

2023年公用事业年度策略：掘金低碳安全新型电力系统

核心观点：

- **电力：新型电力系统亟需增加调节能力，现阶段火电仍需发挥压舱石作用。**近年来随着新能源装机大幅增加，电力系统调节能力不足，对电力安全稳定供应带来较大影响。为增加调节能力并构建源网荷储一体化和多能互补的新型电力系统，国家及多地出台政策支持新建火电、火电灵活性改造、新能源配储以及新建独立储能等。短期来看，火电投资已有提速趋势，现阶段仍需发挥压舱石的作用，由主体性电源向调节性电源有序转变。预计2022-2024年煤电新增装机140GW，十四五期间火电灵活性改造200GW；中长期来看，随着新型电力系统建设不断完善，消纳能力提升支持新能源长期增长空间。
- **火电：保供能力仍然重要，火电装机及灵活性改造有望加速。**进入十四五，特别是2022年以来电力供需形势趋紧，火电保供作用凸显。今年以来，山东、甘肃已指定容量电价补偿政策；国家能源局也明确提出，各地结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制；《2023年电煤中长期合同签订履约工作方案》发布，结合了2022年合同实际执行过程中存在的问题，调整后更加明确合理，也更具有执行力。我们预计容量电价出台以及长协煤价下降有望改善火电盈利能力，推动新增装机以及灵活性改造加速。
- **新能源：风电招标持续高景气，新增装机有望重回高增长。**虽然今年以来新增装机增速放缓，但从前瞻指标招标量来看，前三季度国内招标量已达76.3GW，同比增长82.1%，10月招标量4.89GW。随着疫情缓解、产业链持续降本，以及大基地、海风项目持续推进，中国可再生能源学会预计2023-2025年国内年均新增装机60-70GW。**光伏集中式+分布式并举，新增装机有望持续高增长。**前三季度我国集中式光伏新增1727万千瓦，分布式光伏3533万千瓦，分布式占据前三季度新增装机的2/3。根据光伏协会预测，2022年全国光伏新增装机85-100GW，同比增长55%-82%；2023-2025年新增装机呈递增趋势。
- **燃气：经济复苏叠加价格下行，近期天然气需求有望企稳回升。**今年以来燃气消费下滑主要受到经济下行及燃气价格高涨等因素的影响。随着疫情防控有所放开，以及二十大后续稳增长政策发力，有利于市场需求恢复和经济循环畅通。此外，国内国际气价较年内高点已大幅回落，近期燃气需求有望企稳回升。
- **投资建议：**重点推荐全国火电转型新能源龙头国电电力（600795.SH）、华能国际（600011.SH），全国绿电龙头三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ），燃气龙头九丰能源（605090.SH）、新奥股份（600803.SH）。
- **风险提示：**装机规模不及预期；原料价格上涨导致新项目造价上升；煤炭价格持续高位；上网电价下调；行业竞争加剧的风险。

公用事业行业

推荐（维持评级）

分析师

陶贻功

☎：010-80927673

✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130522030001

严明

☎：010-80927667

✉：yanming_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130520070002

研究助理

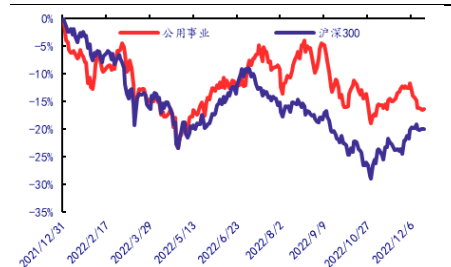
梁悠南

☎：010-80927656

✉：liangyounan_yj@chinastock.com.cn

行业数据

2022.12.16



资料来源：wind，中国银河证券研究院整理

相关研究

【银河环保公用】公司点评_三峡能源（600905）_发电量提升拉动Q3业绩高速增长，后续补贴回款有望加速

【银河环保公用】公司点评_龙源电力（001289）_发电量提升拉动Q3利润高速增长，后续补贴回款有望加速

【银河环保公用】公司点评_国电电力（600795）_盈利能力大幅提升，新能源装机新增空间大

【银河环保公用】公司深度报告_九丰能源：海陆双资源池布局逐渐完善，氢能业务打开新成长空间

【银河环保公用】公司点评_九丰能源（605090）_LNG毛利增加拉动业绩高速增长，经营性净现金流持续改善

【银河环保公用】公司点评_新奥股份（600803）_直销气和煤炭业务利润增加，拉动Q3核心归母净利润高速增长

目 录

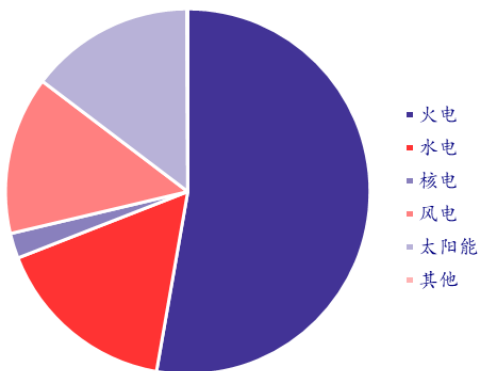
一、电力行业	2
(一) 新型电力系统中火电保供仍然重要，看好新能源长期增长空间	2
(二) 火电：2023 年中长期签约方案发布，长协煤价有望进入下行通道	14
(三) 风电：招标持续高景气，新增装机有望重回高增长	17
(四) 光伏：集中式+分布式并举，新增装机有望持续高增长	19
(五) 水电：传统水电开发较为充分，抽水蓄能增长空间大	21
二、燃气行业	23
(一) 能源转型推动全球天然气需求持续增加，LNG 贸易景气度高	23
(二) 我国明确“十四五”天然气发展目标，消费量预计稳中有升	26
(三) 经济复苏叠加价格下行，近期天然气需求有望企稳回升	31
三、投资建议	33
(一) 行业表现与估值	33
(二) 投资策略	34
(三) 投资组合与盈利预测	34
四、重点推荐个股	35
(一) 三峡能源：发电量提升拉动 Q3 业绩高增长，后续补贴回款有望加速	35
(二) 龙源电力：发电量提升拉动 Q3 利润高增长，后续补贴回款有望加速	36
(三) 华能国际：Q3 同比减亏明显，新能源装机增长空间大	37
(四) 国电电力：盈利能力大幅提升，新能源装机新增空间大	38
(五) 九丰能源：LNG 毛利增加拉动业绩高增长，经营性净现金流持续改善	39
(六) 新奥股份：直销气和煤炭业务利润增加，拉动 Q3 核心归母净利润高增长	40
五、风险提示	41

一、电力行业

(一) 新型电力系统中火电保供仍然重要，看好新能源长期增长空间

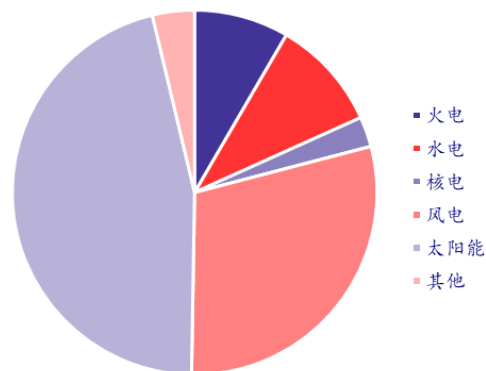
“双碳”目标驱动能源转型，长期来看风光将成为主力电源。截至 2022 年 10 月，全国发电装机容量 24.95 亿千瓦，同比增长 8.3%。其中，水电、风电、太阳能、核电装机分别为 4.08/3.49/3.64/0.56 亿千瓦，同比分别+6.0%/+16.6%/+29.2%/+4.3%。清洁能源装机合计 11.77 亿千瓦，占总装机的 47.1%。根据全球能源互联网发展合作组织的预测，到 2050 年我国发电装机容量将达到 75 亿千瓦，其中清洁能源装机 68.7 亿千瓦，占比 92%；2050 年风电和太阳能装机分别达到 22 亿千瓦和 34.5 亿千瓦，风光装机占比超过 75%，发电量超过 65%。

图 1：2022 年 10 月我国电力装机结构



资料来源：wind，中国银河证券研究院

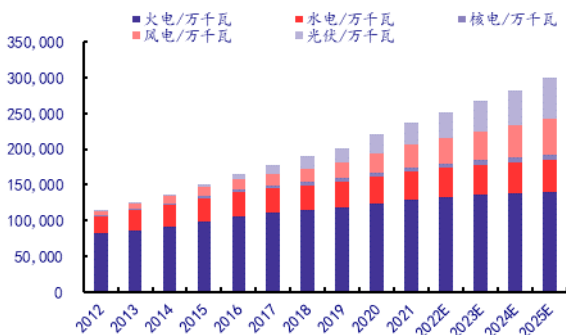
图 2：2050 年我国电力装机结构预测



资料来源：全球能源互联网发展合作组织，中国银河证券研究院

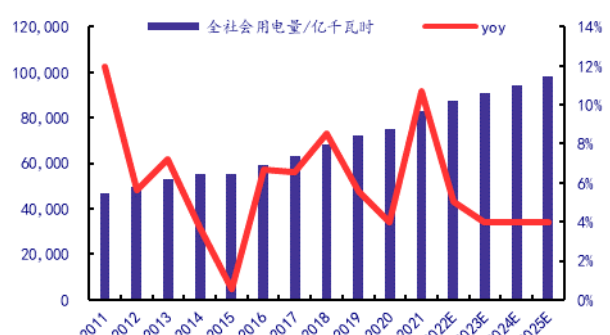
《“十四五”现代能源体系规划》明确 2025 年能源发展目标，电源由传统煤电持续向清洁能源转变。根据规划，到 2025 年我国发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，其中明确常规水电装机量达到 3.8 亿千瓦，抽水蓄能装机量达到 6200 万千瓦，核电装机量达到 7000 万千瓦。根据以上数据测算，预计 2025 年风电和光伏合计装机量达 11 亿千瓦左右，非化石能源发电装机容量将超过总装机容量的 50%。

图 3：2012-2025E 我国不同类型电源装机/万千瓦



资料来源：wind，中电联，中国银河证券研究院

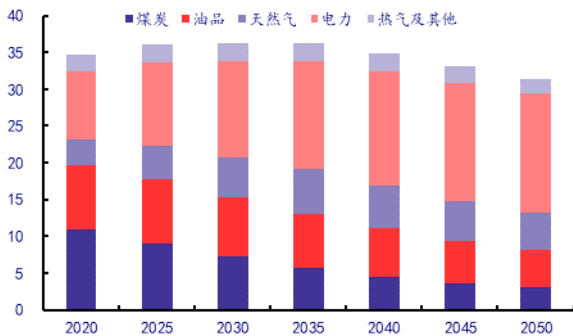
图 4：2011-2025E 我国全社会用电量情况



资料来源：wind，中国银河证券研究院

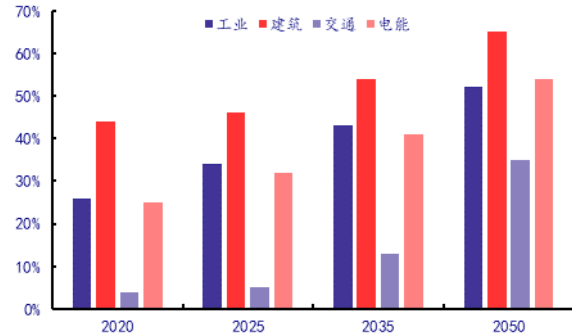
终端用能电气化水平持续提高。2020 年以来，我国不断强化经济社会绿色转型的顶层设计，为电气化发展营造了良好的政策环境，中国电气化发展进入以绿色低碳电力供应为牵引、以终端能源消费电气化为主线、以技术创新和体制改革为驱动的新阶段。从消费侧看，终端能源消费电气化水平稳步提升。根据规划，到 2025 年，全国电能占终端用能比重要达到 30% 左右，我国未来用能端电气化转型潜力巨大。

图 5：2020-2050E 年终端能源消费变化情况



资料来源：国网电力研究院有限公司，中国银河证券研究院

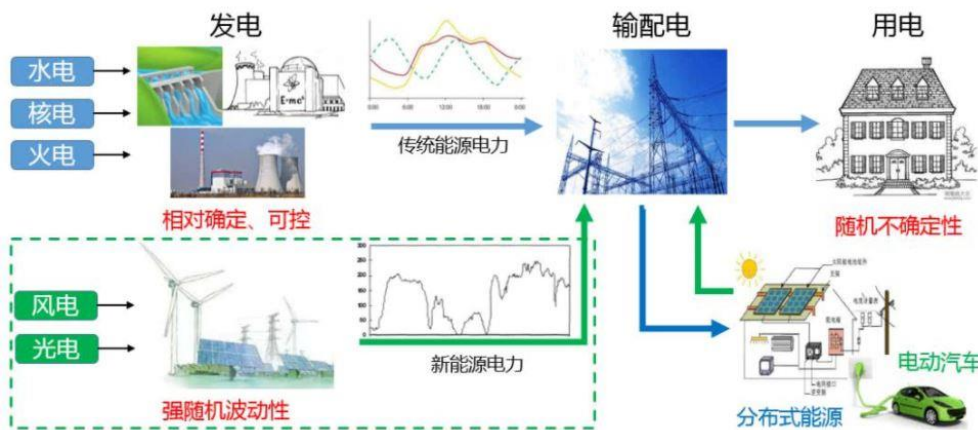
图 6：2020-2050E 各部门电能消费占能源终端消费比重



资料来源：国网电力研究院有限公司，中国银河证券研究院

随着新能源大量接入电网，以及终端用能电气化水平持续提高，给电力实时供需平衡带来越来越大的压力，电力系统亟需转型升级。由于新能源电力具有强随机波动性，其大量替代常规机组对电网稳定性造成冲击。叠加电动车、分布式能源、储能等交互式用能设备的广泛应用，电力系统呈现出高比例可再生能源、高比例电力电子设备的“双高”特征。此外，用电需求呈现冬、夏“双峰”特征，随着电气化率（电能占终端能源消费比重）提升，峰谷差不断扩大。为适应“双高”、“双峰”形势下新能源的并网和消纳，电力系统亟需转型升级。

图 7：电力系统实时平衡示意图

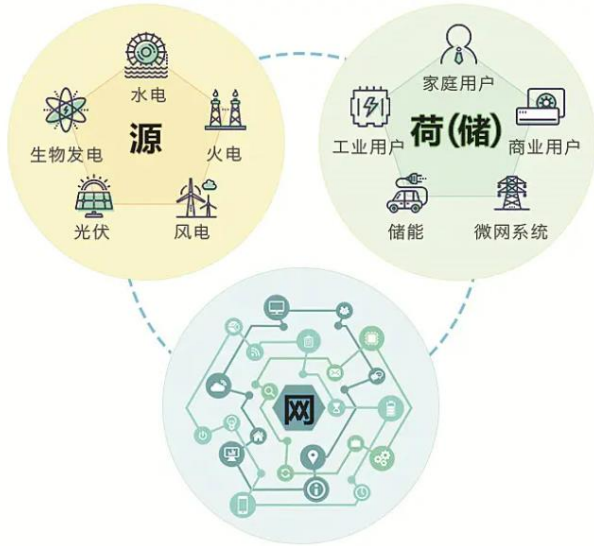


资料来源：刘吉臻院士《新能源电力系统与再电气化》，中国银河证券研究院

建设源网荷储一体化和多能互补的新型电力系统。2021 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》。其中，多能互补侧重于发电端，优化配置调节性电源或储能，实现各类电源互济互补。在新能源占比逐渐提高的新型电力系统中，要强化电源侧灵活调节作用，充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水

电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用效率保持在合理水平；源网荷储一体化侧重于负荷端，通过加强多向互动、完善市场机制等方面调动用户积极性，发挥负荷侧灵活响应能力。

图 8：新型电力系统示意图

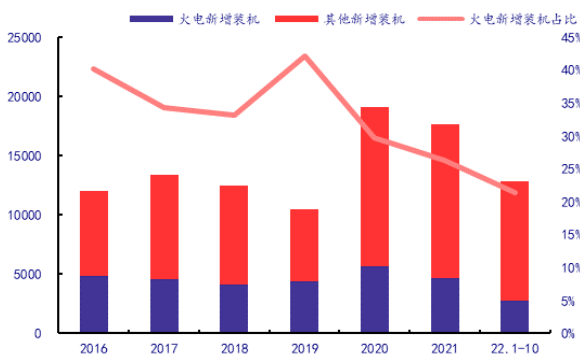


资料来源：天海电仪，中国银河证券研究院

1. 火电：现阶段仍需发挥压舱石作用，容量电价促进火电盈利能力改善

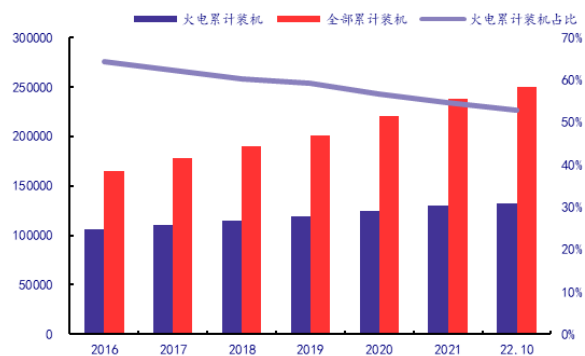
近年来火电新增及累计装机占比持续下滑。2022 年 1-10 月，火电新增装机 27.33GW，占同期全部新增装机的 21.4%；截至 2022 年 10 月，火电累计装机 1316.32GW，占同期全部装机的 52.4%。在能源转型的大背景下，火电在能源结构中的占比有所下滑，但现阶段仍需发挥压舱石的作用，保障电网实时平衡以及电力安全稳定供应。根据《“十四五”现代能源体系规划》，十四五将根据发展需要合理建设先进煤电，保持系统安全稳定运行必需的合理裕度，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型。

