

中国能源大事年鉴（2024）

中能传媒研究院

2024 年 12 月

目 录

第一篇 能源高质量发展不断开辟新局面	1
一、党的二十届三中全会为能源领域深化改革指明方向	1
二、中央政治局集体学习强调大力推动新能源高质量发展	2
三、能源安全新战略提出 10 年来成果显著	3
四、习近平向第六届中俄能源商务论坛致贺信	4
五、中共中央、国务院系统部署经济社会发展全面绿色转型	4
六、《习近平关于国家能源安全论述摘编》《深入学习习近平关于国家能源安全的重要论述》出版发行	5
七、我国首部能源法正式问世	5
八、中央经济工作会议明确 2025 年绿色转型目标	6
九、2025 年全国能源工作会议定调能源工作重点	7
十、《中国的能源转型》白皮书发布	7
十一、能源领域节能降碳“施工图”明确	8
十二、新型电力系统加快构建	9
十三、全国统一电力市场规则体系基本建立	9
十四、能源监管事业向更高水平迈进	10
十五、能源重点领域开展大规模设备更新	11
十六、农村能源革命试点县建设深入推进	12
十七、碳排放权交易市场建设步伐加快	12
十八、第三届“一带一路”能源部长会议召开	14
第二篇 油气增储上产持续巩固	15
一、油气行业持续推进增储上产	15
二、油气企业密集部署天然气增产保供	16
三、天然气管网互联互通加快推进	17
四、重大储气工程陆续投产	17
五、成品油管输价格形成机制进一步完善	18
六、天然气利用政策优化调整	18
七、成品油出口退税率下调至 9%	19
八、炼油行业节能降碳工作全面推进	19

九、新能源车发展加速汽柴油替代.....	20
十、油气企业加速布局新能源业务.....	21
十一、油气企业优化海外发展战略布局.....	21
第三篇 煤炭煤电兜底保障能力持续提升.....	23
一、煤炭生产稳中有进.....	23
二、煤炭进口量预计再创历史高位.....	23
三、煤炭煤电消费结构随势而变.....	24
四、动力煤市场价格窄幅波动重心下移.....	24
五、煤炭清洁高效利用持续推进.....	25
六、煤电低碳化改造支撑能源绿色转型.....	26
七、煤矿智能化建设纵深推进.....	26
八、煤炭产能储备制度实施意见正式发布.....	27
九、煤矿“强安监”贯穿全年.....	28
第四篇 清洁能源发展再上新台阶.....	30
一、清洁能源保供能力持续加强.....	30
二、清洁能源大型项目建设稳步推进.....	30
三、可再生能源替代行动加速推进.....	31
四、绿证交易体系日趋完善.....	31
五、多方发力引导分布式光伏有序发展.....	32
六、清洁能源入市步伐不断加快.....	33
七、多部门规范风光市场秩序.....	33
八、光伏制造行业新规正式发布.....	34
九、光伏出口退税率下调.....	35
十、核电发展步入“加速期”.....	35
十一、民企参股投资核电项目取得新进展.....	36
第五篇 电网规划建设加快推进.....	38
一、政策接连出台支持配电网高质量发展.....	38
二、全年电网投资增速实现两位数增长.....	38
三、特高压工程项目加快建设投运.....	39
四、电网技术创新再添硕果.....	40

五、全国电力市场活跃度不断上升	42
六、电价改革稳步推进	42
七、构网型技术逐渐成为新型电力系统重要组成部分	43
八、车网互动规模化应用开展试点示范	44
九、我国电力排放因子体系更新	45
第六篇 储能氢能赛道加速培育	47
一、国家能源局发文规范新型储能并网和调度运用	47
二、工信部拟发文推动新型储能制造业高质量发展	47
三、多方聚力深化新型储能技术创新	48
四、构网型储能获市场广泛关注	49
五、抽水蓄能在建规模跃升至亿千瓦级	49
六、抽水蓄能参与电力市场交易序幕拉开	50
七、氢能助力经济社会发展全面绿色转型	51
八、制氢储氢技术持续突破	51
九、氢能在交通领域实现多场景应用	52
第七篇 国际能源市场深刻调整	54
一、气候融资困境难解，发展中国家绿色低碳转型仍面临资金缺口	54
二、全球石油需求低迷，“欧佩克+”频繁延长减产难托油价	54
三、地缘局势紧张情绪贯穿全年，天然气市场风险犹存	55
四、高温等极端天气频发，全球电力系统承压	56
五、可再生能源装机快速扩张，多国电力市场负电价现象加剧	57
六、多国政府及金融机构支持核能扩张，全球核电保持较快发展节奏	58
七、各国政府及企业积极发展氢能，助力实现氢能大规模部署	59

2024 年是实现“十四五”规划目标任务的关键一年，在更加错综复杂的国际国内环境下，我国经济运行总体平稳、稳中有进，经济实力、科技实力、综合国力持续增强。新质生产力稳步发展，改革开放持续深化，重点领域风险化解有序有效，民生保障扎实有力，全年经济社会发展主要目标任务将顺利完成。一年来，全国能源系统坚持以能源安全新战略为引领，统筹高质量发展和高水平安全，扎实做好各项能源工作，为支撑经济回升向好、满足人民美好生活需要提供了坚实保障。全国原油产量连续 6 年回升，天然气产量连续 8 年增产超百亿立方米，有序发展煤炭先进产能，智能化产能占煤炭总产能的比例提升至 50%以上，风电光伏总装机 13.5 亿千瓦，提前 6 年完成气候雄心峰会上的庄严承诺，提升电网对清洁能源接纳、配置和调控能力，累计建成新型储能超过 6000 万千瓦，新型电力系统加快构建，推动能源高质量发展再上新台阶。2025 年是“十四五”规划收官之年，能源系统将坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，扎实推动高质量发展，更好统筹发展和安全，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系，持续深化能源领域体制机制改革，因地制宜发展新质生产力，高质量完成“十四五”规划目标任务，为实现“十五五”良好开局打牢基础，在新的起点上奋力谱写能源高质量发展新篇章。

第一篇 能源高质量发展不断开辟新局面

一、党的二十届三中全会为能源领域深化改革指明方向

2024 年 7 月 15 日至 18 日，党的二十届三中全会召开，全会是在以中国式现代化全面推进强国建设、民族复兴伟业的关键时期召开的一次十分重要的会议，明确了进一步全面深化改革的主题、重大原则、重大举措和根本保证，对今后五年的改革任务作出全面部署。全会通过的《中共中央关于进一步全面深化改革、推进中国式现代化的决定》，是在新的历史起点上推进全面深化改革的纲领性文件。

《决定》指出，要坚持和落实“两个毫不动摇”。推进能源、铁路、电信、水利、公用事业等行业自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，健全监管体制机制。要构建全国统一大市场。推进水、能源、交通等领域价格改革，优化居民阶梯水价、电价、气价制度，完善成品油定价机制。深化能源管理体制改革，建设全国统一电力市场，优化油气管网运行调度机制。要健全因地制宜发展新质生产力体制机制。加强关键共性技术、前沿引领技术、现代工程技术、颠覆性技

术创新，加强新领域新赛道制度供给，建立未来产业投入增长机制，完善推动新一代信息技术、人工智能、航空航天、新能源、新材料、高端装备、生物医药、量子科技等战略性新兴产业发展和治理体系，引导新兴产业健康有序发展。要健全绿色低碳发展机制。实施支持绿色低碳发展的财税、金融、投资、价格政策和标准体系，发展绿色低碳产业，健全绿色消费激励机制，促进绿色低碳循环发展经济体系建设。优化政府绿色采购政策，完善绿色税制。完善资源总量管理和全面节约制度，健全废弃物循环利用体系。健全煤炭清洁高效利用机制。加快规划建设新型能源体系，完善新能源消纳和调控政策措施。完善适应气候变化工作体系。建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制。构建碳排放统计核算体系、产品碳标识认证制度、产品碳足迹管理体系，健全碳市场交易制度、温室气体自愿减排交易制度，积极稳妥推进碳达峰碳中和。

党的二十届三中全会为能源领域进一步深化改革指明了方向，推动能源改革要准确把握党的二十届三中全会的精髓要义，践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以加快构建与新型能源体系相适应的体制机制为目标，坚持问题导向，统筹能源可持续发展和高水平安全，发挥好政府和市场“两只手”作用，为能源高质量发展提供坚强的制度保障。

二、中央政治局集体学习强调大力推动新能源高质量发展

中共中央政治局2月29日就新能源技术与我国的能源安全进行第十二次集体学习。中共中央总书记习近平在主持学习时强调，能源安全事关经济社会发展全局。积极发展清洁能源，推动经济社会绿色低碳转型，已经成为国际社会应对全球气候变化的普遍共识。我们要顺势而为、乘势而上，以更大力度推动我国新能源高质量发展，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障，为共建清洁美丽的世界作出更大贡献。

习近平总书记指出，党的十八大以来，我国新型能源体系加快构建，能源保障基础不断夯实，为经济社会发展提供了有力支撑。同时也要看到，我国能源发展仍面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战。应对这些挑战，出路就是大力发展新能源。要统筹好新能源发展和国家能源安全，坚持规划先行、加强顶层设计、搞好统筹兼顾，注意处理好新能源与传统能源、全局与局部、政府与市场、能源开发和节约利用等关系，推动新能源高质量发展。要瞄准世界能源科技前沿，聚焦能源关键领域和重大需求，合理选择技术路线，

发挥新型举国体制优势，加强关键核心技术联合攻关，强化科研成果转化运用，把能源技术及其关联产业培育成带动我国产业升级的新增长点，促进新质生产力发展。要适应能源转型需要，进一步建设好新能源基础设施网络，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力。加快构建充电基础设施网络体系，支撑新能源汽车快速发展。要深化新能源科技创新国际合作。有序推进新能源产业链合作，构建能源绿色低碳转型共赢新模式。深度参与国际能源治理变革，推动建立公平公正、均衡普惠的全球能源治理体系。

三、能源安全新战略提出 10 年来成果显著

2014 年，习近平总书记提出推动能源消费革命、供给革命、技术革命、体制改革和全方位加强国际合作的“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新时代能源发展指明了前进方向、提供了根本遵循。能源安全新战略提出 10 年来，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，全国能源行业全力以赴保障能源安全，持之以恒推动能源转型变革，积极推进一系列战略性举措和变革性实践，相继取得一系列突破性进展和标志性成果，推动能源事业发展取得新成就、开创新局面。我国能源安全得到有效保障，能源基础设施建设取得重大成就，核电技术、新能源技术取得重大成果。

推动能源消费革命，生态优先、绿色低碳发展道路越走越宽阔。我国以年均约 3.3% 的能源消费增长支撑了年均超过 6% 的国民经济增长。目前，我国清洁能源消费比重达到 26.4%，煤炭消费比重由 2012 年的 68.5% 下降到 2023 年的 55.3%，我国对全球非化石能源消费增长的贡献度超过 40%。推动能源供给革命，能源的饭碗始终牢牢端在自己手中。我国立足能源国情，全面推进供给侧结构性改革，大力增强国内资源生产保障能力，持续增加高质量有效供给。推动能源技术革命，创新发展取得长足进步。我国积极推进新型储能、氢能等新兴产业发展，取得了特高压输电、先进核电、新能源技术、百万千瓦水电、400 万吨/年煤炭间接液化、“深海一号”油气平台、特厚煤层智能综采等一批重大科技创新成果。推动能源体制改革，能源发展快车道全面打通。我国紧紧围绕推进治理体系和治理能力现代化目标，坚持市场化改革取向，坚持有效市场和有为政府有机结合，不断加强能源发展改革顶层设计和重大布局，推动实施新一轮电力体制改革、油气体制改革，持续加强规划、政策、监管、法治及信用等领域建设，加快构建全国统一的电力

市场体系。全方位加强能源国际合作，高水平对外开放不断扩大。我国坚持“引进来”和“走出去”更好结合，统筹用好国内国际两个市场、两种资源，务实推进大国能源合作，推动建立中俄能源商务论坛、“一带一路”能源部长会议、国际能源变革论坛等多个合作交流平台，打造出核电、特高压输电、水电、新能源等一批重大出口成果，油气进口战略通道和国际油气合作区块进一步巩固完善，我国在国际能源舞台的话语权影响力大幅提升，开放条件下的国家能源安全保障水平进一步提高，为服务和推动构建新发展格局发挥了重要作用。

四、习近平向第六届中俄能源商务论坛致贺信

7月23日，国家主席习近平向第六届中俄能源商务论坛致贺信。习近平指出，今年是中俄建交75周年。在双方共同努力下，中俄新时代全面战略协作伙伴关系踔厉前行，两国能源合作日趋成熟、稳定、坚韧，为两国人民带来了实实在在的利益。站在新的历史起点上，中方愿同俄方一道，持续推动能源领域互利合作，维护能源产业链供应链稳定和韧性，为推动全球能源产业更加强劲、绿色、健康发展贡献力量。同日，俄罗斯联邦总统普京也向第六届中俄能源商务论坛致贺信。

五、中共中央、国务院系统部署经济社会发展全面绿色转型

8月，中共中央、国务院印发《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，对推动经济社会发展绿色化、低碳化进行全面系统部署。《意见》提出要以碳达峰碳中和工作为引领，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，深化生态文明体制改革，健全绿色低碳发展机制，加快经济社会发展全面绿色转型，形成节约资源和保护环境的空间格局、产业结构、生产方式、生活方式，全面推进美丽中国建设，加快推进人与自然和谐共生的现代化。

能源是经济社会发展的重要物质基础，也是碳排放的最主要来源和绿色转型的重点领域。《意见》专门部署稳妥推进能源绿色低碳转型，要求加强化石能源清洁高效利用，大力发展非化石能源，加快构建新型电力系统，进一步明确了能源绿色低碳转型的路线图和任务书。加强能源产供储销体系建设，坚持先立后破，推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，持续优化能源结构，加快规划建设新型能源体系。坚决控制化石能源消费，深入推动煤炭清洁高效利用，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，接下来5年逐步减少，在保障能源安全供应的前提下，重点区域继续实施煤炭消费总量控制，积极有序推进散煤替代。加快西

北风电光伏、西南水电、海上风电、沿海核电等清洁能源基地建设，积极发展分布式光伏、分散式风电，因地制宜开发生物质能、地热能、海洋能等新能源，推进氢能“制储输用”全链条发展。加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同，鼓励在气源可落实、气价可承受地区布局天然气调峰电站，科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电，提升电力系统安全运行和综合调节能力。

六、《习近平关于国家能源安全论述摘编》《深入学习习近平关于国家能源安全的重要论述》出版发行

2024 年，《习近平关于国家能源安全论述摘编》《深入学习习近平关于国家能源安全的重要论述》两本能源行业重要图书先后出版。

《习近平关于国家能源安全论述摘编》分 8 个专题，共计 217 段论述，摘自习近平同志 2012 年 11 月至 2024 年 5 月期间的报告、讲话、演讲、谈话、贺信、回信、指示、批示等 130 多篇重要文献。其中部分论述是第一次公开发表。习近平同志围绕国家能源安全发表的一系列重要论述，立意高远，内涵丰富，思想深刻，对于新时代新征程统筹好新能源发展和国家能源安全，深入推动能源革命，加快建设能源强国，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障，具有十分重要的意义。

《深入学习习近平关于国家能源安全的重要论述》以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，分专题阐述了习近平总书记关于国家能源安全重要论述的丰富内涵、核心要义、精神实质、实践要求。习近平总书记关于国家能源安全的重要论述，深刻阐明了事关国家能源安全的一系列方向性、根本性、全局性、战略性问题，具有很强的政治性、思想性、指导性和针对性，为新时代国家能源安全工作指明了前进方向、提供了根本遵循。

七、我国首部能源法正式问世

11 月 8 日，十四届全国人大常委会第十二次会议表决通过《中华人民共和国能源法》，这部法律共九章，依次为总则、能源规划、能源开发利用、能源市场体系、能源储备和应急、能源科技创新、监督管理、法律责任和附则，共八十条。《能源法》突出加快能源绿色低碳发展的战略导向。我国能源资源禀赋“富煤、贫油、少气”，同时风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等资源丰富，发展可再生能源潜力巨大。应对能源需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任

务艰巨等挑战，需要大力发展可再生能源。《能源法》在法律层面统筹高质量发展与高水平安全，将为加快构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系提供坚强法治保障。满足人民群众美好生活用能需求，是《能源法》的出发点和落脚点。用能需求得到满足，用能质量得到提升，是人民群众对能源高质量发展最直观的感受。《能源法》坚持以人民为中心的发展思想，以高质量能源供给满足人民美好生活需要为目的，强化法律制度保障，全方位提升能源供给效能，坚决守住民生用能底线，不断提升人民用能获得感。《能源法》发挥规划对能源发展的引领、指导和规范作用。《能源法》对能源规划作出专章规定，为满足国家与地方、行业与企业、短期与长期等多方面多层次需求提供有效的制度保障。在能源市场建设中，将更好发挥政府和市场“两只手”作用。《能源法》对能源市场建设的基本原则作出规定，有利于更好发挥有效市场和有为政府作用，为各类经营主体营造稳定公平透明可预期的良好环境。

《能源法》立足我国能源资源禀赋实际，适应能源发展新形势，就能源领域基础性重大问题在法律层面作出规定，是能源领域的基础性、统领性法律，对于进一步夯实能源行业法治根基，保障国家能源安全和推动绿色低碳转型，具有十分重大和深远的意义。

八、中央经济工作会议明确 2025 年绿色转型目标

中央经济工作会议 12 月 11 日至 12 日在北京举行。会议强调，做好明年经济工作，要以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，扎实推动高质量发展，进一步全面深化改革，扩大高水平对外开放，建设现代化产业体系，更好统筹发展和安全，实施更加积极有为的宏观政策，扩大国内需求，推动科技创新和产业创新融合发展，稳住楼市股市，防范化解重点领域风险和外部冲击，稳定预期、激发活力，推动经济持续回升向好，不断提高人民生活水平，保持社会和谐稳定，高质量完成“十四五”规划目标任务，为实现“十五五”良好开局打牢基础。

