来源：IRENA，国金证券研究所

- 与化石能源相比，新能源成本优势逐步凸显。全球范围内，光伏、陆上风电价格已具备比较优势。根据 IRENA 的全球平均数据来看，光伏和陆上风电项目的购电协议价已经能够低于新开发的化石能源发电项目，表明新能源经济性整体上具有了比较优势，而光热和海上风电项目仍处在降本途中。其中，从最近签署的购电协议来看，光伏 2022 年购电协议价降至 0.04\$/KWh，低于最廉价的化石能源发电价 27%（煤电为主），低于 2020 年 LCOE 30%，表明价格下探仍有空间。

图表 23：2010~2023E 新能源与化石能源购电协议价、LCOE 比较



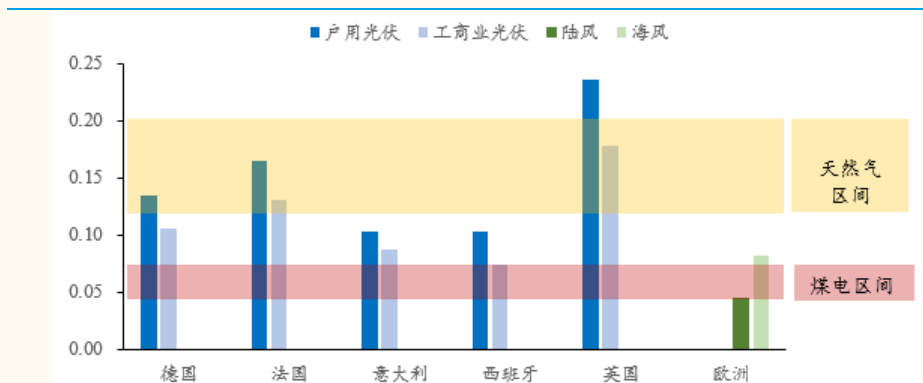
来源：IRENA，国金证券研究所

■ 中欧多数地区风光与气电成本相比占优。

(1) 欧洲

- ✓ **煤电**：欧洲煤炭发电成本 150~250 美元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电成本 0.045~0.075 美元。已超过当地陆风的平均度电成本。
- ✓ **天然气**：欧洲天然气发电成本 15~25 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电成本 0.12~0.2 美元。已超过部分城市光伏的平均度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。

图表 24：2020 年欧洲新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)

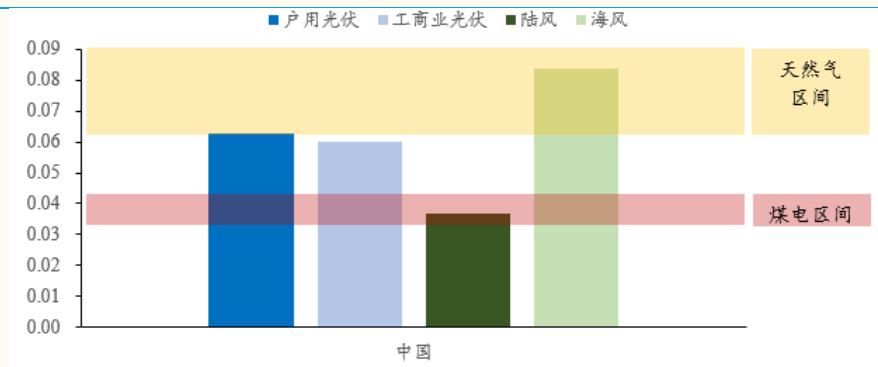


来源：IRENA，国金证券研究所

(2) 中国

- ✓ **煤电**：中国煤炭发电成本 800~1000 元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电成本 0.24~0.3 元 (0.034~0.042 美元)。高值已超过陆风的平均度电成本。
- ✓ **天然气**：中国天然气发电成本 8~16 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电成本 0.064~0.128 美元。已超过光伏/陆风平均度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。

图表 25：2020 年中国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)

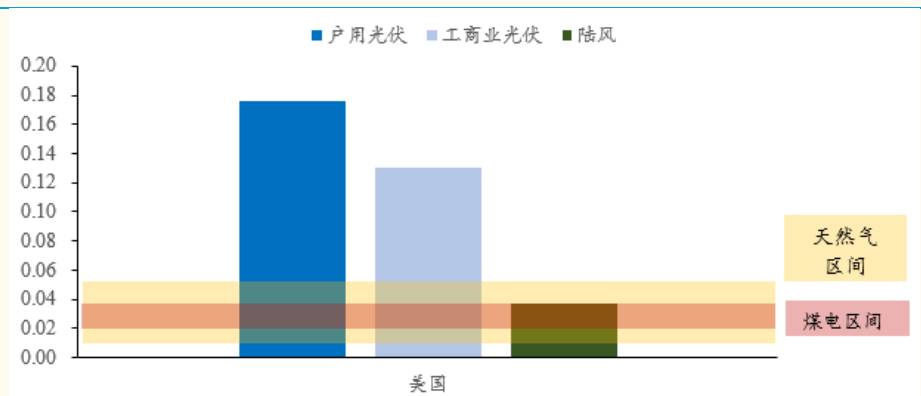


来源：IRENA，国金证券研究所

■ 美国能源禀赋使得化石能源成本优势明显

- ✓ **煤电：**美国煤炭发电成本 70~100 美元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电成本 0.021~0.03 美元。高值已超过加州陆风的平均度电成本。
- ✓ **天然气：**美国天然气发电成本 2~6 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电成本 0.016~0.048 美元。高值已超过加州陆风的平均度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。

图表 26：2020 年美国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较 (\$/Kwh)



来源：国金证券研究所

- **欧洲与中国都将加大可再生能源占比。**前述分析表明：在中国及欧洲多数地区，新能源与天然气相比，经济性已经较为突出；其中，陆上风电的度电成本已在多数地区低于煤电；而美国由于自身能源禀赋优势，煤电与气电成本依然优于光伏。因此，在欧洲及中国，为降低化石能源对外依存度过高带来的能源安全风险，降低化石能源成本上升带来的经济性影响，必将进一步加大可再生能源投资。

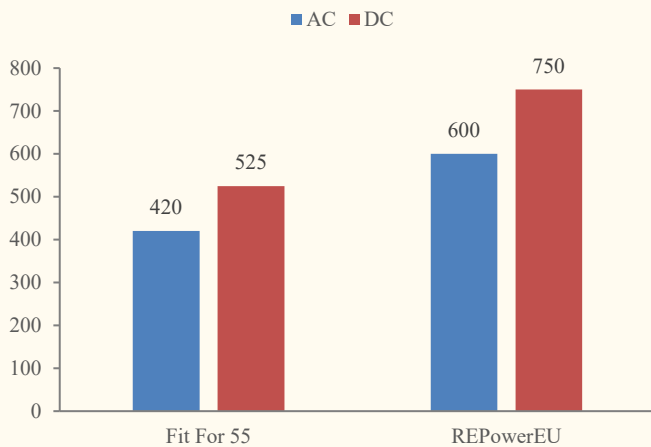
图表 27：中欧能源转型计划

	原计划（2030）	5 月新计划
欧盟 REPowerEU	480GW 风电，420GW 太阳能，可再生能源占比 40%	480GW 风电，600GW 太阳能，可再生能源占比 45%
中国	中国 2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦	尽管没有宣布，但在当前可再生能源成本不断下降，化石能源成本持续上升的背景下，我国或提高“十四五”和 2030 年风光装机目标

来源：欧盟委员会官网，国金证券研究所

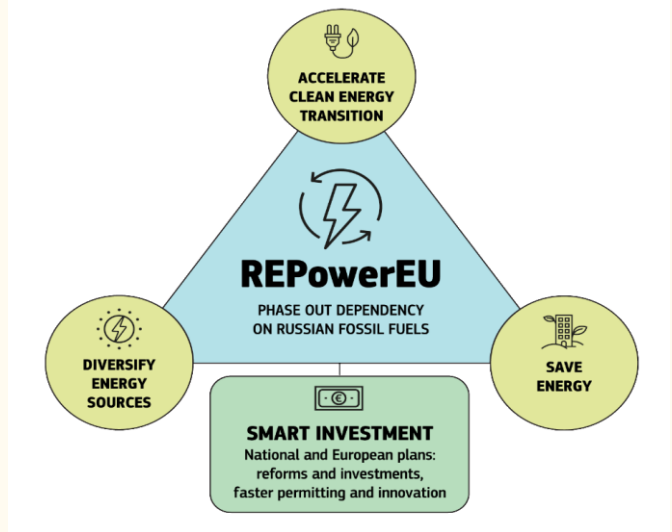
- **欧洲计划：**5 月 18 日，欧盟委员会公布“欧盟再生能源计划”(REPowerEU Plan)，并将其在“Fit for 55 (FF55)”计划下的**可再生能源目标从之前的 40%提高到 2030 年的 45%**。为了减少对俄罗斯化石燃料的依赖，欧盟计划在 2025 年前实现超过 320 GW 的交流太阳能光伏并网目标，**并到 2030 年进一步扩大到 600 GW**。其中到 2026 年所有屋顶面积大于 250 平方米的公共建筑和商业楼必须安装屋顶光伏，所有符合条件的现存楼栋也需要在 2027 年安装完成，而 2029 年后所有的新建住宅楼都需要强制安装屋顶光伏。从目前到 2027 年，该计划**总投资 2100 亿欧元**来逐步摆脱对俄罗斯能源进口的依赖，其中 860 亿欧元用于建设可再生能源，270 亿欧元用于氢能源设备，370 亿欧元用于生物甲烷生产，其他用于电网能效改造等方面。
- **RePowerEU：2030 年光伏并网达 600GW。**RePowerEU 计划的核心目标是帮助欧盟摆脱对于俄国的能源依赖，主要从四个方面入手：能源节约、多样化能源供应体系、替换化石能源并加速欧洲清洁能源转型、扩大能源投资。
- ✓ RePowerEU 计划未来五年内高达 2100 亿欧元的投资，主要计划包括 4 点：
 - ①可再生能源计划：2030 年可再生能源占比目标从 40%提高至 45%。
 - ②光伏并网计划：到 2025 年实现 320GW 的太阳能光伏并网，2030 年达到 600GW。2021 年底欧盟区域累计装机约 165GW，因此 2022-2030 年均需要 48GW。
 - ③太阳能屋顶计划：强制安装屋顶太阳能，2026 年强制面积大于 250 平米的新公共和商业建筑安装太阳能，2027 年面积大于 250 平米的公共和商业建筑强制安装，2029 年强制所有新的住宅建筑安装。
 - ④氢能计划：到 2030 年，欧盟将实现可再生氢气生产 1000 万吨，进口 1000 万吨，以替代难以脱碳的行业和运输部门的天然气、煤炭和石油。此外，**碳边境税逐步铺开，促使出口导向型企业增加绿电消费。**

图表 28: REPowerEU 2030 光伏并网目标 (GW)



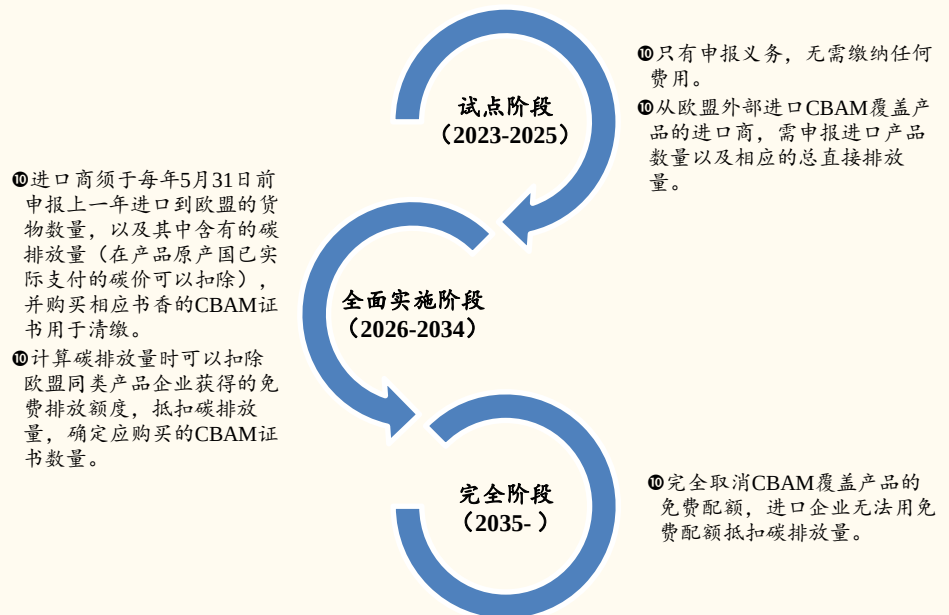
来源: 欧盟委员会官网, 国金证券研究所

图表 29: 欧盟 REPowerEU 方针



来源: 欧盟委员会官网, 国金证券研究所

图表 30: CBAM 机制生效时间表



来源: 《欧盟碳边境调节机制: 浅析欧盟委员会的立法提案及其对中国的潜在影响》、国金证券研究所

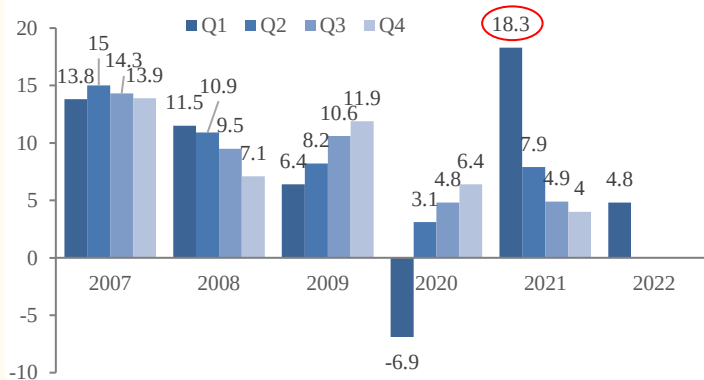
- **中国计划:** 中国目前的 2030 年风光装机总容量目标为 12 亿千瓦, 风电与光伏的成本不断下降, 而火电受到国际煤价中长期高位运行及国内煤炭增产难度大等因素影响受到限制。新能源投资加大势在必行。
- **国内新能源相关政策频繁出台。** 2022 年 5 月, 中央下达的重磅政策中大多提到了未来新能源发展规划, 其中国家发改委、能源局联合下发的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》更是围绕体制创新、机制协同、配套财政政策上提出了 21 项方案, 以下为近期新能源相关政策汇总:
- ✓ **《关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》第 16 条:** “盘活存量资产回收资金拟投入新项目建设的, 优先支持综合交通和物流枢纽、大型清洁能源基地、环境基础设施、‘一老一小’等重点领域项目”。

- ✓ 《关于扎实稳住经济一揽子政策措施的通知》第 21 条：“积极稳妥推进金沙江龙盘等水电项目前期研究论证和设计优化工作。加快推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，近期抓紧启动第二批项目，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用水，按程序核准和开工建设基地项目、煤电项目和特高压输电通道”。
- ✓ 《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》：“要实现到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系”。
- ✓ 《财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见》：“支持构建清洁低碳安全高效的能源体系。有序减量替代，推进煤炭消费转型升级。优化清洁能源支持政策，大力支持可再生能源高比例应用，推动构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统”。
- ✓ 《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》：“各地根据市场放开电源实际情况，鼓励新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用”。