图 9：2016-2022 年 10 月全国新增装机/万千瓦



资料来源：wind，中国银河证券研究院

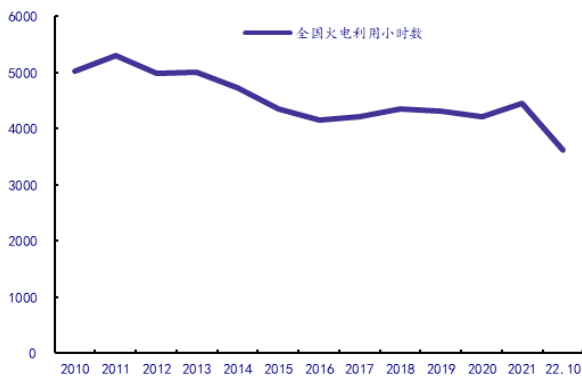
图 10：2016-2022 年 10 月全国累计装机/万千瓦



资料来源：wind，中国银河证券研究院

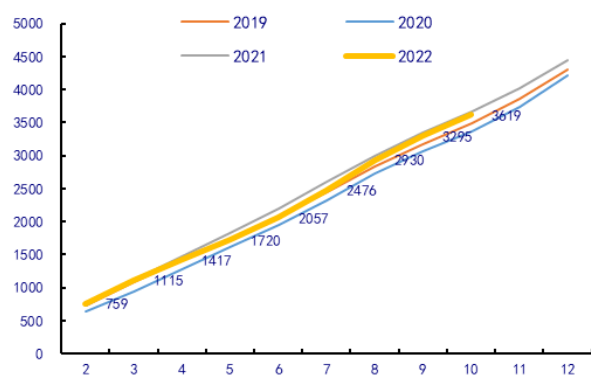
十四五以来火电利用小时数有所回升，反映电力供需形势偏紧。火电作为主要的调峰电源，其利用小时数是反映电力供需关系的重要指标。过去十余年来随着大量的水电和新能源装机投运，电力供需形势逐渐宽松，火电利用小时数呈波动下降趋势。十二五期间火电平均利用小时数 4880 小时，十三五期间下降至平均 4252 小时。进入十四五，由于火电在装机结构中的进一步下降，新能源出力不稳定的问题凸显，因此电力供需关系变为偏紧，火电利用小时数有所回升。2021 年火电利用小时数 4448 小时，同比增加 232 小时；2022 年 1-10 月火电利用小时数 3619 小时，和 2021 年同比小幅下降 46 小时，但仍维持在较高水平。

图 11：2016-2022 年 10 月全国火电利用小时数



资料来源：wind，中国银河证券研究院

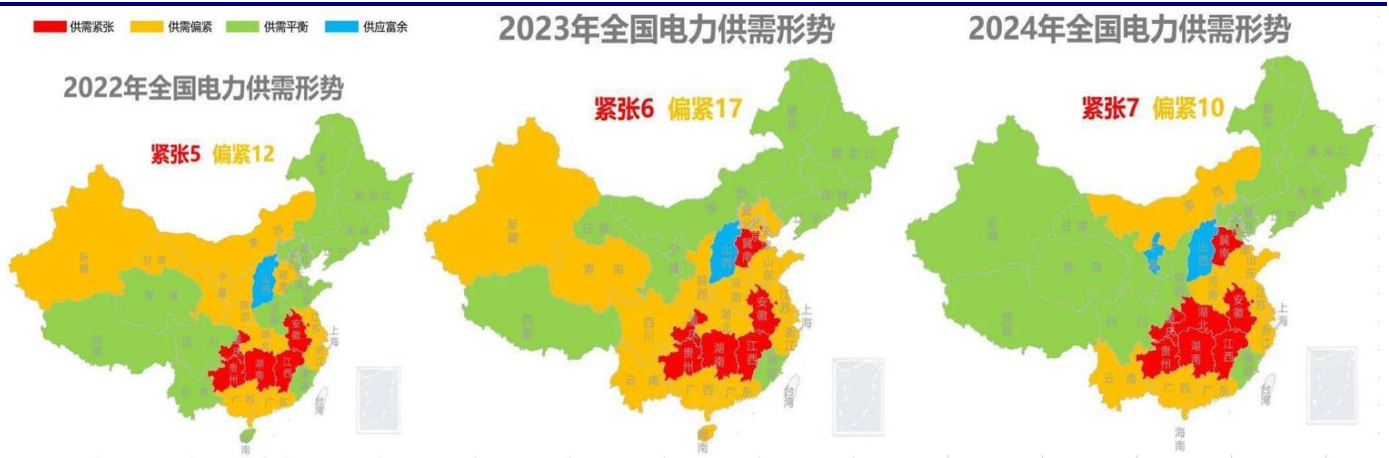
图 12：2019-2022 年 10 月全国火电利用小时对比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

全国电力供应保障压力仍然较大，2022-2024 年分别有 5、6、7 个地区供应紧张。根据 2022 年 8 月电规总院《未来三年电力供需形势分析》，按照装机平衡考虑，结合当前电源、电网工程投产进度，预计 2022 年安徽、湖南、江西、重庆、贵州 5 个地区负荷高峰时段电力供需紧张；2023 年、2024 年电力供需紧张地区将分别增加至 6 个和 7 个。2025 年后，随着以煤电为主的支撑性电源大规模投产、特高压等跨省跨区通道建设投产、抽水蓄能及新型储能大规模投产，十四五末电力供需紧张的局面有望得到明显改善。

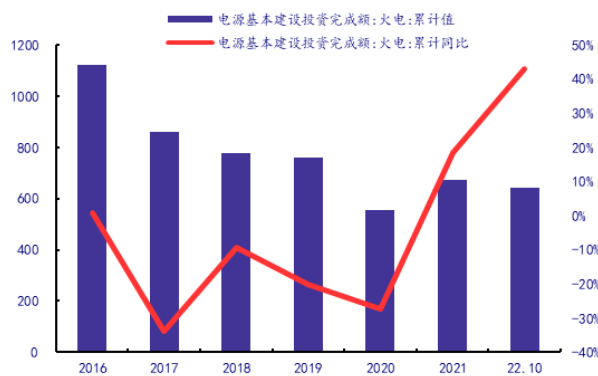
图 13：2022-2024 年全国电力供需形势



资料来源：电规总院，中国银河证券研究院

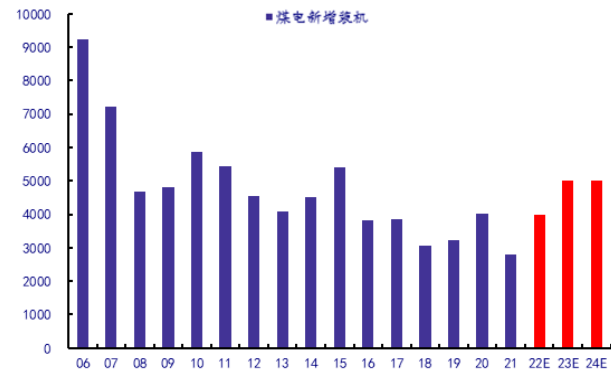
火电投资重回高增长，2022-2024年预计新投产煤电140GW。十三五期间，随着国家主动控制火电新建规模，火电投资连续负增长。进入十四五，由于火电在装机结构中的进一步下降，新能源出力不稳定的问题凸显，电力供需关系变为偏紧。在此背景下，火电投资重回正增长且增速明显加快，2022年1-10月火电投资640亿元，同比增长42.8%。根据电规总院预测，2022-2024年新投产煤电分别为40GW、50GW、50GW。预计后续仍会新增煤电规划项目以及储备项目，夯实煤电保供基本盘。

图 14：2016-2022 年 10 月火电累计投资（亿元）及同比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 15：2006-2024E 全国煤电新增装机/万千瓦



资料来源：电规总院，中国银河证券研究院

容量电价政策改善火电盈利，后续有望加速推进。2021年下半年以来，煤炭价格持续高位运行，不仅影响存量火电的盈利能力和保供积极性，也影响了新建火电装机以及火电灵活性改造的意愿；长期来看，随着火电从主力电源逐渐转变为调节性电源，利用小时数或将进一步走低，其依靠单一电能量获取收益的模式难以覆盖其成本。因此为了体现火电的保供价值，容量电价政策或将加速推进。今年以来，山东、甘肃已指定容量电价补偿政策；国家能源局在《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》也明确提出，各地结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制。

表 1：国家及省级容量电价政策

发布日期	省份	机构	政策名称	主要内容
2022年12月	西北	国家能源局 西北监管局	《西北电网灵活调节容量市场运营规则（征求意见稿）》	西北区域内火电机组、新型储能、可调节负荷可作为调峰容量和顶峰容量提供；火电机组按额定容量进行分档申报，单位价格逐档递增；新型储能不分档申报，申报容量上限为额定容量，申报价格区间为(0, 100]元/(MW·日)。
2022年11月	全国	国家能源局	《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》	各地按照国家要求，结合电力市场发展情况和实际需要，探索建立市场化容量补偿机制。
2022年9月	甘肃	甘肃能源监管办	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》（征求意见稿）	火电机组依据能源监管部门核定调峰容量，按档位划分，按日获取调峰容量补偿；电网侧储能设施按全容量（或租赁后剩余容量），按日获取调峰容量补偿。火电企业最大补偿范围不超过能源监管部门核定调峰能力，储能设施不超过其建设容量，火电机组完成改造可申请最新调峰能力核查，并根据核查结果认定最新补偿范围。

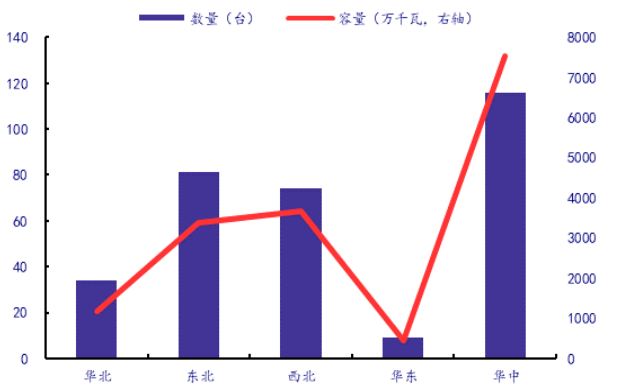
2022年3月	山东	山东省发改委	《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》	山东容量市场运行前,参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取,电价标准暂定为每千瓦时0.0991元(含税)。
---------	----	--------	-------------------------	-------------------------------------------------------------

资料来源: 政府部门公告, 中国银河证券研究院

火电灵活性改造增加系统调节能力, 十三五改造进度大幅不及预期。根据国家发改委、国家能源局《电力发展“十三五”规划(2016-2020年)》,“十三五”期间,三北地区火电灵活性改造目标2.15亿千瓦(其中热电机组灵活性改造约1.33亿千瓦,纯凝机组改造约8200万千瓦)。由于市场机制不健全,缺少激励措施,根据国家电网《国家电网有限公司服务新能源发展报告》,“十三五”期间,三北地区灵活性改造仅完成8241万千瓦,即38%的目标。

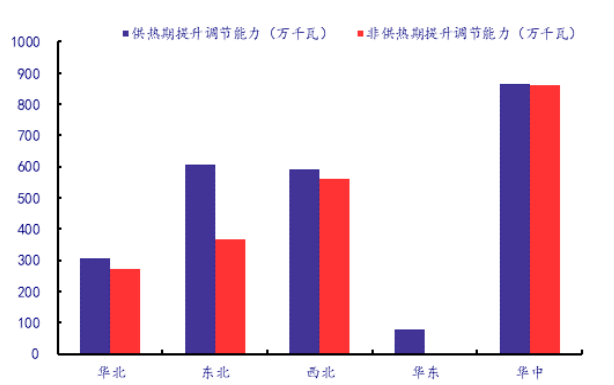
十四五力争改造2亿千瓦。2021年11月,国家发改委、国家能源局共同发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》,要求存量煤电机组灵活性改造应改尽改,“十四五”期间计划完成2亿千瓦,增加系统调节能力3000—4000万千瓦。2022年3月,在国家发改委、国家能源局共同发布的《“十四五”现代能源体系规划》中,再次强调全面实施煤电机组灵活性改造,十四五改造规模力争超过2亿千瓦。

图 16: 国家电网十三五期间火电灵活性改造统计



资料来源: 国家电网, 中国银河证券研究院

图 17: 国家电网十三五期间火电灵活性改造统计



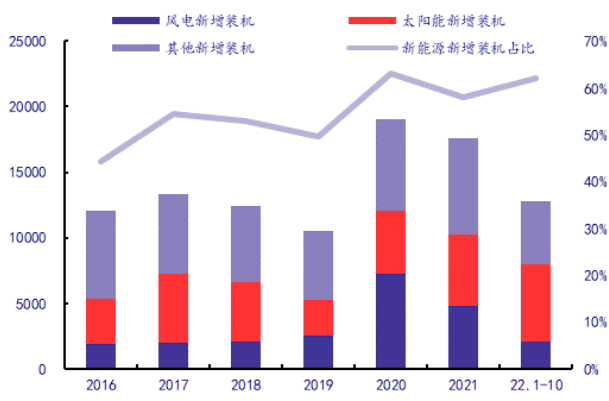
资料来源: 国家电网, 中国银河证券研究院

近期多省出台政策推动火电灵活性改造, 改造进度有望加速。11月2日,贵州省能源局发布关于公开征求《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施(征求意见稿)》,支持煤电一体化项目优先并网,对开展灵活性改造的现有煤电项目,按灵活性改造新增调峰容量的2倍配置新能源建设指标;11月3日山东省人民政府印发《山东省“十四五”节能减排实施方案》,加快推进现役煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”;11月22日内蒙古能源局印发2022年火电灵活性改造消纳新能源评估结果,来自12家能源集团的29家电厂纳入火电灵活性改造消纳新能源项目清单,共包含机组63台、装机容量2329.5万千瓦,改造后新增调节能力514.1万千瓦,配建新能源514.1万千瓦

2. 新能源：“双碳”目标驱动能源转型，看好新能源长期增长空间

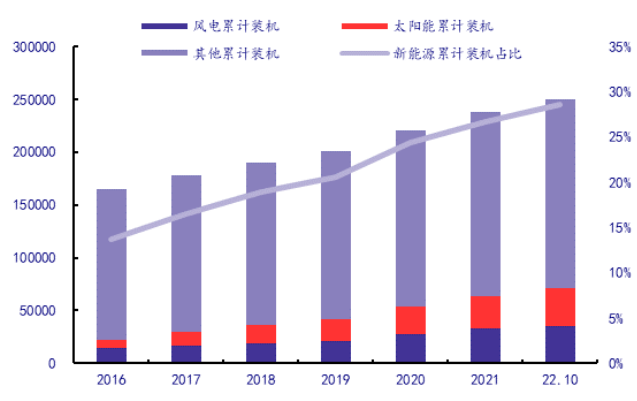
新能源逐渐成为新增装机主力，2022年1-10月新能源新增装机占比超过60%。“双碳”目标驱动能源清洁化转型，新能源在新增装机及累计装机的比重稳中有升。2020年以来，新能源新增装机占比达到60%左右，2022年1-10月新能源新增装机总共79.4GW，占据同期新增装机的62%；截至2022年10月，新能源累计装机达到713.8GW，占同期累计装机的28.6%。展望十四五，《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出2025年风电和太阳能发电量较2020年实现翻倍。风光大基地、海上风电、分布式光伏发展空间广阔，有望成为新能源装机持续高速增长。我们预计2025年风电和光伏合计装机量达11亿千瓦左右(1100GW)，较目前仍有400GW左右的增量。

图 18：2016-2022 年 10 月全国新增装机/万千瓦



资料来源：wind，中国银河证券研究院

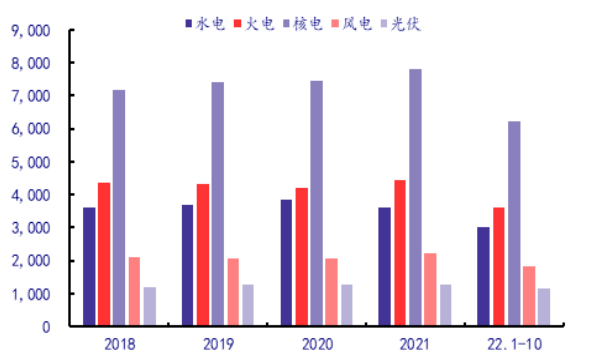
图 19：2016-2022 年 10 月全国累计装机/万千瓦



资料来源：wind，中国银河证券研究院

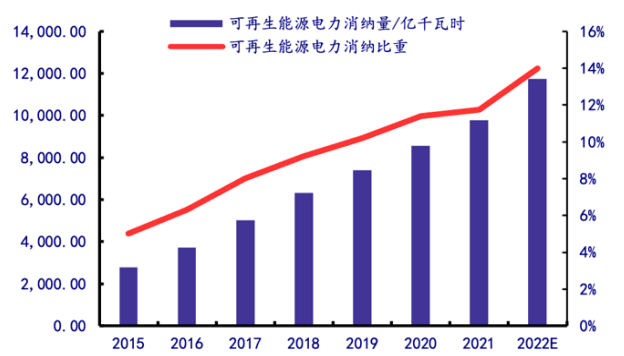
政策再次明确，新增可再生能源用电不纳入能源消费总量控制。2022年11月，国家发改委、统计局、能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，在《完善能源消费强度和总量双控制度方案》和《“十四五”节能减排综合工作方案》等前期政策基础上，再次明确十四五时期新增可再生能源电力消费量不纳入地方能源消费总量考核。对于地方政府和工业企业而言，新建可再生能源项目、增加可再生能源消纳都不会占用区域的能耗指标，对新能源的接受程度也会大大提高。

图 20：2018-2022 年 10 月我国分电源利用设备小时数



资料来源：wind，中电联，中国银河证券研究院

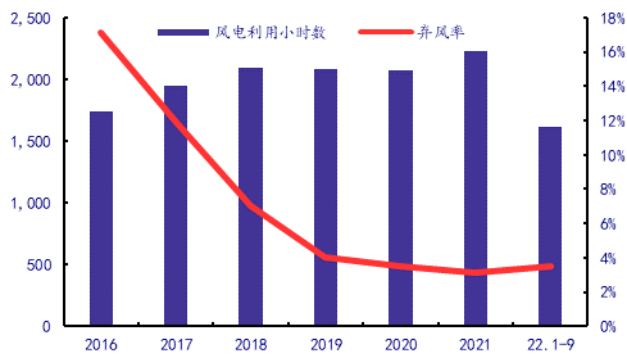
图 21：非水可再生能源消纳比重变化



资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院

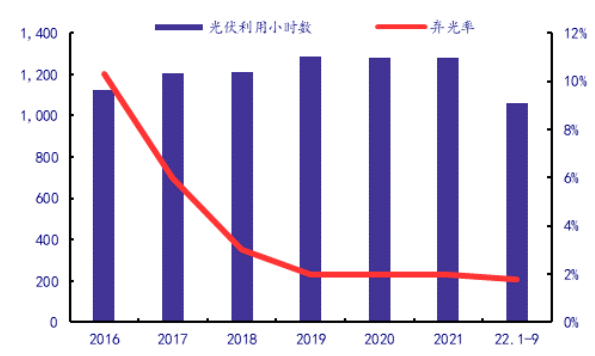
政策保障下，新能源利用效率维持高位。我国出台多项政策保障可再生能源并网消纳，国家能源局印发的文件中指出，要建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制，各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网。2022年1-9月，全国并网风电利用小时数为1616小时，同比降低24小时，弃风率3.5%；光伏发电利用小时数为1063小时，同比增加57小时，弃光率为1.8%。在政策保障下，我国新能源发电利用效率维持高位。

图 22：全国风电利用小时数与弃风率（截至 22Q3）



资料来源：wind，中电联，中国银河证券研究院

图 23：全国光伏利用小时数与弃光率（截至 22Q3）



资料来源：wind，中电联，中国银河证券研究院

绿电交易赋予绿色电力环境价值。2021年9月，国家发改委、国家能源局共同推动在北京、广州两大电力交易中心开展绿色电力交易试点工作，并在中长期电力交易框架下，设立独立的绿电品种。从广东、江苏公布的2022年电力市场年度交易结果来看，绿电交易价格全面高于当地煤电基准价，广东省绿电交易价格高于火电。通过市场价格信号，体现了绿色电力除电能价值以外的环境价值。