会议确定了明年的重点任务，其中提到，要协同推进降碳减污扩绿增长，加紧经济社会发展全面绿色转型。进一步深化生态文明体制改革。营造绿色低碳产业健康发展生态，培育绿色建筑等新增长点。推动“三北”工程标志性战役取得重要成果，加快“沙戈荒”新能源基地建设。建立一批零碳园区，推动全国碳市场建

设，建立产品碳足迹管理体系、碳标识认证制度。持续深入推进蓝天、碧水、净土保卫战。制定固体废物综合治理行动计划。实施生物多样性保护重大工程。加强自然灾害防治体系建设。

九、2025 年全国能源工作会议定调能源工作重点

12 月 15 日，2025 年全国能源工作会议在京召开。会议指出，2025 年和“十五五”时期是加快构建新型能源体系、推动能源高质量发展、高水平安全的关键时期，能源行业要对标对表党的二十届三中全会重大决策部署，深入分析能源发展改革新形势新要求，着力破除制约高质量发展的体制机制弊端，进一步激发和增强发展活力。必须扎实做好应对各种风险挑战的准备，必须加快发展新质生产力，必须更加坚定推进全面深化改革，必须着力提高监管效能和水平。

会议明确了 2025 年 10 项重点工作：以更高标准践行能源安全新战略；纵深推进能源改革和法治建设；统筹推进能源规划编制实施；扛牢能源安全首要职责，全面增强供应保障能力；持续推动能源结构优化调整；加快推进科技自立自强，大力发展能源领域新质生产力；始终坚持问题导向，着力提升市场监管整体效能；全力做好电力安全监管工作；巩固深化能源国际合作，加快构建立体多元合作新格局；加强党对能源工作的全面领导，持之以恒推进全面从严治党。会议提出，要加快规划建设新型能源体系，坚持以科技创新为引领、体制改革为动力、安全充裕为前提、经济可行为基础，逐步建立以非化石能源为供应主体、化石能源为兜底保障、新型电力系统为关键支撑、绿色智慧节约为用能导向的新型能源体系。

十、《中国的能源转型》白皮书发布

国务院新闻办公室 8 月 29 日发布《中国的能源转型》白皮书，白皮书除前言和结束语外分为 6 个部分，分别是新时代中国能源转型之路、厚植能源绿色消费的底色、加快构建能源供给新体系、大力发展能源新质生产力、推进能源治理现代化、助力构建人类命运共同体，全面介绍了 10 年来我国能源转型取得的积极成效和实践做法。白皮书显示，党的十八大以来，我国始终坚持人民至上、绿色低碳，坚持立足国情、先立后破、有序转型，坚持创新引领、合作开放，走出了一条符合国情、适应时代要求的能源转型之路。

我国能源转型的实践成就主要体现为四个“新”。清洁能源发展实现新跨越。截至 2023 年底，风电、光伏发电装机规模较 10 年前增长了 10 倍，清洁能源发电装机占总装机的 58.2%，新增清洁能源发电量占全社会用电增量一半以上。清

清洁能源消费量占能源消费总量的比重从 15.5%提高到 26.4%，煤炭消费比重下降 12.1 个百分点。能源清洁高效利用取得新成效。10 年来，我国累计淘汰煤电落后产能超过 1 亿千瓦，电力行业污染物排放量减少超过 90%。全社会终端用能电气化率达到 28%。与 2012 年相比，单位国内生产总值能耗累计下降超过 26%。绿色能源技术实现新突破。建成风电、光伏全产业链研发设计和制造体系，全面掌握大型三代压水堆和高温气冷堆等第四代核电技术，水电全产业链体系全球领先。能源体制改革取得新进展。主体多元的能源市场结构逐步构建，统一开放的能源市场体系逐步完善，反映市场供需关系的能源价格机制逐步形成，市场在提升清洁能源消纳水平、保障电力供应、促进资源优化配置等方面的作用日益显现。

我国是全球能源转型的重要推动者、贡献者。10 年来，我国可再生能源年度新增装机在全球的占比均在 40%以上。全球非化石能源消费占比从 13.6%提高到 18.5%，其中，我国的贡献率为 45.2%。白皮书也鲜明阐述了我国携手各国共建清洁美丽世界的坚定主张。

十一、能源领域节能降碳“施工图”明确

5 月，国务院印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》，围绕能源、工业、建筑、交通、公共机构、用能设备等重点领域和重点行业，部署了节能降碳十大行动。

具体到能源领域，在化石能源消费减量替代行动方面，提出严 合理控制煤炭消费。优化油气消费结构。加强煤炭清洁高效利用，推动煤电低碳化改造和建设。到 2025 年底，大气污染防治重点区域平原地区散煤基本清零，基本淘汰每小时 35 蒸吨及以下燃煤锅炉及各类燃煤设施。在非化石能源消费提升行动方面，提出加大非化石能源开发力度，提升可再生能源消纳能力，大力促进非化石能源消费。到 2025 年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右。全国抽水蓄能、新型储能装机分别超过 6200 万千瓦、4000 万千瓦。各地区需求响应能力一般应达到最大用电负荷的 3%~5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的地区需求响应能力应达到最大用电负荷的 5%以上。

近年来我国非化石能源装机规模不断迈上新台阶，非化石能源消费占比不断提高，但化石能源消费比重仍在 80%以上。推动全社会能效提升和碳排放下降，要推进化石能源消费减量替代，提升非化石能源开发和消纳水平，推动能源结构清洁低碳转型。

十二、新型电力系统加快构建

8月，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局联合印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》，提出在2024—2027年重点开展9项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。

新型电力系统高比例可再生能源和高比例电力电子设备特性日益凸显，安全稳定运行面临较大风险挑战。对此，《行动方案》提出电力系统稳定保障行动，居9项专项行动第一位。目前，在运跨省区输电通道主要输送煤电、水电等传统电力，新能源电量占比较低。《行动方案》提出，将开展大规模高比例新能源外送攻坚行动。针对新型电力系统对配电网在电力保供和转型方面的新要求，《行动方案》提出组织编制建设改造实施方案，健全配电网全过程管理，制定修订一批配电网标准，建立配电网发展指标评价体系，实现与源、荷、储的协调发展。围绕加快构建新型电力系统，《行动方案》还分别提出，智慧化调度体系建设行动、新能源系统友好性能提升行动、新一代煤电升级行动、电力系统调节能力优化行动、电动汽车充电设施网络拓展行动、需求侧协同能力提升行动。

新型电力系统建设是一项系统性工程，需要源网荷储各环节统筹推进、电力行业各方面协同配合。《行动方案》围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标，坚持清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的基本原则，聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，选取典型性、代表性的方向开展探索，以“小切口”解决“大问题”，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。

十三、全国统一电力市场规则体系基本建立

为了进一步促进全国统一电力市场建设，电力市场运行规则、监管体系不断完善，发展“路线图”和“时间表”也愈加清晰。

1月，国家能源局印发《电力市场信息披露基本规则》，将信息披露相关工作进行整合，建立全国统一规范的“全市场、全品种、全周期、全主体”电力市场信息披露体系。同时，《规则》明确电力市场信息披露由电力交易机构统一负责实施，规范信息披露内容、格式和时限，建立信息披露平台，确保信息公开透明，进一步促进全国统一电力市场体系建设，着力破除市场分割。《规则》共52条，重点对信息披露原则和方式、信息披露内容、披露信息调整、信息保密和封存、监督管理等作出规定。

4月，国家发展改革委发布《电力市场运行基本规则》。电力市场是全国统一大市场的重要组成部分，《规则》为全国统一电力市场体系建设提供了基础制度规则遵循，是对加快建设全国统一电力市场体系做出的顶层设计。《规则》是正在组织编制的全国统一电力市场“1+N”基础规则体系中的“1”，将为国家发展改革委、国家能源局制修订的一系列电力市场基本规则等规范性文件提供依据。

7月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》，加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，推动绿色电力交易融入电力中长期交易，满足电力用户购买绿色电力需求。《专章》主要包括绿电交易定义、交易组织、交易方式、价格机制、合同签订与执行、交易结算及偏差处理、绿证核发划转等内容。明确了各方职责、绿电交易组织形式、绿电价格机制、合同执行与偏差处理方式、绿电交易中绿证划转方式等。

9月，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》，进一步规范市场经营主体注册管理水平。《规则》所称电力市场包含电力中长期、现货、辅助服务市场等。经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户和新型经营主体（含新型储能企业、虚拟电厂、智能微电网等）。《规则》要求，电力市场注册应遵循规范入市、公开透明、全国统一、信息共享等原则。

11月，在国家能源局的统筹组织下，中国电力企业联合会联合多家单位共同发布《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，首次明确了全国统一电力市场发展的“路线图”和“时间表”。《蓝皮书》提出“三步走”发展目标：第一步，到2025年初步建成全国统一电力市场，实现跨省跨区市场与省（区、市）/区域市场有序衔接；第二步，到2029年全面建成全国统一电力市场，实现新能源在市场中的全面参与；第三步，到2035年完善全国统一电力市场，支持新能源大规模接入，形成市场、价格和技术全面协调的市场机制。

十四、能源监管事业向更高水平迈进

2024年，国家能源局将能源监管置于进一步全面深化改革、推进中国式现代化这个大局来思考谋划，统筹改革创新，提升监管质效，推动能源安全新战略走深走实。紧盯迎峰度夏、度冬等关键节点，加强能源保供监测监管，强化市场机制保供作用，全力以赴保障民生用能，全国能源供需总体平稳有序。开展新一轮电力领域综合监管，推进电力市场秩序、油气管网设施公平开放、电力业务资

质许可等专项监管，加大行政执法力度，首次公开通报分布式光伏并网接入等典型问题。完善全国统一电力市场顶层设计，构建多层次统一电力市场体系，加快绿证绿电市场建设，电力商品多元价值属性不断激活。聚焦“十四五”能源规划实施、重大项目开发建设、北方地区清洁取暖等加强行业监管，谋划“十五五”能源规划基本思路，服务经济社会高质量发展。建设新型电力系统安全治理体系，实施配电网、电力设备质量等安全风险排查管控行动，强化重点领域安全监管，做好电力应急处置工作。认真落实“高效办成一件事”等部署，深入推进“水电气网”联合报装，督促做好电动自行车充电设施接电工作，协同治理临时供电小区用电难题，深化“三零”“三省”服务。夯实能源监管法治基础，试点推进监管机制创新，加强能源行业信用信息归集、共享、公示和运用，不断提升能源监管综合水平和效能。

2025 年能源监管工作将准确把握政治属性、人民属性、经济属性和社会属性，树牢法治理念，强化系统思维，深化改革创新，做到敢于监管、科学监管、善用监管。将做到“九个坚持、九个着力”。一是坚持保供应、防风险，着力增强能源安全保障能力。二是坚持助转型、促消纳，着力推动能源绿色低碳发展。三是坚持重协同、常高压，着力加强能源自然垄断环节监管。四是坚持建体系、正秩序，着力加快全国统一电力市场建设。五是坚持抓统筹、守底线，着力构建电力安全治理新格局。六是坚持精服务、优环境，着力改善增进民生用能福祉。七是坚持长震慑、严执法，着力强化能源监管权威性影响力。八是坚持重法治、固长远，着力深化能源监管机制创新。九是坚持强党建、抓作风，着力打造忠诚干净担当的监管干部队伍。

十五、能源重点领域开展大规模设备更新

8 月，国家发展改革委、国家能源局印发《能源重点领域大规模设备更新实施方案》，推动能源重点领域大规模设备更新和技术改造。《实施方案》提出，到 2027 年，能源重点领域设备投资规模较 2023 年增长 25%以上，重点推动实施煤电机组节能改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”，输配电、风电、光伏、水电等领域实现设备更新和技术改造。

《实施方案》明确了推进火电设备更新和技术改造、推进输配电设备更新和技术改造、推进风电设备更新和循环利用、推进光伏设备更新和循环利用、稳妥推进水电设备更新改造、推进清洁取暖设备更新改造、以标准提升促进设备更新

和技术改造等重点任务。

能源设备更新项目在能源生产、能源储运、能源消费等环节快速推进，有力拉动了投资增长、优化了能源结构、促进了产业发展、支撑了绿色转型。

十六、农村能源革命试点县建设深入推进

农村能源革命是加快农村地区能源清洁低碳转型、实现农村能源高质量发展的有力举措。2018 年，国家能源局批复同意河南省兰考县开展全国首个农村能源革命试点县建设。为进一步推动农村能源转型升级和高质量发展，积累改革试点经验，国家能源局等部门于 2023 年 3 月联合印发《关于组织开展农村能源革命试点县建设的通知》，组织开展农村能源革命试点县建设。2023 年 12 月，国家能源局等部门公布第一批农村能源革命试点县名单，正式在全国范围内启动农村能源革命试点县建设，15 个县（市、区、旗）入选。在具备条件的农村能源革命试点县先试先行、积极探索，对于形成可复制、可推广、可商业化运营的农村能源革命新模式意义重大，将进一步加速我国农村能源革命进程。2024 年 12 月，国家能源局联合生态环境部和农业农村部公布了第二批农村能源革命试点县名单，共有 8 个地区被认定为试点。农村能源革命试点县建设围绕供给革命、消费革命、技术革命、体制革命等四方面，因地制宜创新农村可再生能源开发利用模式，探索推动农村地区用能保障、清洁替代水平不断迈上新台阶。

通过试点实践，多地已取得积极成效。湖北在全省多地选取代表性场景，推进农村能源革命试点示范项目建设，以绿电开发利用为核心，推动农村污废物循环利用、种养模式革新，助力乡村实现绿色低碳、富裕、美丽协同发展。河南兰考完成全部 463 个建制村农网升级改造，实现全县机井通电全覆盖，基本形成“县城以集中供暖为主，农村地区优先发展电供暖”的清洁供暖格局；新能源装机规模跃居全省县域第一，实现“5×24”小时全清洁能源连续供电，完成能源从“远方来”到“身边取”的历史性转变。

十七、碳排放权交易市场建设步伐加快

2 月，国务院发布《碳排放权交易管理暂行条例》，健全碳排放市场交易制度，规范碳排放权交易及相关活动，为全国碳排放权交易市场运行管理提供了明确的法律依据，保障和促进市场健康发展，加强对温室气体排放的控制。《条例》构建了碳排放权交易管理的基本制度框架，明确全国碳排放权注册登记机构和交易机构的法律地位和职责，碳排放权交易覆盖范围以及交易产品、交易主体和交

易方式，重点排放单位确定，碳排放配额分配，年度温室气体排放报告编制与核查以及碳排放配额清缴和市场交易等事项。

6月，生态环境部等部门印发《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》，明确我国产品碳足迹管理工作目标和实现路径，强化任务分工和政策协同，提出建立碳足迹管理体系的总体要求、主要目标、主要任务和保障措施，旨在加快建立我国碳足迹管理体系，促进生产生活方式绿色低碳转型，增进碳足迹工作国际交流互信，助力新质生产力发展和“双碳”目标实现。《实施方案》强调要按照循序渐进的原则，从产品碳足迹着手，完善国内规则、促进国际衔接，建立统一规范的碳足迹管理体系，推动规则体系兼具中国特色和国际影响，积极参与全球碳定价和气候治理，助力经济绿色低碳转型、高质量发展和美丽中国建设。

8月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，要求将碳排放指标及相关要求纳入国家规划，建立健全地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹等政策制度和管理机制，并与全国碳排放权交易市场有效衔接，构建系统完备的碳排放双控制度体系，为实现碳达峰碳中和目标提供有力保障。《工作方案》提出到2025年、“十五五”时期、碳达峰后3个阶段工作目标。一是到2025年，碳排放相关统计核算、监测计量能力得到提升，为“十五五”时期在全国范围实施碳排放双控奠定基础。二是“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度，建立碳达峰碳中和综合评价考核制度，确保如期实现碳达峰目标。三是碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度，建立碳中和目标评价考核制度，进一步强化对各地区及重点领域、行业、企业的碳排放管控要求，推动碳排放总量稳中有降。

同月，国家发展改革委、市场监管总局、生态环境部印发《关于进一步强化碳达峰碳中和标准计量体系建设行动方案（2024—2025年）的通知》，加快推进碳达峰碳中和标准计量工作，以有效支撑我国碳排放双控和碳定价政策体系建设。“双碳”标准方面，要加快企业碳排放核算标准研制，加强产品碳足迹碳标识标准建设，加大项目碳减排标准供给，推动碳减排和碳清除技术标准攻关，提高工业领域能耗标准要求，加快产品能效标准更新升级，加强重点产品和设备循环利用标准研制，扩大绿色产品评价标准供给。在“双碳”计量方面，要加强碳计量基础能力建设，加强“双碳”相关计量仪器研制和应用，加强计量对碳排放核算的支撑保障，开展共性关键碳计量技术研究，加强重点领域计量技术研究，加强碳计量

中心建设，完善“双碳”相关计量技术规范，加强能源计量监督管理。

十八、第三届“一带一路”能源部长会议召开

10月23日，第三届“一带一路”能源部长会议顺利召开。来自27个国家的能源部长、驻华使节和高级别代表，4个国际组织负责人及中外企业、研究机构、高校等600余位代表出席了会议。与会各方围绕“一带一路”能源创新、绿色合作开展深入交流，达成了广泛共识，取得了丰硕成果。

会议期间，“一带一路”能源合作伙伴关系成员国共同举行了扩员仪式，成立了“一带一路”能源合作伙伴关系秘书处办公室，发起成立“一带一路”能源合作伙伴关系合作网络智库工作组，发布了《“一带一路”能源合作绿色发展行动计划（2024—2029）》、“小而美”能源国际合作最佳实践以及《发展中国家电力系统绿色转型蓝皮书》智库报告。通过一系列会议成果，集中展示了“一带一路”能源绿色合作取得的重大成就，彰显了各国携手共进、共同探索能源绿色发展之路的坚定决心，切实增强了“一带一路”绿色能源合作的吸引力、影响力、感召力。

如今，“一带一路”能源合作伙伴关系成员国已达34个，覆盖亚洲、非洲、欧洲、南美洲、北美洲和大洋洲六大洲，伙伴关系聚焦能源安全、能源转型等议题，为全球能源治理变革贡献中国方案。