1.3 趋势三：能源是本轮稳增长的投资重点方向，稳增长背景下 2022H2 是发力重点

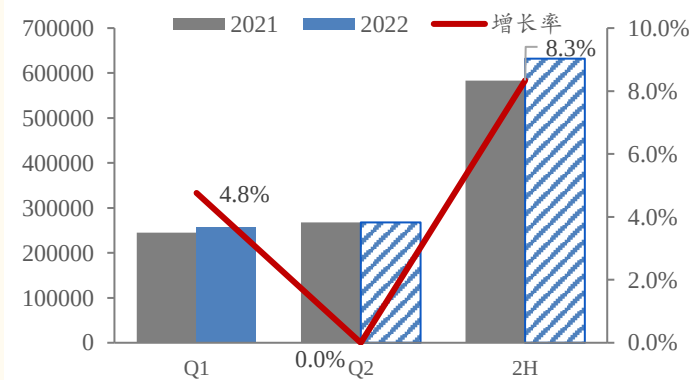
- **2008~2009 年情况：**2008 上半年，中国 GDP 连续五年高增带来经济过热，国际粮、油价格上行推动 CPI 迅速上升，政府采取从紧的宏观政策。下半年经济形势逆转，11 月工业生产增长 5.4%，同比下降 11.9pcts；出口同比下降 2.2%，七年来首次负增长。政府在 11 月出台 4 万亿财政刺激计划，09Q1 经济增速仍下降，但降幅收窄；09Q2 起，财政刺激效果凸显，经济增速回升。
- **本轮情况：**21H1~22M2 经济势头良好，3 月以来疫情等多重不利因素叠加，造成超预期的短期效应，经济形势急转直下。若全年 GDP 增速 5.5% 的目标不变，假设 22Q2GDP 与去年同期持平，则下半年 GDP 同比增速需达 8.3%。

图表 31：2007Q1~2009Q4, 2020Q1~2022Q1 GDP 增长率



来源：Wind，国金证券研究所

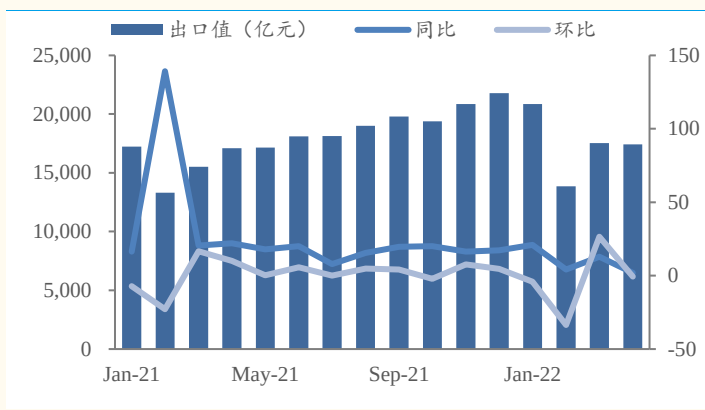
图表 32：完成 2022 全年 GDP 增长率目标的测算



来源：Wind，国金证券研究所

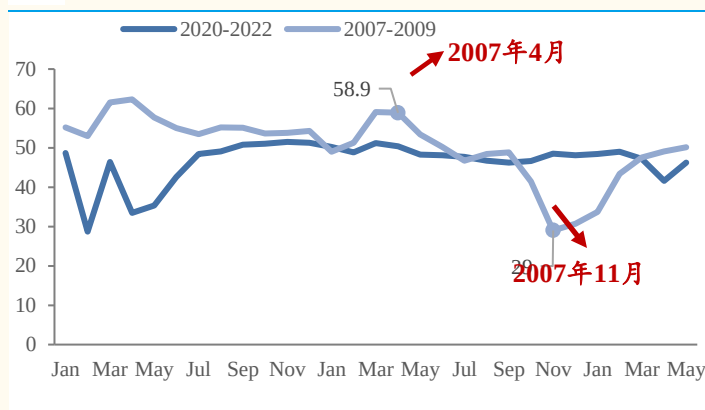
- **2022 年当前经济增长放缓主要受疫情这一短期因素影响。**2008 年经济增速放缓主要受出口需求骤降影响；2022 年经济增长受出口需求扰动小，受疫情反复导致的内需疲软影响更大。在 2008 年 11 月监测到经济增速大幅下滑前，工业生产增加值已连续 8 个月呈下降趋势；2021 年四季度，工业生产增加值呈上升趋势，直至 2022 年 3 月受疫情影响急转直下。

图表 33：2021M1~2022M4 出口值情况 (亿元, %)



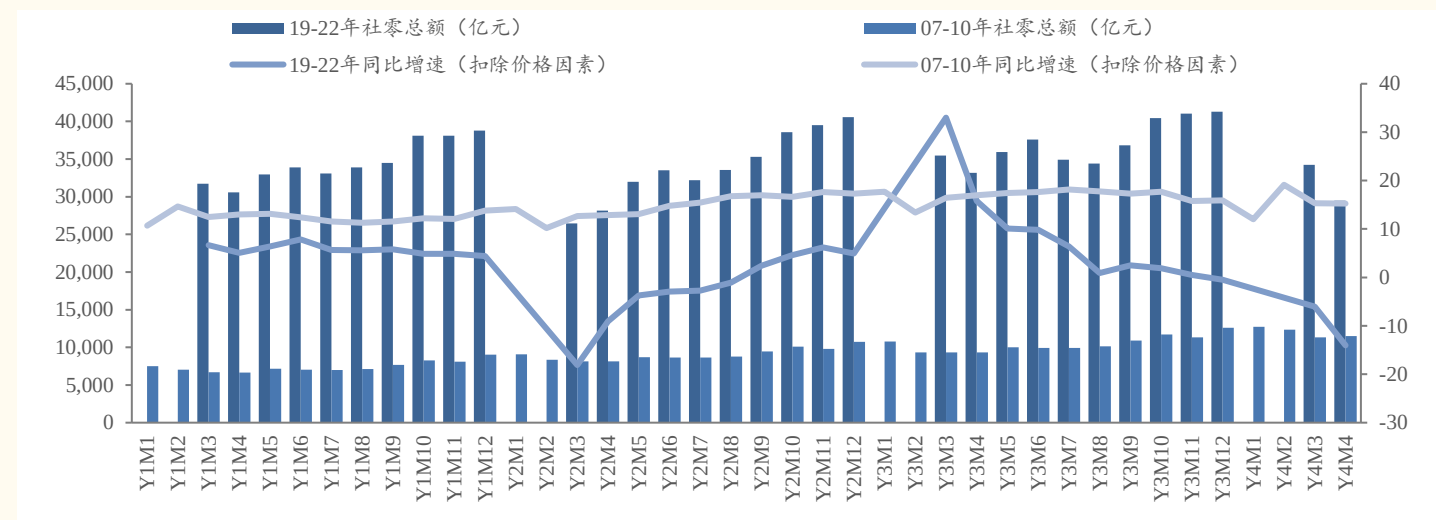
来源：Wind，国金证券研究所

图表 34：2007~2009,2020~2022 制造业新出口订单 PMI



来源：Wind，国金证券研究所

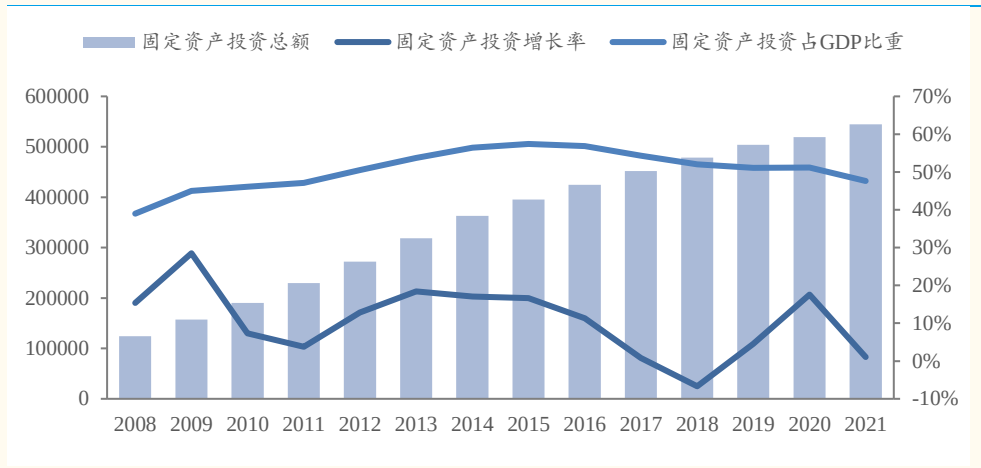
图表 35：2007~2010,2019~2022 社会消费品零售总额情况 (亿元, %)



来源：Wind，国金证券研究所

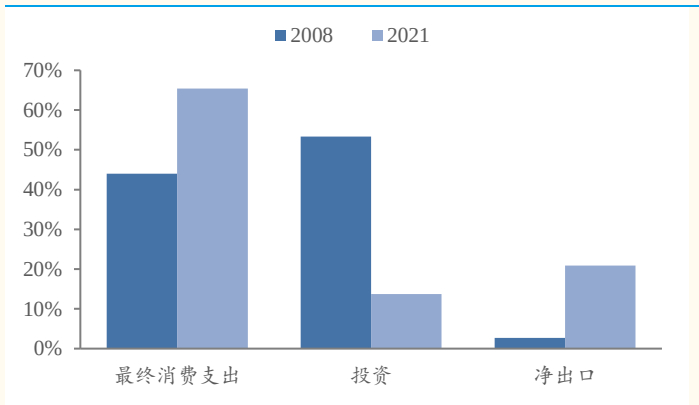
- **基建投资仍是刺激经济的重要手段。**2008 年以来，固定资产投资占 GDP 比重稳定，但投资对 GDP 增长的贡献率呈下降趋势。但 2020 年投资贡献率重回首位，说明投资仍是经济面对下行压力时的重要刺激手段。2008 年全球金融危机引发经济萧条，出口需求大减，4 万亿主要用于扩大国内投资，保持经济增长势头，当时采用的是政府直接负债+直接需求提供方的模式；本轮经济下滑主要由严格的疫情防控造成，需要解决短期发展面临的问题，为未来提供有效供给提供要素支撑，在 4 万亿投资的经验之上，本轮将通过基建投资拉动经济，但由于当前的困难是短期矛盾，因此：一方面刺激力度会远远小于 4 万亿；另一方面，不会采取完全由政府发力的 4 万亿模式，而应更多采取市场发力模式，由政府为企业增信担保，让企业能够借到更多的钱投资。

图表 36：2008~2021 年固定资产投资与 GDP 情况（亿元，%）



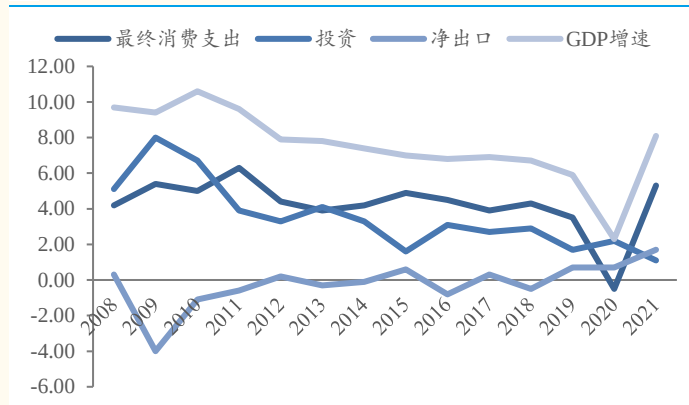
来源：Wind、国金证券研究所

图表 37：2008 年和 2021 年三大需求占比



来源：Wind、国金证券研究所

图表 38：2008~2021 年三大需求对 GDP 增长贡献率情况

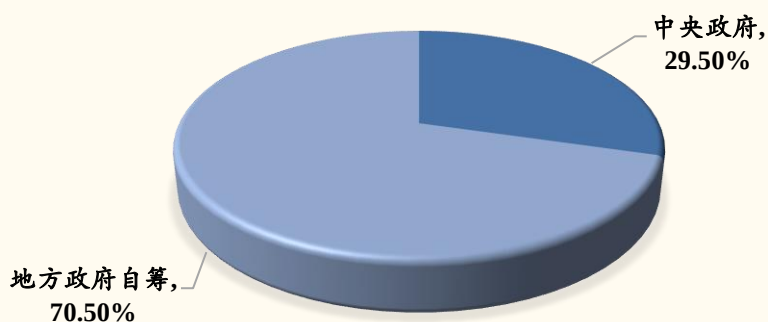


来源：Wind、国金证券研究所

■ 能源和电网投资一向为重点投向且占比扩大。

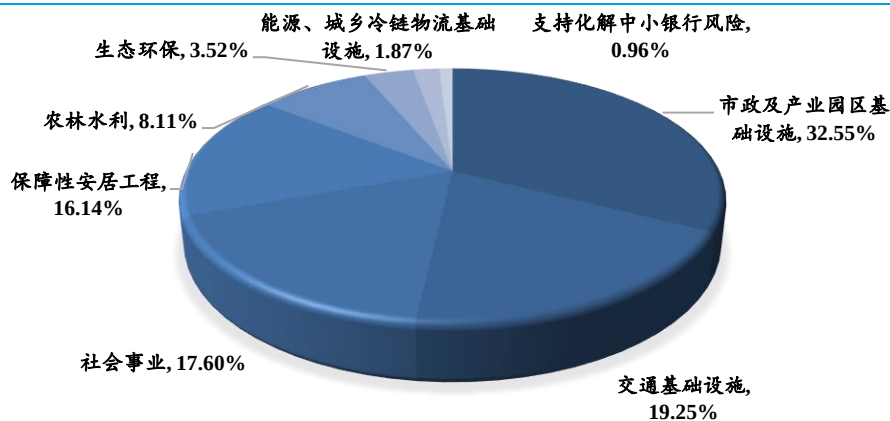
- ✓ 2008 年末出台的 4 万亿财政刺激计划投向中，能源投资和电网改造占比高达 38%。2022 年 1-4 月已发行地方专项债投资的投向中，市政及产业园区基础设施建设成为占比最大的投向、交通基础设施建设投资退居第二；能源投资占比扩大，4 月统计口径调整后成为单列项。预计未来，随着疫情后项目开工受阻情况减少，能源项目投资将发力“稳增长”。