表 2：江苏、广东电力交易结果火电与绿电对比

	单位	江苏	广东
煤电基准价	元/千瓦时	0.391	0.453
火电	年度成交价	0.467	0.497
	年度成交量	2529.4	2541.6
	相对基准价溢价	0.076	0.044
	浮动比例	19.4%	9.7%
绿电	年度成交价	0.463	0.514
	年度成交量	9.24	6.79
	相对基准价溢价	0.072	0.061
	相对火电溢价	-0.004	0.017

资料来源：智汇光伏，中国银河证券研究院

国家级绿电交易支持政策不断出台。自从2021年9月绿电试点启动以来，相关支持政策持续出台，有望支持绿电交易规模持续高增长。《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中提出，开展绿色电力交易试点并发现其环境价值，做好绿电交易与绿证交易、碳排放权交易的衔接；《促进绿色消费实施方案》中提出，引导用户签订绿电交易合同，加强高耗能企业使用绿电的刚性约束，并且要建立绿电交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制；国网以

及南网下属电力交易中心也相继出台绿电交易规则，进一步细化了绿电交易的参与主体、参与方式、分类、价格等条款。

表 3：国家级绿电交易支持政策

发布日期	发布部门	政策标题	主要内容
2021 年 9 月	国家发改委、能源局	《绿色电力交易试点工作方案》	明确了绿色电力交易定义和交易框架；强调了绿色电力交易的优先原则；规范了绿色电力产品的交易方式；厘清了绿色电力产品的市场化定价机制；提出了绿色电力交易的衔接与发展预期。
2022 年 1 月	国家发改委、能源局	《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	探索开展绿色电力交易。创新体制机制，开展绿色电力交易试点，以市场化方式发现绿色电力的环境价值；引导有需求的用户直接购买绿色电力；做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。
2022 年 1 月	国家发展改革委等 7 部门	《促进绿色消费实施方案》	落实新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制要求，统筹推动绿色电力交易、绿证交易；引导用户签订绿色电力交易合同；加强高耗能企业使用绿色电力的刚性约束；建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制等。
2022 年 2 月	南网各区域电力交易中心	《南方区域绿色电力交易规则（试行）》	绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和省间绿色电力交易；价格方面，绿色电力交易价格由市场主体通过双边协商、挂牌交易等方式形成；绿色电力交易价格应充分体现绿色电力的电能价值和环境价值，原则上市场主体应分别明确电能量价格与绿色环境权益价格。
2022 年 5 月	北京电力交易中心	《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》	

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

近期多省出台绿电交易支持政策。天津、陕西、辽宁等省份出台了绿电交易实施方案，明确了各省绿电交易的参与主体、交易规则、价格等条款；北京、重庆、湖南、贵州等省份在碳达峰或绿色消费等顶层文件中提出组织开展或探索绿电交易，建立绿电交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制，以及做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接等。

表 4：近期省级绿电交易支持政策

发布日期	省份	政策名称	主要内容
2022 年 11 月	天津	《天津市绿电交易工作方案（2023 年修订版）》	天津区域内具备市场化交易资格的新能源发电企业现阶段仅开展与区内用户的绿色电力交易。已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏电量可自愿参与绿色电力交易，其绿色电力交易电量不计入合理利用小时数，不领取补贴。
2022 年 10 月	陕西	《陕西省 2022 年绿色电力交易实施方案》	参与交易的平价风电、光伏发电企业上网电量超出绿电交易合同结算电量之和外的正偏差部分由电网企业保障性收购，执行政府定价。

2022年10月	辽宁	《关于开展2022年辽宁省绿电交易的通知》	现阶段辽宁地区绿色电力交易，售电公司采取服务费模式，售电公司与零售用户双方约定单位电量服务价格，售电公司服务费为服务价格与绿色电力结算电量的乘积。
2022年10月	北京	《北京市碳达峰实施方案》	持续推进绿电交易，加强电力交易、用能权交易和碳排放权交易的统筹衔接。
2022年10月	重庆	《重庆市促进绿色消费实施方案》	鼓励行业龙头企业、大型国有企业、跨国公司等消费绿色电力，发挥示范带动作用，推动外向型企业较多、经济承受能力较强的区县逐步提升绿色电力消费比例；逐步建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制，引导市场化用户通过购买绿色电力或绿证完成可再生能源消纳责任权重等。
2022年10月	湖南	《湖南省推动能源绿色低碳转型做好碳达峰工作的实施方案》	积极组织参与全国绿电市场交易，试点推进省内绿电交易，做好绿电交易与绿证交易、碳排放权交易的衔接。
2022年10月	辽宁	《辽宁省加快推进清洁能源强省建设实施方案》	探索开展绿色电力交易，以市场化方式发现绿色电力的环境价值；引导有需求的用户直接购买绿色电力，推动电网企业优先执行绿色电力的直接交易结果。做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。
2022年10月	贵州	《贵州省促进绿色消费实施方案（征求意见稿）》	加快推动南方区域绿色电力交易试点工作，持续完善绿色电力交易的常态化交易机制，发放绿色电力证书支持绿色低碳发展的企业形象，全面提升绿色电力消纳能力。
2022年10月	江西	《关于印发江西省工业领域碳达峰实施方案的通知》	建立健全用能权、绿色电力证书等交易机制，培育交易市场，利用市场机制推进工业企业节能减污降碳。落实绿色低碳产品服务认证与标识制度，强化绿色低碳产品、服务、管理体系认证。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

碳排放管控支撑绿电溢价。2021年欧洲议会通过了碳边境调节机制（CBAM）的决议，正式启动立法进程。2023年至2025年为过渡期，CBAM将配合欧盟排放交易体系政策于2026年起生效，覆盖行业为水泥、钢铁、铝、化肥、电力等。CBAM的实施方式为欧盟各成员国主管部门向各国高排放商品的进口商按需出售CBAM凭证，这将会增加我国企业的出口成本，削弱在欧洲市场的竞争力。因此国内的出口企业更有意愿使用绿电去节约碳边境税带来的成本增长，绿电溢价将得到支撑。根据一般经验，如果采用绿电代替煤电，度电减排700-800g二氧化碳，我们测算，当碳价在50元/吨的时候，企业能够接受的绿电溢价大概在0.035-0.04元/度之间，随着未来碳价的进一步升高，不使用绿电的消费者承担的碳成本比例就越高，对绿电的需求和溢价的接受度也就越高。

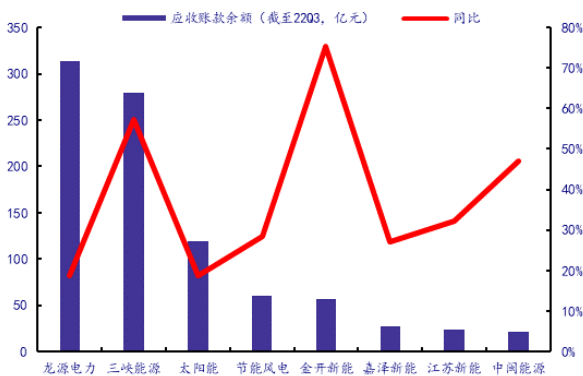
表5：不同碳价下企业可接受的绿电溢价测算

燃煤发电度电碳排放（克/千瓦时）	800	800	800	800
绿电度电碳排放（克/千瓦时）	30	30	30	30
使用绿电的度电减排量（克/千瓦时）	770	770	770	770
碳价（元/吨）	30	50	70	100
可接受的绿电溢价（元/千瓦时）	0.0231	0.0385	0.0539	0.0770

资料来源：北极星电力网，中国银河证券研究院整理

可再生能源企业待结算补贴款持续增加，欠补问题依然严重。截止 2021 年底，我国可再生能源补贴拖欠累计达 4000 亿元左右，可再生能源补贴长期拖欠问题一直以来较为严重。截至 22 年三季度，龙源电力、三峡能源等主要可再生能源企业应收账款同比有不同幅度的增加，我们预计应收帐款中绝大多数为待结算的补贴款。如果补贴收回时间不确定，则对开发商企业现金流有着很大影响。如果能尽快解决补贴问题，运营商现金流状况将显著改善，也有望带动可再生能源产业链健康发展。

图 24：部分可再生能源企业应收账款（截至 22Q3，亿元）



资料来源：wind，中国银河证券研究院（龙源电力为应收款项融资）

今年以来多措并举着手解决欠补问题，后续补贴发放有望加速。今年 3 月，国家发改委、能源局、财政部联合发布《关于开展可再生能源补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，摸清可再生能源发电补贴底数，核查对象包括风电、集中式光伏电站以及生物质发电项目；初步核查之后，财政部拨付补贴，随后国家电网转发补贴资金；8 月，两大电网成立结算公司，承担可再生能源补贴资金管理业务；10 月，信用中国公示了第一批合规项目共计 7344 个，其中大部分风电和集中式光伏项目均通过了核查。我们认为今年以来随着财政不断支持，并且核查已经扣除部分不合格项目的补贴资金、减轻补贴压力，后续补贴发放有望加速，改善绿电企业现金流。

表 6：可再生能源补贴相关政策、会议或通知

发布日期	发布部门	政策/会议/通知	主要内容
2022 年 3 月	国家发改委、能源局、财政部	《关于开展可再生能源补贴自查工作的通知》	在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数。
2022 年 5 月	国务院	国务院常务会议	在前期支持基础上，再向中央发电企业拨付 500 亿元可再生能源补贴。
2022 年 6 月	财政部	《财政部关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》	本次下达可再生能源电价附加补助共计 27.55 亿元。其中，风电补贴 14.7 亿元，光伏补贴 12.5 亿元，生物质能补贴 2890 万元。
2022 年 7 月	国家电网	《国家电网有限公司关于 2022 年年度预算第 1 次可再生能源电价附加补助资金拨付情况的公告》	2022 年年度预算第 1 次请款，财政部共预计拨付公司可再生能源电价附加补助资金年度预算 399.37 亿元，其中风电 105.18 亿元、太阳能

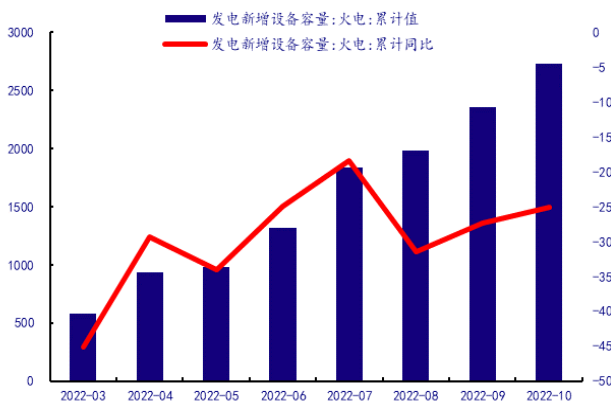
			发电 260.67 亿元、生物质发电 33.52 亿元。
2022 年 8 月	南方电网	《关于成立广州可再生能源发展结算服务有限公司的通知》	按照《国家发展改革委 财政部 国务院国资委关于授权设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题的复函》要求，研究成立广州可再生能源发展结算服务有限公司，统筹解决可再生能源发电补贴问题。
2022 年 10 月	信用中国	《关于公示第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单的公告》	按照相关主管部门明确的现有核查标准和政策解释，经可再生能源发电企业自查、中央企业总部审核、地方政府主管部门审查、省级核查工作组现场核查，对项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金和环保等六个方面确认的合规项目，将分批予以公示。本次公示第一批经核查确认的合规项目，共计 7344 个。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

(二) 火电：2023 年中长期签约方案发布，长协煤价有望进入下行通道

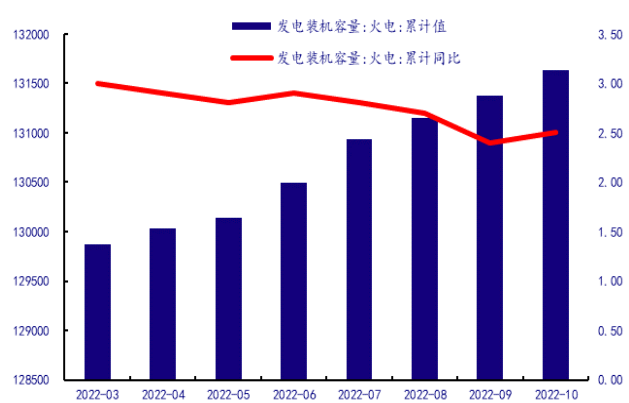
1-10 月火电新增装机 2733 万千瓦，同比下降 25.1%；截至 10 月末，火电累计装机 131632 万千瓦，同比增长 2.5%，占据我国电力总装机的 52.8%。以煤电为主的火电，一直是我国电力供应的主体，在新能源成为新型电力系统的主体电源之前，煤电仍将发挥能源电力安全“压舱石”作用。二十大报告提出，要立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。预计后续我国将继续立足以煤为主的能源资源禀赋，根据发展需要合理建设先进煤电，对于存量机组大力实施煤电“三改联动”，进一步提升煤炭清洁高效利用水平，确保能源电力安全稳定可靠供应。

图 25：全国火电累计新增装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

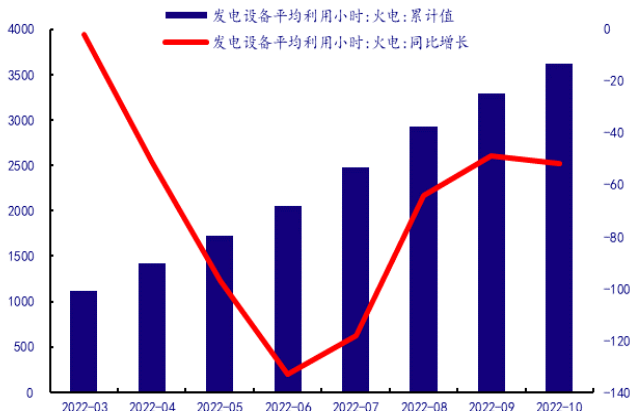
图 26：全国火电累计装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

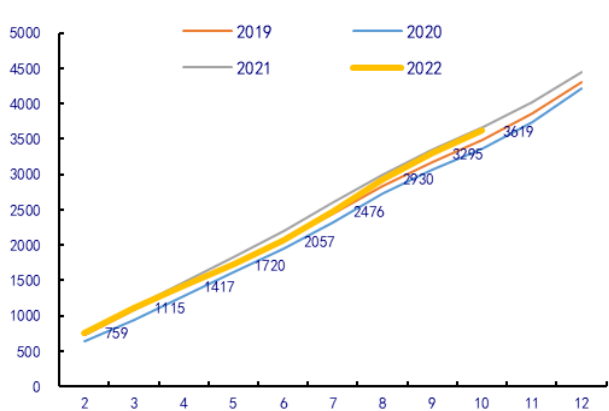
1-10 月我国火电累计利用小时数 3619 小时，同比减少 52 小时。1-10 月火电利用小时数减少主要是由于受到第二季度疫情影响，导致全社会用电量下降，其中 4 月和 5 月全社会用电量均下降 1.3%。第三季度以来经济复苏，叠加来水偏枯带来的保供效应，带动火电利用小时数同比大幅增加。

图 27：全国火电累计利用小时数及同比（±小时）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

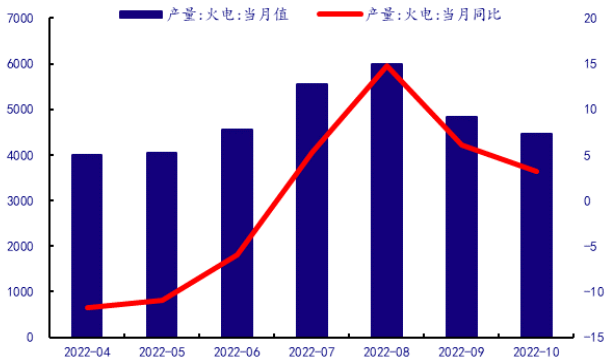
图 28：近年全国火电累计利用小时数对比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

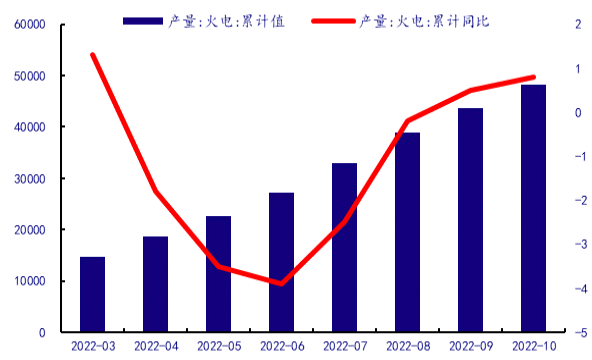
第三季度以来火电单月发电量由负转正，7-10月同比+5.3%/+14.8%/+6.1%/+3.2%；1-10月全国火电累计发电量同比+0.8%。随着优化疫情防控“二十条”措施，以及二十大后续稳增长政策发力，有利于市场需求恢复和经济循环畅通，我们预计11-12月全社会用电量增速以及火电发电量增速有望继续回升。

图 29：全国火电单月发电量（亿千瓦时）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 30：全国火电累计发电量（亿千瓦时）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

市场煤价格仍然维持高位。港口煤价方面，2022年11月23日，环渤海动力煤指数(Q5500)为740元/吨；11月18日，京唐港山西产5500大卡动力末煤平仓价为1427元/吨。虽然从303号文正式执行的半年以来，国家及地方不断加大煤炭中长期合同签约履约监管，确保长协稳定供应且价格不超出规定的区间，但市场煤价格居高不下也直接影响了长协煤的执行情况。我们预计华能、大唐等火电龙头企业第三季度长协煤均价依然远超国家规定的上限区间，导致其第三季度持续亏损。

图 31：环渤海动力煤指数 5500 卡



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 32：秦港 5500 大卡动力煤价格变动



资料来源：wind，中国银河证券研究院

《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》发布，明确2023长协煤合同各项要求。2023年方案与2022年方案相比，在合同签订范围、签订要求、运力配置和履约监督等多个方面均有所调整。其中，2023年对签约比例略有下调，不再严格要求80%以上，增加了不低于动力煤资源量的75%的规定；价格方面，2023年下水煤合同基准价按5500大卡动力煤675元/吨执行，同比下调25元；此外，还允许煤炭贸易商合法合规加价销售，为更多的煤炭贸易企业参与电煤中长期合同中来提供了政策支持。总体而言，2023年方案结合了2022年合同实际执行过程中