第二篇 油气增储上产持续巩固

一、油气行业持续推进增储上产

2024 年，在确保油气供应安全的大背景下，增储上产仍然是国内各大油田生产经营活动的主旋律和硬任务。3 月，国家能源局印发的《2024 年能源工作指导意见》明确，2024 年全国能源生产总量要达到 49.8 亿吨标准煤左右。其中，原油产量稳定在 2 亿吨以上，天然气保持快速上产态势。为此，油气行业强化责任担当，持续提升自主供应能力。全国原油产量连续 6 年回升，天然气产量连续 8 年增产超百亿立方米。

中国石油坚持高效勘探、效益开发，大力推动油气勘探开发，努力实现油气增储上产。前三季度油气产量稳中有增，油气产量当量 13.42 亿桶，同比增长 2%。其中原油产量 7.08 亿桶，同比增长 0.3%；生产可销售天然气 3.8 万亿立方英尺，同比增长 4.0%。

中国石化在勘探方面，加强物探、风险勘探和一体化评价勘探，四川盆地页岩气、北部湾盆地新区带等勘探取得重大突破，胜利济阳页岩油国家级示范区建设高效推进。前三季度实现油气产量当量 3.86 亿桶，同比增长 2.6%。其中原油产量是 21.1 亿桶，同比增长 0.3%；天然气产量是 1.05 万亿立方英尺，同比增长 5.6%。

中国海油在勘探方面共获得 9 个新发现，成功评价 23 个含油气构造。其中，中国海域获得新发现文昌 10-3 东，展现了珠江口盆地西部中深层天然气良好勘探前景；成功评价曹妃甸 23-6，该构造有望成为大中型油田。在开发生产方面，渤中 19-2 油田开发项目、流花 11-1/4-1 油田二次开发项目、“深海一号”二期天然气开发项目等 7 个新项目顺利投产，其他新项目正稳步推进。前三季度净产量达 5.42 亿桶油当量，同比上涨 8.5%。其中，中国净产量达 3.69 亿桶油当量，同比上升 6.8%，主要得益于渤中 19-6 和恩平 20-4 等油气田的产量贡献；海外净产量 1.73 亿桶油当量，同比上升 12.2%，主要得益于圭亚那 Payara 项目投产带来的产量增长。

尽管最近几年新能源发展迅速，但以油气行业为代表的传统能源在一次能源中的占比依然居于主导地位。未来几年国内油气行业依然面临消费需求增长的压力。考虑到国内新增石油主要集中在深地、深海和非常规领域，勘探开发的难度和成本与之前相比明显提高，石油公司将面临一定的成本压力，特别是以陆地开

采为主的石油公司，“十五五”期间，油气行业应以稳产为主基调。

二、油气企业密集部署天然气增产保供

10月，国家能源局组织召开2024—2025年采暖季天然气保暖保供专题会议。会议要求持续强化产供储销各环节工作，加强天然气供应保障，加强采暖季市场运行监督，细化极端情形应急保障，全面加强管道保护，多措并举保障天然气安全运营和稳定供应。当前，各能源央企均在积极筹措资源，签足签实合同，保障民生用气安全稳定供应。

中国石油各大主力气区加大增产增供力度。截至10月底，塔里木油田今年已投产气井39口，新建天然气产能654万立方米/日。此外，青海油田、大庆油田、大港油田等油气田企业纷纷成立保供专班，从精细管理、精准施策等方面多管齐下发力保供。我国最大天然气储气库—新疆油田呼图壁储气库，预计今冬明春最大日调峰能力同比增加133万立方米。辽河油田储气库群已完成11轮注气，并创下全国在役储气库单轮周期注气量最多的纪录。

中国石化充分发挥上中下游一体化优势，积极统筹国内外天然气资源，持续开展12座储气库注气工作。今年供暖季已落实的天然气保供资源较上一供暖季天然气保供目标增长9.7%。普光气田日产气量创近两年日产量新高，元坝气田日产天然气量同比增长13%，天津、青岛等自有LNG接收站罐存可达80%以上。

中国海油充分利用进口LNG与国产气互保互供优势，持续做好船舶运输及接卸，中高位罐存进入冬季。通过保障自产海气和煤层气稳定供应，巩固拓宽外采气渠道；稳定长协资源供应，提前谋划筹措LNG现货资源；签足签实合同，稳定资源价格。目前已签署12份LNG长协，锁定资源3224万吨/年，通过优化LNG历史长协、引入新增长协，长协挂钩油价的平均斜率大幅下降。LNG现货来源遍及25个以上国家和地区，通过持续优化资源结构，LNG资源中现货比例由2016年的7%增至近年的20%~30%。

国家管网继续加快干线管道建设，加速“全国一张网”织网组网。中俄东线增输工程、金坛储气库地面设施扩能、漳州LNG及外输管道等管线建成投产。国家管网今年开展冲峰能力建设，包括资源通道建设类项目12项、管输能力提升类项目15项、互联互通类项目8项，项目全部建成投产后可增加管网冲峰能力1.38亿立方米/日。其中今年建设的6项资源通道项目可增加管网冲峰能力0.46亿立方米/日，预计今年管网冬季保供冲峰能力将提升至10.5亿立方米/日。

三、天然气管网互联互通加快推进

9月，国家“十四五”石油天然气发展规划重点项目—西气东输四线吐鲁番到哈密段成功通气，标志着西气东输四线首段工程建成投产。西气东输管道系统包括西气东输一线、二线、三线、四线，全长超2万千米。西气东输四线是继西气东输一线、二线、三线管道之后又一条东西走向的能源战略通道，四线首段工程建成投产，将进一步增强我国天然气管网互联互通保供韧性。

12月，我国单管输气量最大的天然气管道—中俄东线天然气管道全线贯通，年输气能力增至380亿立方米，达到最高水平。中俄东线是我国四大能源战略通道中东北通道的重要组成部分，北起黑龙江黑河，南至上海，途经9个省份，全长5111千米。中俄东线全线贯通后，实现“北气南下”直抵上海，并与东北管网、陕京管道系统、西气东输管道系统、沿海多座液化天然气接收站等实现互联互通，有效增强我国东部地区天然气供应能力和应急调峰保障能力。预计2025年，通过中俄东线进入长三角地区的天然气将进一步增加近50亿立方米，届时总量将占当前国家管网集团向长三角地区输气量的约五分之一。

近年来，我国油气管网基础设施加速建设，2023年，全国长输天然气管道总里程较上年增加超4000千米，预计2024年将新增管道里程超4000千米。目前，管网互联互通加速推进，西气东输管道系统在长三角地区与中俄东线、苏皖管道等互联互通，织“线”成“网”，形成了“西气东输、俄气南下、南气北上、川气东送、海气登陆、灵活调配、全面保障”的供气格局。随着织网扩网步伐不断加速，我国主干油气管网总里程超10万千米，一次管输能力从2020年的2230亿立方米增长到目前的3940亿立方米，增幅达76%，天然气“全国一张网”日供气能力超10亿立方米。

四、重大储气工程陆续投产

5月，国家管网集团漳州LNG接收站项目迎来首艘LNG船舶，漳州LNG接收站也成为国家管网成立以来首座建成投产的接收站，一期LNG接收处理能力300万吨/年。9月，中国石化在广东省的首个LNG项目—华瀛LNG接收站正式投入运营。本次投入运营的一期工程共有3座20万立方米LNG储罐、1个LNG运输船接卸泊位及相关配套设施，年接转能力达600万吨、年供气能力达88亿立方米。同月，国家管网集团天津LNG接收站二期项目正式投产。此次3座LNG储罐及配套设施投产后，天津LNG接收站总供气能力达到1200万吨/

年，总储气能力将达到近 10 亿立方米，气化外输能力达到 7000 万立方米/日，成为国内单日气化能力最强的 LNG 接收站。

11 月，黄草峡储气库建设工程一次投运成功，为重庆地区新增天然气调峰能力 9.3 亿立方米，将有效保障冬季居民家庭、商业和工业用气的稳定供应。12 月，位于重庆市渝北区的铜锣峡储气库建设工程投入采气运行，将大幅提升西南地区天然气调峰能力和应急保障水平。2024 年以来，中国石油的铜锣峡、黄草峡储气库，中国石化的华瀛 LNG 接收站，国家管网集团的天津 LNG 接收站二期、漳州 LNG 接收站等一批标志性重大储气工程陆续投产。这些项目的顺利投产，极大地增强了我国冬季天然气调峰保供能力。预计今冬明春天然气储备能力将同比增加 50 亿立方米以上，保供能力提高 1 亿立方米/日以上，为保障我国冬季高月高日的调峰需求筑牢根基。

五、成品油管输价格形成机制进一步完善

12 月，国家发展改革委发布《关于完善成品油管道运输价格形成机制的通知》，其中提到，国家管网集团应在不超过最高准许收入的前提下，综合考虑管道建设运营成本、市场需求情况、替代运输方式价格等因素，与用户公平协商确定跨省管道运输价格。国家管网集团可根据国家发展改革委核定的最高准许收入，与用户适时协商调整管道运输价格，每年最多调整一次，并与原有价格水平妥善衔接。首次调整价格时，确实难以协商一致的，由国家发展改革委按照与管道运输相同或相近路径的其他成品油运输方式中最低价格确定管道运输价格。国家发展改革委首次核定最高准许收入前，成品油管道运输价格暂按油气管网运营机制改革过渡期价格政策有关规定执行。省级价格主管部门可参照通知相关规定管理省内成品油管道运输价格。

《通知》有利于充分发挥成品油管道运输竞争优势，促进管道公平开放，提高管道运输效率，助力行业高质量发展。这一政策的出台，意味着国家在能源运输价格机制上将更加灵活，也将对整个行业产生深远的影响。

六、天然气利用政策优化调整

6 月，国家发展改革委发布《天然气利用管理办法》，时隔 12 年对中国天然气行业政策进行了优化调整。《天然气利用管理办法》延续了天然气利用方向分为优先类、允许类、限制类和禁止类的主体架构，同时结合国家能源安全、碳达峰碳中和目标落实、产业结构升级等需要，重点在民生保障、气电培育、车用及

储气设施优化、天然气制氢优化、液化天然气冷能利用等多方面升级完善了利用政策，强调具备经济可持续性的高质量发展，强调全国一盘棋的行业协同发展。

2000 年以来我国天然气市场进入快速发展期，利用方向涵盖城镇燃气、工业燃料、交通运输、天然气化工、天然气发电等领域，为加强天然气高效利用，统筹市场发展和稳定供应，国家发展改革委于 2007 年出台《天然气利用政策》，于 2012 年第一次修订。截至目前，《天然气利用政策》在引导天然气市场规范有效发展，促进天然气高效利用和稳定供应方面仍发挥着关键作用。近年来，天然气利用各领域发展形势发生较大变化，城镇燃气领域北方清洁取暖特别是农村“煤改气”产生较大用气需求，交通领域特别是乘用车领域天然气燃料面临电、氢燃料等竞争，新能源发电波动性对燃气发电等灵活调节和支撑电源提出了新的需求，氢能等新业态发展对天然气的利用方式和发展方向产生影响。为推动天然气行业高质量发展，结合形势变化，此次修订了《天然气利用政策》，并将名字调整为《天然气利用管理办法》。

七、成品油出口退税率下调至 9%

11 月，财政部、税务总局发布《关于调整出口退税政策的公告》，自 2024 年 12 月 1 日起，将部分成品油、光伏、电池、部分非金属矿物制品的出口退税率由 13% 下调至 9%，部分成品油包括汽油、柴油、航空煤油等商品。该政策的调整无疑将对成品油行业产生深远影响。

成品油出口一直以来都是国内成品油市场供需调节的重要手段。近年来，随着国营及民营多个新炼能项目的投产，以及运输燃料消费总量逐渐逼近峰值，国内成品油市场已经从过去的供不应求转变为供过于求，在这种背景下，出口成为了缓解国内供需矛盾的重要途径。对于成品油行业而言，从短期来看，出口退税率的下调将直接压缩成品油出口的利润空间，一些实力较弱、盈利能力不强的企业可能会因为无法承担增加的出口成本而选择减少出口量，甚至退出出口市场；然而从长期来看，这一政策调整或将加速国内落后炼油产能的淘汰整合进程，推动行业格局的优化升级。

八、炼油行业节能降碳工作全面推进

6 月，国家发展改革委等部门发布《炼油行业节能降碳专项行动计划》，锚定 2025 年和 2030 年两个时间节点，提出炼油行业节能降碳主要目标，围绕产业结构调整优化、节能降碳改造和用能设备更新、能源消费绿色低碳转型、能源资源

循环利用、数字化升级等方面部署节能降碳重点任务。

炼油行业是石油化学工业的龙头，是能源消耗和二氧化碳排放大户。我国是全球第一炼油大国，经多年发展，已形成本地化、大型化和一体化的发展格局，千万吨及以上炼油厂占总产能比重超过了 50%。目前，炼油行业仍有约 15% 的产能效达不到基准水平，节能降碳潜力巨大。《行动计划》提出，到 2025 年底，全国原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内，炼油行业能源资源利用效率进一步提升，能效标杆水平以上产能占比超过 30%，能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出。2024—2025 年，通过实施炼油行业节能降碳改造和用能设备更新形成节能量约 200 万吨标准煤、减排二氧化碳约 500 万吨。到 2030 年底，炼油行业布局进一步优化，能效标杆水平以上产能占比持续提升，主要用能设备能效基本达到先进水平。炼油行业能源资源利用效率达到国际先进水平，生产过程绿电、绿氢消费占比明显提升，炼油行业绿色低碳发展取得显著成效。

九、新能源车发展加速汽柴油替代

2024 年以来，国内新能源车行业快速发展，加速了对汽油车的替代。根据中国汽车流通协会乘用车市场信息联席分会公布的数据，7 月，国内常规燃油乘用车零售 84 万辆，新能源乘用车零售 87.8 万辆。新能源乘用车月度零售销量首次超过传统燃油乘用车。截至 10 月底，新能源车销量已连续 4 个月超过燃油车。新能源车正在成为市场主流。与此同时，国内重卡领域的“油转气”进程也在加快。根据第一商用车网公布的数据，2024 年前 10 个月，国内天然气重卡呈爆发式增长，市场需求同比增长 316%。最新终端数据显示，1—10 月国内天然气重卡累计销量达 12.9 万辆，屡创月度新高，有效拉动了行业整体数据增长。

中国石油油气市场模拟与价格预测重点实验室的数据显示，今年 1—9 月，国内成品油消费量同比下降 2.1%；预计今年全年，原油加工量将同比下降 1.9%，成品油消费量将达 3.9 亿吨，同比下降 2.0%。预计 2024 年新能源车、天然气重卡对汽柴油消费的替代量累计超过 5000 万吨，较 2023 年同期扩大 2000 万吨，替代率增至 15% 左右。

在新能源以及替代资源持续冲击下，预计成品油需求将呈现低速增长趋势，但在炼油能力增长以及生产供应相对稳定预期下，供需基本面将持续宽松运行。业内分析认为，全年来看，国内成品油总消费量或将进入下降通道，2024 年或将成为成品油市场发展的转折年。中国成品油消费在 2024 年或 2025 年见顶的概率

大幅提升。如果成品油出口数量维持目前水平，预计国内主要炼油企业将适当下调加工负荷。展望后期，成品油消费的下降将有利于我国石油消费总量的降低，并减少对进口原油的依赖程度。

十、油气企业加速布局新能源业务

2024 年，油气企业在努力实现油气增储上产的基础上，加速布局新能源业务。

中国石油加快油气勘探开发与新能源融合发展，大力推动新能源大基地建设，保持风光发电、地热、氢能、CCUS 业务快速发展。4 月，中国石油最大水面光伏发电项目—冀东油田分布式自发自用光伏发电项目正式全部并网发电；9 月，吉林油田昂格 55 万千瓦风电项目并网投产，中国石油单体规模最大的风电项目正式建成。2024 年前三季度，中国石油油气和新能源业务实现经营利润 1442.6 亿元，同比增长 8.7%。

中国石化的发力重点则在氢能交通业务方面，全力推动充电和加气网络发展，推进氢能交通稳步发展，积极向“油气氢电服”综合能源服务商转型。7 月，中国石化宣布启动“万站沐光”行动，规划到 2027 年，在油气矿区、石油石化工业园区及加油站等新建设光伏站点约 10000 座，从布局集中式光伏发电等 6 方面支持培育光伏发电新技术、新模式、新业态，拓展光伏发电应用场景，以推动新能源与传统油气产业深度融合发展。

中国海油着力构筑差异化竞争优势，争当深远海风电领军者，大力推动海上风电与油气生产融合发展，持续提高绿电替代水平，2024 年预计消纳绿电超 7 亿千瓦时；积极推动 CCS/CCUS 产业化，开展国内全海域潜力评价，依托渤中 19-6 气田打造我国北方海上 CCUS 示范中心。

十一、油气企业优化海外发展战略布局

2024 年，“三桶油”积极响应“一带一路”倡议，海外业务布局逐步深化，下属油服及工程公司借助母公司平台优势，把握行业发展新机遇，取得海外业务发展的持续突破和盈利能力的持续提升。

中国石油海外业务加大新项目获取力度。中国石油于 2024 年 6 月在 2023—2024 年苏里南浅海第二轮招标中中标 14 和 15 区块，获得 14 和 15 区块油气勘探、开发及生产的作业权，拥有 70%合同权益；于 9 月正式签署苏里南浅海 14 和 15 区块石油产品分成合同，标志着中国石油首次进入苏里南开展油气勘探开

发活动。圭亚那-苏里南盆地是近年来全球油气勘探的热点区域，苏里南浅海 14 和 15 区块位于该盆地东部区域和圭亚那在产区块东南延伸带，此次中标将有助于中国石油进一步夯实海外业务高质量发展的资源基础。

中国石化旗下公司接连拿下海外订单。如中国石化旗下炼化工程集团与沙特阿美签订沙特阿美 **Jafurah** 天然气扩建三期气体压缩项目 EPC 总承包合同，**Jafurah** 气田是沙特最大的非常规天然气田；中石化石油工程技术服务有限公司全资子公司与沙特阿美正式签订沙特国家天然气管网（MGS）三期管道项目群 6 和 7 标段工程境内采购和施工交钥匙固定总价合同，金额超 11 亿美元。MGS 三期管道项目群是横贯沙特自东向西的天然气输送大动脉，该项目进一步彰显中国石化在海外石油工程建设领域的专业技术水平和施工管理能力。