图表 39：2008 年 4 万亿资金来源



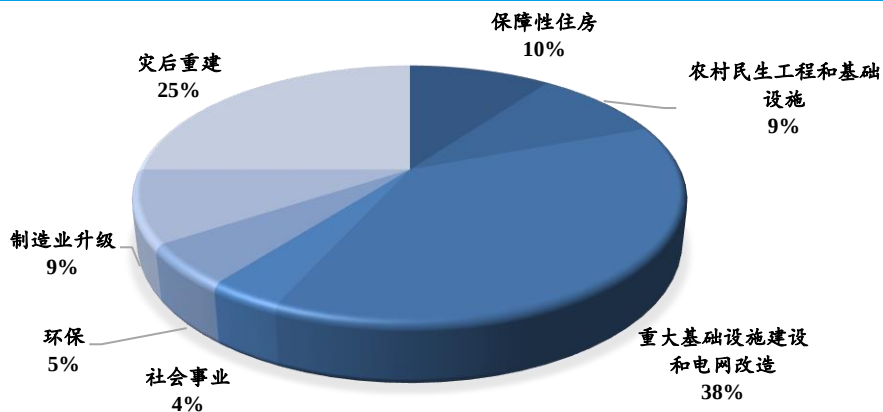
来源：财政部，国金证券研究所

图表 40：2022 年 1-4 月地方政府专项债重点投向



来源：财政部，国金证券研究所

图表 41：2008 年 4 万亿投资重点投向

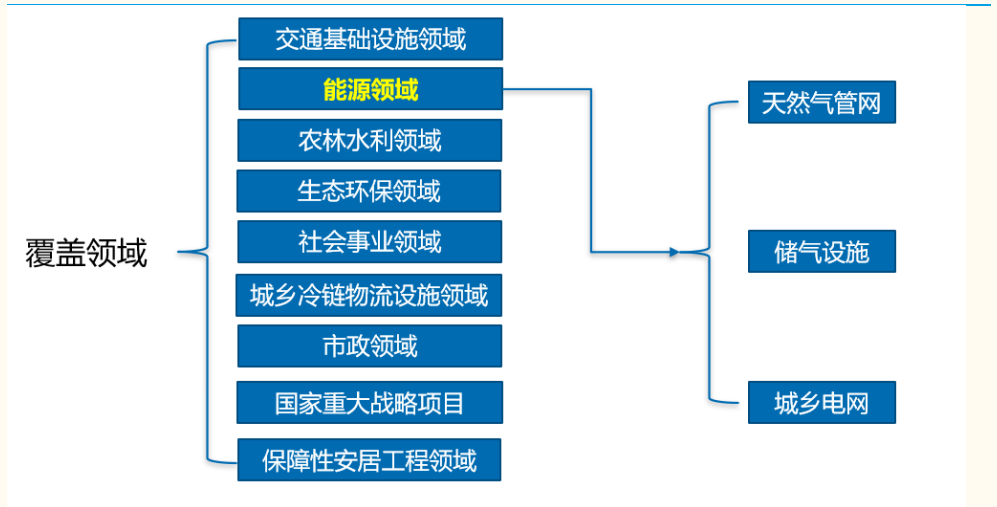


来源：财政部，国金证券研究所

■ 专项债务将成为能源领域资金的重要构成。其中，涉及能源领域的投资包

括天然气管网、储气设施与城乡电网等部分。专项债由于其具有的对应资产高质量、相对低利率等优点，为项目融资的较优途径。

图表 42：2021 年新增专项债务重点覆盖领域



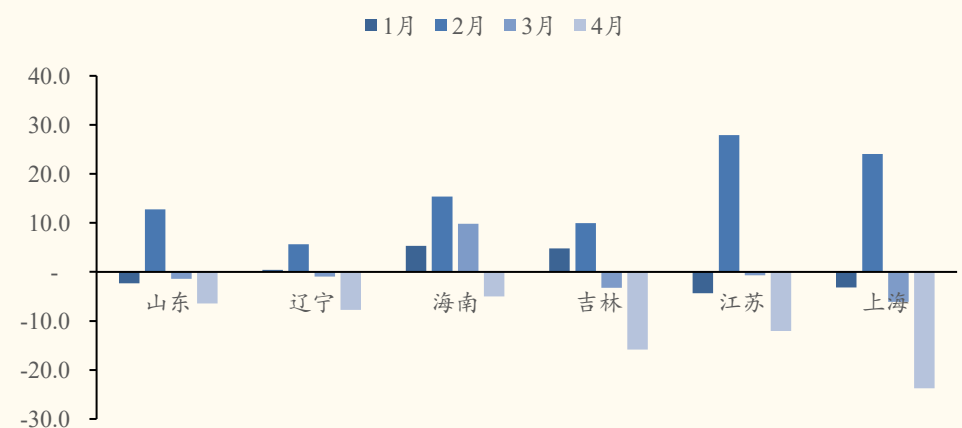
来源：财政部、国金证券研究所

2、下半年与中长期电力增长趋势——电力清洁化加速

2.1 下半年趋势：二产拉动、用电正增长；风、光装机高增带来电量占比提升

- **需求侧——疫情波及省份短期用电下降。**梳理 4 月用电量下降超过 5% 的省份：上海、吉林、江苏、辽宁、山东、海南用电量分别同比下降 23.8%、15.8%、12.1%、7.7%、6.5%和 5%。下降较多省份多与疫情有关，海南用电量下降预计与气温影响有关。

图表 43：2022M4 用电量同比变动幅度超过 5% 省份在 2022M1~M4 用电情况（左轴单位为%）

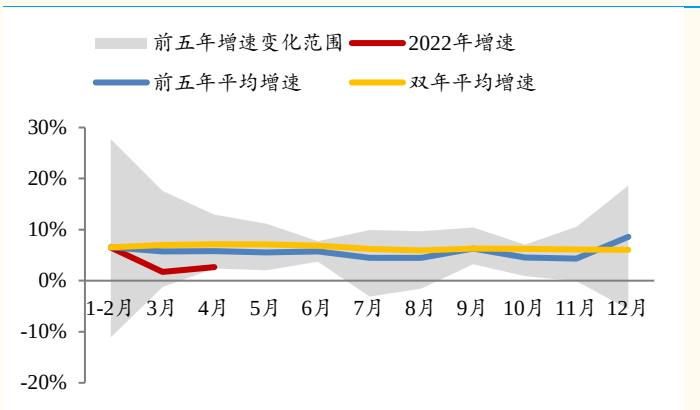


来源：中国电力联合会，国金证券研究所

- **各板块用电情况分化，能源板块增幅高于同期，多板块 4 月用电同比减少。**和历史用电情况比较：能源板块表现相对突出，今年 1~4 月用电保持 5% 以上的同比增幅，是唯一高于前五年同期平均增速和双年同期平均增速的板块。在统计口径中，能源板块包括煤炭采选、石油、天然气开采。用电高增印证了前几个月国外能源商品价格高涨、国内煤炭供需紧平衡的大背景。而除能源、地产板块外，其余板块均于 4 月出现了用电同比减少的情况。

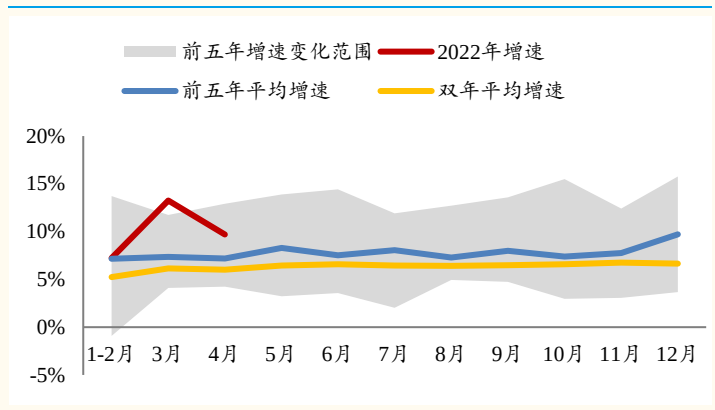
况，我们认为这与各地4月疫情形势趋严相关性较高。

图表 44：地产板块用电情况 (%)



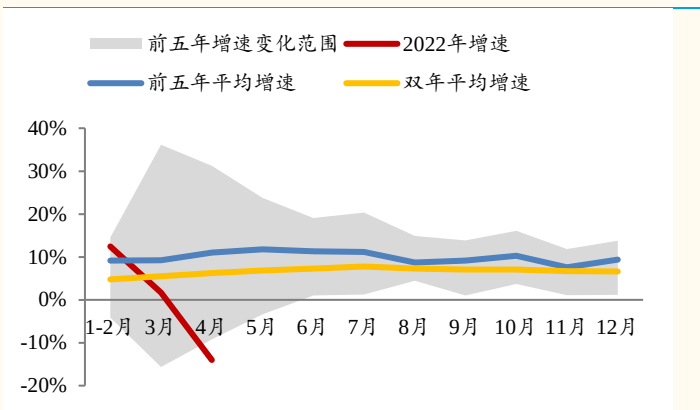
来源：中国电力联合会、国金证券研究所

图表 45：能源板块用电情况 (%)



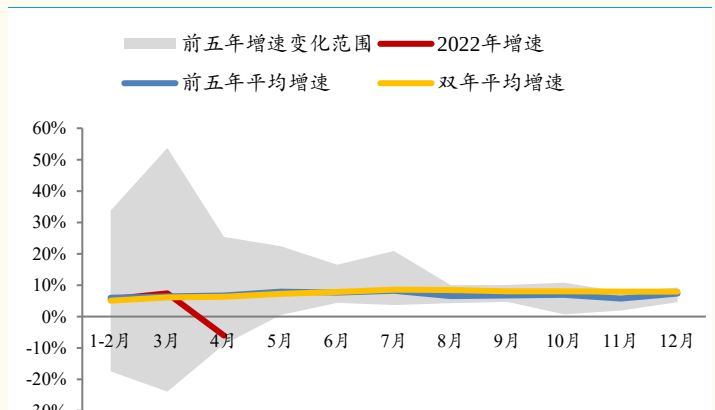
来源：中国电力联合会、国金证券研究所

图表 46：交运板块用电情况 (%)



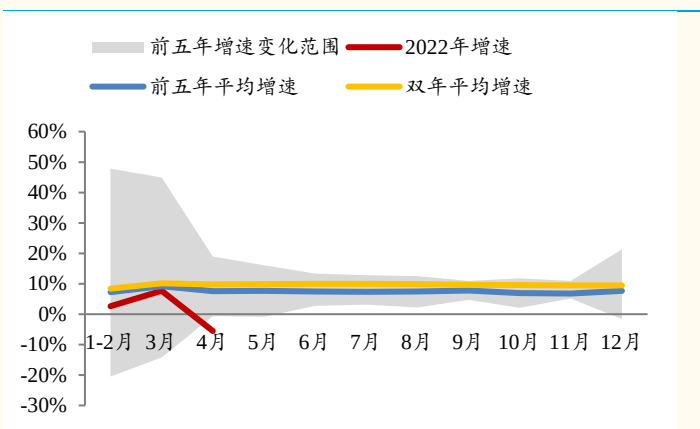
来源：中国电力联合会、国金证券研究所

图表 47：消费板块用电情况 (%)



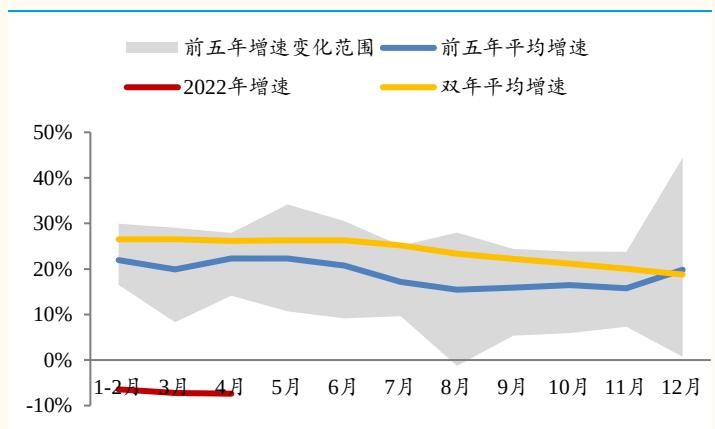
来源：中国电力联合会、国金证券研究所

图表 48：制造板块用电情况 (%)



来源：中国电力联合会、国金证券研究所

图表 49：TMT 板块用电情况 (%)



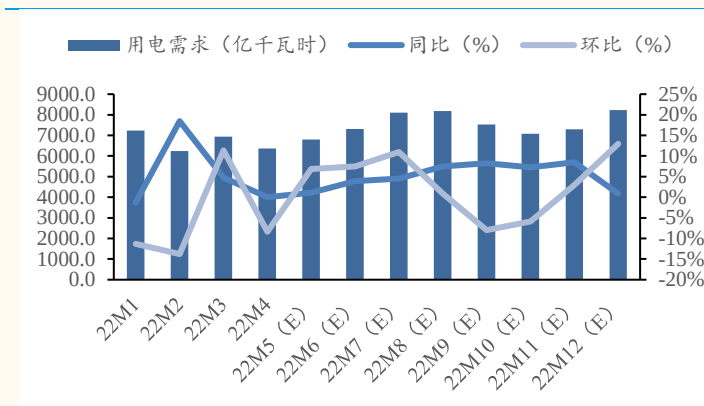
来源：中国电力联合会、国金证券研究所

- 看好全年用电需求有5%的正增长，二产用电占比预计提升。
- ✓ 疫情影响消退+季节性因素，全年用电预计仍有5%正增长。疫情影响下，今年3~4月用电需求同比增速放缓。参考历年逐月用电情况，全年用电高

峰主要集中在冬夏两季,预计5月起随着复工复产、复商复市节奏加快,叠加气温影响下的用电增多,全年用电需求仍将保持5%的正增长。

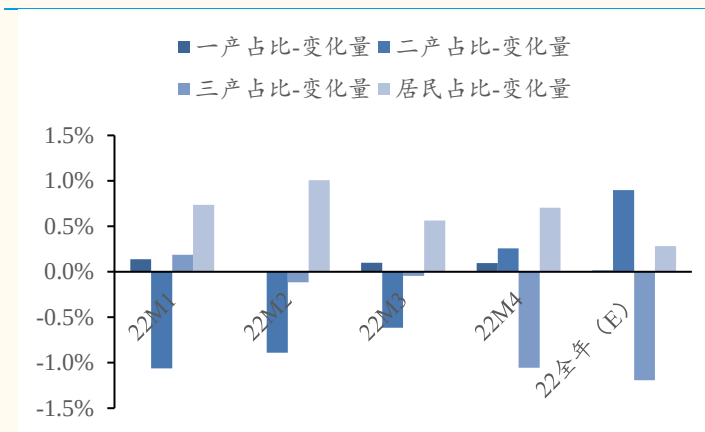
- ✓ **二产用电占比预计提升。**与去年同期相比,第二产业用电占比逐月恢复,4月第三产业用电占比同比下降。在消费疲软、能源板块用电增长高于同期的背景下,全年预计二产用电占比会同比提升0.9pct。

图表 50: 2022 年用电量逐月测算



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

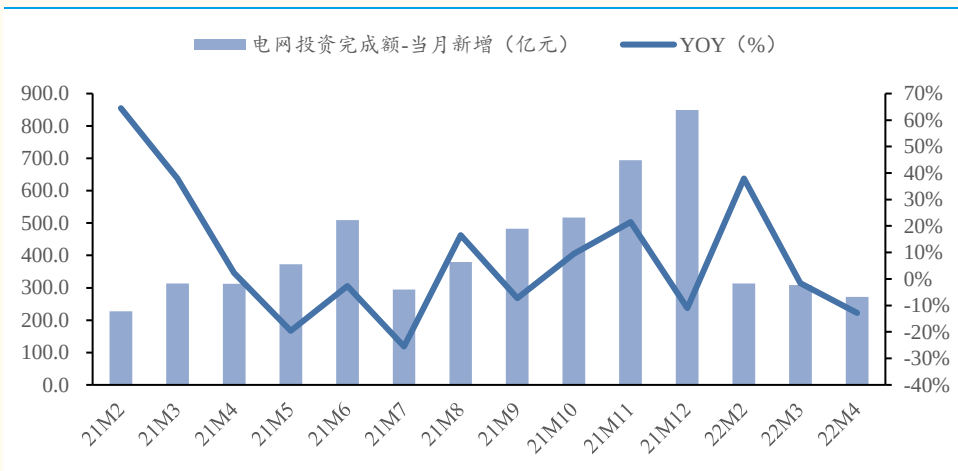
图表 51: 2022 年用电结构变化量测算 (%)



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

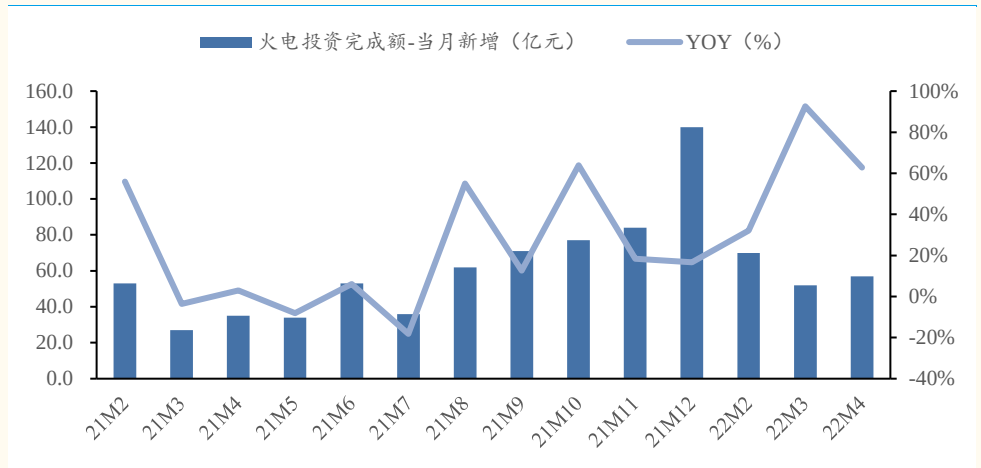
- **投资侧——疫情防控政策影响短期投资发力。**电网投资完成额、火电/核电投资完成额当月新增增速于4月同比下降,其中火电投资仍为正增长。部分电力工程项目施工进度短期受到影响。