存在的问题，调整后更加明确合理，也更具有执行力。我们预计 2023 年火电企业长协覆盖比例有望明显提升，入炉标煤单价较当前水平有望大幅下降。

表 7：2022 年与 2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案对比

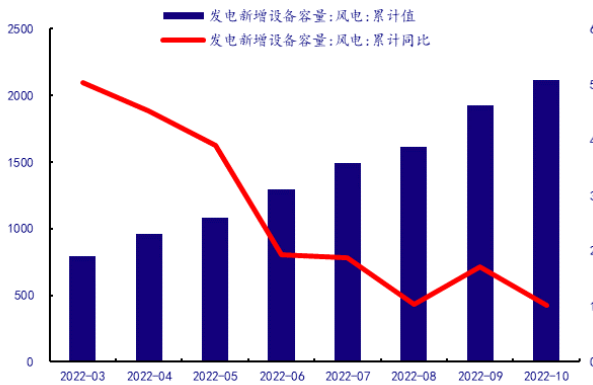
	2022 年方案	2023 年方案
签约对象	供应方原则上覆盖所有核定产能 30 万吨 / 年及以上的煤炭生产企业；需求方主要是发电、供热用煤企业，支持冶金、建材、化工等其他行业用户签订煤炭中长期合同。	合同供应方包括所有在产的煤炭生产企业，需求方包括所有发电、供热用煤企业。
产煤省区和煤炭生产企业签约要求	要确保本区域内核定产能 30 万吨 / 年煤炭企业签订合同数量达到自有资源量的 80% 以上。	原则上每个煤炭企业任务量不应低于自有资源量的 80%，不低于动力煤资源量的 75%。
发电企业签约要求	发电供热企业年度用煤扣除进口煤后应实现中长期供需合同全覆盖。当年用煤量可准确预测的，按预测用量扣除进口煤计划后全部签订合同；不能准确预测的，应结合上一年度实际使用国内煤炭量和新投运机组等合理增长因素签订合同。	原则上最高可按 2022 年度国内耗煤量(总耗煤量扣除进口煤使用量)的 105%组织衔接资源，进口煤比例高的电厂可进一步合理放宽比例。鼓励供需双方按 2022 年下半年签订的量价齐全合同 2 倍数量签订 2023 年全年合同。
月度分解要求	产运需各方要综合考虑需求季节性波动、煤炭生产和铁路运力相对均衡的特点，协商一致将年度中长期合同细化分解到月，并将各月合同量明确体现在合同文本中，没有明确的视为月度均衡兑现。单笔合同月度履约率应不低于 80%，季度和年度履约率不低于 90%。	鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的 80%。
履约要求		纳入年度电煤中长期合同监管台账的合同，应按双方合同确定的月度履约量足额履约。确因特殊原因难以按月度分解量全额履约的，经供需双方协商一致，可在月度之间进行适当调剂，但季度履约量、全年履约量必须达到 100%。
价格机制	下水煤合同基准价暂按 5500 大卡动力煤 700 元 / 吨签订。浮动价采用全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数、中国沿海电煤采购价格综合指数 4 个指数，选取每月最后一期价格，各按 25%权重确定指数综合价格，	下水煤合同基准价按 5500 大卡动力煤 675 元 / 吨执行。浮动价实行月度调整，当月浮动价按全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数综合确定。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

(三) 风电：招标持续高景气，新增装机有望重回高增长

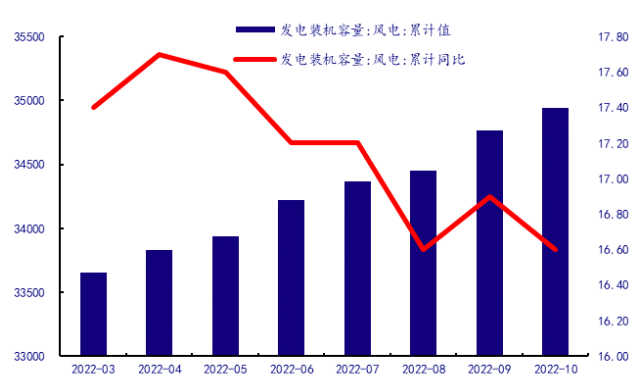
1-10月风电新增装机2114万千瓦，同比增加10.2%；截至10月末，风电累计装机34939万千瓦，同比增长16.6%。大基地项目预计将成为后续风电增长的主力；海风经过2021年抢装潮后，2022年新增装机预计将有所回落。长期来看，随着风电产业链持续降本，且海风具有利用小时数高以及就近消纳的优势，我们仍然看好海风长期增长空间。近期潮州、汕头、唐山等地发布海上风电建设规划，其中潮州初步规划总容量43.4GW。

图 33：全国风电累计新增装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

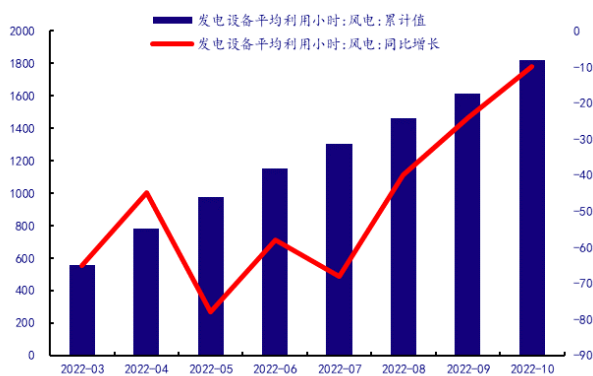
图 34：全国风电累计装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

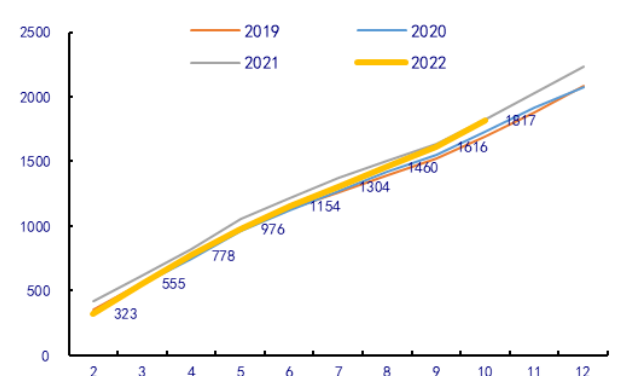
1-10月我国风电累计利用小时数1817小时，同比减少10小时；7-10月风电累计利用小时数663小时，同比增加48小时。今年上半年来风同比偏弱，但进入三季度后来风转好。长期来看，随着风电机组大型化技术的进步，以及高利用小时数的海风占比增加，风电利用小时数仍有较大提升空间。

图 35：全国风电累计利用小时数及同比（±小时）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

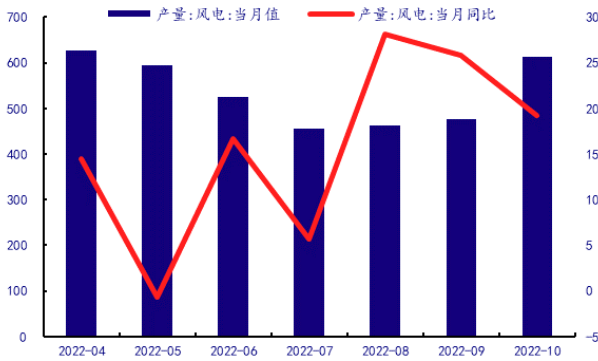
图 36：近年风电累计利用小时数对比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

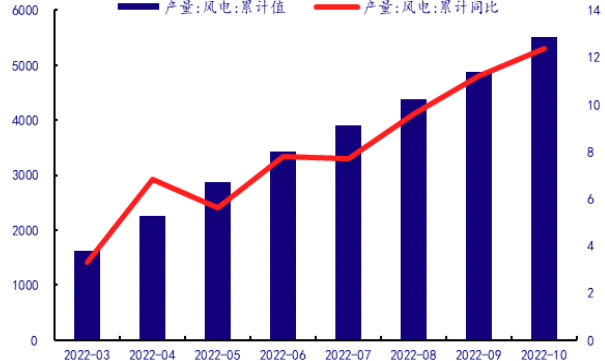
第三季度以来风电单月发电量同比增长较快，7-10月同比+5.7%/+28.2%/+25.8%/+19.2%；1-10月全国风电累计发电量同比+12.4%。在装机容量持续提升，以及第三季度以来风资源转好的共同作用下，1-10月风电发电量实现较快增长。

图 37: 全国风电单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

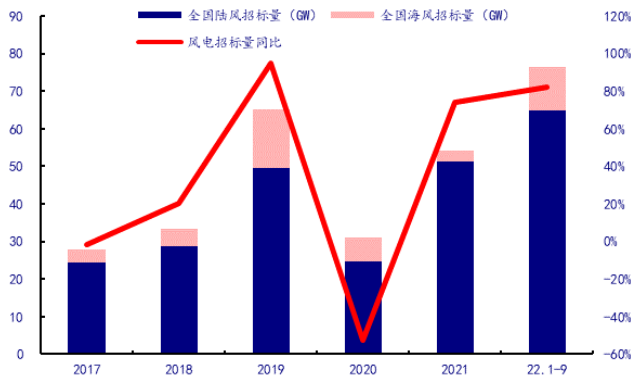
图 38: 全国风电累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

今年以来风电招标量实现高增长, 明后两年装机增长确定性高。虽然今年以来新增装机增速放缓, 但从前瞻指标招标量来看, 前三季度国内招标量已达 76.3GW, 同比增长 82.1%, 10 月招标量 4.89GW。随着疫情缓解、产业链持续降本, 以及大基地、海风项目持续推进, 中国可再生能源学会预计 2023-2025 年国内年均新增装机 6000-7000 万千瓦。

图 39: 全国风电招标量及同比

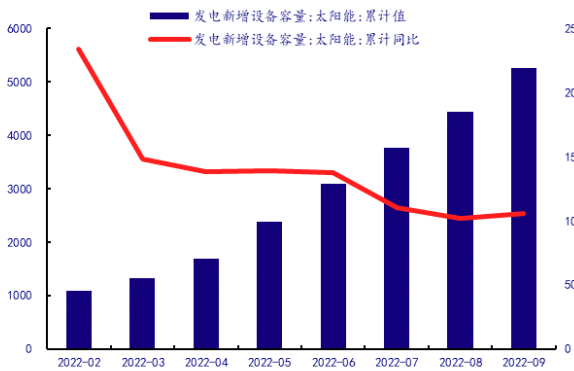


资料来源: 金风科技, 中国银河证券研究院

(四) 光伏：集中式+分布式并举，新增装机有望持续高增长

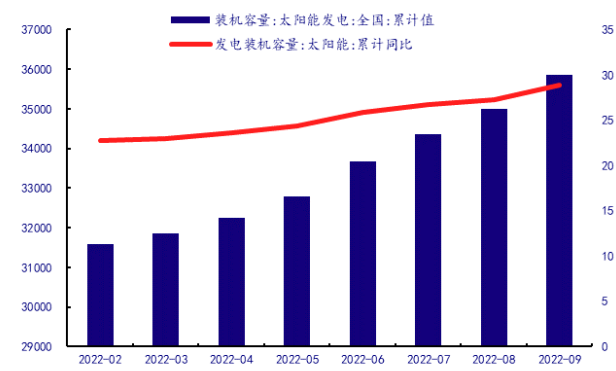
1-10月太阳能新增装机5824万千瓦，同比增加98.7%；截至10月末，太阳能累计装机36444万千瓦，同比增长29.2%。从装机形式看，光伏产业实现分布式与集中式并举发展。根据国家能源局《2022年前三季度光伏发电建设运行情况》，前三季度我国集中式光伏新增1727万千瓦，分布式光伏3533万千瓦（工商业分布式1874万千瓦，户用分布式1659万千瓦），分布式占据前三季度新增装机的2/3。截至9月底，分布式光伏装机14243万千瓦，占比接近40%，逐渐缩小与集中式光伏的差距。根据光伏协会预测，2022年全年光伏新增装机有望达到85-100GW，同比增长55%-82%左右，11-12月光伏装机有望维持高增长。

图 40：全国太阳能累计新增装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

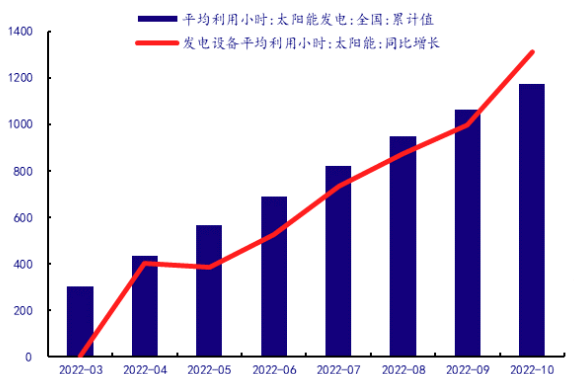
图 41：全国太阳能累计装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

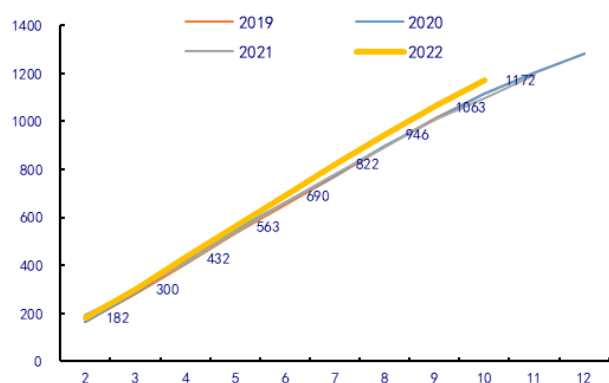
1-10月我国太阳能累计利用小时数1172小时，同比增加75小时。今年以来光照情况好，处于近年来的最高水平。虽然目前弃风弃光率已经处于较低水平，但光伏电池技术的进步将进一步提升光电转化效率，长期来看太阳能利用小时数仍有提升空间。

图 42：全国太阳能累计利用小时数及同比（±小时）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

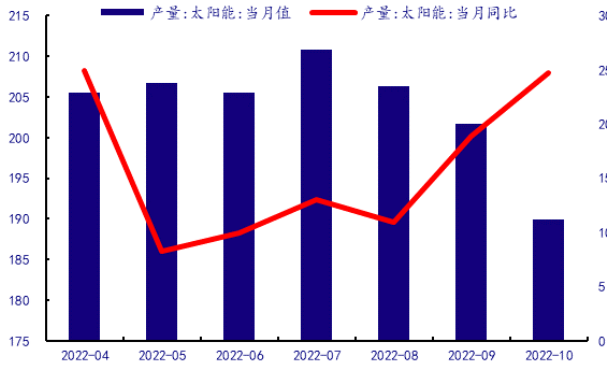
图 43：近年太阳能累计利用小时数对比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

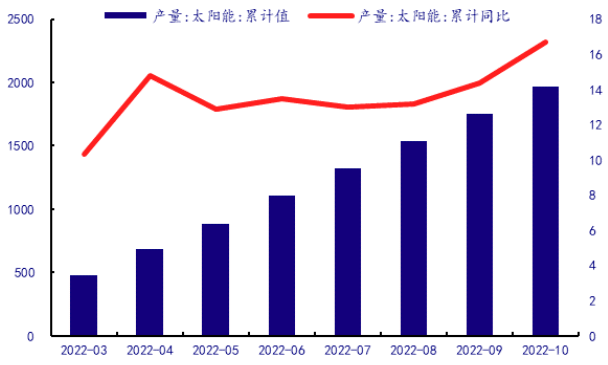
第三季度以来太阳能单月发电量增速加快，7-10月同比+13%/+10.9%/+18.9%/+24.7%；1-10月全国太阳能累计发电量同比+16.7%。在装机容量快速增加，以及光照条件较好的共同作用下，1-10月太阳能发电实现较快增长。

图 44: 全国太阳能单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

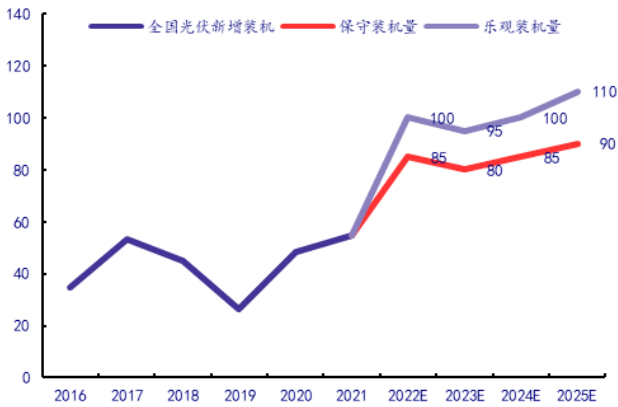
图 45: 全国太阳能累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

十四五光伏装机有望持续高增长。根据光伏协会《2022 年光伏行业上半年发展回顾与下半年形势展望》，预计 2022 年全国光伏新增装机 85-100GW，同比增长 55%-82%；2023-2025 年新增装机呈递增趋势。按照保守预测，十四五光伏新增装机将达到 395GW，十四五末光伏累计装机将达到 648GW；按照乐观预测，十四五光伏新增装机将达到 460GW，十四五末光伏累计装机将达到 713GW。

图 46: 全国光伏新增装机 (GW) 及预测



资料来源: 光伏协会, 中国银河证券研究院

(五) 水电：传统水电开发较为充分，抽水蓄能增长空间大

1-10月水电新增装机1774万千瓦，同比增加5.5%；截至10月末，水电累计装机40751万千瓦，同比增长6.0%。随着稀缺大水电不断投运，我国水电建设有所放缓。根据中国水力资源复查结果，仅考虑理论蕴藏量在1万千瓦及以上的河流，我国水电资源理论蕴藏量装机6.94亿千瓦，理论蕴藏量对应年发电量为6.08万亿千瓦时；装机容量500千瓦及以上水电站的技术可开发装机容量为5.42亿千瓦，对应年发电量为2.47万亿千瓦时；经济可开发装机4.02亿千瓦。因此虽然近年来水电建设放缓，但长期来看仍然具有较大开发潜力。

图 47：全国水电累计新增装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 48：全国水电累计装机（万千瓦）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

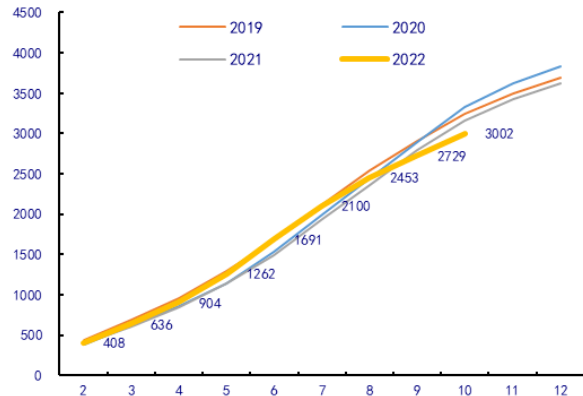
1-10月我国水电累计利用小时数3002小时，同比减少158小时。第三季度是传统丰水期，但今年受全国持续高温干旱影响，第三季度来水明显偏枯。其中我国水电第一大省四川尤其严重，在8月下旬出现了工业用户持续限电的情况。随着四季度以来高温干旱缓解，后续水电利用小时数有望回升。

图 49：全国水电累计利用小时数及同比（±小时）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 50：近年水电累计利用小时数对比