中国海油逐步布局超深水，不断加强与巴西的油气合作。2024 年 1 月，中国海油参与建设并拥有权益的巨型盐下超深水油田 **Mero** 二期项目投产，项目所用 FPSO（浮式生产储卸油装置）于 2023 年 6 月在中国完成建造，同年 9 月抵达巴西，设计储油能力约为 140 万桶，是全球最大的 FPSO 之一。中国海油于 2024 年 7 月成功中标 1200 万桶 **Mero** 油田 1200 万桶原油贸易长期合约资源；于 10 月与巴西国家石油管理局及佩罗塔斯盆地的合作伙伴就 4 个巴西海上勘探区块分别签订矿税制石油合同；同月，其参与建设并拥有权益的 **Mero** 三期项目顺利投产。

第三篇 煤炭煤电兜底保障能力持续提升

一、煤炭生产稳中有进

煤炭作为我国的主体能源，既是重要的燃料，也是重要的工业原料，在我国能源安全保障中煤炭发挥着“压舱石”作用。《2024 年能源工作指导意见》提出 2024 年煤炭要稳产增产，以保证国家能源安全。

2024 年，我国煤炭政策由保供转为稳产。年初，煤炭主产地晋、陕、蒙、新、鲁地区重要会议及报告中对 2024 年区域内煤炭生产情况进行了规划。除新疆提出力争原煤产量达到 5 亿吨、着力打造国家大型煤炭供应保障基地外，其他 4 个地区均强调了“稳”字。山西提出坚持以煤炭稳产保供为基础，坚决稳定基本量；陕西提出夯实能源基本盘，煤炭产量 7.8 亿吨；内蒙古提出力争煤炭产量稳定在 12 亿吨左右；山东则提出狠抓煤矿安全生产，煤炭产量稳定在 8500 万吨，该目标甚至低于 2023 年实际产量。

2024 年，“强安监”贯穿全年，特别是煤炭主产地山西受煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治工作影响，原煤产量有所下降。下半年随着安监常态化，煤矿生产逐步恢复，全年煤炭产量先降后增、稳中有进，全年全国煤炭产量约 47.6 亿吨。供应结构方面，随着新疆煤炭资源产量的快速增长，煤炭开发进一步向西部资源条件好、竞争力强的地区集中。晋陕蒙新原煤产量占全国产量的比重达 81%，有效发挥了煤炭供应“主力军”作用，同时大型现代化煤矿已经成为我国煤炭生产主体。

二、煤炭进口量预计再创历史高位

自 2024 年 1 月 1 日起，我国恢复了煤炭进口关税。但因发达经济体对煤炭需求明显减少，全球煤炭供需朝向宽松转变，国际动力煤价格上涨乏力。相较于国内同热值煤炭，进口煤凭借明显的价格优势，在我国国内保持了稳定的市场竞争力。除主流煤炭出口国（印尼、俄罗斯、蒙古国和澳大利亚）向中国销售煤炭意愿增加外，中国进口贸易商和哥伦比亚矿方的长协合同签订量也明显增加。叠加进口煤价格优势明显，继 2023 年进口量达历史高位后，2024 年我国煤炭进口量继续保持高位增长。

据海关总署数据，11 月我国进口煤炭 5498.2 万吨，较上月增加 873.4 万吨，环比增长 18.9%；1—11 月煤炭累计进口量 49034.9 万吨，同比大幅增长 14.8%。当前进口煤价格优势仍在，国内下游电厂对进口煤的需求较高，预计 12 月进口

量仍会保持在 4000 万吨以上，则 2024 年全年的进口量预计会达到 5.3 亿吨的历史新高。

据市场信息，进口煤总量的 75%直接或间接地流向了我国东南沿海地区，提升了沿海电厂和港口的煤炭库存。下游尤其沿海电厂依靠长协供应，叠加进口煤补充，库存持续保持高位，促使国内煤价趋稳运行。进口煤采购量的增加对平抑沿海煤电企业燃料成本发挥了重要作用。

三、煤炭煤电消费结构顺势而变

2 月，工信部、国家发展改革委等部门印发《关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见》提出，构建清洁高效低碳的工业能源消费结构，实施煤炭分质分级清洁高效利用行动，有序推进重点用能行业煤炭减量替代；鼓励具备条件的企业、园区建设工业绿色微电网，推进多能高效互补利用，就近大规模高比例利用可再生能源；加快推进终端用能电气化，拓宽电能替代领域，提升绿色电力消纳比例。

8 月，中共中央、国务院印发《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，坚决控制化石能源消费，深入推动煤炭清洁高效利用，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，接下来 5 年逐步减少，在保障能源安全供应的前提下，重点区域继续实施煤炭消费总量控制，积极有序推进散煤替代。加快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”，合理规划建设保障电力系统安全所必需的调节性、支撑性煤电。

这些政策从产业布局、空间格局、科技创新、政策支持等方面对重点领域绿色转型发展作出了全面部署。2024 年，传统的煤炭消费行业正逐渐发生变化，如在电力行业，水电、风电和光伏等能源替代加速，对煤电消费挤出效应明显。随着上述政策的逐步落地实施，区域、能源、产业消费结构均将出现调整，煤炭、煤电消费结构也将随之进一步演变。

四、动力煤市场价格窄幅波动重心下移

2024 年，在长协煤保障下电力行业对市场煤采购量有限，且水电超常增长，太阳能、风电等可再生能源装机规模不断突破，能源替代量不断增加，电力行业耗煤量增长受限。同时由于行业盈利水平不佳，限制行业开工率提升，非电行业用煤需求相对疲软。整体而言，需求端对煤炭市场支撑有限。

2024 年，煤炭进口量大幅增长，国内煤炭市场供需格局整体偏宽松。动力煤

市场价格重心下移，不过相较于其他大宗商品，在需求下行压力加大的背景下，动力煤价格显示出了超预期的价格韧性，1—11月在800~900元/吨区间内窄幅波动。12月煤炭供需格局持续宽松，北方港口煤炭库存已创近年新高，动力煤市场承压运行，5500大卡动力煤跌破800元/吨，至年内低点。

11月，国家发展改革委办公厅印发的《关于做好2025年电煤中长期合同签订履约工作的通知》提出，2025年长协价仍延续2024年的长协价格区间，定价公式依然是由“基准价+浮动价”构成。此外，还规定“要按照‘优质优价、低质低价’原则，由供需双方在合同中明确煤质偏差结算机制，鼓励协商确定热值折算系数”。值得注意的是，2025年电煤中长期合同签订履约工作有两项变化。一是签约量方面，由2024年的“每家煤炭企业任务量不低于自有资源量的80%”改为“不低于自有资源量的75%”。二是纳入电煤中长期合同监管台账的合同，由2024年的“全年足额完成履约任务”修改为“全年原则上足额履约，最低不得低于90%”。此次调整后，2025年行业长协煤量减少，市场煤供给将增加，市场煤价格波动或将放大。

受煤价回落、安全生产形势复杂严峻等因素影响，煤炭企业业绩普遍出现下滑，部分煤炭企业生产经营压力较大，煤炭行业发展面临能源保供和绿色转型双重挑战。国家统计局数据显示，截至2024年9月底，全国煤炭工业规模以上企业共有5135个，亏损企业2367个，亏损面达46.10%，较2023年同期扩大了2个百分点。而由于资源储备、开发条件、产业布局、收入结构、管理效率等方面差异，煤炭企业之间经营效益水平相差较大，行业内企业间发展不平衡、不均衡问题依然突出。

五、煤炭清洁高效利用持续推进

9月，国家发展改革委等部门发布《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》。《意见》立足我国以煤为主的能源资源禀赋，坚持目标导向和问题导向相结合，坚持系统观念，以减污降碳、提高能效为主攻方向，以创新技术为动力，以完善政策和标准为支撑，全面加强煤炭全链条清洁高效利用。《意见》提出，到2030年，煤炭绿色智能开发能力明显增强，生产能耗强度逐步下降，储运结构持续优化，商品煤质量稳步提高，重点领域用煤效能和清洁化水平全面提升，与生态优先、节约集约、绿色低碳发展相适应的煤炭清洁高效利用体系基本建成。

《意见》从煤炭开发、生产、储运、使用4个环节部署了15项重点任务和

具体措施。包括推进节能环保升级；发挥煤炭交易中心作用，推动完善全国统一煤炭交易市场；到 2025 年底，完成其供热半径 30 公里范围内的燃煤锅炉和落后燃煤小热电机组（含自备电厂）的关停或整合；除必要的供热机组外，新建煤电项目应采用大容量、高参数、低能耗、调节能力好的先进机组。加强煤制油气等产能和技术储备；加强散煤综合治理；推进煤炭分质分级利用等。

煤炭清洁高效利用是在煤炭开发、生产、储运、使用全产业链各环节，综合运用先进技术和管理等手段，控制和减少污染物及碳排放，提高煤炭利用效率的活动，对于充分发挥煤炭兜底保障作用，促进能源绿色低碳转型，发展新质生产力具有重要意义。

六、煤电低碳化改造支撑能源绿色转型

7 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》。《行动方案》对标天然气发电机组碳排放水平，明确分阶段推进煤电低碳化改造建设的主要目标；综合国内国际成熟技术方案，提出生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等 3 种煤电低碳发电技术路线，并对煤电低碳化改造建设的项目布局、机组条件、降碳效果等提出具体要求。《行动方案》明确加大资金支持力度、强化政策支撑保障、优化电网运行调度、加强技术创新应用等 4 方面保障措施，并对项目组织、项目实施、宣传推广等提出工作要求。

在“双碳”目标下，煤电企业面临低碳转型的长期挑战，其绿色低碳转型更关系到我国能源保供、清洁转型、经济发展三大目标的协调统一。绿色低碳是能源电力行业的战略方向，也是未来企业的核心竞争力，传统煤电企业要转变观念，找准定位，通过技术进步与管理创新，通过淘汰关停、容量替代、重组整合、“三改联动”“低碳化改造”、应急备用，并开展多能联供、辅助服务、综合能源服务，达到“低能耗、低排放、高能效”与“弹性出力”的要求，以提高电力容量、灵活调节、绿色低碳等多维价值，对冲煤机利用小时下降、电能量价值减小的风险，努力提高度电价值，实现高质量发展。2024 年，我国改造升级煤电机组 1.8 亿千瓦，淘汰落后产能超过 800 万千瓦。

七、煤矿智能化建设纵深推进

煤炭是我国的主体能源，在保障国家能源安全中发挥“压舱石”作用，煤矿智能化对于促进煤炭产业转型升级、实现煤炭高质量发展具有重要意义。近年来，国家能源局会同有关部门，立足我国以煤为主的基本国情，加快新一代信息技术

与煤炭行业深度融合，大力推进煤矿智能化建设，持续完善政策措施。2024 年，智能化产能占煤炭总产能的比例已提升至 50%以上。

为进一步提升智能化煤矿建设水平，加强煤矿智能化标准体系顶层设计，3 月，国家能源局印发《煤矿智能化标准体系建设指南》，提出到 2025 年，推动 100 项以上煤矿智能化国家标准和行业标准制修订，加快数据编码、通讯协议、网络融合、数字化平台、智能感知、新型装备、新能源应用、人机协作、功能安全、信息安全、管理运维等重点标准制定，初步建立起结构合理、层次清晰、分类明确、科学开放的煤矿智能化标准体系，满足煤矿智能化建设基本需求。煤矿智能化标准体系将在推动煤矿智能化发展中发挥着基础性、引领性作用。

目前，煤矿智能化建设进入加快发展、纵深推进新阶段。但仍面临着建设进展不平衡、运行水平有待提升、核心技术装备支撑不足、人才保障亟需加强等问题，需要进一步加大推进力度，完善政策措施，持续提升煤矿智能化建设水平。5 月，为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快发展新质生产力，推进数智技术与煤炭产业深度融合，进一步提升煤矿智能化建设水平，促进煤炭高质量发展，国家能源局印发《关于进一步加快煤矿智能化建设促进煤炭高质量发展的通知》。其中提出，加快推进生产煤矿智能化改造。生产煤矿在保障煤炭安全稳定供应的前提下，积极有序推进生产、经营、管理环节智能化改造，重点推进大型煤矿和灾害严重煤矿智能化改造。大型煤矿要加快智能化改造，到 2025 年底前建成单个或多个系统智能化，具备条件的要实现采掘系统智能化。鼓励 300 万吨/年以上的生产煤矿全面推进主要生产环节智能化改造，力争率先建成全系统智能化煤矿。

煤矿智能化建设是我国煤炭行业转型升级的关键路径。在政策推动、技术创新和市场需求的作用下，煤矿智能化建设市场呈现出持续增长的态势。未来，随着智能化、自动化和绿色化的发展趋势，煤矿智能化行业将迎来更加广阔的发展空间和机遇。

八、煤炭产能储备制度实施意见正式发布

近年来，我国大力发展风、光等可再生能源，稳步推进新型能源体系建设；同时经济高质量发展扎实推进，能源消费保持较快增长，叠加极端天气频发，新能源出力不均衡，使能源系统对煤炭需求的影响被时段性放大，局部地区个别时段存在煤炭供应偏紧的情况。一定规模的煤炭储备产能的建立，既可在国际能源

市场剧烈波动、恶劣天气多发、供需形势急剧变化等极端情形下“向上弹性生产”，快速释放储备产能，有效提升煤炭应急保障能力，更好发挥煤炭在能源供应中的兜底保障作用；亦可有效提升煤炭供应灵活性，保障煤电更好发挥支撑调节作用，推动新能源高质量发展，促进能源绿色低碳转型。

4月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于建立煤炭产能储备制度的实施意见》提出，到2027年，初步建立煤炭产能储备制度，有序核准建设一批产能储备煤矿项目，形成一定规模的可调度产能储备；到2030年，力争形成3亿吨/年左右的可调度产能储备。

《意见》明确，产能储备煤矿的设计产能，由常规产能和储备产能两部分组成。常规产能是指非应急状态下煤矿正常生产的产能，由企业根据市场情况自主组织生产，不纳入国家统一调度范围。储备产能是指在常规产能基础之上预留的规模适度、用于调峰的产能，应急状态下按国家统一调度与常规产能同步释放，实现煤矿“向上弹性生产”。当供需形势由总体平衡转向紧张时，国家发展改革委、国家能源局根据煤炭市场供需以及价格是否超出合理区间等情况，对储备产能实施统一调度，确定储备产能的应急释放区域、生产调度规模、供应保障目标等，保障国家能源安全。

建立煤炭产能储备制度，将按照企业提出申请、地方具体组织、国家统筹确定的原则，以大型现代化露天煤矿和安全保障程度高的井工煤矿为实施重点，在新建和在建煤矿项目中优选一批产能储备煤矿，积极稳妥组织实施。煤矿储备产能规模按占煤矿设计产能的比重，划分为20%、25%、30%三档。

《意见》从顶层设计角度勾勒了未来几年我国煤炭产能储备建设图景，开启了我国煤炭产能储备制度体系建设的新阶段。《意见》为应对煤炭市场波动、提高煤炭供应弹性提出了有效措施。《意见》补齐了煤炭“资源-产能-产品”三级储备体系的建设短板，有利于进一步强化煤炭产业链供应链的整体韧性，为保障煤炭安全稳定供应奠定了坚实基础。

九、煤矿“强安监”贯穿全年

近几年煤矿的高负荷生产使得矿井检修时间压缩，煤矿生产面临的安全风险加大，煤矿事故频发。为防止和减少煤矿生产安全事故，2023年下半年起，矿山领域安监政策密集发布。

2024年2月，国务院发布《煤矿安全生产条例》，自2024年5月1日起施

行。条例明确煤矿企业主要负责人等全员安全生产责任,规定县级以上人民政府、负有煤矿安全生产监督管理职责的部门以及国家矿山安全监察机构等的监管监察职责,形成全方位、多层次的责任体系。《条例》明确要求煤矿企业构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制,强调利用信息化手段提升安全管理水平,实现对煤矿生产过程的实时监控、数据分析和预警预报。《条例》对不同违法情形明确了更严格、细致的处罚措施,并加大了对从业人员的保护力度,明确领导带班下井,明确了十七类重大隐患情形和建立健全重大事故隐患治理督办制度等内容。国务院安委会按照 2024 年度安全生产明查暗访和考核巡查工作安排,从 3 月上旬至 3 月底,组织 22 个综合检查组对 31 个省(区、市)和新疆生产建设兵团开展一季度安全生产明查暗访。此次安全生产明查暗访聚焦制约当前安全生产的矛盾问题,紧盯重点地区、重点行业领域和与群众生产生活密切相关的企业单位,将确保生产经营单位集中复工复产期间安全稳定作为重中之重,结合安全生产治本攻坚三年行动、重点行业领域安全生产风险隐患大排查等重点工作,深入开展明查暗访、专家指导服务、重大事故隐患排查整治和问题隐患曝光,进一步推动各地区、各有关部门和企业单位树牢安全发展理念,全面排查治理各类重大事故隐患,持续加强和改进安全生产工作,坚决防范遏制重特大事故。2 月,山西省应急管理厅、国家矿山安全监察局山西局、山西省能源局联合发布《关于开展煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治的通知》,在全省范围内开展煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治。文件规定煤矿全年原煤产量不得超过核定(设计)生产能力幅度的 10%,并要求对超能力超强度超定员组织生产的企业,一律责令停产整顿。2024 年“强安监”贯穿于产地煤矿生产过程中,超产问题成为安监重点,受此影响,煤炭产能释放受到一定制约。