图表 52: 21M2~22M4 电网当月新增投资情况



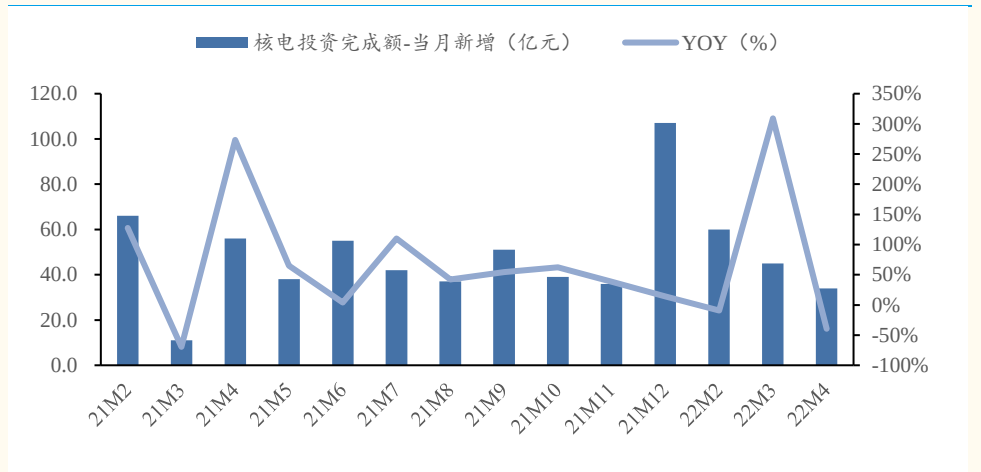
来源: 中国电力联合会, 国金证券研究所

图表 53: 21M2~22M4 火电当月新增投资情况



来源: 中国电力联合会, 国金证券研究所

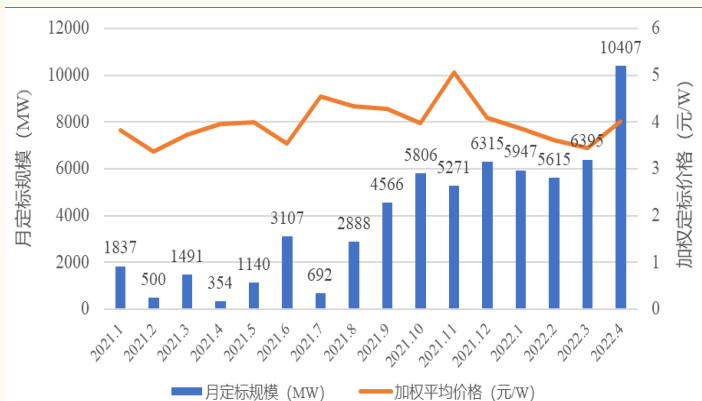
图表 54: 21M2~22M4 核电当月新增投资情况



来源: 中国电力联合会, 国金证券研究所

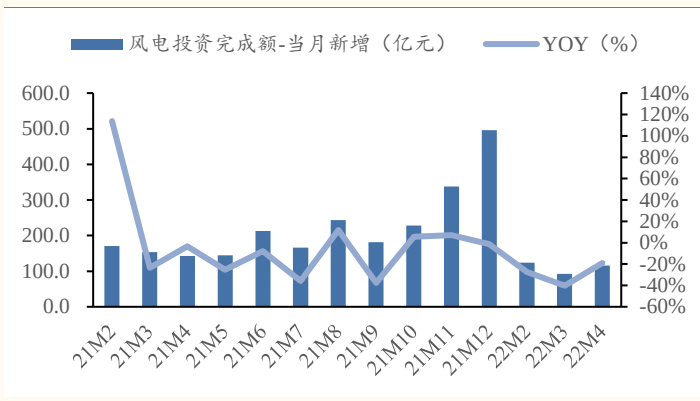
- **以光伏为主的其他电源投资仍保持高增速。**其他电源投资完成额（总量倒减，以光伏为主）当月新增增速自年初以来同比大幅提升。自去年 11 月上游组件价格达到阶段高点后，逐月下滑。利润分配重回合理区间促进了下游运营商的光伏投资积极性。风电、水电投资完成额当月新增增速环比好转，但年初以来同比仍为负增长。

图表 55：21M1~22M4 光伏组件价格趋势



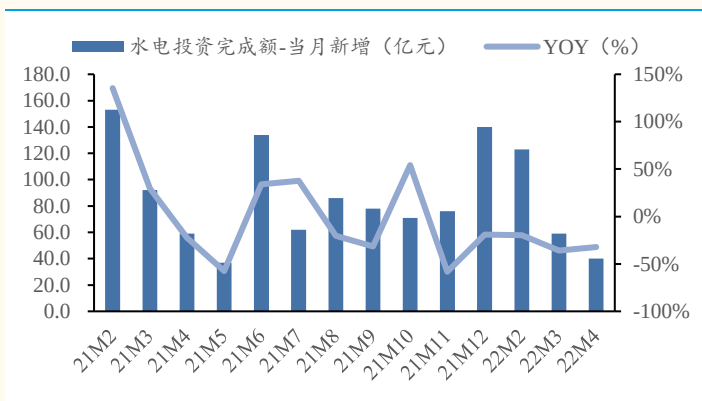
来源：智汇光伏，国金证券研究所

图表 56：21M2~22M4 风电当月新增投资情况



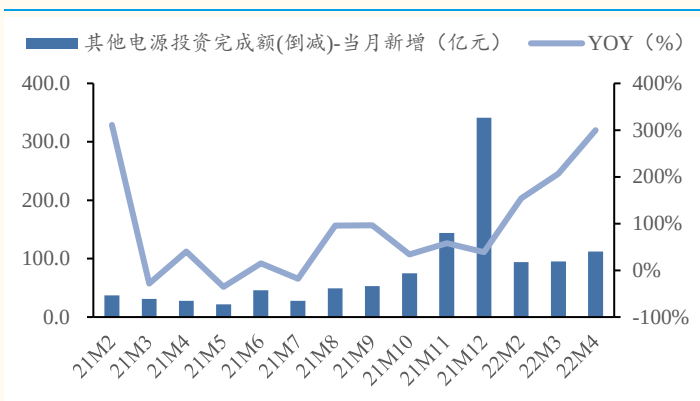
来源：中国电力联合会，国金证券研究所

图表 57：21M2~22M4 风电当月新增投资情况



来源：中国电力联合会，国金证券研究所

图表 58：21M2~22M4 风电当月新增投资情况



来源：中国电力联合会，国金证券研究所

- **全年电源投资预计将同比提升 11%。** 尽管短期投资完成额受扰动，基于对各类电源今年在不同单位投资额假设、不同装机量假设下对应的新增投资区间的情景分析，测算考虑了不同电源项目的投产周期差异，对长周期的核电、水电增加考虑了新开工项目预计在今年的投资确认额后，我们仍看好全年投资增长，具体为：
 - ✓ 各类电源 2022 年新增总投资预计区间范围在 6130 亿元~7906 亿元，同比提升 11%以上。
 - ✓ 风电、光伏投资将占到总投资比例 78%~79%。

图表 59：各类电源 2022 年新增投资预测 (E)

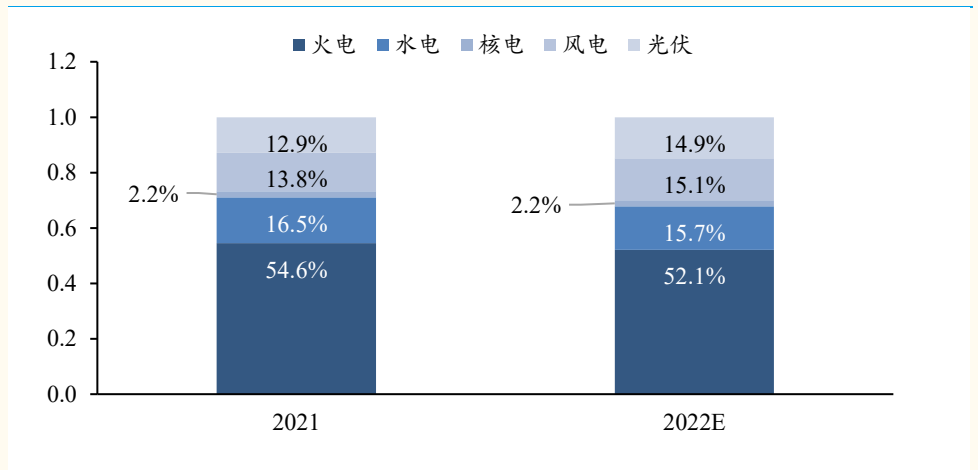
各类电源 2022 年新增投资预测						
投资-投产周期假设：15 个月		风电				
单位投资额 E（万元/万千瓦）		5225	5382	5486	5643	5748
2022 年新增装机不同情景 E（GW）	60	2508	2583	2633	2709	2759
	65	2717	2799	2853	2934	2989
	70	2926	3014	3072	3160	3219
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	2508	区间高值	3219	
投资-投产周期假设：12 个月		光伏				
单位投资额 E（万元/万千瓦）		3325	3425	3491	3591	3658
2022 年新增装机不同情景 E（GW）	70	2328	2397	2444	2514	2560
	75	2494	2569	2618	2693	2743
	80	2660	2740	2793	2873	2926
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	2328	区间高值	2926	
投资-投产周期假设：36 个月		火电				
单位投资额 E（万元/万千瓦）		5000	5150	5250	5400	5500
2022 年新增装机不同情景 E（GW）	40	667	687	700	720	733
	45	750	773	788	810	825
	50	833	858	875	900	917
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	667	区间高值	917	
投资-投产周期假设：60 个月		核电				
单位投资额 E（万元/万千瓦）		167	172	175	180	183
2022 年新增开工不同情景 E（GW）	720	240	247	252	259	264
	840	280	288	294	302	308
	960	320	330	336	346	352
2022 年新增装机-防城港 3/4 号（GW）		264	88	91	92	95
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	328	区间高值	449	
投资-投产周期假设：60 个月		水电				
单位投资额 E（万元/万千瓦）		6000	6180	6300	6480	6600
2022 年新增开工不同情景 E（GW）	10	120	124	126	130	132
	12	144	148	151	156	158
	15	180	185	189	194	198
2022 年新增装机 E（GW）		15	180	185	189	194
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	300	区间高值	396	
电源合计						
2022 年新增投资区间（亿元）		区间低值	6130	区间高值	7906	

来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

- **供给侧——1~4 月风、光装机高景气、预计全年 135GW 总装机目标可实现。**今年 1~4 月风、光装机同比高增长，其中风电 1~4 月完成装机 9.6GW (同比+45.2%)，假设全年装机目标 60GW，对应剩余月份月均增量预计为 25.8%。光伏 1~4 月完成装机 16.9GW (同比+138.4%)，假设全年装机目标 75GW，对应剩余月份月均增量预计为 20.5%。对应全年风、光装机占比预计合计达 30% (同比+3.3pct)。风、光装机在全年总目标下，今年剩余月份的逐月预测参考了历史数据中各月新增装机占比。
- **风、光装机下限受“十四五”总目标约束；同时能源投资属于“适度超前规划建设”的重点领域之一，从拉动全年经济数据的角度看上限较高。**因

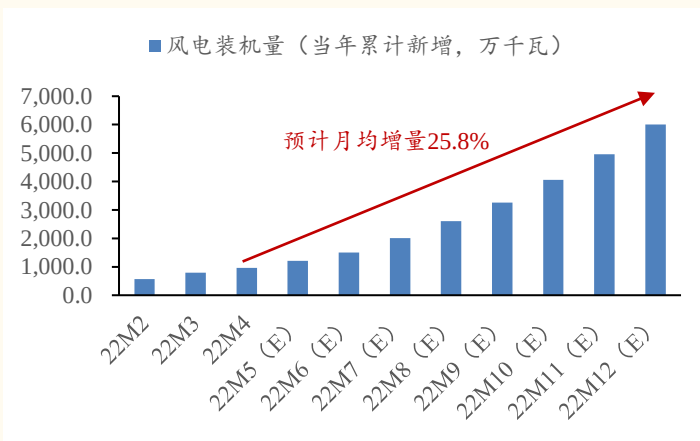
此风、光装机增长的确定性较强。

图表 60：2021 年与 2022 年 (E) 各类电源装机结构比较



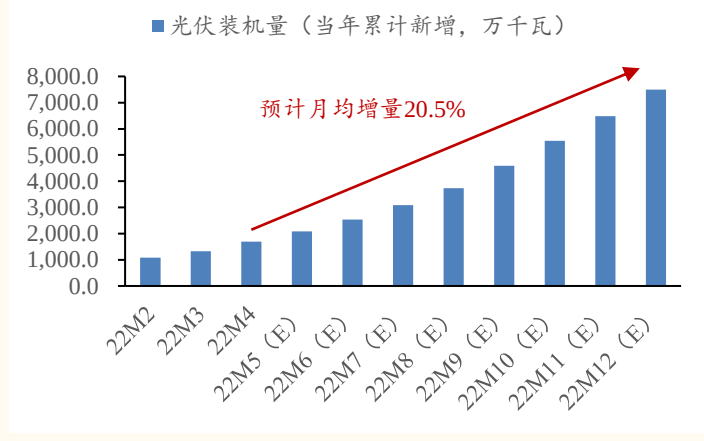
来源：中国电力联合会，国金证券研究所

图表 61：2022 年风电装机逐月测算 (E)



来源：中国电力联合会，国金证券研究所

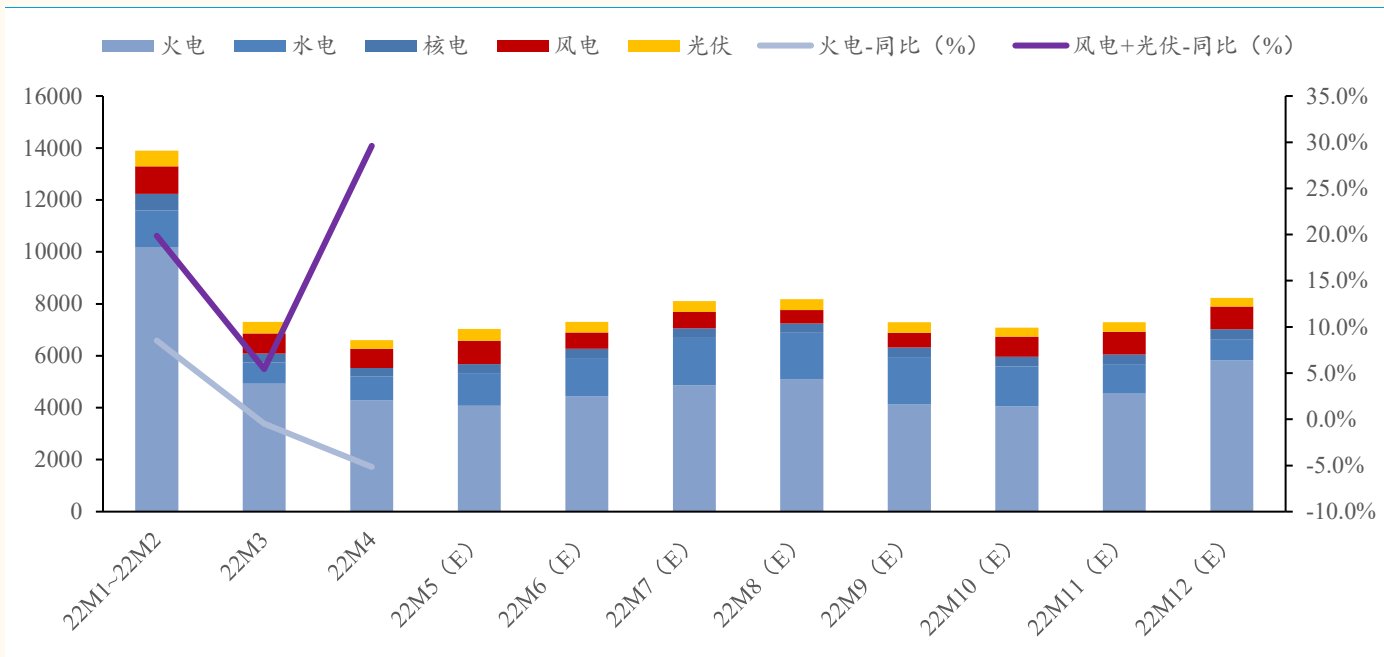
图表 62：2022 年光伏装机逐月测算 (E)