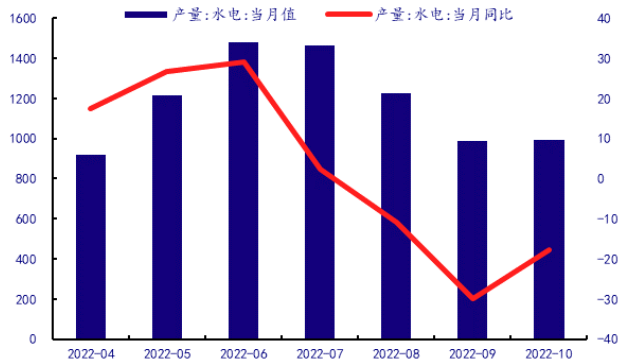


资料来源：wind，中国银河证券研究院

第三季度水电增速持续下行，10月有所回升，7-10月同比+2.4%/-11%/-30%/-17.7%；1-10月全国水电累计发电量同比+2.2%。受到第三季度来水明显偏枯的影响，第三季度水电增速持续下行，随着四季度以来高温干旱缓解，水电降幅大幅收窄，但同比仍然有接近20%的降幅，

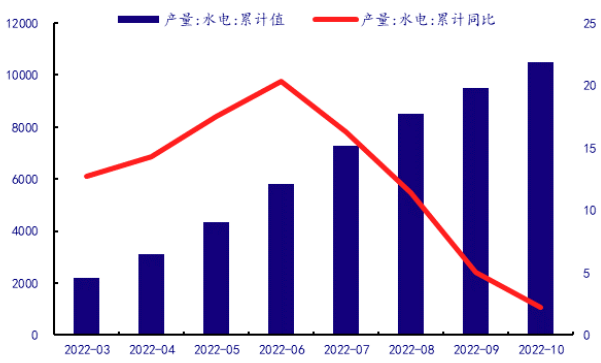
后续增速有望继续回升。

图 51: 全国水电单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

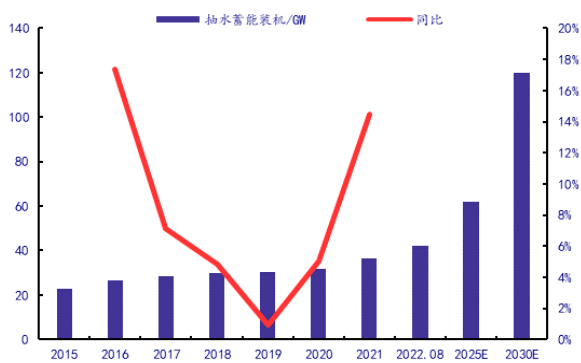
图 52: 全国水电累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

抽水蓄能长期增长空间大。 新能源装机增长推动了调峰的需求，现阶段抽水蓄能电站是唯一兼备技术成熟、规模大、寿命长、造价低等优势调峰储能电源。在保障大电网安全、服务清洁能源消纳和优化系统运行方面发挥着重要的作用，截至 2022 年 8 月底，我国已投产抽水蓄能装机规模 42.19GW (2021 年底已投产 36.39GW)。根据国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划 (2021-2035 年)》以及《“十四五”现代能源体系规划》，2025 年、2030 年抽水蓄能装机将分别达到 62GW、120GW。据此推算，2022-2025 年年均新增 6.4GW，2025-2030 年年均新增 11.6GW。

图 53: 全国抽水蓄能累计装机 (GW) 及预测



资料来源: CNESA, 国家能源局, 中国银河证券研究院

抽水蓄能项目储备充足。 根据水电水利规划设计总院、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会联合发布的《抽水蓄能产业发展报告 2021》。截至 2021 年底，我国已纳入规划的抽水蓄能站点资源总量 8.14 亿千瓦 (包含重点实施项目 4.21 亿千瓦，规划储备项目 3.05 亿千瓦)，其中 9792 万千瓦项目已经实施。根据抽水蓄能行业分会数据，“十四五”期间已核准抽水蓄能电站共计 43 个项目，装机规模合计为 5709.8 万千瓦，项目投资金额合计约为 3813 亿元。其中 2021 年核准电站 11 个，装机规模合计 1380 万千瓦，投资金额约 898 亿元。2022 年初至 11 月 15 日已核准电站 32 个，装机规模合计 4329.8 万千瓦，投资金额约 2913 亿元。

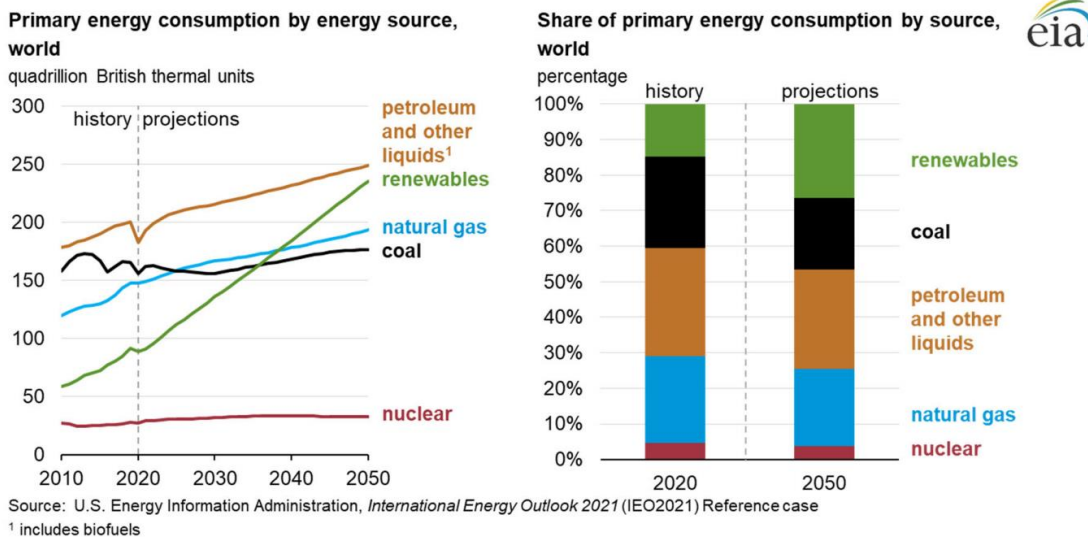
二、燃气行业

(一) 能源转型推动全球天然气需求持续增加，LNG 贸易景气度高

天然气是最清洁的化石能源。天然气的主要成分是甲烷，含量高达 99% 以上。甲烷具有很高的热稳定性和热值当量，与煤炭、石油等能源相比，天然气具有使用安全、热值高、洁净等优势。根据中国能源报数据，产生相同单位热量，天然气排放的二氧化碳仅为石油产品的 67%，为煤炭的 44%；与煤排放的污染物相比，灰分为 1/148，二氧化硫为 1/2700，氮氧化物为 1/29，符合京都议定书减少温室气体排放量的要求。

能源转型大背景下，预计全球天然气消费量仍有较大提升空间。天然气是最清洁的化石能源，且能够弥补风能、太阳能等可再生能源不易存储、供应不稳定的缺点，可在能源主体由化石能源向非化石能源过渡的过程中积极发挥桥梁作用。根据美国能源署 (EIA) 在 2021 年 10 月发布的《世界能源展望 2021》，预计 2020-2050 年间，全球可再生能源占一次能源消费的比重将由 15% 大幅提升至 27%，天然气的比重将由 24% 小幅下降至 22%。考虑到新兴经济体带动全球能源消费总量持续增长，预计 2020-2050 年间，全球天然气消费总量仍将增加 31%。2050 年前，风电、光伏、储能技术将得到有力发展，但无法支撑全球能源系统安全稳定运行，因此仍需要包括天然气在内的多种传统能源与可再生能源共同发展。

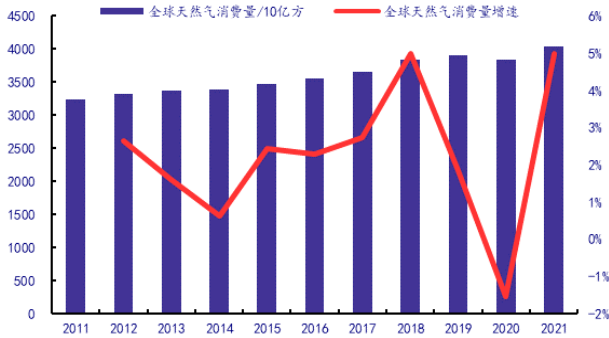
图 54：全球一次能源消费量及消费结构预测



资料来源：EIA，中国银河证券研究院

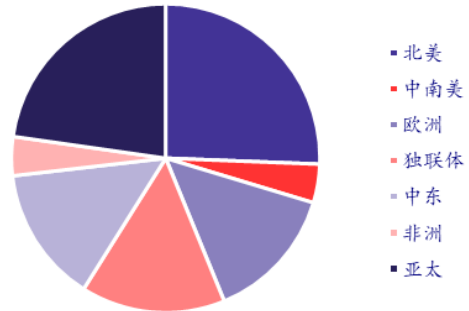
全球天然气消费量稳中有升，北美和亚太地区是天然气消费前两大市场。2021 年全球天然气消费量为 40375 亿立方米，2011-2021 年复合增速为 2.2%。过去 10 年间，除了 2020 年因为疫情和油价下降的影响，全球天然气消费量同比下滑，其余年份均实现正增长。从市场分布来看，消费量占比较高的地区是北美、亚太、中东和欧洲地区，2021 年占比分别为 25.6%、22.7%、14.3% 和 14.1%。

图 55: 2011-2021 全球天然气消费量及增速



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

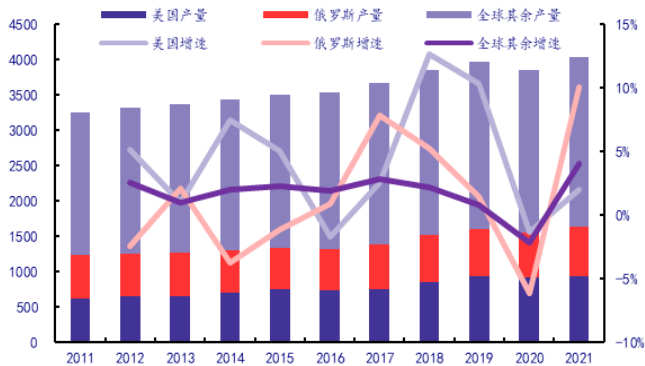
图 56: 2021 全球天然气消费地区占比



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

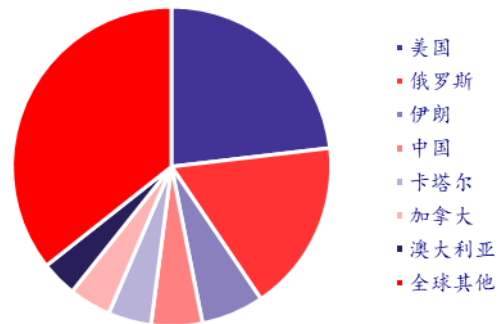
由于天然气的全球资源分布不均衡,从产出情况看,美国和俄罗斯是全球天然气的主要供给方。2021 年全球天然气总生产量为 40369 亿立方米, 每年全球天然气总生产量与总消费量大致均衡。从各国产量分布来看, 2011-2021 年, 美国和俄罗斯始终是全球天然气第一和第二大生产国, 2021 年美国 and 俄罗斯的产量分别占全球的 23.1%和 17.3%。其余国家中, 伊朗、中国、卡塔尔、中国、澳大利亚等国也有较高产量。

图 57: 2011-2021 全球天然气产量 (10 亿方) 及增速



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

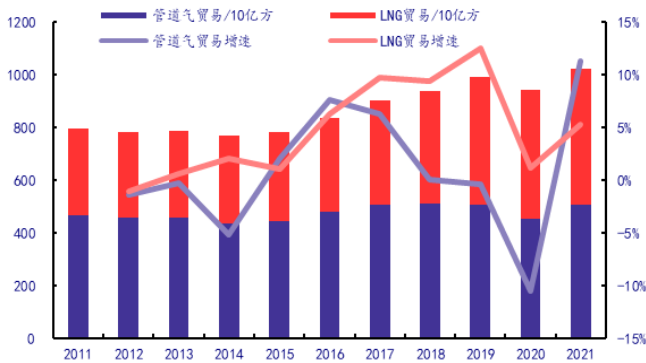
图 58: 2021 全球主要国家天然气产量分布



资料来源: BP 能源, 中国银河证券研究院

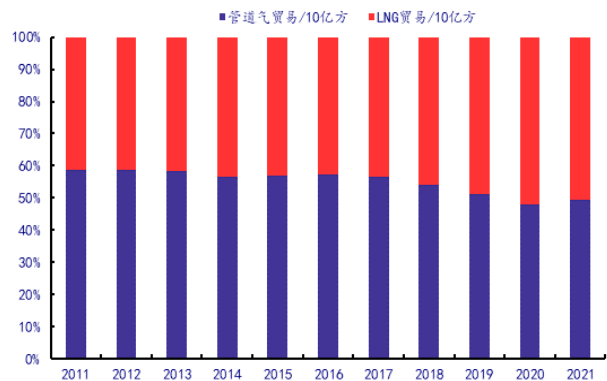
全球天然气贸易量稳中有升, 贸易增量主要由 LNG 拉动。由于全球天然气消费量持续增加, 以及产销区域分布不均的原因, 全球天然气贸易保持高景气度。根据 BP 能源的数据, 2021 年全球天然气贸易量为 10219 亿立方米, 其中管道气和 LNG 分别为 5056 亿立方米和 5162 亿立方米。2011-2021 年间, 全球天然气贸易量复合增速为 2.5%, 其中管道气和 LNG 贸易的复合增速分别为 0.8%和 4.6%, LNG 贸易增速明显快于管道气。全球天然气贸易中 LNG 比例不断增加, 自从 2020 年起首次超过 50%。

图 59：2011-2021 全球天然气分类型贸易量及增速



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

图 60：2011-2021 全球天然气分类型贸易比例

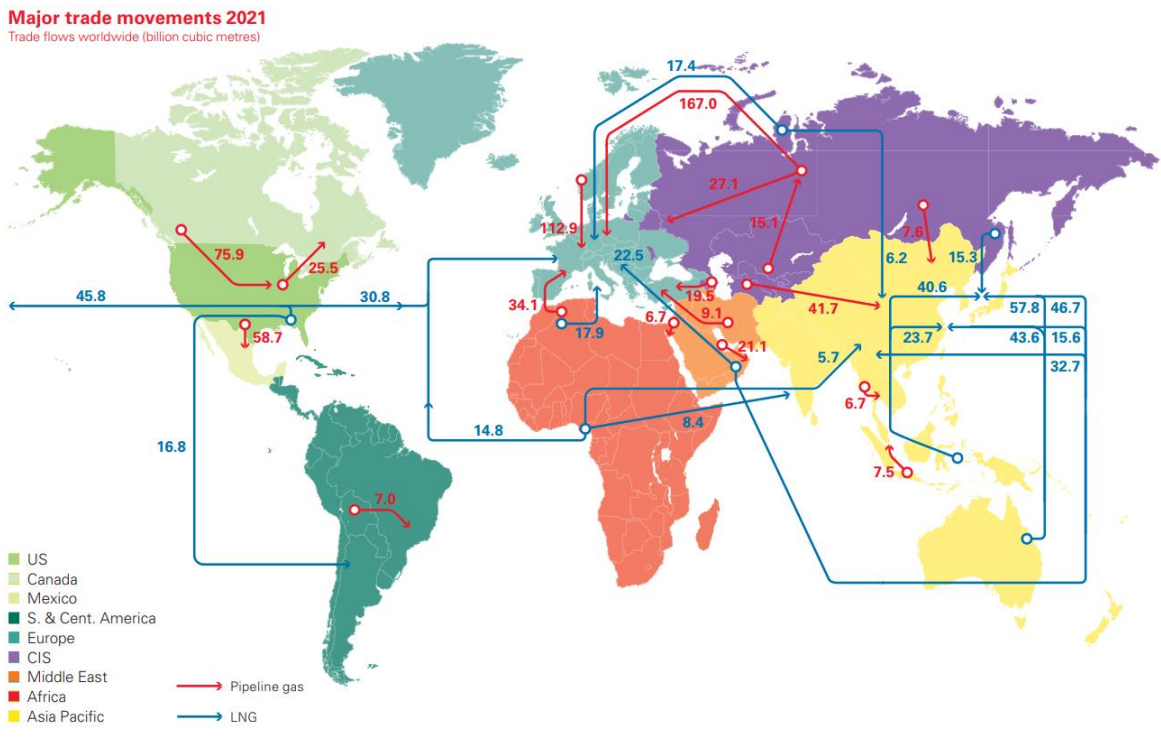


资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

全球天然气贸易流向反映各大区域供需形势。从 2021 年全球天然气主要贸易流向来看：

- (1) 美国进口以管道气为主，出口以 LNG 为主，其中欧洲是第一大客户，另外有大量 FOB 可供灵活调配；
- (2) 俄罗斯出口以管道气为主，其中绝大部分出口欧洲；
- (3) 澳大利亚、印尼主要向东亚地区出口 LNG，主要原因是大量货源以长协形式被亚洲买家提前锁定，可出口至欧洲的富余货源较为有限；
- (4) 欧洲主要进口美国 LNG 和俄罗斯管道气，并且从中东、南美等全球其他区域灵活补充 LNG；
- (5) 东亚进口以澳大利亚、印尼、中东 LNG 为主，以中亚和俄罗斯管道气为辅。

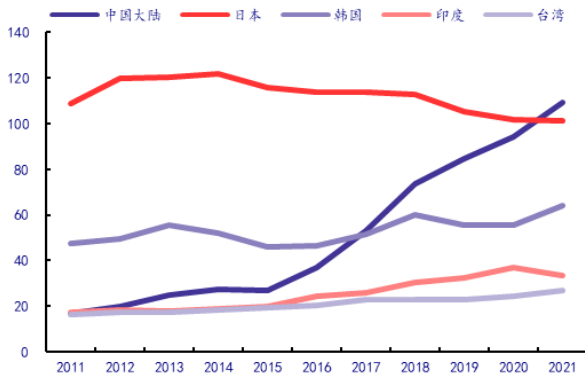
图 61：2021 年全球天然气贸易主要流向



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

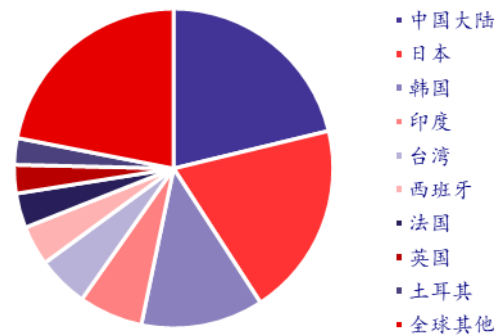
中国大陆 LNG 进口量保持高增速，2021 年进口量超过日本，位居全球首位。在下游旺盛需求的拉动下，近年来中国大陆 LNG 进口维持高增速，2011-2021 年复合增速 16.8%，远超同期全球 LNG 进口复合增速 5.6%。从全球 LNG 进口市场份额来看，中国大陆、日本、韩国、印度、台湾等亚洲经济体对 LNG 需求量最大，2021 年 LNG 进口市场份额分别为 21.2%、19.6%、12.4%、6.5%、5.2%，CR5 达到 65%。