第四篇 清洁能源发展再上新台阶

一、清洁能源保供能力持续加强

2024 年以来，我国稳妥推进能源绿色低碳转型，推动可再生能源装机规模不断实现新突破，发电规模快速提高，能源保供能力持续加强。

在装机方面，截至 6 月底，风电光伏发电合计装机（11.8 亿千瓦）首次超过煤电装机（11.7 亿千瓦），在我国能源结构中从补充电源向主体电源转变。截至 7 月底，全国风电、太阳能发电装机达到 12.06 亿千瓦，提前 6 年多完成我国在气候雄心大会上承诺的“到 2030 年中国风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上”目标。10 月，我国风电累计装机规模突破 5 亿千瓦，约占全球风电装机容量的一半，行业发展实现新跨越。截至 2024 年底，全国可再生能源新增装机超 3 亿千瓦，占新增装机的 85%以上，风电光伏跃升发展，重大水电项目有序推进，核电在运在建规模升至世界第一，能源安全保障能力取得新高。

在发电量方面，上半年，全国可再生能源发电量达 1.56 万亿千瓦时，占全部发电量比重约 35.1%。其中，风电太阳能发电量合计达 9007 亿千瓦时，约占全部发电量的 20%，超过了同期第三产业用电量和城乡居民生活用电量，利用水平稳步迈上新台阶。前三季度，全国可再生能源发电量占全部发电量比重约 35.5%，实现进一步提升。

同时，截至 11 月底，我国已有超 1000 座换热站陆续投入运行，可为北京、天津、陕西等 11 个省（市、区），超过 110 万户居民提供清洁供暖，累计供暖能力超 1.1 亿平方米，同比增加了近两成。

二、清洁能源大型项目建设稳步推进

2024 年，我国持续加快清洁能源发展，积极推动一连串清洁能源大型项目建成投运，能源绿色转型步伐持续加快。

风电光伏不断实现新突破。山东垦利 100 万千瓦海上光伏项目首批并网，不仅实现了渔业养殖与光伏发电的立体综合开发利用，还成为全球已并网的最大海上光伏项目。福建东山杏陈 180 兆瓦海上光伏电站首批项目的并网，将海上光伏项目选址的最高风速提高到 48 米/秒。而建设于平均海拔 5050 米、最高机舱海拔 5305 米的大唐八宿风电场，成功进驻超高海拔地区，其运行可靠性已得到验证。

12 月 5 日，青海玛尔挡水电站 1 号机组一次并网成功，至此，该站 5 台机

组已投产 4 台。目前，玛尔挡水电站最后一台（2 号）机组也进入并网发电前冲刺阶段，即将实现“一年五投”预设目标。该电站是黄河流域在建海拔最高、装机最大的水电站，总库容 16.22 亿立方米，相当于 113 个西湖的水量。项目全面投产后，年发电量预计可达到 73.04 亿千瓦时，对于支持地方发展、推动我国如期实现“双碳”目标具有重要意义。

当前，第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设取得积极进展。国家能源局在 11 月召开的全国可再生能源开发建设调度会上要求加快推进第一批大基地建设，确保 2024 年底前建成投产。

三、可再生能源替代行动加速推进

当前，光伏发电、风电等可再生能源不仅是我国电力装机增长的主要力量，在我国电力消费转型中可再生能源也发挥着越来越重要的作用。10 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局等部门联合发布《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》明确，在工业、交通、建筑、农业农村等重点领域加快可再生能源替代应用，全面提升可再生能源安全可靠供应能力，稳妥推动可再生能源有序替代传统化石能源，经济高效推进发电、供热、制气、制氢多元发展和替代，加快培育可再生能源替代的新场景、新模式、新业态。

《指导意见》要求，大力实施可再生能源替代，“十四五”重点领域可再生能源替代取得积极进展，2025 年全国可再生能源消费量达到 11 亿吨标煤以上。“十五五”各领域优先利用可再生能源的生产生活方式基本形成，2030 年全国可再生能源消费量达到 15 亿吨标煤以上，有力支撑实现 2030 年碳达峰目标。

可再生能源替代行动有助于降低能源成本，提高能源利用效率。未来，我国将通过提升可再生能源的安全可靠替代能力、加快重点领域替代应用、推动替代创新试点等方式，在工业、交通、建筑、农业农村、新基建等领域全面开展可再生能源替代，确保如期实现发展目标，为加快构建清洁低碳安全高效的能源体系贡献更多力量。

四、绿证交易体系日趋完善

“十四五”以来，我国持续加快绿色电力消费相关机制建设，在促进绿色能源消费、鼓励绿色能源生产、推动能源绿色低碳转型等方面取得积极成效。

1 月，国家发展改革委、国家统计局、国家能源局发布《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》明确，将绿证作为可

再生能源电力消费基础凭证，加强绿证与能耗双控政策有效衔接，将绿证交易对应电量纳入“十四五”省级人民政府节能目标责任评价考核指标核算。8月，国家发展改革委、国家能源局新设电解铝行业绿色电力消费比例目标，完成情况以绿证核算，2024年只监测不考核。9月，国家能源局印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》再次明确，绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证，并进一步完善、细化了绿证核发、交易方面相关规则。

当前，绿电交易在还原绿色环境价值、推动清洁低碳转型、促进绿色电力消费方面发挥着越来越重要的作用。数据显示，2021—2023年，全国绿电交易成交电量分别为87亿、181亿、697亿千瓦时，年均增长283%。截至2024年10月底，我国累计核发绿证35.51亿个，累计交易绿证3.84亿个，其中随绿电交易绿证1.95亿个，为大力推进节能降碳、积极稳妥推进碳达峰碳中和贡献积极力量。

五、多方发力引导分布式光伏有序发展

2024年，《政府工作报告》提出推动分布式能源开发利用。这是“分布式能源”首次被写入《政府工作报告》，行业发展迎来新机遇。

我国的分布式可再生能源项目，主要是分布式光伏发电和分散式风电两种类型，还包含分布式生物能、地热能等类型。其中，分布式光伏的发展最为快速。数据显示，2024年前三季度，我国分布式光伏项目新增装机8522万千瓦，占光伏全部新增装机比重近53%，长期保持高速增长态势。

同时，伴随越来越大规模、碎片化的分布式光伏电量涌入，配电网接入能力、调节能力相对较弱导致消纳能力不足的问题日渐凸显，多省区开始暂缓或暂停分布式光伏项目的备案与审批工作。

为规范市场秩序，国家能源局相继采取一系列相关措施，剑指分布式光伏消纳问题。7月，国家能源局在河北、辽宁、浙江、安徽、山东、河南、湖北、湖南、广东、贵州、陕西开展分布式光伏备案接网推进情况专项监管，监管内容主要包括分布式光伏备案、接入电网、交易、结算等4方面，监管结果不容乐观。10月10日，国家能源局就《分布式光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿）》征求意见，从投资主体、建设场所、接入电压等级、容量等方面进一步明确分布式光伏发电的定义与分类，从备案、开发建设、电网接入、运行管理等方面细化管理要求。同月21日，国家能源局针对分布式光伏并网接入情况公开通报了七

起典型问题，包含并网时限普遍超期、违规扩大分布式光伏接入红区、结算分布式光伏发电时限超期等问题，再次引发社会关注。

未来，我国将通过实施“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”持续扩大分布式能源装机规模。同时，为满足分布式新能源大规模发展要求，业内将持续加强配电网建设、改造，到 2025 年配电网将具备 5 亿千瓦左右分布式新能源接入能力。

六、清洁能源入市步伐不断加快

伴随风电、光伏发电装机规模的大幅增长，近年来，清洁能源消纳能力不足的问题日益凸显。为加快提升清洁能源消纳水平，通过电力市场实现富余清洁能源电量在更大范围的优化配置成为一条有效途径。

5 月，国务院印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》要求，完善价格政策，深化新能源上网电价市场化改革。7 月，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》明确，加强对各地绿色电力交易工作指导，按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。11 月，河北省发展改革委发布我国第一个省级分布式能源参与电力市场交易规则，要求以 2030 年新能源上网电量全面参与市场交易为目标，遵循“先增量后存量、先商用后户用、先试点后推广”的原则，有序、分类地推动分布式光伏入市，最终实现与集中式新能源的入市电量比例相同。

目前，我国清洁能源参与电力市场的交易规则日益完善，交易范围不断增加，交易规模持续扩大。数据显示，2023 年，我国新能源市场化交易电量达 6845 亿千瓦时，占全部新能源发电的 47.3%，部分大型发电企业新能源参与市场比例已超过 50%。同时，全国已有超过 20 个省份和地区新能源电量参与了现货市场；广东、山东、江苏、辽宁 4 省允许核电参与现货市场；南方区域和甘肃允许水电参与现货市场；山东、山西、安徽、甘肃允许新型储能参与现货市场。

七、多部门规范风光市场秩序

近年来，我国风电、光伏发电在实现装机容量快速增长的同时，两个行业的市场价格持续下行、企业盈利能力大幅下滑，引起社会广泛关注。

风电行业“价格战”愈演愈烈。据不完全统计，近年来我国陆上风机整机价格从每千瓦 4000 元持续下滑至千元左右，招标价格屡屡跌破企业成本价。中国

可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩公开表示，过于追求低价中标，不仅导致风电制造端全面亏损，更严重阻碍了产业的创新与发展，不利于风电制造业的长久可持续发展。光伏发电行业面临着同样的问题。受技术路线迭代、库存持续处于高位等因素叠加影响，光伏行业价格持续下滑，当前全产业链价格均跌破成本线。同时，伴随国家市场出口日渐受限、国内市场接近饱和，部分企业开始频频压低定价以争夺市场份额，行业发展面临巨大挑战。

7月，中共中央政治局召开会议时指出，要强化行业自律，防止“内卷式”恶性竞争，强化市场优胜劣汰机制，畅通落后低效产能退出渠道。12月，中央经济工作会议再次明确，综合整治“内卷式”竞争，规范地方政府和企业行为。10月，中国光伏行业协会组织来自硅料、硅片、电池等环节的16家光伏龙头企业代表举办专题座谈会，就“强化行业自律，防止‘内卷式’恶性竞争，强化市场优胜劣汰机制，畅通落后低效产能退出渠道”及行业健康可持续发展进行了充分沟通交流，并达成共识。同月，金风科技、远景能源、运达股份、明阳智能、三一重能、东方电气等12家风电整机商共同签订《中国风电行业维护市场公平竞争环境自律公约》，承诺不进行低价恶性竞争、不对竞争对手恶意贬低、自觉抵制显失公平的合同。

长期来看，我国风电、光伏发电行业发展仍具巨大潜力，将能够为推动我国能源绿色低碳转型、如期实现双碳目标提供有力支撑。未来，政府相关部门应进一步完善产业政策，引导市场有序运行；风光企业需通过技术创新提高产品竞争力，推动行业实现可持续发展。

八、光伏制造行业新规正式发布

11月，工信部正式发布《光伏制造行业规范条件（2024年本）》和《光伏制造行业规范公告管理办法（2024年本）》，明确引导光伏企业减少单纯扩大产能的光伏制造项目，加强技术创新、提高产品质量。

《光伏制造行业规范条件》自2013年首次发布以来，先后于2015年、2018年、2021年进行了3次修订，每一次均根据现行发展阶段实时调整与修订。相较于此前的版本文件，新版《规范条件》主要有6方面修订，包括避免低水平重复扩张、提高技术指标、加强产品质量和知识产权，推动绿色发展、统一相关标准、实行动态管理等。在项目资本金比例方面，新版《规范条件》删除了对多晶硅制造项目的资本金比例要求，将所有光伏制造行业，新建和改扩建光伏制造项

目资金准入门槛统一在了 30%。在工艺技术方面,《规范条件》结合行业技术发展趋势,提高了相关产品技术指标,并基于 N 型单晶电池和组件逐渐成为技术发展主流的实际情况,增加了对于 N 型电池、组件等产品相关要求。此外,新版《规范条件》对知识产权的要求也有所提高,同时强调对产品高可靠、长寿命的要求。

目前,在行业保持高速增长的同时,行业发展也面临无序竞争加剧、市场波动调整、技术迭代提速等问题和挑战。《规范条件》旨在通过提高技术指标要求、加强质量管控、提升项目资本金比例、加强知识产权保护、强化绿色制造等关键举措,积极规范行业秩序,倒逼落后产能加快退出,减少行业“内卷”,促进产业链供应链转型升级,为光伏产业持续健康发展提供有力保障。

九、光伏出口退税率下调

11 月 15 日,财政部、税务总局联合发布《关于调整出口退税政策的公告》明确,自 12 月 1 日起,部分光伏、电池的出口退税率由 13%下调至 9%。根据同步下发的产品清单,下调出口退税率的光伏产品包含商品代码 38180019 的直径大于 15.24 厘米的单晶硅片(经掺杂用于电子工业的)、商品代码 85414200 的未装在组件内或组装成块的光电池及商品代码 85414300 的已装在组件内或组装成块的光电池。

十余年来,在国家各项政策支撑下,我国光伏行业装机容量大幅增长,度电成本快速下降。与此同时,依托于持续的技术创新、完整的产业链供应链体系、充分的市场竞争以及超大规模市场,中国光伏发电行业在全球占据了绝对优势,也为全球各国的清洁能源产业发展提供了参考路径。此次我国下调部分光伏、电池产品的出口退税额度,一方面有助于推动海外市场竞争格局优化提升,另一方面也会督促我国光伏企业持续提升技术、管理水平,为行业健康有序发展、我国能源绿色转型贡献更多力量。

十、核电发展步入“加速期”

8 月 19 日,经国务院常务会议审议,决定核准 5 个核电项目。会议强调,安全是核电发展的生命线,要不断提升核电安全技术水平和风险防范能力,加强全链条全领域安全监管,确保核电安全万无一失,促进行业长期健康发展。此次核准的 5 个项目,分别为江苏徐圩一期工程、山东招远一期工程、广东陆丰一期工程、浙江三澳二期工程、广西白龙一期工程,合计 11 台机组,创下历年核准

最高纪录。新核准机组皆位于沿海省份。其中，中国广核集团旗下6台机组，中核集团旗下3台机组，国家电投旗下2台机组。经粗略计算，这批项目的总投资超过2000亿元。值得关注的是，获批的新项目涉及多种自主三代、四代核电技术路线。

近年来，国内核电建设进程加快。2024年8月，中共中央、国务院正式对外发布《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，明确加快西北风电光伏、西南水电、海上风电、沿海核电等清洁能源基地建设。这是国家顶层文件首次明确表示将加快沿海核电清洁能源基地建设。与此同时，今年“国和一号”示范工程1号机组成功实现首次并网发电，距正式商运仅一步之遥。在“华龙一号”实现批量化、规模化建设之后，“国和一号”批量化建设有望提速。

截至2024年底，全国在运和核准在建核电机组102台，装机1.13亿千瓦，中国已成为世界第一核电大国。到2025年底，在运核电装机有望达到6500万千瓦左右。

十一、民企参股投资核电项目取得新进展

11月，浙江三澳核电一期联网工程竣工投产，国内首个民资参与投资的核电项目正式接入国家电网。吉利集团参与这一项目的投资建设和运营，持股2%，成为试点“民资入核”的首家企业。在2024年新核准的江苏徐圩一期工程等5个核电项目中，都引入了民间资本，且无论民企参股比例还是数量都大幅提高。

长期以来，我国核电领域的投资运营门槛相对较高，投资建设多是采用央企控股、地方政府参股的形式。2023年中央经济工作会议提出“促进民营企业发展壮大，在市场准入、要素获取、公平执法、权益保护等方面落实一批举措”，2024年政府工作报告再次明确“鼓励民间资本参与重大项目建设”，为我国持续放宽市场准入、推动民间资本更好参与国家重大项目建设奠定基础。

2024年新核准的5个项目，共引入10家民营企业资金45亿元，预计可带动民营企业投资超240亿元。

鼓励、支持和引导民营企业参与投资建设，有利于提升民营企业科技创新能力，同时带动核电上下游产业发展，更好激发民间投资活力。同时，在探索构建民营企业与国有企业合作新模式方面，做出又一次有益尝试和成功实践，能够为其他国家重大项目建设引入民间资本发挥示范作用。未来，我国将进一步完善长效机制，鼓励和吸引更多民间资本参与国家重大项目建设，在基础设施、社会事

业等领域，让民营企业进得来、能发展、有作为，更好促进民营经济发展壮大。

第五篇 电网规划建设加快推进

一、政策接连出台支持配电网高质量发展

3月至8月，国家发展改革委、国家能源局等部门陆续出台《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）》，提出并指导、部署“配电网高质量发展行动”，持续深化配电网建设改造，提高配电网可靠性和承载力。10月，国家发展改革委等部门出台的《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》也对可再生能源配套的电网基础设施建设提出技术、功能等方面的要求。

我国雨雪冰冻、台风、洪涝等自然灾害频发，部分配电设施运行年限长、能耗高，存在设备过载、供电容量不足、抗灾能力较弱等情况，一些地区存在配电网电压越限、电网调峰困难的情况，影响用户供电质量。另一方面，随着新能源、充电桩、储能等高比例接入，配电网正逐渐向“有源化”发展，亟需加快配电网的建设改造和智慧升级，以补足电网短板。《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》是我国提出构建新型电力系统后，国家部委层面首次以正式文件形式指导配电网建设。根据国家能源局和工信部数据，2023年全国分布式光伏装机2.5亿千瓦、全国充电基础设施累计达859.6万台。从《指导意见》确定的2025年配电网将具备5亿千瓦左右分布式新能源、1200万台左右充电桩接入能力的目标来看，在不到两年的时间里，配电网接入能力面临实现翻番的挑战。

二、全年电网投资增速实现两位数增长

加快建设新型电力系统，促进新能源高质量发展，推动大规模设备更新改造，以电网高质量发展助力经济社会高质量发展。电网企业加速改造工作，全年电网投资增速实现两位数增长。

国家电网公司2024年上半年电网工程投资达到2540亿元，同比增长23.7%，增速较2023年上半年提高了15.9个百分点。预计全年电网投资将首次超过6000亿元，比2023年新增711亿元，同比增长约13.5%。新增投资主要用于特高压交直流工程建设、加强县域电网与大电网联系、电网数字化智能化升级，更好保障电力供应、促进西部地区大型风电光伏基地送出、提升电网防灾抗灾能力、改善服务民生。