来源：中国电力联合会，国金证券研究所

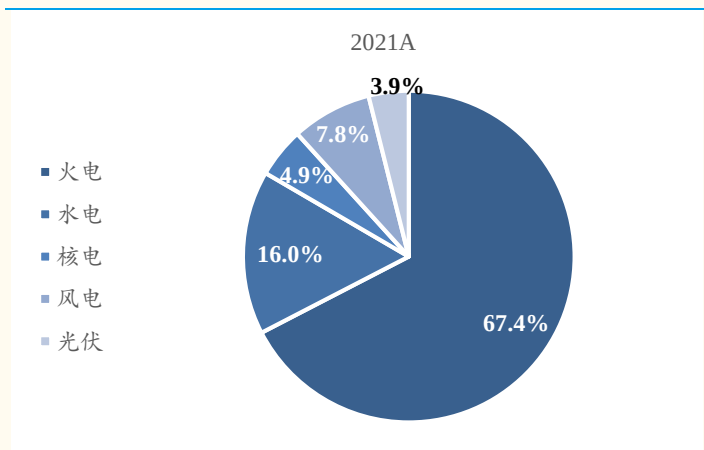
- 风、光装机高增带来电量结构向清洁化转变。今年 1~4 月风、光装机高增背景下，发电也同比增多，4 月同比+29.6%。在前述的全年用电需求、投资、装机预测假设下，考虑线损的存在，预计 2022 全年总发电量 88311 亿千瓦时，同比+6.2%。其中，风电、光伏发电量预计分别为 8334、4527 亿千瓦时，风、光发电占比扩大 3.6pct 至 14.5%，火电发电占比同比下降 3.5pct。风、光发电今年尚不会出现消纳通道不足的情况，在弃风光率严格要求的前提下，发电量和装机量同增的比例关系应比较接近。

图表 63：2022 年分电源发电量逐月测算 (E) (亿千瓦时)



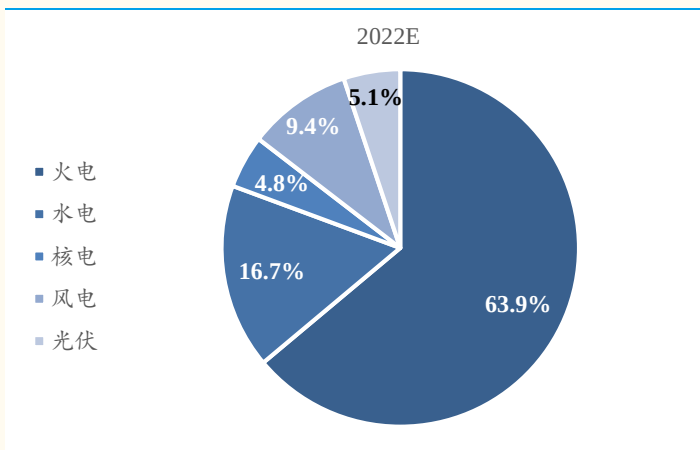
来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

图表 64：2021 年分电源发电量占比情况



来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

图表 65：2022 年 (E) 分电源发电量占比情况



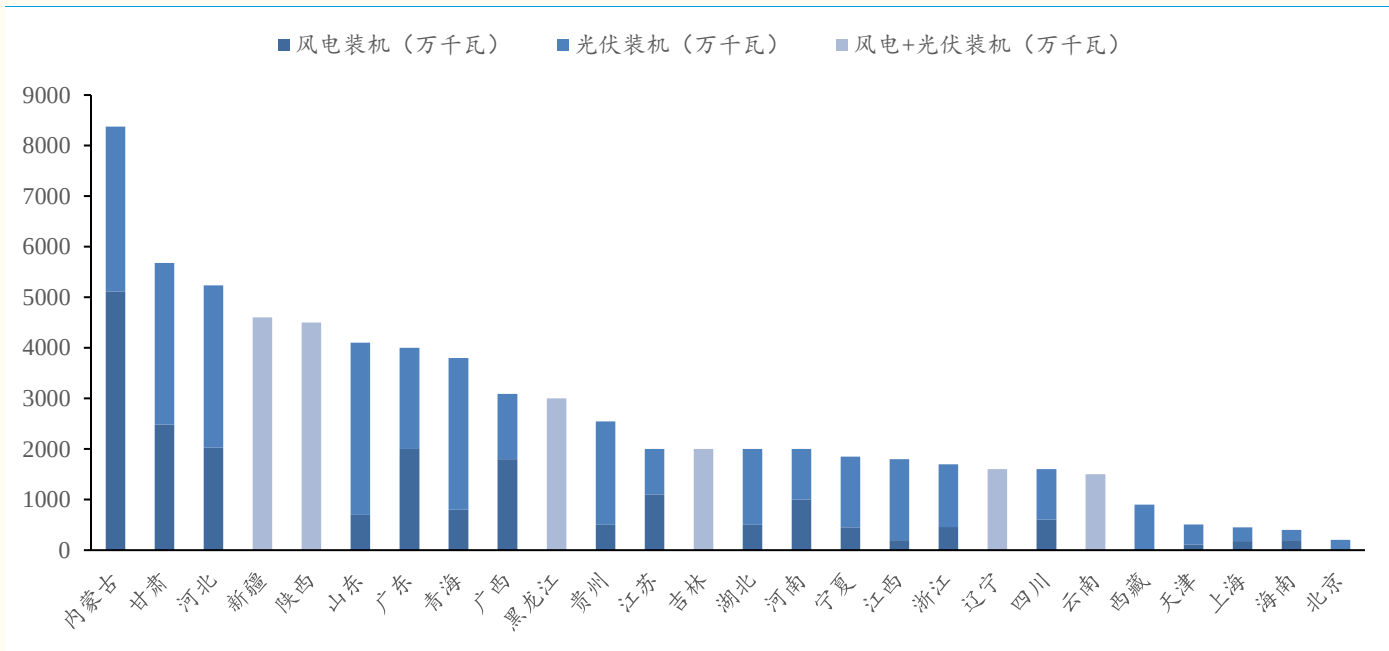
来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

2.2 中长期趋势：适度超前规划带来电力清洁化加速；火电规模继续扩大、但定位转变

- **适度超前，“十四五”电力清洁化有望加速。**国家发改委投资司司长于“积极扩大有效投资有关工作情况”发布会上，提出聚焦重点领域，按照适度超前开展基础设施投资的要求，推进水利、交通、能源等基础设施建设。
- **目前披露的各省“十四五”风、光装机目标已超《规划》预期**
- ✓ **《“十四五”可再生能源发展规划》目标较为保守。**近期发布的《“十四五”可再生能源发展规划》提出：“十四五”期间，风电和太阳能发电量实现翻倍。假设年利用小时数维持不变，则与 2020 年装机水平相比，“十四五”期间新增风、光装机合计 534.9GW（风电 281.5GW、光伏 253.4GW）
- ✓ **从现有 26 省份发布的“十四五”新能源装机目标来看，合计值已达 694.4GW，超出《规划》所制定的目标。**其中，三北地区因风光大基地的规划将贡献

主要增量。

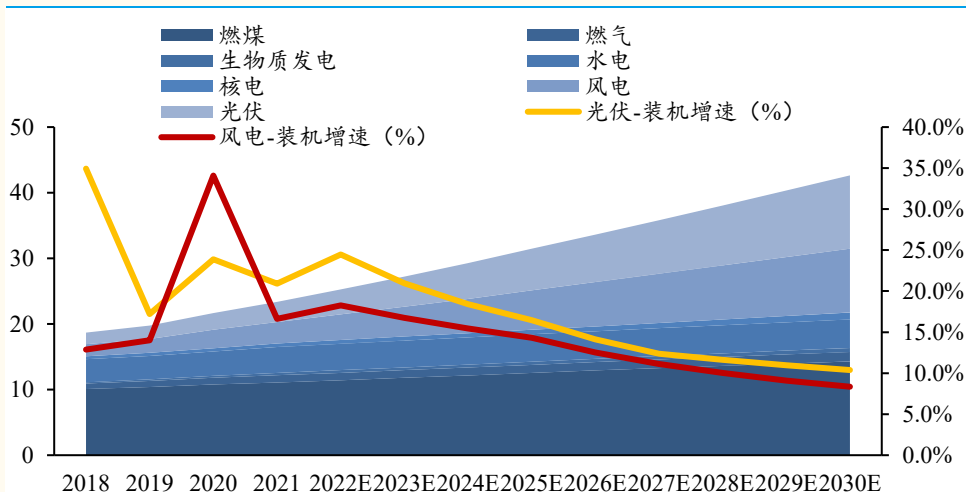
图表 66：26 省份“十四五”风、光装机目标



来源：各省“十四五”新能源发展规划，国金证券研究所

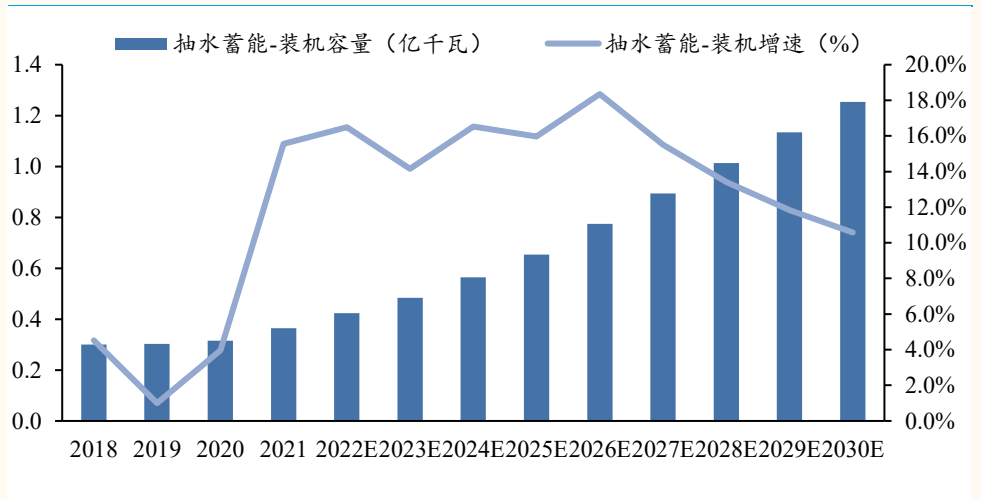
- **鼓励适度超期投资的政策指引下，电力清洁化有望加速。**我们预计“十四五”期间风、光新增装机合计 700GW（风电 316.8GW、383.2GW），这一装机目标与上述 26 省份已发布的风、光装机目标基本接近。这一目标所对应的年均装机增速都在 15%以上；而考虑到火电退出存在过程，2030 年前，火电装机仍会维持正增长。抽水蓄能将作为未来十年调节性电源的中坚力量，且占水电比重提高。由于平均 8 年建设周期，主要装机会集中在“十四五”末期、“十五五”初期。

图表 67：远期分电源装机容量预测 (E) (亿千瓦)



来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

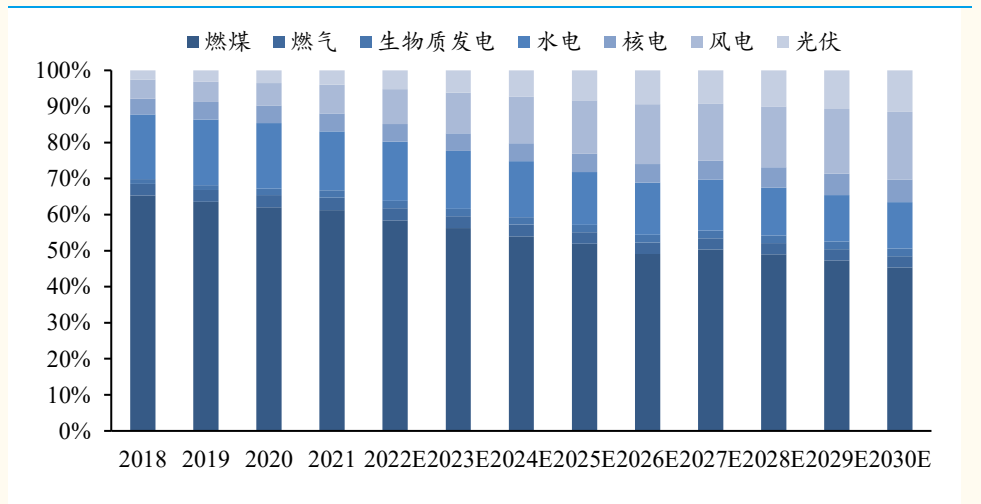
图表 68：远期抽水蓄能装机容量及增速预测 (E)



来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

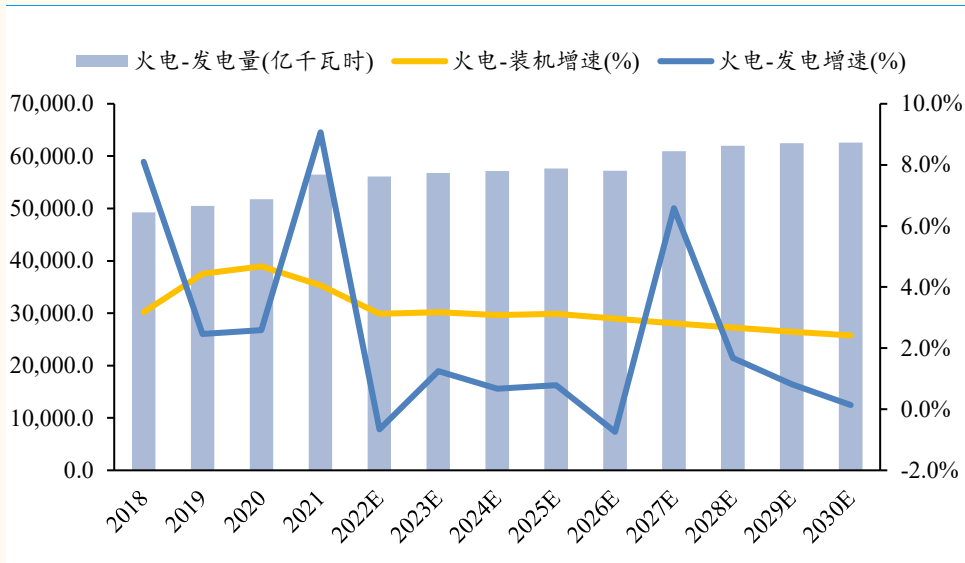
- “十四五”末，风、光发电占比预计翻倍，火电定位逐步调整，将部分转向调节性电源。
- ✓ 从发电量占比来看，预计至 2025 年风、光发电量分别占到 14.8%、8.3%（合计占比 23.1%，相比 2021 年提升 11.4%，占比翻倍）；预计至 2030 年风、光发电量分别占到 18.9%、11.5%。
- ✓ 2021~2030 十年间，预计火电装机年均增速在 3%，而发电年均增速在 2%。表明在“碳达峰”阶段火电总量持续提升、但定位逐步调整，将有一批机组经灵活性改造后用于调节、备用。

图表 69：远期分电源发电量预测 (E) (亿千瓦时)



来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

图表 70：火电发电、装机预测比较 (E)



来源：中国电力联合会、国家能源局，国金证券研究所

- 具体来看，电力清洁化加速的驱动因素包括大基地建设和分布式发展。
- 加速点 1：集中式大基地开发将贡献近一半新增装机。大型风光基地的集中式开发，可以通过规模效应降低建造、运行成本,充分利用沙漠、戈壁、荒漠地区的风光资源。根据智汇光伏的预测，预计“十四五”期间考虑内陆大基地和海风基地，总新增装机将达到 350GW，占到了各省规划总量的一半。
- ✓ 2021 年 12 月公布的第一批风光大基地项目目前进展顺利，已于 2022Q1 开工，其中光伏项目开工 51GW、开工率达到 95%。预计第一批大基地 97GW 装机中，本地消纳和外送消纳将各占一半。
- ✓ 2022 年 2 月第二批风光大基地项目落地，“十四五”期间规划投产 200GW，“十五五”期间规划投产 255GW。

图表 71：“十四五”期间大基地风、光装机合计贡献 350GW 以上

	“十四五”期间	“十五五”期间
第一批大基地	风、光装机容量：97GW 本地消纳 48GW+外送消纳 49GW	不涉及
沙漠戈壁大基地	风、光装机容量：200GW 本地消纳 50GW+外送消纳 150GW	风、光装机容量：255GW 本地消纳 90GW+外送消纳 165GW
七大流域基地	10GW	暂无规划
五大海风基地	40GW	暂无规划
大基地合计	>350GW	