图 62：2011-2021 全球部分经济体 LNG 进口量（10 亿方）



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

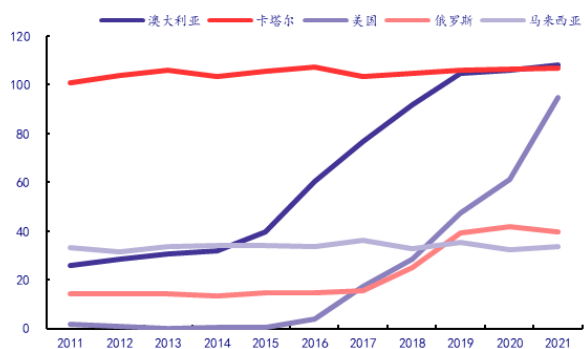
图 63：2021 全球 LNG 进口市场份额



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

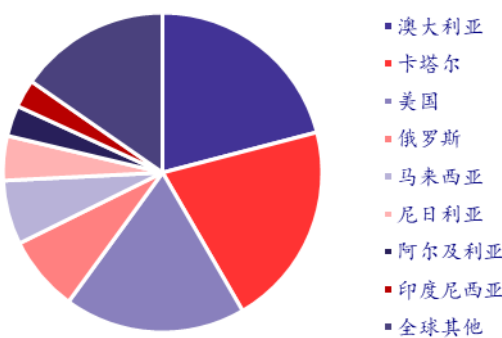
澳大利亚和美国近年来 LNG 出口维持高增速，目前和卡塔尔共同成为 LNG 出口三寡头。近年来随着多个大型天然气开采和液化项目投产，澳大利亚和美国的 LNG 出口维持高增速，2011-2021 年复合增速分别为 15.3%和 49.1%，远超同期全球 LNG 出口复合增速 4.6%。从全球 LNG 出口市场份额来看，澳大利亚、卡塔尔、美国占据绝对寡头地位，2021 年出口市场份额占比分别为 20.9%、20.7%和 18.4%，CR3 接近 60%。

图 64：2011-2021 全球部分经济体 LNG 出口量（10 亿方）



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

图 65：2021 全球 LNG 出口市场份额



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

（二）我国明确“十四五”天然气发展目标，消费量预计稳中有升

2022 年 3 月《“十四五”现代能源体系规划》发布，明确我国天然气“十四五”发展总体目标和重点建设内容。在发展目标方面，规划提出到 2025 年，国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上；全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米，占天然气消费量的比重约

13%;全国油气管网规模达到 21 万公里左右。在重点建设内容方面,规划主要强调天然气管道、储气库、LNG 接收站等基础设施建设,以及天然气交易平台的建设。同时,还要稳步推进天然气价格市场化改革,重点发展天然气水合物、生物天然气等新兴领域。

表 8: 天然气行业“十四五”发展目标及重点建设内容

项目	具体目标及内容	
发展目标	年产量	到 2025 年, 天然气年产量达到 2300 亿立方米以上
	储气能力	到 2025 年, 全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米, 占天然气消费量的比重约 13%
	基础设施建设	到 2025 年, 全国油气管网规模达到 21 万公里左右
重点内容	管道建设	建设中俄东线管道南段、川气东送二线、西气东输三线中段、西气东输四线、山东龙口—中原文 23 储气库管道等工程; 加强浙沪、浙苏、苏皖等天然气管道联通
	储气库建设	打造华北、东北、西南、西北等数百亿方级地下储气库群
	LNG 接收站建设	优先推进重要港址已建、在建和规划的 LNG 接收站项目
	交易平台建设	加快完善天然气市场顶层设计, 构建有序竞争、高效保供的天然气市场体系, 完善天然气交易平台。完善原油期货市场, 适时推动成品油、天然气等期货交易
	价格机制改革	稳步推进天然气价格市场化改革, 减少配气层级
	前沿领域建设	开展南海等地区天然气水合物试采; 建设千万立方米级生物天然气工程

资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 中国银河证券研究院

“十四五”以来, 我国发布多项涉及天然气行业的国家级政策, 促进天然气产业健康有效发展。政策主要内容涵盖范围全面, 包括夯实国内产量基础, 保持天然气稳产增产; 加快建设天然气主干管道, 完善油气互联互通网络; 做好煤制油气战略基地规划布局和管控; 扩大油气储备规模; 推动天然气在交通、电力、工业等领域应用等。

表 9: 2021-2022 年天然气行业主要政策

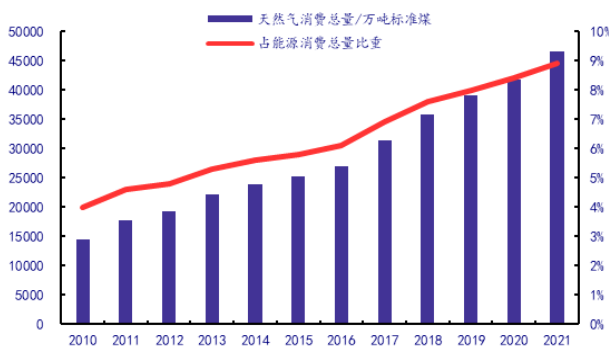
发布日期	发布部门	政策名称	主要内容
2022 年 4 月	应急管理部	《“十四五”应急管理标准化发展计划》	加快制修订海洋石油天然气开采安全、陆上石油天然气开采安全、高风险井井控安全等方面的安全标准
2022 年 3 月	国家能源局	《2022 年能源工作指导意见》	2022 年全国能源生产总量达到 44.1 亿吨标准煤左右, 原油产量 2 亿吨左右, 天然气产量 2140 亿立方米左右
2022 年 3 月	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	到 2025 年, 国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上; 全国集约布局的储气能力达到 550 亿-600 亿立方米, 占天然气消费量的比重约 13%; 全国油气管网规模达到 21 万公里左右
2022 年 2 月	国家发改委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具; 因地制宜建设既满足电力运行调峰需要、又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气“双调峰”电站
2022 年 1 月	国务院	《“十四五”现代综合交通运输体系发展规划》	推进沿海沿江液化天然气码头规划建设; 加强油气管网高效互联
2022 年 1 月	国务院	《“十四五”节能减排综	稳妥有序推进大气污染防治重点区域燃料类煤气发生

		合工作方案》	炉、燃煤热风炉、加热炉、热处理炉、干燥炉（窑）以及建材行业煤炭减量，实施清洁电力和天然气替代
2021年10月	国务院	《2030年前碳达峰行动方案》	有序引导天然气消费，优化利用结构，优先保障民生用气，大力推动天然气与多种能源融合发展，因地制宜建设天然气调峰电站，合理引导工业用气和化工原料用气。支持车船使用液化天然气作为燃料。
2021年4月	国家能源局	《2022年能源工作指导意见》	2021年全国能源生产总量达到42亿吨标准煤左右，石油产量1.96亿吨左右，天然气产量2025亿立方米左右，非化石能源发电装机力争达到11亿千瓦左右
2021年3月	国务院	《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》	加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络；保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系
2021年2月	国务院	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	进一步放开石油、化工、电力、天然气等领域节能环保竞争性业务；加快天然气基础设施建设和互联互通

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

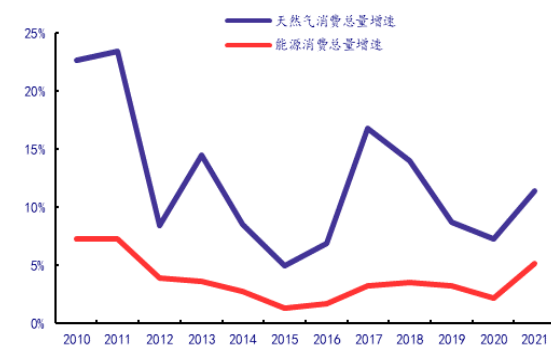
天然气在我国能源结构中占比不断提升。天然气是最清洁的化石能源，且能够弥补风能、太阳能等可再生能源不易存储、供应不稳定的缺点，可在能源主体由化石能源向非化石能源过渡的过程中积极发挥桥梁作用。根据国家统计局数据，2021年全国能源消费总量52.4亿吨标准煤，其中天然气消费占比达到8.9%，创历史新高。2010-2021年间，我国天然气消费总量复合增速达到11.3%，远超同期能源消费总量复合增速3.5%。“双碳”目标下能源转型持续加速，预计十四五期间天然气在我国能源结构的占比仍将持续提升。

图 66：2010-2021 我国天然气消费总量及占比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 67：2010-2021 我国天然气及能源消费总量增速

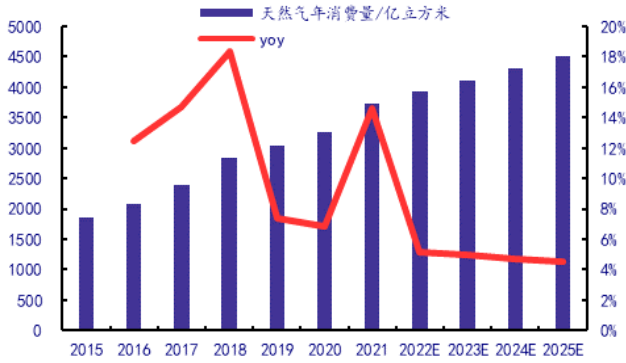


资料来源：wind，中国银河证券研究院

全国天然气消费量稳中有升，预计 2022-2025 年年均增长 3.5-5% 左右。天然气利用途径主要是作为城市燃气、工业燃料、发电和化工用气等。城市燃气主要用于居民生活、采暖，以及车用压缩天然气（CNG）等；天然气的工业应用主要包括冶金、建材和化工领域；天然气发电主要用于调峰电厂和分布式热电联产。2021年全国天然气消费量为3726亿立方米，同比增长12.7%（注：发改委2021年根据新增市场主体情况，调整了年度统计口径）。国家能源局预测到2025年天然气消费量将达到4300-4500亿立方米，2030年达到5500-6000亿立方米。

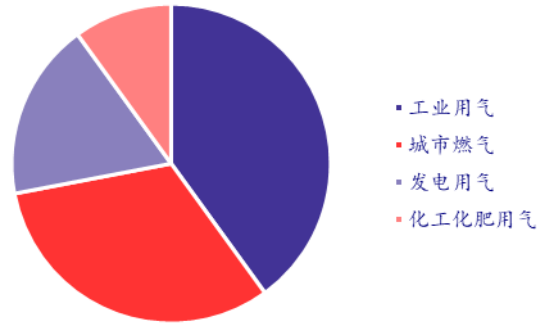
2022-2025 年年均复合增速在 3.5-5%左右，保持平稳增长态势。

图 68：2015-2025E 我国天然气消费量及预测



资料来源：wind，中国银河证券研究院

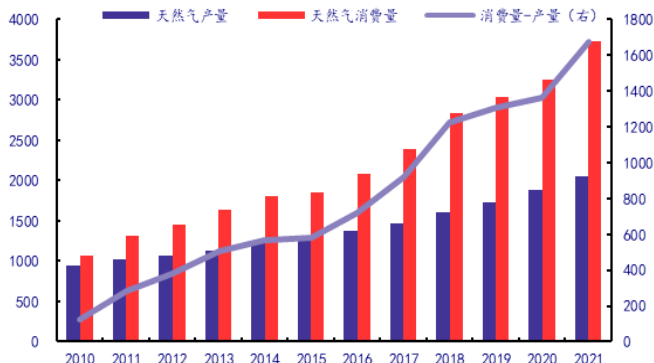
图 69：2021 年我国天然气下游应用占比



资料来源：国家能源局，中国银河证券研究院

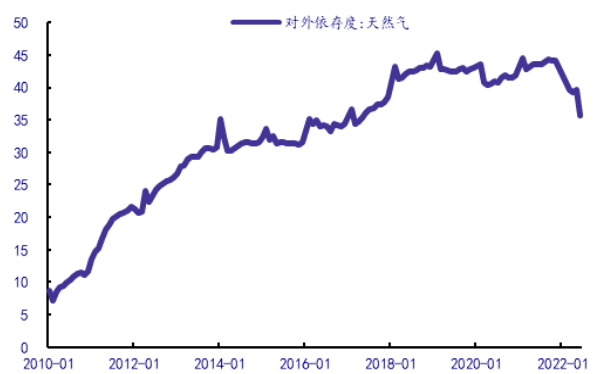
我国天然气供需缺口不断扩大，对外依存度波动上升。2010-2021 年，我国天然气产量复合增速为 7.2%，低于同期天然气消费量复合增速 11.3%。因此，虽然近年来我国天然气产量呈逐年上涨趋势，但在下游旺盛需求的驱动下，我国天然气供需缺口仍不断扩大。2021 年我国天然气缺口达到 1673 亿立方米，同比增长 22.9%，并创历史新高。根据《“十四五”现代能源体系规划》以及国家能源局的预测，假设 2025 年我国天然气产量 2300 亿立方米，消费量 4400 亿立方米，则供需缺口将扩大至 2100 亿立方米。

图 70：2010-2021 我国天然气产量与消费量（亿立方米）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

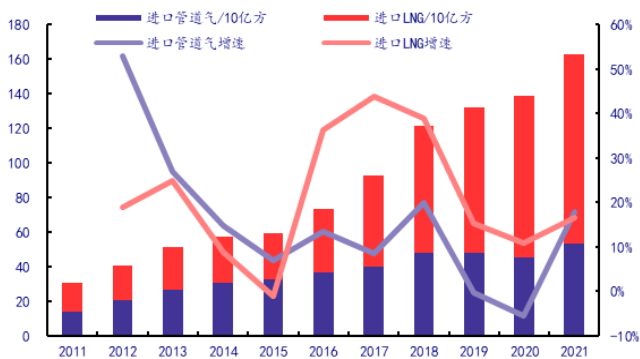
图 71：2017-2022H1 我国天然气对外依存度（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

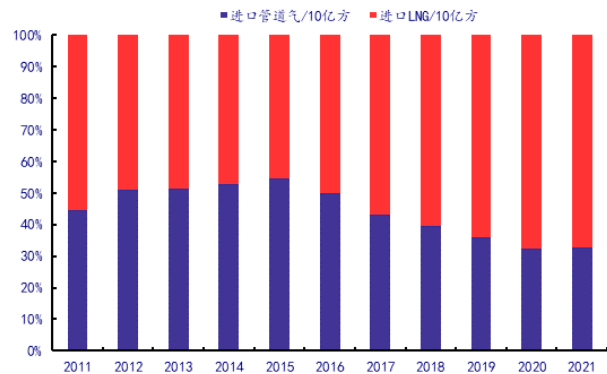
进口天然气增长迅速，其中 LNG 比例不断增加，2021 年占比达到 2/3。中国大陆进口天然气分为进口管道气（PNG）和液化天然气（LNG），目前管道气进口包括中亚、中缅、中哈等，海上 LNG 则通过沿海地区的 LNG 接收站，主要气源地为澳大利亚、卡塔尔、印度尼西亚、马来西亚等国。根据 BP 能源的数据，2011-2021 年间，中国大陆天然气进口量复合增速为 18.2%，其中进口管道气和进口 LNG 复合增速分别为 14.6% 和 20.6%。进口气中 LNG 比例不断增加，2021 年达到 67.3%。

图 72：2011-2021 中国大陆天然气分类型进口及增速



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

图 73：2011-2021 中国大陆天然气分类型进口比例



资料来源：BP 能源，中国银河证券研究院

LNG 进口需要依赖接收站，民营接收站较为稀缺。截止 2022 年 10 月 12 日，我国已建成接收站 24 座，年设计接收能力达 1.0957 亿吨，储罐能力达到 1398 万立方米。其中，2022 年我国新投两座 LNG 接收站，分别 100 万吨/年的杭嘉鑫 LNG 接收站和 300 万吨/年的中海油盐城绿能港 LNG 接收站。在已投运的 24 座 LNG 接收站中，只有 3 座为民营企业所有，分别是九丰广东东莞 LNG 接收站、广汇江苏启东 LNG 接收站和新奥浙江舟山 LNG 接收站，3 座民营接收站总设计能力 1150 万吨，约占全国 LNG 总设计能力的 10.5%。

表 10：我国已投产 LNG 接收站列表（截至 2022 年 10 月 12 日）

LNG 接收站	所属企业	设计能力 (万吨/年)	储罐 (万立方米)	投产时间
天津 LNG 项目一二期	国家管网	600	36.5	2014
海南洋浦 LNG 项目	国家管网	300	32	2014
广西北海 LNG 项目	国家管网	600	64	2016
粤东惠来 LNG 项目	国家管网	200	48	2017
深圳迭福 LNG 项目	国家管网	400	64	2018
广西防城港 LNG 项目	国家管网	60	6	2019
辽宁大连 LNG 项目	国家管网	600	48	2009
江苏如东 LNG 项目一二三期	中石油	1000	108	2011
河北曹妃甸 LNG 项目一二三期	中石油	650	128	2013
中油深南 LNG 项目	中石油	27	4	2014
山东青岛 LNG 项目一二期	中石化	700	96	2014
天津 LNG 项目一二期	中石化	1080	64	2018
广东大鹏 LNG 项目	中海油	680	64	2006
福建莆田 LNG 项目	中海油	630	96	2008
浙江宁波 LNG 项目一期	中海油	700	96	2012
珠海金湾 LNG 项目一期	中海油	350	64	2013
盐城绿能港 LNG 项目	中海油	300	88	2022
新奥舟山 LNG 项目一二期	新奥	500	64	2018

深圳华安 LNG 项目	深圳燃气	80	8	2019
上海洋山 LNG 项目	中能/中海油	600	89.5	2009
上海五号沟 LNG 项目	中能	150	32	2000
九丰 LNG 项目	九丰	150	16	2012
广汇启东 LNG 项目	广汇	500	62	2018
杭嘉鑫 LNG 项目	嘉兴燃气/杭州燃气	100	20	2022
合计		10957	1398	

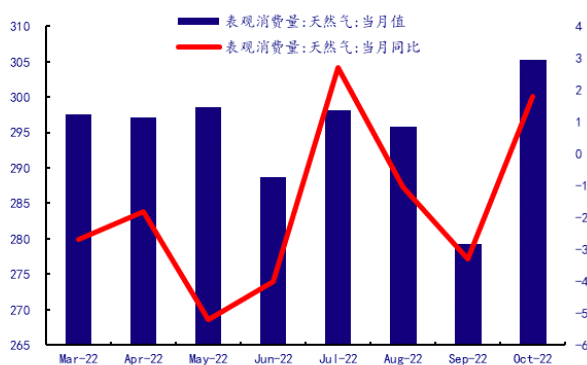
资料来源：金联创，中国银河证券研究院

到 2025 年，我国 LNG 年接收能力有望达到 1.41 亿吨，较目前仍有近 30% 的增长空间。根据中国石化经济技术研究院预测，2020-2030 年间，我国进口 LNG 年均增速保持在 10% 左右，因此未来 10 年我国 LNG 接收站建设仍将持续增长。到 2025 年，我国在运行的 LNG 接收站能力将合计达 1.41 亿吨；2025 年以后，国内 LNG 接收站的建设热度将下降，至 2030 年，国内 LNG 接收站的年接收能力将维持在 1.48 亿吨左右。