南方电网公司2024年安排年度固定资产投资1730亿元，同比增长23.5%。

正全面推进电网设备大规模更新，预计 2024 年至 2027 年，大规模设备更新投资规模将达到 1953 亿元。其中，2024 年年中增加投资 40 亿元，全年投资规模达到 404 亿元，力争到 2027 年实现电网设备更新投资规模较 2023 年增长 52%。重点聚焦电网本质安全提升、防灾减灾建设、数字电网提升、节能增效提升、绿色环保升级五个方向，目标是到 2027 年综合供电可靠率超过 99.95%，综合电压合格率超过 99.9%。

三、特高压工程项目加快建设投运

华中特高压交流环网全面建成。作为我国华中“日”字形特高压交流环网的收官之作，武汉-南昌双回 1000 千伏特高压交流工程于 11 月 1 日正式投产送电。至此，华中特高压交流环网全面建成，华中电网省间电力交换能力提升 470 万千瓦，能够进一步提升我国西南水电、西北风光等新能源在华中地区的消纳水平，为华中电网安全稳定运行提供重要保障。

张北-胜利 1000 千伏特高压交流工程投运。工程于 10 月 31 日正式投运。该工程是国家“十四五”规划“三交九直”跨省区工程中首个获得核准的工程项目，也是内蒙古地区第八条特高压工程项目。工程作为张家口和锡盟新能源基地互联工程，新能源送出占比达 72%。工程投运后，锡盟地区将形成电力外送“两交一直”格局。每年可从锡林郭勒盟、张家口向京津冀鲁和江苏等地输送超过 700 亿千瓦时的电能。

雄安 1000 千伏特高压变电站扩建工程投运。工程于 11 月 19 日投运，雄安变电站是张北-雄安 1000 千伏特高压交流输电工程的终点变电站，扩建后总容量从 600 万千伏安增加至 1200 万千伏安，每年可接受超 700 亿千瓦时的清洁电能，满足 300 万城镇居民日常用电。这也意味着雄安新区实现 100%绿电供应更进一步。

我国首个“风光火储一体化”大型综合能源基地外送项目建设步伐加快。12 月 8 日，国家“十四五”电力规划重点项目陇东至山东±800 千伏特高压直流输电工程山西段全线贯通。陇电入鲁工程计划将于 2025 年上半年全面建成投运，投运后将具备给山东外送 800 万千瓦电力的能力，年送电量达 360 亿千瓦时以上，其中新能源电量占比 50%以上。

我国首个沙漠、戈壁、荒漠地区风电光伏基地外送电的特高压工程建设正酣。宁夏至湖南±800 千伏特高压直流工程是全国首条以服务沙漠、戈壁、荒漠风光

大基地开发,输送新能源为主的跨区输电工程,接入配套的光伏发电 900 万千瓦、风电 400 万千瓦,以及 464 万千瓦支撑煤电,新能源电量占比超过 50%。目前,该工程进展顺利,预计 2025 年投运送电。

川渝特高压交流工程完成第一阶段系统调试,预计年底投运。11 月 27 日,川渝特高压交流工程已顺利完成第一阶段系统调试工作,预计该工程将于 12 月中下旬进入试运行。工程投运后,西南电网的主网架电压等级将从 500 千伏提升至 1000 千伏,预计每年可输送电量超 350 亿千瓦时,重庆电网将有效承接川西甘孜、阿坝地区水电等清洁能源外送。

此外,陕北-安徽±800 千伏特高压直流输电工程于 3 月 15 日开工建设,阿坝-成都东 1000 千伏特高压交流输电工程于 7 月 17 日开工建设,全球首个特高压柔性直流工程—甘肃-浙江±800 千伏特高压直流输电工程于 7 月 29 日开工建设。

2025 年,我国将核准建设一批重点电力互济工程,积极推动蒙西至京津冀、藏东南至粤港澳大湾区、甘肃巴丹吉林沙漠基地送电四川、南疆送电川渝等输电通道核准开工。整体来看,投运、在建和将核准的特高压工程均以西电东送、有力支撑新能源消纳为目标,不仅加快了新疆、甘肃、宁夏资源优势转化,还能有效推动西部地区风电光伏基地开发,而且带动了电网工程技术进步。随着高海拔电网建设关键技术不断突破,在“云端”的清洁能源被源源不断送出。

值得一提的是,作为国家“东数西算”工程成渝地区的重要节点工程,重庆两江云计算数据中心二期于 2024 年 2 月竣工并启动试运营,正进一步扩大规模,深度承接云计算产业转移。川渝特高压工程、哈重特高压工程分别将于 2024 年、2025 年建成投用,服务重庆经济社会发展。届时重庆电网外受电能力提升近八成,不仅大幅提升省间电力互济能力,同时增强重庆电网的供电保障能力,更是为数据中心用电数量和质量提供有力保障。

四、电网技术创新再添硕果

我国主导的一项 ITU 国际标准正式发布。2024 年 7 月,国际电信联盟(ITU)正式发布由我国牵头制定的国际标准“基于区块链的绿电消费信息溯源参考架构”。该标准由国家电网公司与中国信息通信研究院共同研究制定,经美国、英国、韩国、日本、巴西、印度等国的专家多轮质询后顺利结项并发布。该标准有力促进中国绿电交易与认证技术方案在全球范围内应用,进一步促进贸易便利化,

帮助企业更好参与国际竞争。

全国最大海缆施工船“国蛟一号”顺利交付。7月3日，由国家电网公司自主研发并投资建设的国内最大载缆量海缆施工船“启帆19号”在江苏南通完工交付离港，为国家海洋输电技术品牌“国蛟一号”再添重器。

我国海拔最高的220千伏输变电工程成功送电。7月21日，新疆和田县稀有金属矿产业园区220千伏输变电工程成功送电。该工程将和田南部山区与新疆大电网紧紧联系在一起，预计每年可送电21.6亿千瓦时，从根本上解决南部山区农牧民用电不稳定和绿色矿业产业缺电难题。该工程于2023年2月开工建设，历时16个月建成投运，最高塔位为5390米，是目前国内220千伏输变电工程施工难度最大、海拔最高的项目。

国内首次骨干电网输电通道大规模卫星巡查完成。10月17日，我国首次骨干电网输电通道大规模卫星巡查在江苏完成，覆盖270余条500千伏及以上输电线路，巡查距离超1.5万千米，提升了电网运维质效和防灾减灾水平。

川藏联网工程投运10年双向累计输电约87亿千瓦时。11月20日，川藏联网工程建成投运满10年。10年来，四川电网和西藏电网双向累计输送电量合计约87亿千瓦时。川藏联网工程安全稳定运行10年，标志着我国在高海拔、复杂气候条件下的输变电工程建设、设备运检、管理技术已经成熟，为后续同类工程积累了宝贵经验，对西部地区能源安全、经济社会发展产生深远影响。

我国实现柔直装备出海重大突破。中国电力技术装备有限公司与沙特国家电力公司正式签订沙特中部-西部和中部-南部±500千伏柔性直流换流站项目总承包合同，实现我国自主知识产权的高端柔性直流输电技术、标准和装备制造“走出去”重大突破，预计将带动国内产能出口超100亿元。该项目实施将加强沙特境内网架互联，提升沙特主干网的稳定性，同时为沙特中部及周边地区太阳能等新能源开发利用奠定基础，服务沙特实现长期能源战略和多元化能源结构目标。随着亚非拉与中东地区新能源渗透率进一步提升，关于电网安全可靠的要求或将随之提升，我国有望凭借领先的技术与成本优势，实现特高压持续不断“走出去”。

我国电力行业首个千亿级人工智能大模型发布。12月19日，国家电网公司在北京发布了“电力知识最全、参数规模最大、专业能力最强”千亿级多模态行业大模型—光明电力大模型。该模型将在电网规划和运行、电力设备检修、供电服务等600多个应用场景发挥智能专家作用，实现电力与算力的协同赋能，助力

新型电力系统和新型能源体系建设，更好保障我国能源安全。

五、全国电力市场活跃度不断上升

国家能源局支持智能微电网等新型经营主体发展。11月28日，国家能源局印发《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》，明确了新型经营主体的定义内涵和准入条件，提出了便利新型经营主体接网和运营、支持新型经营主体参与电力市场、完善新型经营主体调度运行的相关政策措施，引导电力领域新技术新模式新业态创新发展。

全国首个区域级电力市场管委会成立。7月2日，南方区域电力市场管理委员会成立，标志着南方区域电力市场向打造全国统一电力市场体系建设标杆迈出重要一步。南方区域市场管委会由广州电力交易中心市场管理委员会改组而成，由发电方、输电方、购电方、市场运营机构、第三方等类别代表组成，初期规模38人，并首次纳入民营企业。

全国电力市场活跃度不断上升。6月17日，山东电力现货市场转入正式运行。9月5日，甘肃成为全国第四家转入正式运行的电力现货市场省份。截至目前，已有广东、山西、山东和甘肃4个地区的电力现货市场转正。10月15日，省间电力现货市场转入正式运行。省间电力现货市场自2022年1月启动试运行至今，机制平稳有序，截至目前，省间电力市场交易主体超过6000个，涵盖多类型发电主体，累计交易电量超过880亿千瓦时，其中清洁能源电量占比超44%。

绿电、绿证交易规模不断扩大。2024年全年绿电交易约2400亿千瓦时，核发绿证超45亿个，绿证交易3.64亿个。截至8月27日，国家电网绿证交易平台累计绿证交易量突破1亿张，占同期全国绿证交易总量的65%。截至8月31日，南方区域绿电交易（含绿证）444.6亿千瓦时，同比增长6倍，其中绿电交易占34.2%，同比增长140%；绿证交易占比65.8%，同比增长577倍；同时，南方区域积极开展港澳跨境绿证交易。

六、电价改革稳步推进

2025年跨省跨区输配电价与2024年一致。2024年10月31日，北京电力交易中心发布2025年国家电网公司跨省跨区交易各环节输电价格。28条跨省跨区专项工程输电价格、各区域电网输电价格、送电省（区、市）电网企业的输电价格、22条跨省跨区专项输电工程降价分享空间与2024年保持一致。

全国峰谷价差普遍呈下降趋势。全国多地12月电网企业代理购电价格表陆

续公布。根据公开数据来看，30 个地区一般工商业 10（20）千伏单一制电价的最大峰谷价差超过 0.6 元/千瓦时；31 个地区 10（20）千伏两部制电价的最大峰谷价差超过 0.6 元/千瓦时；30 个地区大工业 35 千伏两部制电价的最大峰谷电价差超 0.6 元/千瓦时。12 月，除广东、福建、内蒙古、海南、天津、广西、宁夏、贵州、青海、甘肃等地区外，其余地区均执行尖峰电价，峰谷电价差呈现上涨。北京、上海、天津、广东、安徽、河北、吉林、湖南、江苏、重庆、浙江 11 地最大峰谷电价差超过 1 元以上。峰谷价差最高的是上海市，执行大工商两部制 1.5 倍尖峰电价时，峰谷价差为 1.6506 元/千瓦时，比 12 月最高价格高 0.33 元/千瓦时。今年以来，各地峰谷价差正发生悄然变化，整体来看，全国的峰谷价差普遍呈下降趋势。

分时电价进一步调整。2024 年以来，多地相继调整分时电价政策。吉林、甘肃、江苏、河南、江西、青海、山东、福建、云南、贵州、广西、内蒙古、浙江、安徽、湖北、冀北等地分时电价新政策已落地；陕西、黑龙江等地陆续启动分时电价调整政策征求意见，尚未正式实施。当前仅有甘肃、宁夏、贵州、广西等 4 地区执行“高峰-平段-低谷”电价类型，无尖峰与深谷电价；北京、广东、安徽、湖北等 21 地区执行“尖峰-高峰-平段-低谷”电价类型，无深谷电价；山东、新疆、蒙东、蒙西、江苏、浙江、江西、上海等 8 地区执行“尖峰-高峰-平段-低谷-深谷”电价类型；其中江苏、浙江、江西、上海 4 地区执行重大节日深谷电价，在春节、劳动节、国庆节期间设置深谷时段。

七、构网型技术逐渐成为新型电力系统重要组成部分

7 月，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局共同发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，明确提出推进构网型技术应用，根据高比例新能源电力系统运行需要，选择典型场景应用构网型控制技术，具备主动支撑电网电压、频率、功角稳定能力，以保障电力系统稳定运行。

在安全可靠的电力系统中，电网的理想状态是电压、频率参数平稳，发电、用电电量平衡。在新能源高比例并网前，传统的电力系统常常借助同步发电机自带的“惯性”，来稳定电网各项参数。随着新能源装机的快速增长，高比例电力电子设备接入电网，构网型技术应运而生，使其在高比例可再生能源和电力电子设备的环境中发挥同步机组的作用，以提高电网的稳定性和安全性。当前，我国投运和在建的构网型项目共 96 个，以储能、SVG（静止无功发生器）为主。构

网型技术水平总体处于国际领先，尤其是各类构网型装备全面发展，开展了各种应用场景实证。未来，传统的同步发电机发电量和装机占比也将持续下降，构网型技术将成为保障系统稳定运行的可行方向和重要路径。

八、车网互动规模化应用开展试点示范

1月，国家发展改革委、国家能源局等部门联合印发《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》，提出初步在长三角、珠三角、京津冀鲁、川渝等条件相对成熟的地区开展车网互动规模化试点示范，力争2025年底前建成5个以上示范城市以及50个以上双向充放电示范项目。9月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司等联合印发《关于推动车网互动规模化应用试点工作的通知》，提出在全国开展车网互动规模化应用试点，扩大双向充放电（V2G）项目规模，丰富车网互动应用场景。

在标准层面，国网上海市电力公司牵头制定了新能源汽车有序充电国家标准《新能源汽车有序充电系统建设运行技术导则》。

2024年，我国充电基础设施累计建成超过1200万台，上海等城市率先开展了车网互动试点项目，积极探索智能充电桩的建设与应用，初步验证了V2G的商业模式和储能潜力。在上海，7月上海市发展改革委公布2023年度上海市公共充电设施车网互动示范项目，截至9月，上海已有8个公共充电设施“车网互动”示范项目建成并投入使用，共安装了67台具备V2G功能的充电桩，部分站点已在今夏的需求响应中发挥了积极作用。在江苏，6月已实现多个品牌的新能源汽车在不同场景下对电网集中反向放电；7月在无锡正式投运全国最大规模的车网互动示范区；8月实施国内首次省域大规模车网互动应用，当天共有1277辆新能源汽车在遍布江苏全域的482个充电站点参与错峰充电。在浙江，2024年迎峰度夏期间共有3.3万个公共充电桩以虚拟电厂形式助力电网移峰错峰，公交充电桩、V2G充电桩、私人充电桩等各类充电设施集中参与车网互动。在重庆，8月下旬首次开展大规模车网互动应用，引导新能源汽车参与错峰充电、反向放电、接入虚拟电厂，助力电网削减高峰负荷。在深圳，5月有1473辆新能源汽车通过有序充电、反向放电，响应电网削峰需求；11月投运全国首个“光储超充+车网互动+虚拟电厂+电力魔方+电鸿”多元综合示范站，该站具备27个车网互动（V2G）等功能的充电桩，可同时满足46辆车充放电，也是大湾区最大规模车网互动示范站。

九、我国电力排放因子体系更新

10月，国家发展改革委、生态环境部等部门印发的《完善碳排放统计核算体系工作方案》提出，研究完善电力平均排放因子核算方法。我国电力排放因子主要包括全国电力平均二氧化碳排放因子、全国化石能源电力二氧化碳排放因子、中国减排项目区域电网基准线排放因子等。

2024年我国首次明确了电力排放因子算法。4月11日，生态环境部、国家统计局发布2021年电力二氧化碳排放因子，包括2021年全国、区域和省级电力平均二氧化碳排放因子，全国电力平均二氧化碳排放因子（不包括市场化交易的非化石能源电量），以及全国化石能源电力二氧化碳排放因子。此次，不仅更新了全国电力排放因子，还更新了省级和区域级的排放因子。本次启用了全新的“电力平均二氧化碳排放因子”一词，之前在多个文件中使用的“全国电网平均排放因子”未得以沿用。本次共发布了全国、区域和省级三个层级的电力排放因子，及三类计算方法不同的因子，分别是电力平均二氧化碳排放因子、全国电力平均二氧化碳排放因子（不含市场化交易的非化石能源电量）和全国化石能源电力二氧化碳排放因子，其中，电力平均二氧化碳排放因子（不含市场化交易的非化石能源电量）为首次发布。

同时，电网基准线排放因子于2024年密集发布。7月9日，国家气候战略中心发布2022年、2023年减排项目中国区域电网基准线排放因子，及中国区域电网二氧化碳基准线排放因子BM/OM计算说明文件。电网排放因子分为两大类，一类是用于计算碳排放的平均排放因子，是生态环境部发布的一系列电力排放因子，另一类是专门用于计算减排项目的减排项目基准线排放因子。我国从2006年到2019年持续发布减排项目电网基准线排放因子，最初用于《京都议定书》下清洁发展机制（CDM）的项目开发，如今为国内温室气体减排量项目开发提供参考。

2024年初，全国温室气体自愿减排市场启动后，CCER项目开发各项政策机制和保障措施加快完善。在目前通过的第一批CCER方法学中，“并网光热发电”和“并网海上风力发电”的基准线排放量计算中都需要用到电网基准线因子。作为发电类CCER项目开发和减排量计算的重要工具，电网基准线排放因子需及时更新，为相关项目开发和减排量计算提供参考，以适应最新政策中对新能源发电减排量的计算要求。

第六篇 储能氢能赛道加速培育

一、国家能源局发文规范新型储能并网和调度运用

为规范新型储能并网接入管理,优化调度运行机制,充分发挥新型储能作用,支撑构建新型电力系统,4月,国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》。