来源：智汇光伏，国金证券研究所

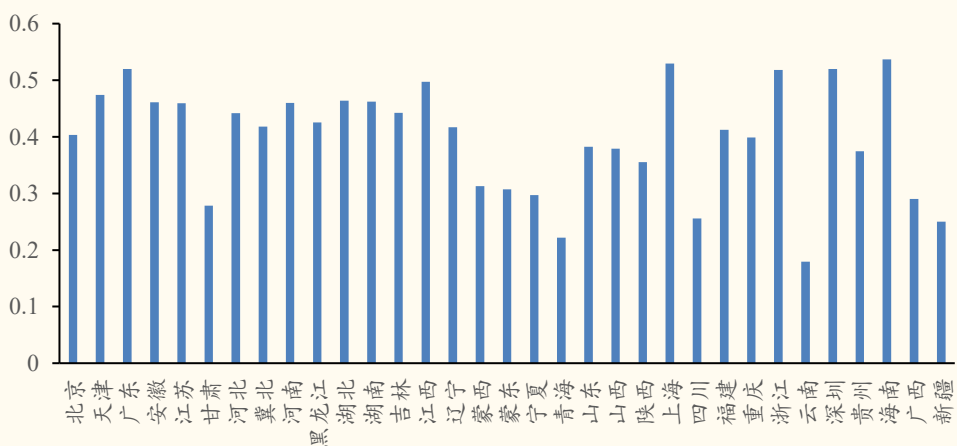
图表 72：“十四五”期间重点发展九大清洁能源基地、五大海上风电基地

类型	基地名称	省份
风光储一体化基地	松辽清洁能源基地	黑龙江
		吉林
		辽宁
	冀北清洁能源基地	河北北部
风光火储一体化基地	黄河几字弯清洁能源基地	内蒙古
		宁夏
	河西走廊清洁能源基地	甘肃
风光水储一体化基地	黄河上游清洁能源基地	青海
	金沙江上游清洁能源基地	四川
	雅砻江流域清洁能源基地	贵州
	金沙江下游清洁能源基地	云南
风光水火储一体化基地	新疆清洁能源基地	新疆
海上风电基地	广东海上风电基地	广东
	福建海上风电基地	福建
	浙江海上风电基地	浙江
	江苏海上风电基地	江苏
	山东海上风电基地	山东

来源：智汇光伏，国金证券研究所

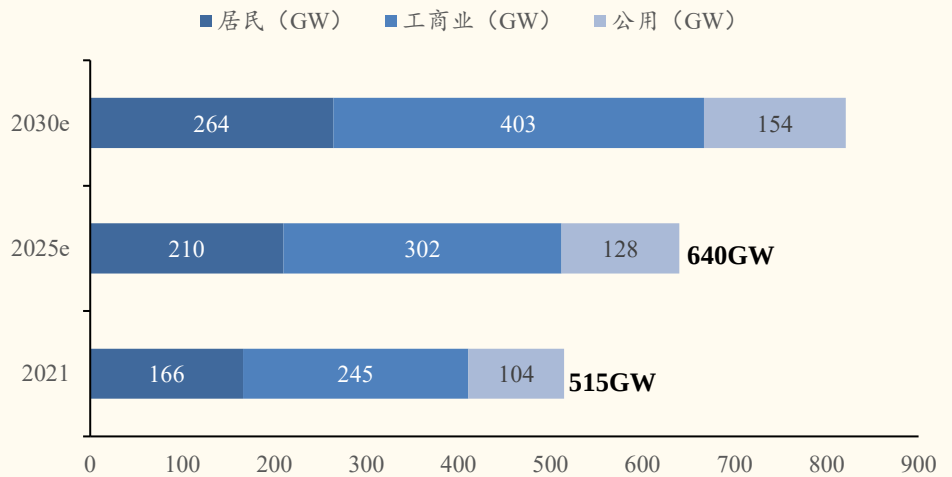
- **加速点 2：高电价将吸引分布式发展，潜在屋顶资源持续扩大。**分布式光伏的设备成本较为固定和透明，电价上涨会带动项目收益增厚，将刺激分布式光伏进入新的增长区间。根据 Bloomberg NEF 的测算，当前屋顶资源潜在装机容量为 515GW，至 2025 年该数值预计达到 640GW，居民、工商业、公用各侧均有增长。

图表 73：2022 年 6 月各省份代理购电价格(元/千瓦时)



来源：国家电网，国金证券研究所

图表 74：2021、2025E、2030E 屋顶资源潜在装机容量



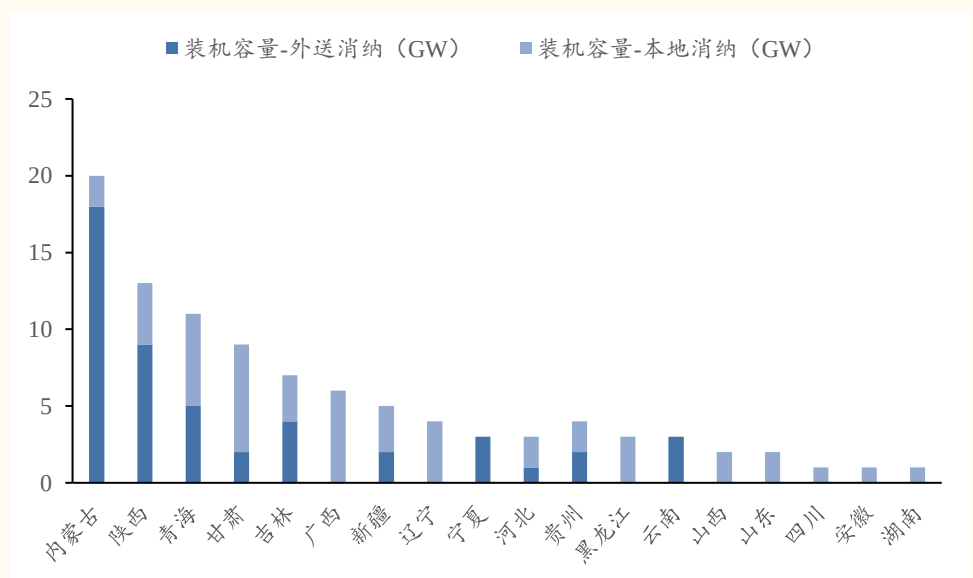
来源：BloombergNEF，国金证券研究所

3、大基地建设提出消纳要求，特高压投资迫在眉睫

3.1 需求角度看大基地消纳空间充足

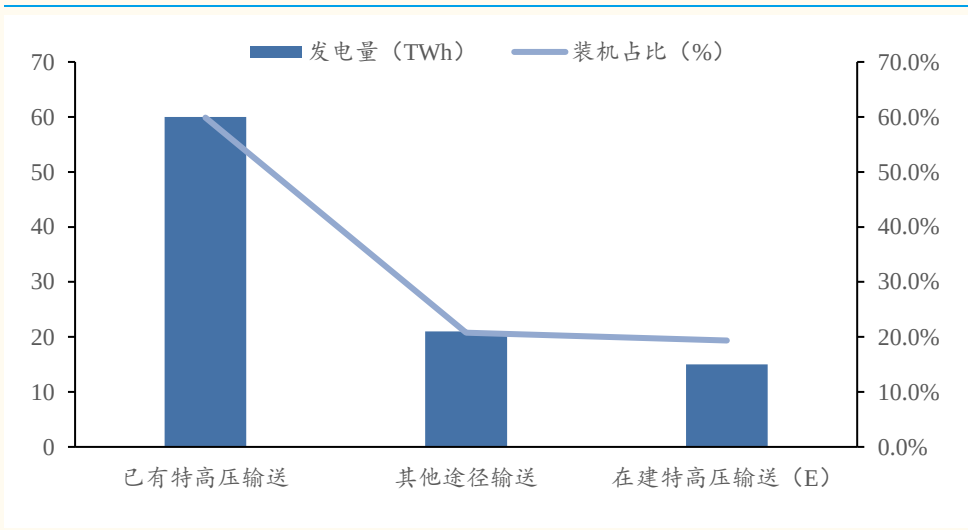
- **第一批大基地消纳有保障。**第一批大基地外送消纳 49GW、本地消纳 48GW，内蒙古、山西、青海等地为主要外送电量来源。已有通道可保障第一批大基地 80.7%的外送消纳需求。第一批风光大基地预计 22/23 年分别投产 45.7/51.3GW，从消纳途径来看，97GW 总装机量中预计 49GW 装机所对应的 96 TWh 电量将外送消纳。通过已有特高压和其他途径已可实现 39.6GW 容量（占 80.7%）的外送需求，剩余 9.5GW 容量依赖在建的特高压线路，目前在建特高压线路“3 直”——共 24GW 直流容量。

图表 75：第一批大基地分省消纳情况



来源：Bloomberg NEF，国金证券研究所

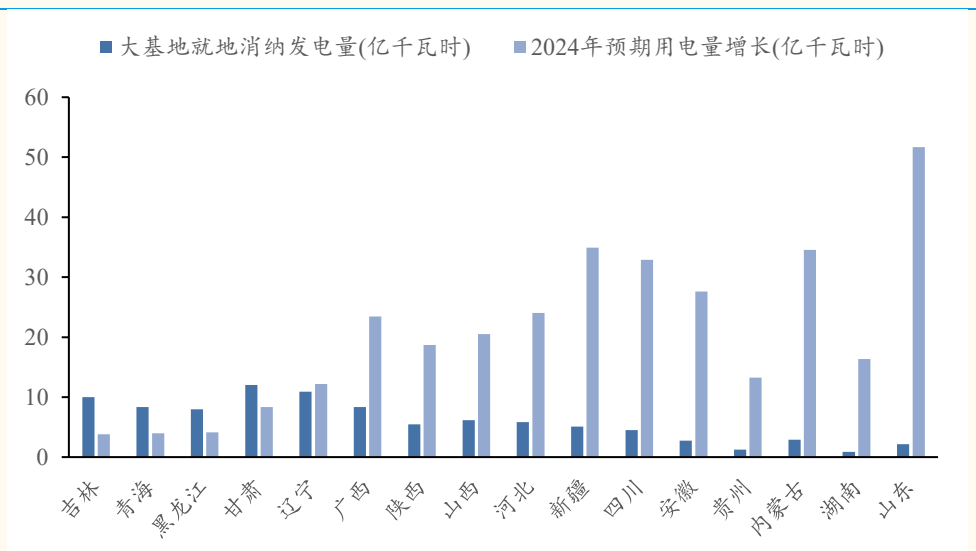
图表 76：第一批大基地外送电量消纳途径



来源：Bloomberg NEF，国金证券研究所

- 预计至 2024 年多数省份就地消纳空间充足。根据 Bloomberg NEF 对于 2024 年各省消纳空间的预测，结果表明多数省份预期用电量增长高于当地大基地就地消纳发电量，即表明大基地就地消纳空间充足。

图表 77：2024 年预期用电量增长与大基地就地消纳发电量对比



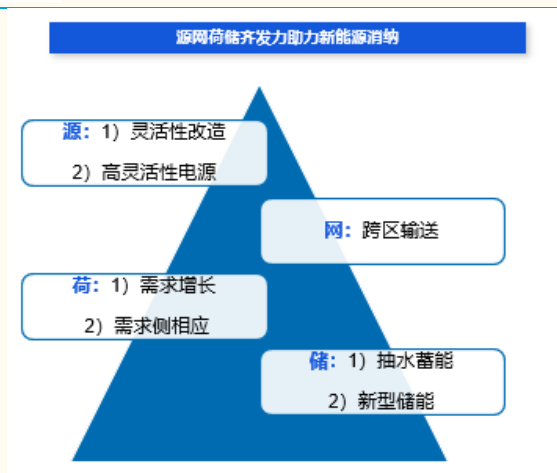
来源：BloombergNEF，国金证券研究所

3.2 输送角度看特高压建设进度或制约大基地消纳

- 第一批大基地消纳通道已解决；但后续更大体量的大基地建设，消纳会成为主要挑战。对消纳率或弃风光率的考核具有较为严苛的要求，维持消纳率 95%以上的目标长期来看也不会放松。解决新能源消纳需要源网荷储同时发力，其中特高压建设会成为重中之重。
- ✓ 2022 年 1 月 24 日：中共中央政治局第三十六次集体学习中，习近平主席讲话中提出：要加大力度规划建设以大型风光电基地为基础，以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑，以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。
- ✓ 2022 年 2 月：《人民日报》刊登国家电网董事长辛保安署名文章，提出：加大特高压和配套电网建设力度，大力推进新能源供给消纳体系建设；力

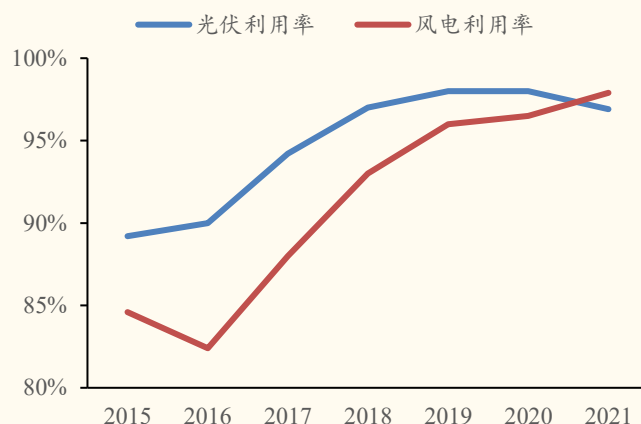
争通过“十四五”“十五五”时期的努力，将国家电网跨区跨省输电能力由目前 2.4 亿千瓦提高到 2030 年的 3.7 亿千瓦以上，全力服务好沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地建设。

图表 78：源网荷储齐发力助力新能源消纳



来源：国家能源局、国金证券研究所

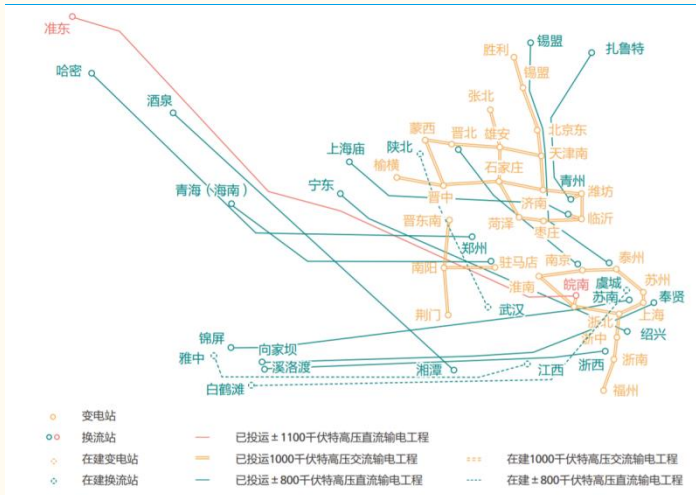
图表 79：新能源高速发展的同时保障利用率



来源：国家能源局、国金证券研究所

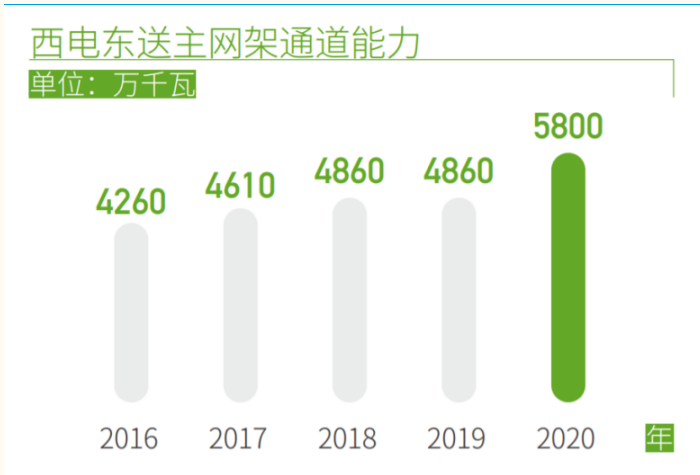
- **大基地建设需要加快特高压投资。**(1) **国网：**截止 2020 年底，国家电网已累计建成投运“十四交十二直”26 项特高压工程，在运在建线路总长度达 4.1 万公里，累计送电超过 1.6 万亿千瓦时。(2) **南网：**截止 2020 年底，南方电网形成“八交十一直”共 19 回大通道，输送能力达到 5800 万千瓦。