（三）经济复苏叠加价格下行，近期天然气需求有望企稳回升

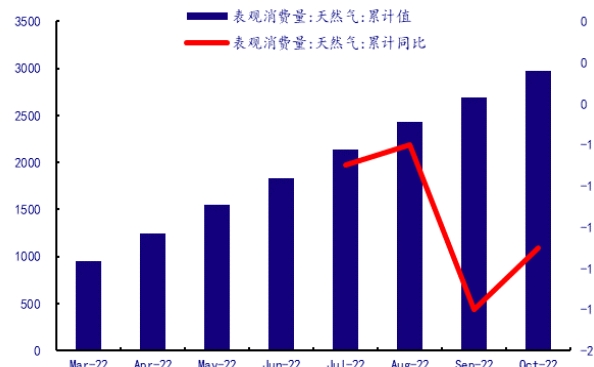
今年以来全国天然气消费量有所下滑，但 10 月增速开始回升。根据国家发改委数据，全国天然气表观消费量 305.3 亿立方米，同比增长 1.8%。1-10 月，全国天然气表观消费量 2999.3 亿立方米，同比下降 1.1%。我们预计今年以来的燃气消费下滑主要是受到经济下行以及燃气价格高涨等因素的影响。短期来看，年末需求将受到今冬明春气候不确定性、国际能源市场价格大幅波动不确定性、经济复苏情况等多因素的影响。

图 74：全国天然气当月消费（亿方）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 75：全国天然气累计消费（亿方）及同比（%）



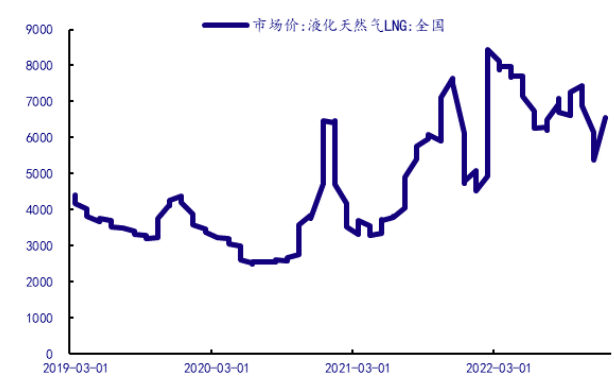
资料来源：wind，中国银河证券研究院

国际和国内天然气价格高点均大幅回落。目前欧盟各国天然气平均储量已超过容量的 90%，TTF 期货近月合约已从 8 月末最高点超过 300 欧元/MWh，跌至 134.76 欧元/MWh，回落幅度超过 60%。10 月 24 日，TTF 现货交易价格一度跌至负值，至 -15 欧元/MWh。国内天然气价格也有明显回调，根据国家统计局数据，12 月上旬全国 LNG 价格 6543.1 元/吨，虽然环比有所回升，但较年内高点仍下降 22%。

图 76: TTF 期货近月合约价格 (欧元/MWh)



图 77: 全国液化天然气价格 (元/吨)



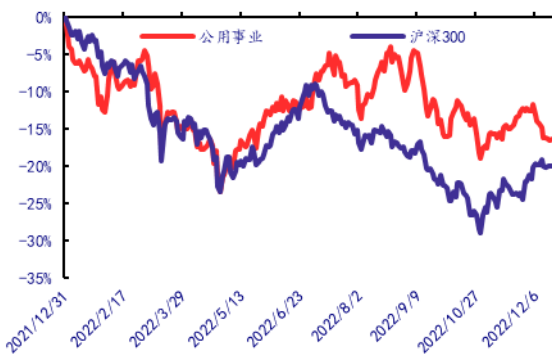
天然气需求长期仍有较大增长空间。长期来看，在双碳目标约束下，天然气作为相对清洁的化石一次能源，是我国降低碳排放、实现碳达峰的重要工具。未来随着供暖领域煤改气进程的不断深入，叠加“双碳”目标下压减燃煤发电的刚性要求，我国天然气消费量或进一步上升。国家能源局预计 2025 年我国天然气消费规模达到 4300-4500 亿立方米，2030 年达到 5500-6000 亿立方米，未来仍能保持 3-5%的增速水平。

三、投资建议

(一) 行业表现与估值

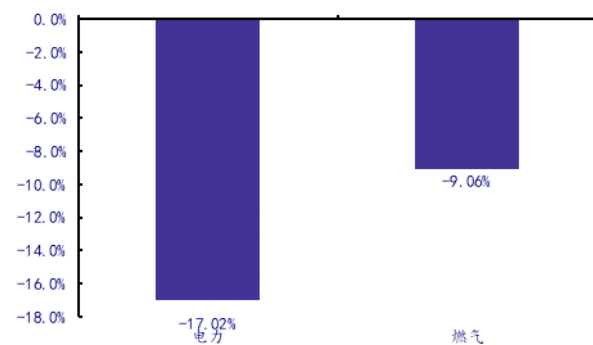
年初至12月16日，SW公用事业下跌16.28%，同期沪深300下跌19.96%，公用事业指数跑赢沪深300指数3.68pct。在31个子行业中，公用事业行业的涨跌幅排名为第16名。分子行业来看，年初至今电力/燃气分别变动-17.02%/-9.06%。

图 78：年初至今公用事业与沪深 300 走势对比



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

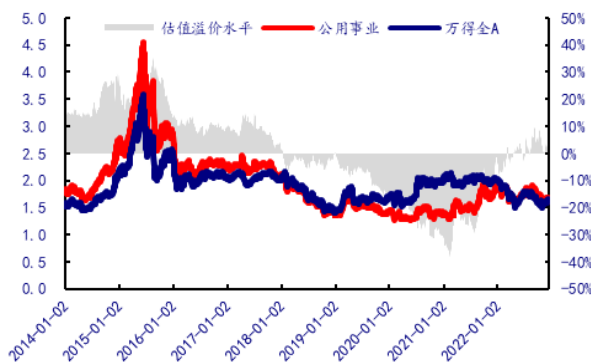
图 79：年初至今公用事业三级子行业涨跌幅



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

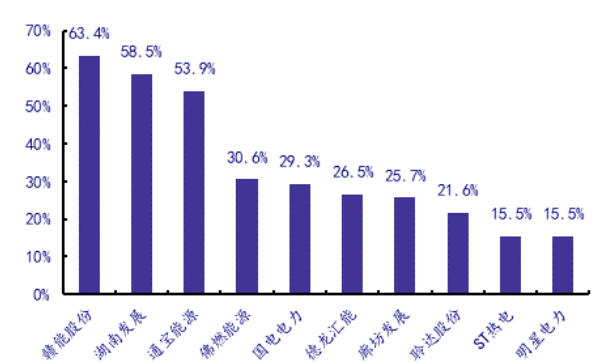
年初至12月16日，公用事业行业的估值水平处于下跌态势。截至2022年12月16日，SW公用事业板块估值PB为1.60x，万得全A板块估值PB为1.63x，估值溢价水平为-1.88%，估值水平具有一定优势。目前SW公用事业板块估值处于10年来较低水平。年初至12月16日，公用事业行业涨幅排名前10的个股中包含电力及燃气企业，其中火力发电3只，燃气行业2只，热力服务2只，电能综合服务1只，光伏发电1只，水力发电1只。

图 80：公用事业行业估值 (PB)



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

图 81：年初至今公用事业行业个股表现



资料来源：wind, 中国银河证券研究院

(二) 投资策略

电力行业投资建议：电力需求端看，10月用电量增速环比有所回升，随着疫情逐步放开，以及二十大后续稳增长政策发力，电力需求有望持续复苏；电力供给端看，《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》有望推动长协比例提升以及价格下降，火电企业盈利有望持续改善；“双碳”目标指引下新能源装机增长确定性高，仍然看好新能源长期发展空间。

燃气行业投资建议：今年以来全国天然气消费量有所下滑，但10月增速开始回升。我们预计今年以来的燃气消费下滑主要是受到经济下行以及燃气价格高涨等因素的影响。短期来看，年末需求将受到今冬明春气候不确定性、国际能源市场价格大幅波动不确定性、经济复苏情况等多因素的影响；长期来看，在双碳目标约束下，天然气作为相对清洁的化石一次能源，是我国降低碳排放、实现碳达峰的重要工具。未来随着供暖领域煤改气进程的不断深入，叠加“双碳”目标下压减燃煤发电的刚性要求，我国天然气消费量仍有较大增长空间。

(三) 投资组合与盈利预测

表 11：重点公用事业公司盈利预测与估值

代码	简称	股价	EPS				PE			
			2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
600905.SH	三峡能源	5.64	0.20	0.29	0.34	0.40	28.6	19.4	16.6	14.1
001289.SZ	龙源电力	18.22	0.76	0.93	1.10	1.34	23.8	19.6	16.6	13.6
000591.SZ	太阳能	6.98	0.30	0.38	0.50	0.62	23.1	18.4	14.0	11.3
600163.SH	中闽能源	5.45	0.34	0.44	0.52	0.65	15.8	12.4	10.5	8.4
603693.SH	江苏新能	12.90	0.34	0.65	0.80	1.15	37.5	19.8	16.1	11.2
600011.SH	华能国际	7.12	-0.79	-0.25	0.40	0.60	-9.0	-28.5	17.8	11.9
600795.SH	国电电力	4.10	-0.10	0.35	0.41	0.51	-39.6	11.7	10.0	8.0
002015.SZ	协鑫能科	13.89	0.62	0.56	0.87	1.14	22.5	24.8	16.0	12.2
600025.SH	华能水电	6.64	0.32	0.37	0.46	0.51	20.5	17.9	14.4	13.1
600674.SH	川投能源	11.65	0.69	0.75	0.91	0.96	16.8	15.5	12.8	12.1
000155.SZ	川能动力	18.93	0.23	0.41	0.99	1.43	82.2	46.2	19.1	13.2
605090.SH	九丰能源	22.11	1.00	1.70	2.18	2.57	22.1	13.0	10.1	8.6
600803.SH	新奥股份	16.97	1.32	1.43	1.81	2.10	12.8	11.9	9.4	8.1

资料来源：wind，中国银河证券研究院。收盘价为 2022 年 12 月 16 日。

四、重点推荐个股

(一) 三峡能源：发电量提升拉动 Q3 业绩高增长，后续补贴回款有望加速

公司前三季度实现营业收入 174.06 亿元，同比增长 48.27%；实现归母净利润 61.70 亿元（扣非 61.57 亿元），同比增长 36.53%（扣非增长 35.45%）。第三季度实现营业收入 52.77 亿元，同比增长 55.45%；实现归母净利润 11.33 亿元，同比增长 36.10%。

风光发电量提升，拉动第三季度营收利润高增长。受益于装机增长以及风光资源较好，第三季度风光发电量提升，拉动 Q3 营收利润高增长。发电量方面，公司 Q3 总发电量 108.27 亿千瓦时（同比+49.01%），其中陆上风电 47.5 亿千瓦时（同比+33.46%），海上风电 19.72 亿千瓦时（同比+160.5%），太阳能 37.23 亿千瓦时（同比+45.32%）。风光发电量分别占 Q3 发电总量的 62.1%和 34.4%。风光资源方面，根据国家能源局数据，Q3 全国风电利用小时数 462 小时（同比+34 小时），Q3 全国太阳能利用小时数 373 小时（同比+27 小时），Q3 风光资源整体较好。

毛利率同比提升，经营性现金流同比大幅增加。第三季度公司毛利率 51.99%（同比+2.69pct），ROE（摊薄）1.51%（同比+0.32pct），盈利能力同比提升，我们预计是由于风光资源优于去年同期，并且高毛利的海风占比增加所致；第三季度经营性现金流量净额 37.96 亿元（同比+130.9%），主要由于上网电量、售电收入增幅较大；截至三季度末，公司应收账款余额 278.82 亿元，相较二季度末环比增加 12.11 亿元。

应收新能源补贴数额大，补贴政策明确有望推动补贴加速发放。公司作为风电运营龙头，目前应收新能源补贴数额大。截至三季度末应收账款 278.82 亿元（预计绝大多数为应收补贴），占净资产的 36.8%。10 月 8 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布了《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，就补贴核查中存在诸多疑义的相关内容进行了说明，包括部分特殊光伏、风电项目上网电价的确定等。随着补贴政策进一步明确细化，后续补贴发放有望加速，新能源运营商现金流有望大幅改善。

承载集团转型重任，海风先发优势明显。根据公司总体发展规划，十四五期间每年新增装机规模将保持稳定增长，力争十四五末总装机规模达到 50GW，较 2022 年上半年 25.1GW 装机规模仍有 1 倍的增长空间；公司海风先发优势明显，2022 年上半年已投运海风规模 4.57GW，全国市场占有率 17.16%，排名行业第一，集中连片规模化开发格局成型。

估值分析与评级说明。我们预计公司 2022、2023、2024 年归母净利分别为 82.73 亿元、96.20 亿元、113.23 亿元。公司作为三峡集团新能源业务战略实施主体，装机增长确定性高；且海风先发优势明显，集中连片规模化开发格局成型，海上风电引领者的地位有望进一步夯实。当前维持“推荐”评级。

风险提示：风电光伏装机规模低于预期；可再生能源补贴回款速度低于预期；上网电价下调；新项目造价上升等

（二）龙源电力：发电量提升拉动 Q3 利润高增长，后续补贴回款有望加速

公司前三季度实现营业收入 302.16 亿元，同比增长 9.76%；实现归母净利润 53.53 亿元（扣非 53.24 亿元），同比下降 7.25%（扣非下降 5.63%）。第三季度实现营业收入 85.43 亿元，同比增长 5.15%；实现归母净利润 10.20 亿元，同比增长 93.06%。

风光发电量提升，拉动第三季度归母净利润高增长。受益于装机增长以及风光资源较好，第三季度风光发电量提升，拉动 Q3 归母净利润高增长。装机方面，截至三季度末，公司风电装机 25.71GW（同比+14.7%），其他可再生（光伏为主）装机 12.76GW（同比+111.7%）；风光资源方面，根据国家能源局数据，Q3 全国风电利用小时数 462 小时（同比+34 小时），Q3 全国太阳能利用小时数 373 小时（同比+27 小时），Q3 风光资源整体较好；发电量方面，公司 Q3 风电发电量 118.63 亿千瓦时（同比+23.3%），其他可再生（光伏为主）发电量 5.29 亿千瓦时（同比+88.9%）。

盈利能力明显提升，可再生能源补贴回款改善现金流。第三季度公司毛利率 30.57%（同比+12.61pct），净利率 13.82%（同比+7.41pct），ROE（摊薄）1.61%（同比+0.74pct），盈利能力明显提升；第三季度经营性现金流量净额 29.30 亿元（同比+103.8%），主要由于售电收入增加以及收回较多的新能源补贴回款；截至三季度末，公司应收款项融资 313.71 亿元，相较二季度末环比增加 20.7 亿元。

应收新能源补贴数额大，补贴政策明确有望推动补贴加速发放。公司作为风电运营龙头，目前应收新能源补贴数额大。截至三季度末应收款项融资 313.71 亿元（预计绝大多数为应收补贴），占净资产的 44.8%。10 月 8 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合发布了《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，就补贴核查中存在诸多疑义的相关内容进行了说明，包括部分特殊光伏、风电项目上网电价的确等。随着补贴政策进一步明确细化，后续补贴发放有望加速，新能源运营商现金流有望大幅改善。

新能源项目储备充足，装机增长空间大。2022 年上半年公司累积新签订开发协议 16488.5MW。通过竞配及其他方式，争取开发指标容量 3976.5MW（其中风电 2646.5MW、光伏 1330.0MW），分布式光伏备案 1730MW，累计取得开发指标 5706.5MW。充足的项目储备为公司发展提供广阔空间。

集团风电业务整合平台，超过 20GW 集团资产拟注入。公司是国家能源集团风电业务整合平台。根据国家能源集团出具的避免同业竞争的承诺函，国家能源集团将在公司吸收平庄能源交易完成后的 3 年内（2022-2024 年）将存续风电业务注入公司。截至 2021 年底，国家能源集团体内龙源电力外的控股风电装机超过 20GW，接近公司现有风电装机 25.71GW。预计后续注入将大幅提升公司风电装机规模，强化公司龙头地位。

估值分析与评级说明。预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 74.52 亿元、88.09 亿元、107.78 亿元。公司背靠国家能源集团，在项目储备、运营管理、资金成本等方面优势明显，装机增长的确性强，维持“推荐”评级。

风险提示：风电光伏装机规模低于预期；可再生能源补贴回款速度低于预期；上网电价下调；新项目造价上升等。

（三）华能国际：Q3 同比减亏明显，新能源装机增长空间大

公司前三季度实现营业收入 1839.53 亿元，同比增长 27%；实现归母净利润-39.42 亿元（扣非-50.64 亿元），同比下降 477%（扣非下降 1165%）。第三季度实现营业收入 670.84 亿元，同比增长 34%；实现归母净利润-9.33 亿元（扣非-12.30 亿元）。

火电板块量价齐升，第三季度同比减亏明显。第三季度归母净利润-9.33 亿元，相比 2021 年第三季度归母净利润-34.03 亿元，减亏幅度达到 72.6%，主要由于火电受益于第三季度电力保供，实现量价齐升。第三季度煤电发电量 1081.4 亿千瓦时（同比+5.0%），煤电电量占比 87.5%；第三季度燃机发电量 74.35 亿千瓦时（同比+6.6%），燃机电量占比 6.0%。前三季度平均上网电价 507 元/MWh（同比+21.3%），第三季度平均上网电价 509 元/MWh（同比+22.4%）。从成本端来看，从 303 号文发布的半年来，国家及地方不断加大履约监管，我们预计公司第三季度入炉煤均价有所回落。在入炉煤价下行以及上网电价提升的共同作用下，火电板块盈利能力同比明显改善。

新能源装机增长迅速，后续风光装机增长有望带动盈利能力提升。第三季度公司新增风电 0.2GW、光伏 0.28GW；前三季度公司新增风电 2.14GW、光伏 1.42GW。截至三季度末，新能源装机仅占公司总装机的 14.2%，随着新能源装机不断增长，盈利有较大上涨空间。前三季度风电发电量 58.5 亿千瓦时（同比+37.9%），风电电量占比 4.7%；前三季度光伏发电量 18.1 亿千瓦时（同比+82.2%），光伏电量占比 1.5%；

盈利能力同比明显提升，经营性现金流量净额同比大幅增加。第三季度毛利率 3.58%，同比+6.36ct，盈利能力同比明显提升；第三季度净利率-2.36%，同比+6.34pct。第三季度经营性现金净流量 54.95 亿元，同比增长 50.1%。

长协比例提升促进火电盈利能力回升。根据 10 月 13 日国务院新闻办公室政策例行吹风会，央企带头多签中长期合同，努力稳定市场价格，国家能源集团和中煤集团两家中央煤炭企业中长协合同兑现率超过 90%，向下游企业让利超过 500 亿。我们认为四季度火电企业长协覆盖比例有望明显提升，入炉标煤单价较前三季度有望大幅下降。考虑到煤电电价最高可上浮 20%，且高耗能行业涨幅不受此限制，预计火电盈利能力有望持续回升。