《通知》对接入电力系统并签订调度协议的新型储能进行了规范,并从管理措施和技术方面提出具体要求。管理措施方面,一是规范并网接入,要求电网企业及电力调度机构制定新型储能并网细则及并网工作指引等,明确并网流程、相关标准及涉网试验要求。二是优化调度方式,要求电力调度机构科学确定新型储能调度运行方式,并支持联合调用模式,明确了各类新型储能调用原则。三是加强运行管理,各地在制定电力市场规则或《电力辅助服务管理实施细则》《电力并网运行管理实施细则》时,应明确、细化新型储能的考核实施细则。技术要求方面,一是规范接入技术要求,新型储能接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求,完成相应性能试验及涉网试验,新型储能设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求。二是明确调用技术要求,提出新型储能应配备功率控制系统或协调控制系统,所有调管范围内的新型储能应具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力。三是鼓励存量电站改造,存量新型储能通过技术改造并具备接受调度指令能力后,电力调度机构应及时开展新型储能并网及调度工作。四是推动调控技术创新,结合新型储能多场景和市场化运行需求,开展各类新型储能智慧调控技术攻关,加强新技术研发应用。

《通知》印发以来,国家能源局推动电网企业完善调度规程,促进新型储能调用水平稳步提高。据电网企业统计,2024年1—8月,全国新型储能累计充放电量约260亿千瓦时,等效利用小时数约620小时。其中,国家电网公司经营区新型储能累计充放电量约220亿千瓦时,南方电网公司经营区新型储能累计充放电量约30亿千瓦时,内蒙古电力公司经营区新型储能累计充放电量约10亿千瓦时。

二、工信部拟发文推动新型储能制造业高质量发展

为构建新一代信息技术与新能源等增长引擎,深化新型储能供给侧结构性改革,推动新型储能制造业高质量发展,引导产业加快技术进步和转型升级,11月,工信部就《新型储能制造业高质量发展行动方案》(征求意见稿)公开征求意见。

《行动方案意见稿》提到，到 2027 年，新型储能制造业规模和下游需求基本匹配，培育千亿元以上规模的生态主导型企业 3~5 家。高安全、高可靠、高效能、长寿命、经济可行的新型储能产品供给能力持续提升。产业主体集中、区域集聚格局基本形成，产业集群和生态体系不断完善。产业链供应链韧性显著增强，标准体系、管理体制和市场机制更加健全。新型储能系统能量转化效率显著提升，热滥用和过充电不起火、不爆炸，实现新型储能电站电池模块级精准消防，保障全生命周期使用的安全可控。推动新型储能制造业更好满足电力、工业、能源、交通、建筑、通信、农业等多领域应用需求，为推动能源革命、实现碳达峰碳中和提供坚实物质保障。

《行动方案意见稿》提出深化新型储能供给侧结构性改革。供给侧结构性改革强调优质产品供给，通过推动新型储能技术创新、提高产品竞争力，有助于带动需求增长。同时，供给侧结构性改革强调有效供给，有助于加快储能电池环节供需平衡到来。储能制造产业链中，储能锂电池属于重资产环节，且目前平均产能利用率不足 50%，供需矛盾较为突出。《行动方案意见稿》提出一方面要依托研究机构开展行业运行监测预警，引导上下游稳定预期，有序部署产业规模，减少低水平重复建设；另一方面着力扩大需求，有望促使储能锂电池行业供需尽快达到新的平衡。

三、多方聚力深化新型储能技术创新

为加快推进重大任务攻关、提升协同创新水平，国务院国资委聚焦战略性新兴产业，从 6 月开始启动了新一轮中央企业创新联合体组建工作。7 月 30 日，由国务院国资委指导、国家电网有限公司和中国南方电网有限责任公司主办的中央企业新型储能创新联合体启动会在北京召开。除两大电网公司外，该创新联合体成员单位还包括多家中央企业、地方国企、民营企业、高等院校、科研院所及社团组织。

中央企业新型储能创新联合体将充分发挥中央企业国家战略科技力量作用，推动产学研协同、大中小企业融通，着力解决制约新型储能产业发展的系列“痛点”“堵点”“短板”问题，推动新型储能领域基础理论研究和关键技术研发，促进创新链产业链深度融合，加快科技成果向现实生产力转化。

当前，中央企业新型储能创新联合体已布局 57 项重点攻关任务，围绕“高安全、低成本化学储能”“高效率、低成本物理储能”“规模化支撑技术”“多场

景应用实证”等四大方向，在能源、通信、航天等行业开展攻关，旨在集中力量攻克一批关键共性技术，产出一批标志性产品，建成一批重大工程和平台，跟踪调整前沿性和颠覆性攻关任务布局，有力推动我国新型储能技术创新和产业水平稳居全球前列，支撑新型能源体系和新型电力系统高质量建设。

四、构网型储能获市场广泛关注

6月，位于青海省格尔木市光伏产业园区的全球首个100兆瓦时智能组串式构网型储能项目正式投运。11月，新疆克州300兆瓦/1200兆瓦时构网型独立储能项目全容量并网送电成功，该项目作为全球磷酸铁锂电池储能路线中容量最大的构网型项目，其投运不仅为当地新能源消纳提供重要支撑，也为构网型储能后续推广树立了标杆。

随着新能源和电力电子设备的渗透率逐步提高，电力系统呈现惯性减小、系统强度变弱的趋势，稳定性问题愈发严重，而构网型储能系统因可以设定电压参数，输出稳定的电压和频率，能够有效改善高比例新能源接入情况下短路容量和转动惯量缺失等问题，因此在新型电力系统中有广阔的应用前景。2023年9月，国家能源局印发《关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》，提出支持构网型储能技术等研发与工程示范。今年3月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》提出，到2025年，智慧调控运行体系加快升级，在具备条件地区推广车网协调互动和构网型新能源、构网型储能等新技术。与此同时，西藏、新疆、辽宁、福建等地相继出台政策鼓励建设构网型储能。在政策持续引导和市场积极响应下，构网型储能技术已然成为热门赛道。

尽管在新型电力系统建设过程中，从“跟网”向“构网”转变已经成为储能行业共识，但构网型储能技术目前尚处于初级发展阶段，要真正实现广泛应用，仍有诸多问题待解。一方面，该技术的核心是通过储能变流器构建起稳定的电压源，如何提升变流器的过流能力，是当前构网型储能设备面临的主要技术挑战。另一方面，作为一项新技术，构网型储能目前仍缺乏相关标准和规范，如技术定位、技术规范、功能要求、测试规范、验收标准等亟待出台。此外，储能过流能力倍数级增长，将带来设备成本的大幅升高，在当前行业“内卷”严重的背景下，构网型储能尚不具备竞争优势。

五、抽水蓄能在建规模跃升至亿千瓦级

8月，水电水利规划设计总院联合中国水力发电工程学会抽水蓄能分会共同发布《抽水蓄能产业发展报告 2023 年度》。《报告》显示，截至 2023 年底，我国抽水蓄能累计已投运规模达到 5094 万千瓦，约占全球抽水蓄能装机的 28.1%，位列全球首位。已建、在建及核准待建抽水蓄能电站规模约 2.3 亿千瓦，连续 8 年稳居世界第一。其中，在建规模也跃升至亿千瓦级。已纳入规划和储备的抽水蓄能站点资源总量约 8.23 亿千瓦。

数据显示，2024 年上半年，全国新增抽水蓄能并网容量 280 万千瓦，截至 6 月底，全国抽水蓄能累计装机容量达 5439 万千瓦。抽水蓄能投资增势加快，上半年投资增速较 2023 年同期增加 30.4 个百分点。预计 2024 年抽水蓄能装机规模仍将保持稳步增长，到年底投运总装机规模将达 5700 万千瓦。

当前，抽水蓄能产业已经成为我国新能源基础设施网络的重要组成部分，国家对未来抽蓄发展规模提出了明确指标要求。2 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》指出，到 2027 年，抽水蓄能电站投运规模达到 8000 万千瓦以上。8 月，中共中央、国务院印发的《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》提出，加快构建新型电力系统，到 2030 年，抽水蓄能装机容量超过 1.2 亿千瓦。

抽水蓄能在新型电力系统中兼具源、荷、储特性，调节性能优越，更重要的是作为同步机型大容量储能，还具备同步电压支撑、同步惯量支撑等独特优势，是“保供应、保安全、促消纳”的重要基石。未来几年，抽水蓄能仍处于行业发展的战略机遇期，机组建设技术将不断进步，变速抽蓄机组应用场景将更加广泛。

六、抽水蓄能参与电力市场交易序幕拉开

7 月，广东省能源局、国家能源局南方监管局联合印发《广东省抽水蓄能参与电力市场交易实施方案》，建立了抽水蓄能参与广东电力市场的交易机制。随后，广东率先开展抽水蓄能试点参与电力市场，拉开了我国抽水蓄能参与电力市场交易的序幕。山西、青海等省（区、市）也在相关政策文件中提出推动抽水蓄能参与电力市场，都在陆续推动实施中。

据当前抽水蓄能建设规模预计，“十五五”期间我国抽水蓄能建设投产将处于高峰期。随着大规模抽水蓄能投产，如何促进和引导其经济高效运营成为亟需解决的问题。自国家发展改革委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》提出逐步推动抽水蓄能电站进入市场已有 3 年，但我国抽水蓄能入市进展

仍较为缓慢。

现阶段，抽水蓄能全面参与电力市场主要存在三方面挑战。一是若抽蓄全面参与现货市场，市场出清结果可能造成多台抽蓄机组同时启停，引起电网功率波动，对电网频率稳定构成潜在威胁。二是抽蓄在电网中同时承担着调峰、调频、黑启动等多重调节功能，但电力市场目前仅能在部分方面衡量抽蓄贡献，抽蓄全面入市存在收入难以覆盖运行成本的问题。三是长期以来抽蓄按照计划调度模式发电，对其设备性能和管理能力的要求相对较低，入市后，市场竞争将对抽蓄机组设备调节速率、调节精度、自动响应能力、可靠性等提出更高要求，而抽蓄电站的生产组织模式、市场运营能力等亦需进一步完善提升。

七、氢能助力经济社会发展全面绿色转型

8月，中共中央、国务院印发《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，明确了10项重点任务，氢能多次被“点名”提及。例如，在稳妥推进能源绿色低碳转型方面，《意见》要求推进氢能“制储输用”全链条发展；在推进交通运输绿色转型方面，《意见》要求完善充（换）电站、加氢（醇）站、岸电等基础设施网络；在完善绿色转型政策体系方面，《意见》要求完善可再生能源标准体系和工业绿色低碳标准体系，建立健全氢能“制储输用”标准。可以窥见，氢能已成为我国加快经济社会发展全面绿色转型的重要抓手。

而在刚刚出台的《中华人民共和国能源法》中，氢能首次被明确纳入能源管理体系，与煤炭、石油、天然气、核能、水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能以及电力、热力等一同作为能源进行管理，同时明确，积极有序推进氢能开发利用，促进氢能产业高质量发展。这从国家层面确立了氢能的法律地位，为氢能行业的发展指明了方向，氢能产业即将迎来发展的春天。

八、制氢储氢技术持续突破

3月，北京航天试验技术研究所牵头承担的国家重点研发计划“重型车辆液氢储供关键技术研究”项目顺利通过综合绩效评价。该项目完成了车载液氢储供系统7项关键技术攻关，在国内率先研制了80千克级车载液氢储供系统工程样机；完成了液氢储供系统和燃料电池及整车的匹配性测试等。

5月，中国船舶集团第七一八研究所旗下中船（邯郸）派瑞氢能科技有限公司自主研发的国内最大单体产氢量3000标准立方米/时水电解制氢装备在河北邯郸下线。该装备突破了大功率、高电密、宽负载、低电耗等多项前沿技术，实现

了单体产氢量由 2000 标准立方米/时到 3000 标准立方米/时的跨越，可显著提高单机产能、降低生产投入和运行成本。

6 月，深圳大学科研团队与东方电气集团合作，首次实现海上风电可再生能源和海水直接电解制氢一体化，并在大海中利用海上风电驱动海水制氢，海水杂质离子阻隔率高达 99.99% 以上，制氢纯度达到 99.9% 至 99.99% 区间。

同月，我国首套自主研发的百千瓦级电氢双向转换装置在广州投运，在国内率先通过一套装置完成制氢和发电，实现了绿电和绿氢的双向高效可靠转换，标志着我国可逆固体氧化物电池技术从实验室走向了示范应用。

7 月，由榆林学院与常州市蓝博氢能源科技有限公司共同建设的我国首个光热补能甲醇制氢加氢一体站投入使用。该一体站将太阳能转化为热能，进而利用热化学将甲醇转化为氢气。这一转化过程显著提升了能源利用效率，极大地降低了环境污染。统计数据显示，该一体站每天可生产数百千克氢气，能够满足数十辆新能源汽车的加氢需求。

9 月，我国首套氢膨胀 5 吨/天氢液化系统在北京正式发布。该系统由中国航天科技集团六院 101 所、航天氢能科技有限公司联合研制，8 月 18 日成功产出液氢，是我国在液氢大规模制备领域取得的突破，将助力液氢大规模应用的工业化进程，为推动能源结构转型提供重要技术和装备基础。

九、氢能在交通领域实现多场景应用

4 月，西部陆海新通道跨境公路首趟氢能班车发车。满载着包装材料的氢能卡车从成都装货出发，抵达重庆南彭公路保税物流中心（B 型）通关后驶往越南。“成渝氢走廊”是贯通成渝中部城市群的氢能快捷运输线，深度整合了川渝两地优势产业资源，形成产业集聚发展。

6 月，我国首个重载铁路加氢站—国家能源集团巴图塔加氢站正式投入商业运营。巴图塔加氢站加氢能力达每天 500 千克，储氢能力为 800 千克，最快 30 分钟可加满一台氢能动力机车，所加注的氢燃料可供机车连续运行 8 小时，空载续航里程达 800 千米，预计每年可减少二氧化碳排放量约 800 吨。

同月，全国首个全场景氢能港口建设启动仪式在山东青岛举行，山东省港口集团青岛港发布了氢能港口最新规划。根据发展规划，青岛港将加快推动氢能全链条多场景应用落地，构建港口氢气供应体系、高效加氢体系、用氢安全管控体系“三大体系”，打造港口氢能全产业链一体化应用示范、多场景应用示范、多

元化应用示范“三个示范”，建设氢能产学研创新发展平台、氢能贸易枢纽平台、氢能港口公共服务平台“三大平台”。

同月，国内首艘商用氢燃料电池动力游览船——“西海新源 1 号”在江西九江正式交付使用。该船可载乘员 22 人，最大航速 25 千米/小时，采用双电机双桨推进，船舶动力由氢燃料电池与锂电池混合双动力系统组成，具有零污染零排放、高舒适性和低能耗、低噪声等特点。

9 月，我国首列氢能源智能城际动车组 CINOVA H₂ 在德国柏林国际轨道交通技术展览会上正式发布。该车搭载了中车自主研发的氢燃料电池系统，具有完全自主知识产权。该车采用氢动力，行驶全程实现“零碳”排放，而且运行速度、载客能力、续航里程等关键性能优于国际同类产品，将为非电气化铁路客运装备绿色升级注入全新动力。

第七篇 国际能源市场深刻调整

一、气候融资困境难解，发展中国家绿色低碳转型仍面临资金缺口

11月，《联合国气候变化框架公约》第二十九次缔约方大会（COP29）在阿塞拜疆首都巴库召开。大会最终达成系列重要决定，包括确立新的气候资金目标、完善国际碳市场机制运行细则等，为应对全球气候变化、促进绿色低碳转型提供了更加明确的方向和支持框架。

关于气候资金目标，COP29达成了新的气候融资集体量化目标（NCQG），即到2035年，发达国家每年至少向发展中国家提供3000亿美元的气候融资，用于支持其气候行动。此外，COP29还设定了一个更为宏大的愿景，即到2035年，包括公共和私人资金在内的所有资金来源将提供至少1.3万亿美元。尽管COP29确立了新的气候融资目标，但发达国家与发展中国家关于资金规模、来源和结构上的分歧巨大。发展中国家提出1.3万亿美元中的大部分应以赠款形式提供，而发达国家仅愿意提供2000亿至3000亿美元的直接财政援助，更倾向于通过贷款、私营部门投资等形式补足资金缺口。

关于国际碳市场机制，COP29通过了《巴黎协定》第六条的实施细则，特别是第六条第四款，创建一个由联合国直接监督管理的全球碳市场机制。这一机制允许各国通过双边或多边协议相互交易减排量和排放许可指标，这些交易信用被称为国际转移减排成果（ITMOs）。此外，第六条第四款还明确了避免双重计算的原则，确保一个国家出售减排指标后不能再使用。这些规定为国际碳市场的健康发展提供了法律基础。

除了气候融资和碳市场机制，多国还更新了国家自主贡献（NDCs），同意逐步淘汰化石燃料，进一步巩固了全球绿色低碳转型的大势。作为最大的发展中国家，中国在本届气候大会中的角色和发挥的作用受到全世界关注。大会期间，中国发布了一系列的气候倡议和气候行动方案，分享中国的绿色低碳转型经验，倡导世界积极推进能源转型。大会开幕当日，中国官方还首次晒出2016年以来总计约1770亿元人民币的南南合作气候资金，为此次大会的气候融资谈判释放积极信号。中国还会一如既往地发挥负责任大国的引领作用，与欧盟和其他国家一起，推动《巴黎协定》全面落实。

二、全球石油需求低迷，“欧佩克+”频繁延长减产难托油价

2024年，全球经济增长呈现出复杂态势，尽管一些新兴经济体保持着一定

的增长活力，但主要发达经济体面临着高通胀压力下的货币政策调整、债务上限以及经济衰退风险等诸多挑战，全球石油需求整体表现低迷，很少有国家出现需求同比较大的增长，更多的是呈现同比持平或同比下滑的态势。中国新能源汽车发展进程加快、基建投资增速放缓带来的需求增量有限；欧洲国家工业生产依旧低迷，柴油需求再度下滑；美国的消费旺季汽油消费表现一般，没有超预期的需求出现。最大的亮点就是全球航空煤油需求的大幅增长，但由于航煤在所有油品中占比较低，航煤单一的优良表现尚不足以带动全球石油需求的大幅增长。随着美国大选结束，全球金融、货币政策以及经济贸易环境面临更多不确定性和不稳定性。欧佩克、国际能源署、美国能源信息署等机构年内多次下调今明两年石油需求预期。国际能源署最新发布的数据显示，2024 年，全球石油需求的平均增长幅度仅为 90 万桶/日，而 2023 年为 230 万桶/日，预计 2025 年接近 100 万桶/日。