图表 80：国网特高压工程情况



来源：国家电网，国金证券研究所

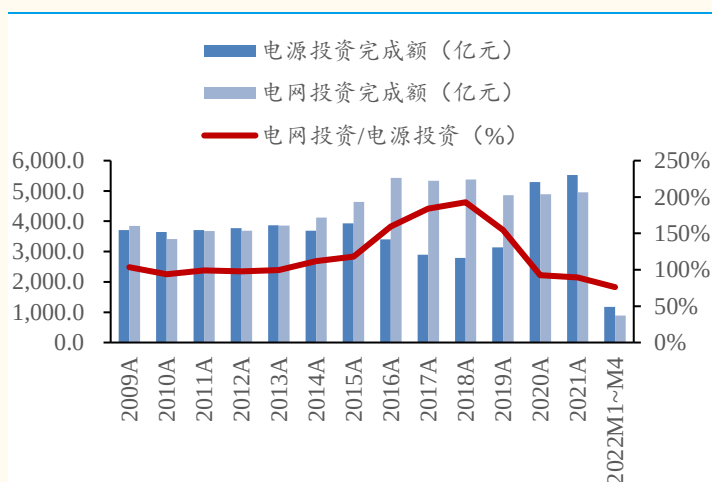
图表 81：南网特高压工程情况



来源：南方电网，国金证券研究所

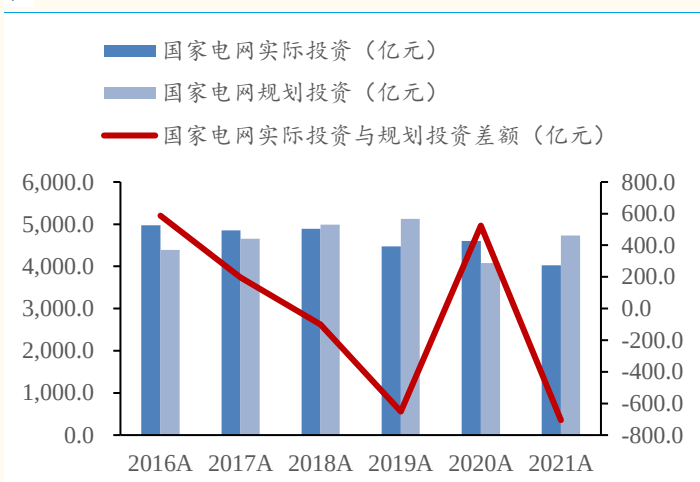
- **特高压建设有望带动电网投资创新高。**
- **电网投资配比有望提升。**“十三五”期间特高压建设带动电网迎来投资高峰；2020 年后清洁能源投资扩大，电网/电源投资配比显著下降。稳增长背景+配套风光大基地建设，“十四五”新一轮特高压建设开启后，电网投资或有较大增量。特高压投资是明确的规划先行，因此真正开工需要待 22H2~23H1，23H2 后竣工项目增多。

图表 82：2009~2022M4 电源/电网投资比较



来源：中国电力联合会、国家电网社会责任报告、国金证券研究所

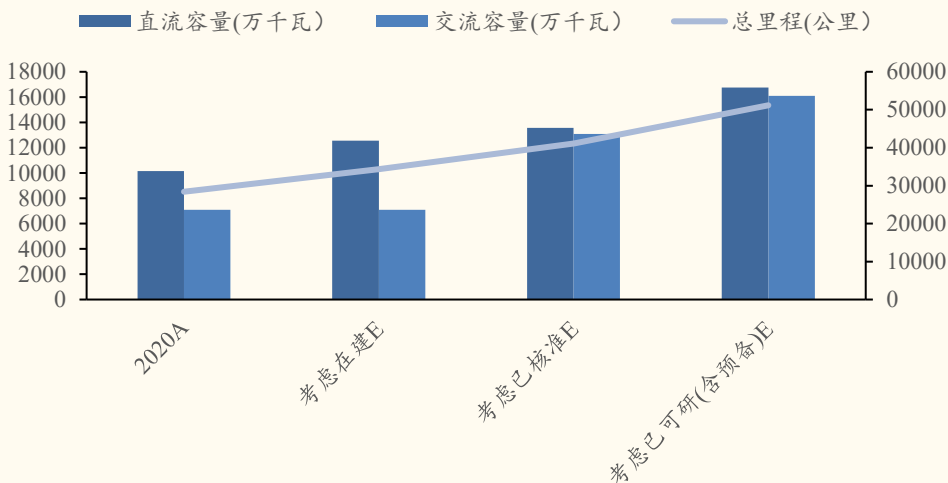
图表 83：2016~2021 年国家电网实际投资与规划投资比较



来源：中国电力联合会、国家电网社会责任报告、国金证券研究所

- 国网“十四五”末，跨省跨区输电能力预计将达 3 亿千瓦。目前国内已建成特高压线路“14 交 12 直”；在建特高压线路“3 直”，在建 2400 万千瓦直流容量；“七交两直”已经获得核准，涉及 7000 万千瓦交直流容量。到 2025 年，跨省跨区输电能力预计将达到 3.0 亿千瓦，输送清洁能源占比 50%+，则可对应输送清洁能源 1.5 亿千瓦以上。到 2030 年，跨省跨区输电能力预计将提升到 3.5 亿千瓦。

图表 84：国网交直流特高压容量输送里程情况



来源：国家电网、国金证券研究所

- 特高压实现新能源外送，提出新通道、新要求。
- ✓ 电力跨区域资源配置现状：2020 年底西电东送能力接近 2.7 亿千瓦，全年跨省跨区送电量达到 2.1 万亿千瓦时，形成了电力资源大范围优化配置的良好格局，有力保障东中部电力供应，其中输送清洁能源电量比例 50%左右。
- ✓ 新通道：根据国家“十四五”电力发展规划，“十四五”期间计划建设“三交十三直”跨省跨区输电通道。
- ✓ 新要求：“十四五”期间，一方面持续提升已建输电通道利用效率，还要继

续多措并举、多管齐下，推动已建通道逐步实现满送，预计共提升已建跨区通道输电能力 4200 万千瓦；“十四五”新增跨区跨省输电工程预计合计新增电量 6700 万千瓦。新增通道输送可再生能源电量比重均需超过 50%。按 800 万千瓦输电能力的线路单条投资 200 亿元，预计提效+新增分别涉及投资 1050 亿元和 1675 亿元，合计 2725 亿元。

图表 85：推动已建通道满送提升 4200（万千瓦）

跨省区输电通道	设计送电能力	目前送电能力	目前利用率	加快配套电源建设释放能力	网架加强释放能力
青豫直流	800	400	50%	400	
准东直流	1200	800	67%	400	
上海庙-山东直流	1000	530	40%	470	
酒湖直流	800	550	69%		250
晋北-江苏直流	800	600	75%	200	
锡泰直流	1000	300	30%	700	
扎鲁特直流	1000	640	64%		360
哈郑直流	800	540	68%		260
锡盟至山东交流	862	598	69%	264	
蒙西~天津南交流	1090	300	28%	790	
榆横~潍坊交流	734	532	72%	202	
合计	10086	5790	57%	3426	870

来源：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、国家能源局、国金证券研究所

图表 86：建成及开工“三交十三直”

区域	输电工程	送端	受端	送电能力(万千瓦)	
				2022	2025E
华北	陇东-山东	甘肃	山东		800
	蒙西-京津冀	蒙西	京津冀		800
	山西-京津冀	山西	京津冀		600
华东	白鹤滩-江苏	四川	江苏	400	800
	白鹤滩-浙江	四川	浙江		800
	外电入浙	n/a	浙江		800
华中	陕北-武汉	陕西	湖北	670	800
	雅中-江西	四川	江西	670	800
	金上-湖北	四川	湖北		500
	晋东南-南阳-荆门加强	山西	河南	464	464
	华中特高压环网	交流			
	川渝特高压	交流			
西南	哈密北-重庆	新疆	重庆		800

华南	藏东南-粤港澳大湾区	西藏	广东		1000
	闽粤联网	交流			

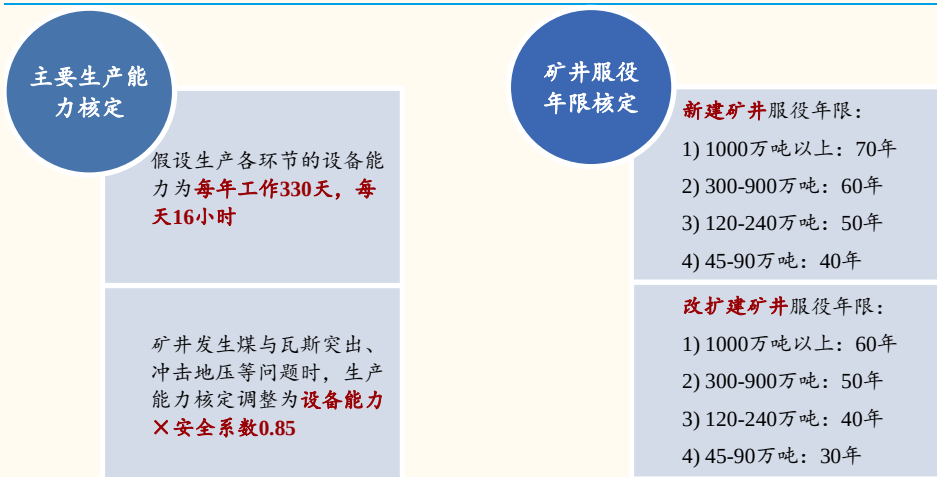
来源：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、国家能源局、国金证券研究所

4、电源主体经营分析——火电盈利部分修复、绿电规模高增长

4.1 火电企业：100%长协配合电价上涨，将重回盈亏平衡，但部分企业度电利润无法完全修复至 2020 年水平

- 经过对有关煤炭产能常见说法的研判，我们认为煤炭增产当前面临多重困难，但不会长期处在供不应求状态。
- ✓ 煤炭产能增速或缓于需求增速：2021 年，国内煤炭消费量达 24 亿吨。基于需求每年增长 3-5%的假设，则 2022 年国内煤炭需求将增加 1.5-2 亿吨。鉴于“去碳”趋势明晰，煤炭行业长期缺乏投资和资本开支，每年新增产能只有 0.5-1 亿吨。
- ✓ 煤炭行业仍有未开的存量产能：煤炭行业 2021 年以来的高利润鼓励了煤炭生产企业开发存量产能，但受制于行政审批因素，部分存量产能仍未得到发挥。部分煤矿受合规问题影响，仍处在完全或阶段性停产状态；部分煤矿则受案件和环保等因素影响，无法发挥出最大生产潜力。
- ✓ 煤炭不会长期处在供不应求的状态：目前国内存量产能超过 40 亿吨。长期看，随着技术进步，在产矿井的最大生产潜力将不断提升；加之安监环保等行政制约因素弱化或消除，增产的潜力至少在 10 亿吨以上，对应每年可贡献 1 亿吨以上的增量。

图表 87：煤炭产能测算



来源：国金证券研究所

■ 国内增产在煤矿生产行政审批环节有制约。

- ✓ 停产煤矿无法复产主受安全生产许可证、采矿许可证和环保许可证制约：国内煤矿生产需要五个部门颁发的“六证一照”：煤炭生产许可证、矿长安全生产许可证、矿长资格证、安全生产许可证、采矿许可证、环保许可证和营业执照。其中，环保许可证规定煤矿所在区域不得临近水资源或生态保护区域；采矿许可证要求煤矿开采所在区域需要完成拆迁征地；安全生产证规定煤矿月度产量不得超过核定产能的 10%。而我国煤炭主产区内蒙、山西、新疆、陕西等地开采条件较好的煤矿，实际生产能力远大于核定产

能。

- ✓ **煤矿生产潜力无法完全发挥主因反腐倒查和安监部门过度执法：**由于部分民营矿井的企业主过去存在行贿等刑事问题，近两年以内蒙为代表的反腐倒查影响很多企业主，导致下属企业生产趋于停滞。每当重要活动举办或安全生产事故发生时，安监部门过度执法导致煤矿大面积停产。例如 2021 年陕西全运会期间，榆林地区民营矿井被直接要求大面积停产；10 月，山西王家岭煤矿事故发生后，全市煤矿被要求停产进行安全生产检查。

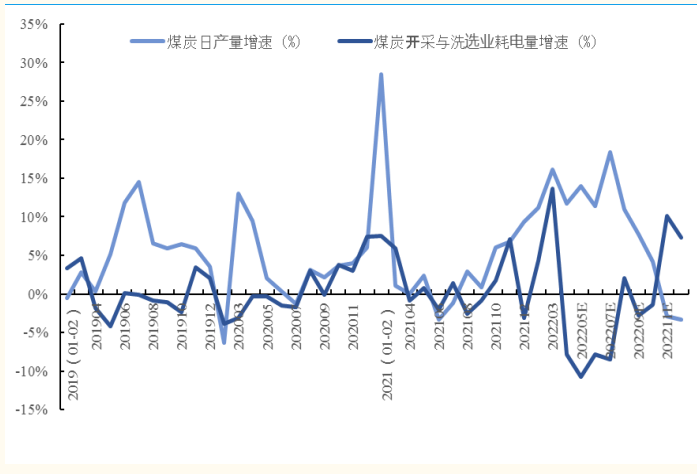
图表 88：煤矿生产需要“六证一照”



来源：国金证券研究所

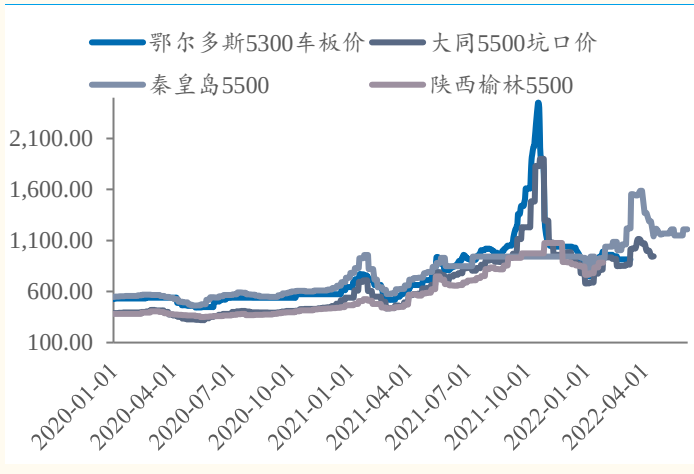
- **国内煤炭产量真实性判断：截至 4 月，煤炭产量数据可能依然偏高。**4 月，国内原煤产量 3.6 亿吨，同比增长 10.7%，增速较上月放缓 4.1%，日均产量 1209 万吨；1-4 月国内原煤产量 14.5 亿吨，同比增长 10.5%。4 月进口煤 2355 万吨，同比增长 8.4%，上月为下降 39.6%。4 月份煤炭产量数据可能依然偏高，但差值小于 3 月：1) 4 月火电发电量同比下降 11.8%，煤炭产量同比增长 10.7%。煤价虽较 3 月大幅下降，但维持在历史高位，说明供需依旧偏紧；2) 4 月煤矿开采和洗选用电量同比增长 5.44%，1-4 月用电量同比增长 6.14%，仍无法完全反映供应增量。

图表 89：国内煤炭产量 vs 煤矿洗选耗电增速 (%)



来源：中电联、Wind，国金证券研究所

图表 90：国内动力煤价格情况 (元/吨)