响应能源转型要求，预计十四五新增新能源 40GW。华能集团规划到 2025 年新增新能源装机 80GW 以上，确保清洁能源装机占比 50%以上。公司目前煤电装机占比仍然较高，响应集团及国资委能源转型要求的积极性强，我们预计十四五期间公司新增新能源装机 40GW，年均新增 8GW 左右。

估值分析与评级说明。预计第四季度长协煤比例继续提升，至 2023 年长协 100%覆盖，且价格不超过规定区间。预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为-35.19 亿元、73.40 亿元、93.12 亿元，维持“推荐”评级。

风险提示：煤价维持高位；新能源开发进度不及预期；电价上涨幅度受限等。

(四) 国电电力：盈利能力大幅提升，新能源装机新增空间大

公司前三季度实现营业收入 1462.76 亿元，同比增长 22.25%；实现归母净利润 50.15 亿元（扣非 39.30 亿元），同比增长 169.10%（扣非增长 653.29%）。第三季度实现营业收入 551.18 亿元，同比增长 26.10%；实现归母净利润 27.20 亿元（扣非 18.52 亿元），同比增长 351.08%（扣非增长 165.59%）。

火电板块量价齐升，盈利能力大幅提升。第三季度归母净利润 27.20 亿元（同比+351.08%），主要由于火电板块盈利边际改善，以及转让宁夏区域股权带来投资收益增加。受益于第三季度电力保供，火电板块实现量价齐升。第三季度火电发电量 1104.1 亿千瓦时（同比+8.1%），火电发电量占比 79%；第三季度全部电源平均上网电价 423.31 元/千千瓦时（同比+28.2%）。从成本端来看，从 303 号文发布的半年来，国家及地方不断加大履约监管，我们预计公司第三季度入炉煤均价有所回落。在入炉煤价下行以及上网电价提升的共同作用下，火电板块盈利能力大幅提升。

光伏装机增长迅速，后续风光装机增长有望带动盈利能力提升。新能源板块盈利随着装机规模增加而稳健增长。截至三季度末，公司控股装机 95.57GW（同比-3.0%），其中风电 7.46GW（同比+8.4%），光伏 2.32GW（同比+785%）。上半年风电发电量 116.44 亿千瓦时（同比+5.7%），光伏发电量 15.42 亿千瓦时（同比+383.8%）。目前新能源装机仅占公司总装机的 10.2%，随着新能源装机不断增长，盈利有较大上涨空间。

盈利能力大幅提升，经营性现金流量净额同比大幅增加。第三季度毛利率 14.15%，同比提升 9.44pct，较第二季度环比提升 2.31pct，盈利能力提升明显；第三季度净利率 9.74%，同比提升 11.26pct，较第二季度环比提升 4.64pct；第三季度经营性现金净流量 177.6 亿元，同比增长 85.7%，主要由于发电量同比增加，以及收到的留抵退税同比增加所致。

长协比例提升促进火电盈利能力回升。根据 10 月 13 日国务院新闻办公室政策例行吹风会，央企带头多签中长期合同，努力稳定市场价格，国家能源集团和中煤集团两家中央煤炭企业中长协合同兑现率超过 90%，向下游企业让利超过 500 亿。我们认为四季度火电企业长协覆盖比例有望明显提升，入炉标煤单价较前三季度有望大幅下降。考虑到煤电电价最高可上浮 20%，且高耗能行业涨幅不受此限制，预计火电盈利能力有望持续回升。

十四五目标新增新能源 35GW，目前仍有较大装机新增空间。公司目前火电装机占比仍然较高，响应集团及国资委能源转型要求的积极性强。根据公司规划，“十四五”期间，新增新能源装机 35GW，“十四五”末清洁能源装机占比达到 40%以上。公司依托常规能源支撑调节能力，利用调峰、通道等资源，在获取和开发新能源项目方面具有明显优势。前三季度公司新增新能源装机 2.34GW，其中风电 0.39GW，光伏 1.95GW。十四五以来公司新增新能源装机 3.93GW，其中风电 1.82GW，光伏 2.11GW。公司新增新能源装机距离 35GW 的目标仍有较大空间，预计后续新能源建设有望加速。

估值分析与评级说明。预计第四季度长协煤比例继续提升，至 2023 年长协 100%覆盖，且价格不超过规定区间。预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 61.76 亿元、73.45 亿元、91.73 亿元，维持“推荐”评级。

风险提示：煤价维持高位；新能源开发进度不及预期；电价上涨幅度受限等。

（五）九丰能源：LNG 毛利增加拉动业绩高增长，经营性净现金流持续改善

公司前三季度实现营业收入 202.08 亿元，同比增长 73.62%；实现归母净利润 9.41 亿元（扣非 9.49 亿元），同比增长 54.47%（扣非增长 44.11%）。第三季度实现营收 72.49 亿元（同比增长 44.80%），归母净利润 2.99 亿元（同比增长 41.21%）。

LNG 毛利同比增加，第三季度归母净利润延续高增长。第三季度归母净利润同比增长 41.21%，增速延续高增长态势，主要得益于 LNG 毛利同比增加、LNG 船运等能源服务型业务大幅增长及持有的美元资产实现汇兑收益。公司与马石油以及 ENI 签订了照付不议的 LNG 长约合同，有利于公司稳定采购成本，提升盈利稳定性。此外公司与多家国际 LNG 供应商达成框架协议，灵活采购现货，在国际气价波动时能够通过海外贸易进一步增厚盈利水平。

成本控制能力良好，经营性净现金流持续改善。前三季度公司毛利率 6.74%（同比-1.89pct），净利率 4.66%（同比-0.59pct），主要由于上游气价上涨所致；期间费用率 1.11%（同比-1.04pct），其中财务费用率-0.53%（同比-0.67pct），成本控制能力良好；ROE 为 15.37%（同比+0.19pct），在净利率同比下降的情况下，主要得益于资产周转率提升；经营性净现金流 12.23 亿元（去年同期-0.12 亿元），其中第三季度经营性净现金流 2.24 亿元（去年同期-1.68 亿元），销售回款情况持续改善。

打造海陆双资源池，降低成本波动，扩大市场辐射范围。2022 年以来，公司积极推动森泰能源 100%股权收购项目，目前待证监会并购重组委审核。森泰能源拥有稳定的 LNG “陆气”资源供应与保障优势，在四川、内蒙古已建成投产 4 家 LNG 液化工厂，具备年产近 60 万吨 LNG 的液化生产能力，终端市场开发能力较强。交易完成后，公司“海气资源”与森泰能源“陆气资源”将实现协同并降低成本波动；公司市场辐射范围将由华南区域快速扩展至西南及西北区域。此外公司拟重组中国油气控股获得煤层气资源，上游资源端布局有望进一步完善。中国油气控股许可开采的三交项目矿区资源量丰富，生产规模 5 亿立方米/年，截至 2021 年末已建成开发规模 2 亿立方米/年，后续有较大开采量爬坡空间。

氢气业务有望多点突破，成为新的业绩增长点。2022 年以来，公司积极推动与巨正源 PDH 工业副产提纯氢项目的合作，择机推进制氢项目落地，并且加强与燃料电池行业的紧密合作，在合适位置加快加氢站或加气/油站改装加氢站的落地。此外公司有望借助森泰能源在井口原料气、加气站，以及四川区域低成本水电资源等方面的优势，布局天然气制氢、电解水制氢等氢能项目。

估值分析与评级说明。预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 10.62 亿元、13.72 亿元、15.59 亿元，维持“推荐”评级。

风险提示：上游资源价格波动风险；下游市场开拓进度不及预期；项目收购进度不及预期。

（六）新奥股份：直销气和煤炭业务利润增加，拉动 Q3 核心归母净利润高增长

公司前三季度实现营业收入 1065.89 亿元，同比增长 34.19%；实现归母净利润 31.59 亿元（扣非 19.33 亿元），同比下降 11.91%（扣非下降 21.83%）；实现归母核心利润 39.80 亿元（同比增长 38.46%）。第三季度实现营收 334.58 亿元（同比增长 20.48%）；实现归母净利润 14.63 亿元（扣非 5.83 亿元），同比增长 12.82%（扣非下降 30.20%）；实现归母核心利润 15.60 亿元（同比增长 36.82%）。

直销气和煤炭业务利润增加，拉动 Q3 核心归母净利润高增长。第三季度归母核心利润同比增长 36.82%，增速延续高增长态势，主要得益于直销气业务利润贡献同比大幅增加，以及煤炭业务量价齐升带来的利润贡献增加。第三季度归母净利润同比下降 30.20%，主要是由于第三季度交易性金融资产等公允价值变动损益、处置交易性金融资产等投资收益共计 10.82 亿元，我们预计主要是由于美元升值带来的公允价值增加所致。

盈利能力同比提升，经营性净现金流大幅增加。第三季度公司毛利率 16.74%（同比+0.73pct），ROE（摊薄）9.54%（同比+1.27pct），盈利能力同比提升；第三季度经营性现金流量净额 41.33 亿元（同比+95.7%），主要由于直销气及煤炭业务利润大幅增加并及时回款，以及收到税费返还同比增加较多；第三季度非经常性损益项目 8.82 亿元，主要是由于其中交易性金融资产等公允价值变动损益、处置交易性金融资产等投资收益共计 10.82 亿元。

置入新奥舟山完成，天然气智能生态运营商战略获强大支点。公司通过发行股份并支付现金的方式收购新奥舟山 90%股权，作价 85.5 亿元，其中以 17.22 元/股向大股东发行股份收购 45%股权，并现金支付 42.75 亿元购买另外 45%股权。承诺业绩为：2022-2025 年利润分别为 3.50 亿元、6.39 亿元、9.33 亿元、11.96 亿元。8 月 2 日，重组涉及的新奥舟山 90%股权完成过户工作。

舟山 LNG 接收站项目规划接收能力 850 万吨/年，目前建成一期、二期合计 4 个储罐，共计 64 万水立方。三期项目 LNG 接收能力 350 万吨/年有望于 2025 年投产，共建设 4 个储罐，共计 88 万水立方。届时总储存能力达到 152 万水立方、总接收能力 850 万吨/年，实际处理量有望达到 1000 万吨。

新奥舟山 2021 年 LNG 接卸 351 万吨，外输量 335 万吨，营收 13.77 亿元，净利润 6.36 亿元。未来新奥舟山随着产能的释放，除显著增厚业绩外，将与公司的需求生态、资源生态、输储生态形成更为深度的协同效应，从供需匹配、资源结构、设施能力等多方面增加公司在不同市场环境中的选择权，实现最优策略组合，显著提升公司核心竞争力。

估值分析与评级说明。预计公司 2022 年至 2024 年归母净利分别为 44.36 亿、56.10 亿和 65.10 亿。公司是天然气销售龙头企业，舟山项目注入后有望显著增加业绩弹性；我们看好公司成为综合清洁能源服务商的发展潜力，当前维持“推荐”评级。

风险提示：天然气需求不及预期的风险；国内外 LNG 市场价格出现超预期波动的风险；煤炭、甲醇等化工产品出现超预期波动的风险。

五、风险提示

政策推进力度不及预期的风险；项目建设进度不及预期的风险；环境治理需求不及预期的风险；疫情导致开工率或产能利用率下降的风险；行业竞争加剧的的风险。

插图目录

图 1: 2022 年 10 月我国电力装机结构	2
图 2: 2050 年我国电力装机结构预测	2
图 3: 2012-2025E 我国不同类型电源装机/万千瓦	2
图 4: 2011-2025E 我国全社会用电量情况	2
图 5: 2020-2050E 年终端能源消费变化情况	3
图 6: 2020-2050E 各部门电能消费占能源终端消费比重	3
图 7: 电力系统实时平衡示意图	3
图 8: 新型电力系统示意图	4
图 9: 2016-2022 年 10 月全国新增装机/万千瓦	4
图 10: 2016-2022 年 10 月全国累计装机/万千瓦	4
图 11: 2016-2022 年 10 月全国火电利用小时数	5
图 12: 2019-2022 年 10 月全国火电利用小时对比	5
图 13: 2022-2024 年全国电力供需形势	5
图 14: 2016-2022 年 10 月火电累计投资 (亿元) 及同比	6
图 15: 2006-2024E 全国煤电新增装机/万千瓦	6
图 16: 国家电网十三五期间火电灵活性改造统计	7
图 17: 国家电网十三五期间火电灵活性改造统计	7
图 18: 2016-2022 年 10 月全国新增装机/万千瓦	8
图 19: 2016-2022 年 10 月全国累计装机/万千瓦	8
图 20: 2018-2022 年 10 月我国分电源利用设备小时数	8
图 21: 非水可再生能源消纳比重变化	8
图 22: 全国风电利用小时数与弃风率 (截至 22Q3)	9
图 23: 全国光伏利用小时数与弃光率 (截至 22Q3)	9
图 24: 部分可再生能源企业应收账款 (截至 22Q3, 亿元)	12
图 25: 全国火电累计新增装机 (万千瓦) 及同比 (%)	14
图 26: 全国火电累计装机 (万千瓦) 及同比 (%)	14
图 27: 全国火电累计利用小时数及同比 (±小时)	14
图 28: 近年全国火电累计利用小时数对比	14
图 29: 全国火电单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	15
图 30: 全国火电累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	15
图 31: 环渤海动力煤指数 5500 卡	15
图 32: 秦港 5500 大卡动力煤价格变动	15
图 33: 全国风电累计新增装机 (万千瓦) 及同比 (%)	17
图 34: 全国风电累计装机 (万千瓦) 及同比 (%)	17
图 35: 全国风电累计利用小时数及同比 (±小时)	17
图 36: 近年风电累计利用小时数对比	17
图 37: 全国风电单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	18
图 38: 全国风电累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	18
图 39: 全国风电招标量及同比	18

图 40: 全国太阳能累计新增装机 (万千瓦) 及同比 (%)	19
图 41: 全国太阳能累计装机 (万千瓦) 及同比 (%)	19
图 42: 全国太阳能累计利用小时数及同比 (±小时)	19
图 43: 近年太阳能累计利用小时数对比	19
图 44: 全国太阳能单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	20
图 45: 全国太阳能累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	20
图 46: 全国光伏新增装机 (GW) 及预测	20
图 47: 全国水电累计新增装机 (万千瓦) 及同比 (%)	21
图 48: 全国水电累计装机 (万千瓦) 及同比 (%)	21
图 49: 全国水电累计利用小时数及同比 (±小时)	21
图 50: 近年水电累计利用小时数对比	21
图 51: 全国水电单月发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	22
图 52: 全国水电累计发电量 (亿千瓦时) 及同比 (%)	22
图 53: 全国抽水蓄能累计装机 (GW) 及预测	22
图 54: 全球一次能源消费量及消费结构预测	23
图 55: 2011-2021 全球天然气消费量及增速	24
图 56: 2021 全球天然气消费地区占比	24
图 57: 2011-2021 全球天然气产量 (10 亿方) 及增速	24
图 58: 2021 全球主要国家天然气产量分布	24
图 59: 2011-2021 全球天然气分类型贸易量及增速	25
图 60: 2011-2021 全球天然气分类型贸易比例	25
图 61: 2021 年全球天然气贸易主要流向	25
图 62: 2011-2021 全球部分经济体 LNG 进口量 (10 亿方)	26
图 63: 2021 全球 LNG 进口市场份额	26
图 64: 2011-2021 全球部分经济体 LNG 出口量 (10 亿方)	26
图 65: 2021 全球 LNG 出口市场份额	26
图 66: 2010-2021 我国天然气消费总量及占比	28
图 67: 2010-2021 我国天然气及能源消费总量增速	28
图 68: 2015-2025E 我国天然气消费量及预测	29
图 69: 2021 年我国天然气下游应用占比	29
图 70: 2010-2021 我国天然气产量与消费量 (亿立方米)	29
图 71: 2017-2022H1 我国天然气对外依存度 (%)	29
图 72: 2011-2021 中国大陆天然气分类型进口及增速	30
图 73: 2011-2021 中国大陆天然气分类型进口比例	30
图 74: 全国天然气当月消费 (亿方) 及同比 (%)	31
图 75: 全国天然气累计消费 (亿方) 及同比 (%)	31
图 76: TTF 期货近月合约价格 (欧元/MWh)	32
图 77: 全国液化天然气价格 (元/吨)	32
图 78: 年初至今公用事业与沪深 300 走势对比	33
图 79: 年初至今公用事业三级子行业涨跌幅	33
图 80: 公用事业行业估值 (PB)	33

图 81：年初至今公用事业行业个股表现..... 33

表格目录

表 1：国家及省级容量电价政策	6
表 2：江苏、广东电力交易结果火电与绿电对比.....	9
表 3：国家级绿电交易支持政策	10
表 4：近期省级绿电交易支持政策.....	10
表 5：不同碳价下企业可接受的绿电溢价测算	11
表 6：可再生能源补贴相关政策、会议或通知	12
表 7：2022 年与 2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案对比	16
表 8：天然气行业“十四五”发展目标及重点建设内容.....	27
表 9：2021-2022 年天然气行业主要政策.....	27
表 10：我国已投产 LNG 接收站列表（截至 2022 年 10 月 12 日）	30
表 11：重点公用事业公司盈利预测与估值.....	34

分析师承诺及简介

本人承诺，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过10年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022年1月加入中国银河证券。

严明，环保行业分析师，材料科学与工程专业硕士，毕业于北京化工大学。于2018年加入中国银河证券研究院，从事环保行业研究。

评级标准

行业评级体系

未来6-12个月，行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）相对于基准指数（交易所指数或市场中主要的指数）

推荐：行业指数超越基准指数平均回报20%及以上。

谨慎推荐：行业指数超越基准指数平均回报。

中性：行业指数与基准指数平均回报相当。

回避：行业指数低于基准指数平均回报10%及以上。

公司评级体系

推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。

谨慎推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%-20%。

中性：指未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。

回避：指未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的具体投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

联系人

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路3088号中洲大厦20层

上海浦东新区富城路99号震旦大厦31层

北京丰台区西营街8号院1号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

崔香兰 0755-83471963 cuixianglan@chinastock.com.cn

上海地区：何婷婷 021-20252612 hetingting@chinastock.com.cn

陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

北京地区：唐嫚玲 010-80927722 tangmanling_bj@chinastock.com.cn

东西智库 | 专注中国制造业高质量发展

东西智库，专注于中国制造业高质量发展研究，主要涵盖新一代信息技术、数控机床和机器人、航空航天、船舶与海工、轨道交通、节能与新能源汽车、电力装备、农机装备、新材料、医疗器械等制造强国战略十大领域，并提供战略咨询、规划编制、项目咨询、产业情报、品牌宣传等服务。

欢迎加入东西智库小密圈，阅览更多制造业精选信息

 知识星球

微信扫码加入星球小密圈

交流 | 分享 | 研究

赠1万+制造业精选资料