2024 年 6 月，沙特阿拉伯、俄罗斯、伊拉克、阿拉伯联合酋长国、科威特、哈萨克斯坦、阿尔及利亚和阿曼 8 个“欧佩克+”成员国决定把 2023 年 11 月宣布的日均 220 万桶的自愿减产措施延长至 2024 年 9 月底，之后视市场情况逐步回撤该减产措施。此后，上述提及的 8 个“欧佩克+”成员国分别于 9 月初和 11 月初，宣布延长这部分减产额度。12 月，“欧佩克+”决定将原定 2024 年 12 月底到期的日均 220 万桶的自愿减产措施延长 3 个月，至明年 3 月底，并将全面解除减产的时间推迟一年，至 2026 年底。“欧佩克+”的石油产量约占全球石油产量的半壁江山，其产量政策历来都是左右全球原油市场的关键因素。自 2022 年底以来，“欧佩克+”实施了一系列减产措施以支撑石油市场、提振油价，按照其之前的计划，减产措施将在 2025 年前逐步取消。然而，全球需求放缓和非“欧佩克+”产油国产量增加对其计划构成障碍，并对国际油价造成压力，致使“欧佩克+”一再推迟增产。地缘政治方面，叙利亚内战再次升级，俄乌、巴以等地缘冲突风险持续外溢，都将较大程度对原油市场产生影响。回顾 2024 年全年，全球石油基准布伦特原油大多保持在每桶 70 美元至 80 美元的区间。

三、地缘局势紧张情绪贯穿全年，天然气市场风险犹存

2024 年，地缘政治冲突笼罩全球经济，在能源领域，地缘问题引发的连锁反应除深刻影响原油市场外，也不可避免波及天然气市场。俄乌冲突的蔓延让欧洲急于摆脱对俄能源依赖，将目光投向中东和非洲国家，寻求新的供应渠道。同时，特朗普重返白宫后美国能源政策调整，将更倾向于提高油气产量，在国际油气市

场进一步中填补俄罗斯空缺。此举虽然可能在一定程度缓解部分地区供应紧张局面，但是也给全球能源市场注入了更多不确定性。

回望 2024 年全年，上半年，全球天然气市场保持相对宽松。亚洲和欧洲的现货天然气价格在 2024 年第一季度跌至俄乌冲突前的水平，而美国 Henry Hub 现货价格暴跌至数十年来的低点。下半年，按照传统惯例，亚洲在三季度下旬进入冬季的补库阶段，采买 LNG 需求增加。另外，俄罗斯-乌克兰天然气过境协议将于 2024 年底结束，欧洲 LNG 采购增加，带动亚洲积极补库。三季度结束后，可以看出地缘政治冲突仍在强烈扰动国际天然气市场。11 月，俄罗斯天然气工业股份公司停止向奥地利国家石油天然气集团接收端输送天然气，奥地利成为最新一个被俄气断供的欧盟国家。受需求增加和对俄罗斯天然气供应中断的担忧影响，欧洲天然气价格大幅上涨。统计显示，当前欧洲的气价已经达到疫情之前 10 年均值的两倍。另有消息称，欧盟设施的天然气消耗速度达到 5 年多来最高水平。受天然气价格上涨及风电出力不足等因素影响，11 月 25 日至 12 月 1 日欧洲多地电力市场周平均电价超过 100 欧元/兆瓦时，其中西班牙和葡萄牙 MIBEL 市场价格涨幅高达 34%。

国际能源署在《全球天然气安全评论》中表示，在气价正常化的背景下，全球天然气需求将在 2024 年达到 4.2 万亿立方米的历史新高，这主要归功于亚太地区的天然气需求增长。2025 年全球天然气需求将再创新高，预计增长 2.3%。与 2024 年类似，增长主要由亚洲支撑，仅亚洲就将占全球天然气需求增量的一半以上。同时，国际能源署表示，全球天然气供应仍然紧张，地缘政治的不确定性增加了天然气市场的波动。目前来看，供需间的平衡十分脆弱，考虑到地缘政治冲突不断、上游设施运行不稳定、俄罗斯管道气停供等因素，再叠加极端天气和其他不确定因素，国际天然气价格仍存在明显的波动风险。

四、高温等极端天气频发，全球电力系统承压

2024 年，高温干旱等极端天气气候事件频发，给许多国家和地区带来严重影响。世界气象组织表示，近几十年来，极端天气事件发生频率和强度都在增加。在北半球，刚刚入夏不久，东南亚多个国家就已遭受了前所未有的热浪侵袭。美国、俄罗斯、欧洲等地都出现了大范围的热浪。极端天气下，全球各地电网承受着巨大的压力。6 月 24 日，由于高温天气持续不断，埃及将原本计划于短期内结束的全境停电措施延长至 6 月 30 日，且每日停电时间从 2 小时增加至 3 小时。

7月8日，东京地区的现货电价飙升至每千瓦时21.9日元，为2023年2月以来最高水平。7月9日，飓风“贝利尔”登陆美国得克萨斯州，超过250万户家庭和企业失去电力供应，由于当地公用事业公司迟迟未能完成电力基础设施的灾后修复，导致大面积的停电事件持续了2周以上。在南半球，干旱等极端天气给多个国家造成困扰。厄瓜多尔受干旱、电力设施老旧等因素影响，持续遭遇电力危机。6月19日，厄瓜多尔发生全国性大面积停电事故，该国电网完全崩溃，约1800万人受影响。赞比亚近期也遭遇了几十年来最严重的干旱，导致该国大部分水电站的发电量大幅下降。2024年，厄尔尼诺现象引发的干旱是近40年来最严重的一次，导致赞比亚每天停电至少12小时。

国际能源署基于最新数据对全球电力需求、电力供应和二氧化碳排放的趋势进行分析后指出，由于许多地区的经济稳健运行、电气化进程持续推动和热浪加剧，电力需求在2024年上半年仍然强劲增长。2024年和2025年，预计全球电力需求均将以4%的速度增长，达到2007年以来最快的速度（2010年全球金融危机后和2021年新冠疫情引发的需求崩溃后的大幅反弹除外）。这一增长是由多个地区和国家的强劲电力需求推动的，特别是中国、印度和美国。具体来看，中国2024年电力需求预计将增长6.5%，2025年将增长6.2%，与2016—2019年的平均水平相似。印度2024年电力需求预计将增长8%，与2023年的增长速度相当。假设天气条件恢复到平均水平，印度的电力需求增长将在2025年温和放缓至6.8%。美国2024年电力需求预计将大幅反弹，同比增长3%。较强劲的增长部分是由于2023年天气温和、负荷较低。同时，经济前景的改善、高温天气下空调负荷的不断增长和数据中心扩张导致用电需求激增也是推动电力需求增长的重要因素。预计2025年美国电力需求将增长1.9%。

五、可再生能源装机快速扩张，多国电力市场负电价现象加剧

2024年，全球风光等可再生能源保持高速增长。11月，美国清洁能源协会发布报告称，2024年美国大型地面光伏新增装机容量预计将超过32吉瓦，相当于2023年美国新增光伏总量。据能源行业智库Ember数据，过去5年，欧洲光伏装机容量翻倍增长，从2019年的127吉瓦上涨到2024年的301吉瓦，风电装机容量从188吉瓦上涨至279吉瓦左右。2024年上半年，欧洲风光发电更是首超化石燃料。10月，国际能源署发布《2024年可再生能源报告》指出，2024至2030年，全球将增加超过5500吉瓦的可再生能源装机容量，几乎是2017至2023

年间增幅的 3 倍。从发电技术角度来看，预计从现在到 2030 年，仅太阳能光伏发电就将占据全球可再生能源发电装机增长的 80%。风电行业尽管持续面临挑战，但也有望实现复苏，2024 至 2030 年风电扩张速度将比 2017 至 2023 年间的增长速度翻一番。目前，风能和太阳能光伏发电几乎已成为每个国家新增发电装机最经济的选择。在这一趋势之下，全球近 70 个国家（这些国家占全球可再生能源发电装机总容量的 80%）将达到或超过其目前设定的 2030 年可再生能源目标。同时，国际能源署也强调，各国政府仍需加大努力，将太阳能光伏发电和风能等波动性可再生能源安全地整合到电力系统中。

事实上，随着可再生能源大规模接入电网，负电价问题也进一步加剧。2024 年上半年，美国南加州负电价时长的比例超过 20%，比 1 年前增加了 2 倍多。在一些市场，如南澳大利亚，自 2023 年以来，约 20% 的时间电价为负值。法国电网运营商 RTE 数据显示，今年 1—6 月，法国出现负电价时长达到 233 小时，较 2023 年同期的 53 小时大幅增加；今年 8 月，该国负电价小时数更是达到 308 小时，刷新历史纪录。行业研究机构 ICIS 数据显示，今年前 8 个月，欧洲国家中总计有 7841 小时电价为负，负电价时长再创历史新高。其中，芬兰负电价问题最为突出，该国核电和水电装机量相对较高，由于无法在短期内快速降低发电产能，风光大发带来的电力过剩对电价刺激更为明显。根据欧洲输电系统运营商 Entso-E 收集的数据，今年整个欧洲大陆有 6% 的时间电力批发价格为零或负值，这一比例较 2023 年的 2.2% 和 2022 年的 0.3% 大幅上升。在拥有大量可再生能源电力的市场，上述数字甚至要更高，如荷兰为 8%、芬兰为 11%、西班牙为 12%。随着更多太阳能电池板和风力涡轮机的安装，负电价时段所占比例还会进一步增长。预计 2024 年全年，许多电力市场发生负电价的频率都将大幅增加。风电和光伏装机量的大幅上涨是引发负电价的主要原因。从目前负电价频次来看，负电价经常出现在光照充足、风力强劲的白天，同期水力发电量也处于高位，如果叠加需求低谷期，负电价几乎不可避免。在可再生能源电力装机不断扩大的背景下，电力交易市场中因供应过剩引发的负电价现象已然成为常态，但其持续时长的快速增长依然引发业界关注。

六、多国政府及金融机构支持核能扩张，全球核电保持较快发展节奏

2024 年，全球核电保持较快发展节奏。1 月，英国政府发布民用核能路线图，以实现到 2050 年拥有 24 吉瓦核电装机容量的宏伟目标，届时，核电在英国电力

结构中占比将达到 25%左右，同时英国政府还宣布将投资 3 亿英镑用于本土高丰度低浓铀的生产。7 月，美国总统拜登正式签署《加快部署多功能先进核能促进清洁能源法案》，以提升美国在核电领域的领导力，加快先进核技术的发展，提高监管效率，加强国家安全。这是继 2019 年颁布《核能创新和现代化法案》后，美国颁布的又一部激励核能发展的专项法律，对美国核能发展具有重要意义。9 月，法国电力集团宣布将 2024 年的核能发电量预期从 315~345 太瓦时上调至 340~360 太瓦时。标准普尔全球大宗商品洞察预计，9—12 月法国电力集团平均可用核电装机容量约为 40 吉瓦，使得全年核能发电量有望达到 350 太瓦时左右。同一时段，韩国核安全与保障委员会发表声明称，已批准在郁陵岛建造新哈努 3 号和 4 号核反应堆，这两座反应堆均具备 1.4 吉瓦的发电能力。现任韩国政府设定的目标是到 2038 年，核电在发电量中的占比从当前的 30%提升至 36%。10 月，意大利能源部称，该国计划在 2024 年底前提交一项草案，以允许在国内进行核能生产。

与此同时，多家全球金融机构支持核能扩张。在 9 月纽约气候周活动期间，14 家全球金融机构在小组讨论会上表示，民用核能项目在低碳转型过程中可以发挥重要作用，金融机构应进一步支持增加核电装机和扩大核工业规模，以加速清洁电力生产，支持能源转型。世界核协会表示，资本市场和融资可以在全球核电项目开发和核电扩张中发挥关键作用。金融机构可通过提供经验、全球影响力、服务和解决方案等为核工业提供支持。

国际原子能机构发布的《2050 年能源、电力与核能展望》报告已连续 4 年上调核电装机预期。该报告考虑了所有在运反应堆、使用寿命延长潜能、功率提升空间、反应堆退役计划和未来几十年的新建计划。在高情景下，到 2050 年，全球核电装机将比当前水平高 2.5 倍，达 950 吉瓦，其中小型模块化反应堆将占新增容量的 25%左右。在低情景下，核电装机将增加 40%，达到 514 吉瓦，小型堆将贡献新增装机的 6%。该报告指出，是否能实现核电装机的最高预期目标取决于国家政策、投资支持、新反应堆示范项目、电网开发、供应链管理等因素，其中，小型堆的发展尤其重要。目前，有约 30 个国家在考虑或计划引入核能，其他一些国家则希望延长现有核电站的使用寿命。国际原子能机构认为，延长现有反应堆的使用寿命是成本效益最高的低碳发电方式之一。

七、各国政府及企业积极发展氢能，助力实现氢能大规模部署

2024 年，欧盟、美国等相继宣布为氢能基础设施建设提供资金，不断扩大对氢能价值链的支持范围，积极推动氢能技术发展，助力实现氢能的大规模部署。2 月，欧盟委员会正式发布氢能基础设施发展计划 IPCEI Hy2Infra，该计划由法国、德国、意大利、荷兰、波兰、葡萄牙以及斯洛伐克 7 个欧盟成员国共同参与，预计将通过公共资金拨款的方式为欧盟氢能产业提供超过 69 亿欧元的巨额资金支持，总计涉及欧盟境内的 33 个氢能项目。3 月，美国能源部宣布根据《两党基础设施法案》向 24 个州拨款，为 52 个清洁氢能技术开发及制造项目提供 7.5 亿美元的资金支持，旨在推动氢气降本，加速发展本国清洁氢能供应链，助力实现氢能的大规模部署。8 月，意大利政府宣布，将为纳入 IPCEI Hy2Infra 计划的多个氢能项目提供超过 9.94 亿欧元政府补贴，从资金层面支持参与项目落地的能源企业，推动意大利乃至整个欧盟氢能供应链发展。同月，德国政府宣布将推动“南部氢能走廊”开发建设，这是目前欧洲规划建设的 5 条大型“氢能走廊”项目之一。德国政府计划在 2027 至 2028 年前改造和新建超过 1800 千米的氢气管道，这些线路将获得 IPCEI Hy2Infra 计划的部分支持。作为上述计划的补充，德国 12 家主要管道运营商还发布了“氢能核心网络”联合计划，计划投资超过 30 亿欧元改造和新建约 9700 千米的氢气运输管道，将氢气生产中心与工业用户、储存设施、发电厂和进口走廊等连接起来。9 月，阿布扎比国家石油公司与埃克森美孚达成战略合作协议，根据协议，阿布扎比国家石油公司将收购埃克森美孚在美国得克萨斯州贝敦拟建的低碳氢和氨生产项目 35% 的股权，该项目计划成为世界上最大的低碳氢工厂。同月，日本宣布成立首个氢能投资基金，该基金汇集了多家工业巨头、金融机构以及国际能源企业，共同承诺投入逾 4 亿美元的资金，用以推动低碳氢价值链的建设，创造氢能需求并为全球氢能价值链中的企业提供资金支持，从而推动氢能产业的快速发展。

近年来，欧美等西方国家加速布局推进氢能产业，争夺技术和产业主导权。在全球加快能源绿色转型的背景下，氢能产业已成为全球能源领域投资增速最快的产业之一。国际氢能委员会与管理咨询公司麦肯锡联合发布的分析报告显示，随着全球氢能产业强势增长，到 2030 年全球氢能直接投资额有望达 3200 亿美元。

八、全球电动汽车市场规模持续扩大，产能布局仍需加速

2024 年，在各国激励措施出台、产业技术迭代创新、充电基础设施发展、消

费者偏好改变等多重利好因素推动下，全球电动汽车市场规模正加速扩大。根据研究机构 Rho Motion 发布的最新月度全球电动汽车销售报告，2024 年 9 月，全球电动汽车行业见证了创纪录的销量，纯电动和插电式混合动力汽车销量同比增长 30.5%至 169 万辆。中国市场销量跃升 47.9%至 112 万辆；美国和加拿大市场销量增长 4.3%至 15 万辆；欧洲销量增长 4.2%至 30 万辆。当前全球环保低碳理念愈发深入人心，电动汽车领域技术快速迭代创新，预计 2024 年全年全球电动汽车销售将继续保持强劲增长势头。据国际能源署此前发布的《2024 年全球电动汽车展望》报告，2024 年，全球电动汽车销量预计达 1700 万辆，占全球汽车总销量的五分之一以上。中国电动汽车销量将增至 1000 万辆左右，约占中国国内汽车销量的 45%；在欧洲和美国，电动汽车销量占比预计分别约为四分之一和九分之一。据德国 Statista 数据平台统计，2024 年，全球电动汽车市场营收有望达到 7862 亿美元，并将在 2024—2029 年间稳定保持 6.63%的年复合增长率。随着市场竞争和规模化生产促进电动汽车价格逐步下降，电动汽车需求预计会呈现指数级增长。标普全球公司发布的报告认为，全球汽车行业正加速电动化转型。未来电动汽车销售增量可观，市场前景广阔。到 2030 年，新售出的乘用车中电动汽车占比将超过四分之一。

值得注意的是，根据国际能源署测算，2030 年全球新能源汽车销量将达到约 4500 万辆，是 2023 年的 3 倍多。但当前产能却远不能满足全球市场需求。如，电池制造能力正在大幅扩展，但电池金属本身却存在不足，到 2035 年全球需要的锂是目前使用量的 4 倍。基于此，各国政府、大型企业超前布局，动作不断。如 2024 年 9 月，美国能源部宣布向美国 14 个州的 25 个选定项目拨款超 30 亿美元，以促进在美国国内生产更先进的电池及电池材料。这是美国政府为电动汽车电池项目提供的第二轮资金，此前已为 14 个项目拨款 18 亿美元。10 月，全球矿业巨头力拓集团宣布，将以全现金交易方式收购美国锂生产商 Arcadium Lithium，交易价值 67 亿美元，此举将使力拓成为全球第三大锂生产商。在能源低碳转型的大背景下，随着是巨额资本的深入介入，各种关键矿产资源的产业格局有望发生重大改变。