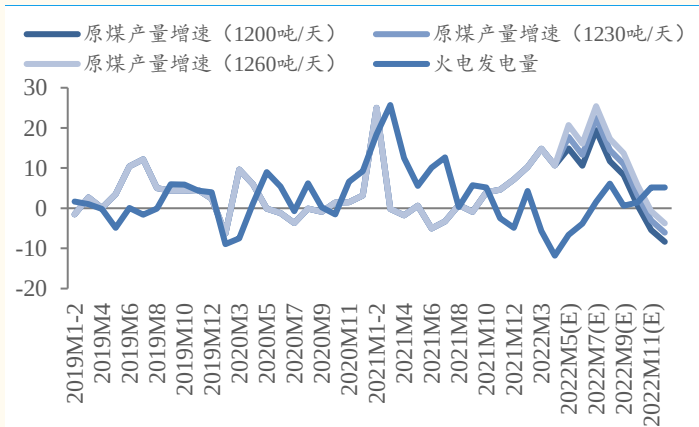
来源：中电联、Wind，国金证券研究所

- **2022Q2 后煤炭产量增速不及煤电量增速，或导致后续煤价下跌难。**
- ✓ **今年下半年社会用电增速或将出现反弹。**尽管目前受疫情叠加去年高基数影响，4-6 月全社会用电量会呈现下滑趋势，但下半年，随着疫情影响逐步消退，基建发展增加及去年下半年基数相对低等因素影响，我们认为用电增速将出现一定反弹，在本文 2.1 部分我们判断全年用电仍将有 5% 的正增

长。

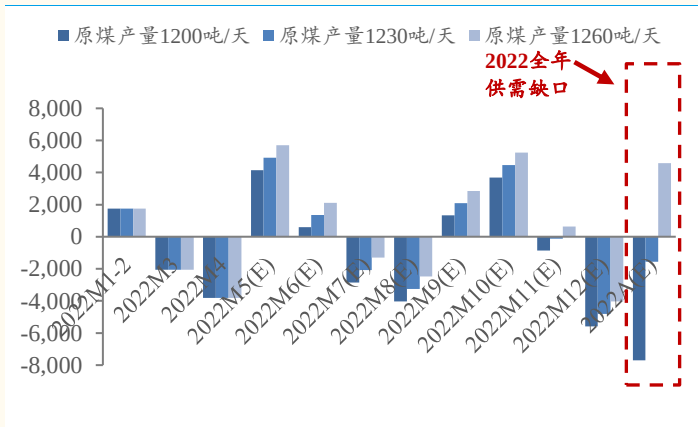
- ✓ **海外煤价居高难下，国内煤炭增产压力大。**由于海外煤价受俄乌冲突等因素影响居高不下，煤炭进口受阻：1-4 月进口煤炭 7541 万吨，同比下降 16.2%，降幅为 1472 万吨。预计未来海外煤价将维持高位，21 年全年进口煤炭 3.2 亿吨，基于全年煤炭进口量将减少 10%-20% 的假设，22 年全年煤炭进口将减少 0.5 亿吨左右。分别按 1200 万吨/日、1230 万吨/日、1260 万吨/日估算 2022 年 5-12 月原煤日产量：当原煤日产量为 1200-1230 万吨/日，国内煤炭供应量在夏、冬两季用电高峰期依然有不足，导致价格上升。若煤炭日产量达到 1260 万吨/日，则全年煤炭供需缺口消失，煤炭价格将下降。但从 3、4 月产量实际情况来看，实现 1260 万吨/日的原煤日产量难度较大。此外，部分南方省份如广东、贵州等也会因为区域供需产生短缺问题。

图表 91：国内煤炭产量 vs 煤电增速 (%)



来源：中电联、Wind，国金证券研究所

图表 92：国内动力煤供需缺口 (万吨)



来源：中电联、Wind，国金证券研究所

- **电价上涨、煤炭长协 100% 覆盖情况下，主要火电企业可实现盈亏平衡。**
- **电价上涨 17%，煤价在 770 元/吨时，火电企业基本实现盈亏平衡，但部分企业度电利润仍无法完全修复至 2020 年水平。**市场化比例提升后，电价上涨来传导煤价高企的影响成为可能。当煤价达到 1100 元/吨时，仅华能国际能实现不亏损。当煤价在 900 元/吨时，华能国际和华电国际可实现盈利，而大唐发电和国电电力将继续亏损。当煤价维持在 770 元/吨时，华能国际和华电国际业绩较 2020 年提升，大唐发电和国电电力虽可实现盈亏平衡，但业绩仍无法修复至 2020 年水平。

图表 93：电价、煤价变动对火电企业业绩的弹性测算

	华能国际	华电国际	大唐发电	国电电力	均值
2020A 火电度电利润 (元/KWh)	0.02	0.03	0.30	-0.01	0.08
2021A 火电度电利润 (元/KWh)	-0.07	-0.08	-0.10	-0.16	-0.10
情景一：电价上涨 17%；煤价 770 元/吨 (含税价) (元/KWh)	0.12	0.07	0.01	0.00	0.05
相比 2020A 水平	695%	136%	-97%	-66%	-42%
相比 2021A 水平	278.9%	186.3%	110.1%	98.0%	148.1%
情景二：电价上涨 17%；煤价 900 元/吨 (含税价) (元/KWh)	0.09	0.04	-0.02	-0.04	0.02

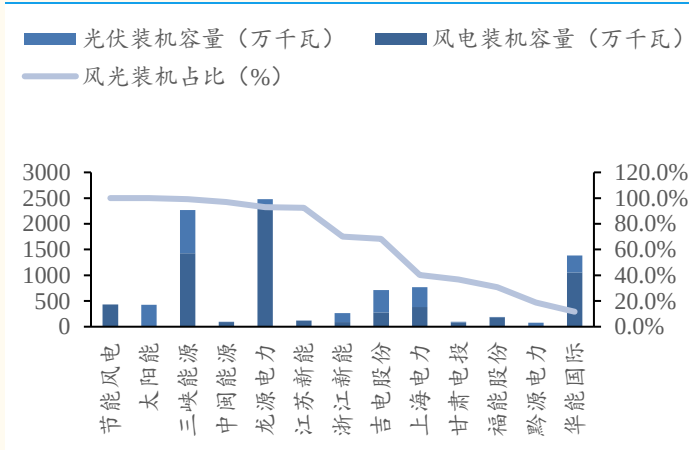
相比 2020A 水平	486%	31%	-107%	276%	-79%
相比 2021A 水平	231.9%	148.1%	77.4%	78.5%	117.2%
情景三：电价上涨 17%；煤价 1100 元/吨（含税价） （元/KWh）	0.04	-0.01	-0.07	-0.08	-0.03
相比 2020A 水平	164%	-130%	-123%	803%	-137%
相比 2021A 水平	159.5%	89.2%	27.0%	48.4%	69.7%

来源：中电联、Wind，国金证券研究所

4.2 绿电企业：“十四五”规划积极乐观，“绿电纯度”影响盈利

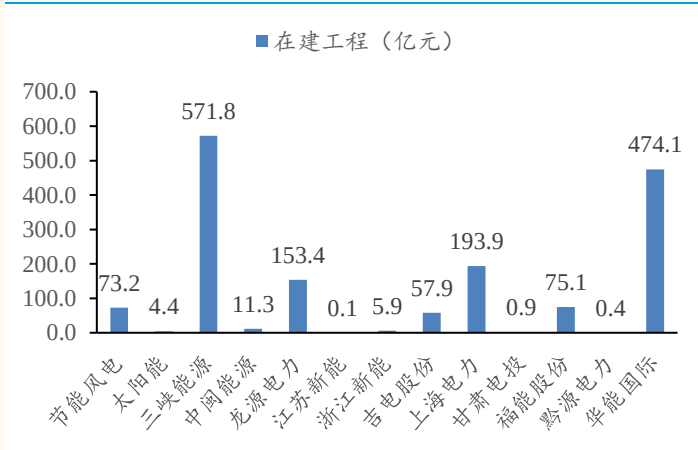
- **绿电企业 2021 年规模比较：关注大体量纯绿电标的和火电转型高弹性标的。**按“绿电纯度”可以将相关运营商分为三个梯队：节能风电、太阳能、三峡能源、中闽能源为纯绿电运营商，龙源电力、江苏新能风、光合占比也分别达到 93%、92.4%；其中，三峡能源与龙源电力已有装机规模和在建工程量均显著领先。上海电力、福能股份、华能国际装机仍以火电为主，火电分别占比 59.8%、69.1%、88%，华能国际在建工程量大且新增装机将以新能源为主，增量可期。

图表 94：新能源运营商装机容量、结构比较



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 95：新能源运营商在建工程比较



来源：公司公告，国金证券研究所

- **绿电企业新增装机目标比较：“十四五”装机年均增速 20%+，预期乐观。**从已披露“十四五”装机规划的情况来看，有三家企业规划对应年均增速 20~25%之间，这一目标高于我们目前对“十四五”期间年均增速 15%+的总量预期，表明：（1）龙头企业及其背后的发电集团对绿电发展是高度看好的，预期乐观；（2）大基地建设将贡献主要增量，项目集中度会较高，龙头企业能者多劳。

图表 96：新能源运营商“十四五”装机规划比较

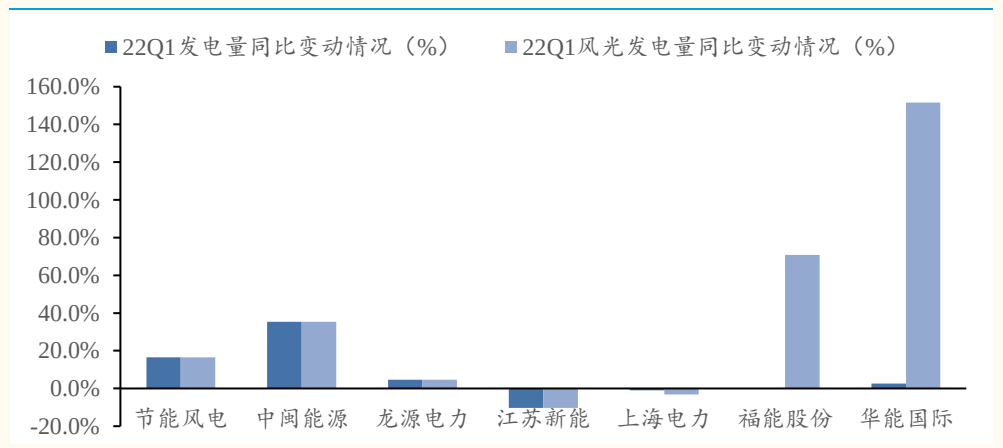
	“十四五”装机规划	2021 风光装机	2025 风光装机 (E)	年均增速 (%)
节能风电	/			
太阳能	2025 年光伏装机达 20GW，对应新增 15.7GW（2022 年达 8GW，对应新增 3.7GW）	427	1997	47.1%
三峡能源	2025 年装机总规模 50GW，对应新增 27.1GW	2268.11	4978.11	21.7%

中闽能源	/			
龙源电力	新增风、光装机 30GW	2476.37	5476.37	21.9%
江苏新能	/			
浙江新能	2025 年全国水电装机容量达到 4.7 亿千瓦，其中常规水电 3.8 亿千瓦，抽水蓄能约 9,000 万千瓦，年发电量 1.4 万亿千瓦时。			
吉电股份	2025 年总装机达 20GW（清洁能源 90%+），对应新增风、光装机 10.8GW	714.57	1794.57	25.9%
上海电力	/			
甘肃电投	/			
福能股份	/			
黔源电力	/			
华能国际	华能集团：新增风、光装机 80GW	1384.6	9384.6	61.4%*

来源：公司公告，国金证券研究所

- **绿电企业 22Q1 发电量比较：火电转型企业发电结构加速转变。**从公告单季度发电量的企业数据来看，风光发电量普遍同比提升。火电转型企业总发电量同比持平，但风光发电量随着装机规模的迅速扩大而增多，表明其发电结构正在加速向清洁化转变。

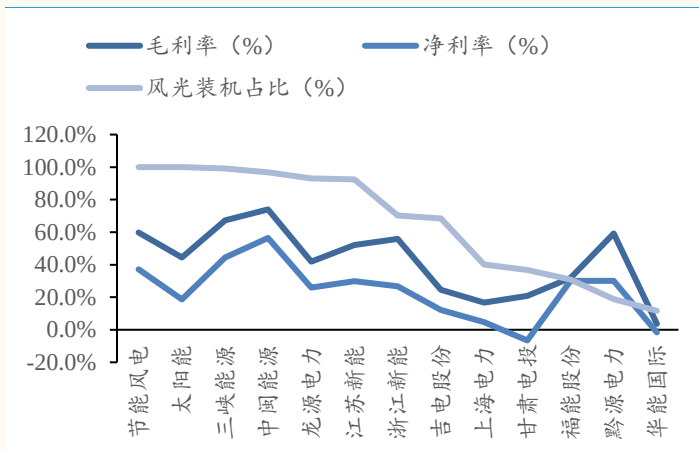
图表 97：新能源运营商发电量比较



来源：公司公告，国金证券研究所；备注：纯绿电运营商采用总发电量口径数据、华能国际为售电量数据

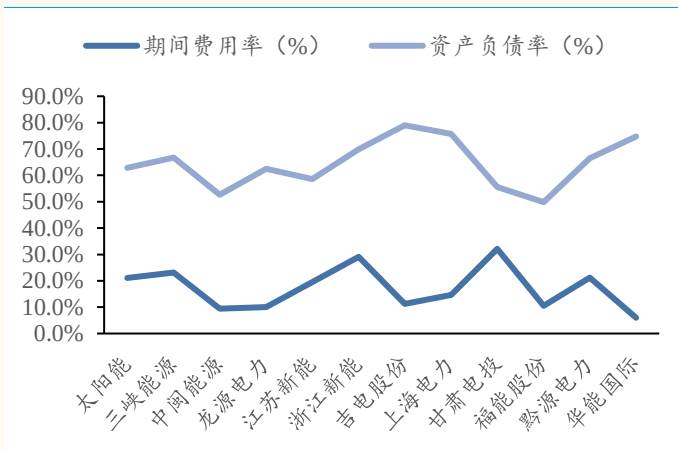
- **绿电企业盈利比较：关注装机结构带来的盈利差异**
 - ✓ **盈利能力比较：毛利率/净利率与风光装机结构有较大关系，海风盈利最佳。**首先，纯绿电运营商盈利能力普遍优于火电转型企业。其次，通过纯绿电运营商盈利比较，可见在光伏走出补贴时代、上游成本上涨压缩利润空间的背景下，光伏盈利要弱于风电；三峡能源、中闽能源为国内海风龙头，目前盈利能力更为可观。
 - ✓ **原主营火电企业如上海电力、华能国际资产负债率更高。**

图表 98：新能源运营商盈利能力比较



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 99：新能源运营商期间费用率、资产负债率比较



来源：公司公告，国金证券研究所

5、投资建议

■ 风、光伏发电板块：

在经历光伏、陆风、海风走向平价上网、补贴逐步退坡带来的抢装潮后，新能源装机今年仍有望保持高增长态势。新增装机驱动因素包括大基地规划和电力市场建设给绿电带来的利好。建议关注光伏板块（电新覆盖）。

■ 电网板块：

发挥“稳增长”的逆周期调节作用+配合风光大基地建设，电网（特高压）投资有望超预期。建议关注电网建设中主要硬件供应商许继电气、平高电气（电新覆盖）。

6、风险提示

■ 电力板块——电源：

新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期；煤价维持高位影响火电企业盈利；补贴退坡影响新能源发电企业盈利等。

■ 电力板块——电网：

装机需求不及预期；电网投资不及预期等。

特别声明

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。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，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券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多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；非国金证券C3级以上(含C3级)的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

公司投资评级的说明:

买入: 预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上;
增持: 预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%;
中性: 预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%;
减持: 预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

行业投资评级的说明:

买入: 预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上;
增持: 预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%;
中性: 预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%;
减持: 预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”(以下简称“国金证券”)所有,未经事先书面授权,任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发,需注明出处为“国金证券股份有限公司”,且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料,但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证,对由于该等问题产生的一切责任,国金证券不作出任何担保。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,在不作事先通知的情况下,可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考,不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突,而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品,使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议,国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保,在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下,国金证券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多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法,故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致,且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》,本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级(含 C3 级)的投资者使用;非国金证券 C3 级以上(含 C3 级)的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资,遭受任何损失,国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话: 021-60753903

传真: 021-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话: 010-66216979

传真: 010-66216793

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100053

地址: 中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话: 0755-83831378

传真: 0755-83830558

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳市福田区中心四路 1-1 号

嘉里建设广场 T3-2402