

“十四五” 能源发展成就报告

中能传媒研究院

2025 年 10 月

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

目 录

第一章 能源消费篇—能源消费方式变革进展显著	1
一、能源消费总量稳定增长	1
(一) 新兴产业等因素带动能源消费快速增长	1
(二) 电力消费增速持续高于国民经济增速	2
二、能源利用效率大幅提升	4
(一) 生产生活领域能效水平不断提高	4
(二) 能耗双控向碳排放双控全面转型	5
(三) 节能降碳市场化机制不断健全完善	6
三、能源消费结构持续优化	8
(一) 非化石能源消费稳步提升	8
(二) 煤炭清洁高效利用大力推进	9
(三) 传统燃油替代进程显著加快	9
(四) 终端用能电能替代持续推进	10
四、重点领域节能降碳深入推进	11
(一) 加快工业领域能源高效利用	12
(二) 提升建筑领域能源利用效率	12
(三) 推动交通运输与能源融合发展	13
(四) 加强农村可再生能源开发利用	13
(五) 推进新兴产业绿色低碳发展	14
第二章 能源供给篇—能源供给保障能力不断提升	15
一、能源安全稳定供应能力进一步增强	15
(一) 能源自主保障能力显著增强	15
(二) 能源资源配置体系更加完善	16
(三) 应急保障能力实现系统提升	16
二、煤炭实现绿色智能开发与清洁高效利用新突破	17
(一) 煤炭产供储销体系日趋完善	17
(二) 产业结构优化取得明显成效	18
(三) 绿色智能开发水平全面提升	18
(四) 清洁高效利用实现重大进展	18
三、油气增储上产与多元保障能力不断提升	19
(一) 油气勘探开发投资与储量产量实现历史性突破	19
(二) 深层超深层油气勘探开发取得重大进展	20
(三) 海洋油气勘探开发实现历史性跨越	21
(四) 非常规油气成为增储上产重要领域	21
(五) 区域生产基地建设取得显著成效	22
(六) 老油田持续发挥“压舱石”作用	22

四、非化石能源实现跃升发展.....	23
（一）风光发电实现跨越式发展.....	23
（二）水电开发与生态保护协调推进.....	24
（三）核电实现安全有序发展.....	25
（四）其他清洁能源多元化利用取得显著进展.....	26
第三章 能源科技篇——科技创新点亮能源转型之路.....	27
一、清洁能源技术创新加速突破.....	27
（一）水电保持全球领先地位.....	27
（二）光伏发电技术领先全球发展.....	28
（三）风电已建成全产业链研发设计和集成制造体系.....	29
（四）生物质能向高附加值利用迈进.....	30
（五）氢能产业加快破局.....	31
二、新型电力系统技术创新持续深化.....	31
（一）电网创新势能向经济动能加速转化.....	32
（二）储能行业技术发展“百花齐放”.....	33
三、核电技术实现从“跟跑”到“领跑”的历史性跨越.....	35
（一）核能技术自主化持续突破.....	35
（二）国内核燃料后处理环节实现零的突破.....	36
四、科技创新支撑化石能源“压舱石”作用充分发挥.....	36
（一）科技创新持续突破支撑油气增储上产.....	36
（二）煤炭产业向智能化生产迈出坚实步伐.....	38
（三）燃气轮机突破海外技术垄断.....	39
第四章 能源体制改革篇——能源体制机制改革进入快车道.....	41
一、强化顶层设计引领高质量发展.....	41
二、能源市场体系建设加快.....	42
（一）油气市场体系初步形成.....	42
（二）电力市场体系加快建设.....	44
（三）煤炭交易市场不断完善.....	46
（四）碳市场基本制度框架初步建立.....	46
三、能源价格形成机制加快完善.....	48
（一）油气价格逐步迈向市场化.....	48
（二）电力价格改革加快推进.....	50
（三）煤炭价格市场化改革取得新进展.....	51
四、现代能源治理体系加快构建.....	54
（一）能源法律法规体系不断完善.....	54
（二）监管效能持续提升.....	55
（三）能源相关标准体系持续完善.....	56

第五章 能源国际合作篇——能源国际合作构建立体多元新格局.....	58
一、能源合作机制建设持续深化.....	58
（一）“一带一路”能源合作伙伴关系深化发展	58
（二）多边与双边能源合作机制不断创新	59
二、能源安全保障能力持续夯实.....	61
（一）能源资源合作拓展提升	61
（二）能源运输通道巩固完善	62
三、绿色能源合作网络覆盖全球.....	63
（一）绿色能源合作成果丰硕	64
（二）合作项目类型多元拓展	65
四、能源技术合作水平稳步提升.....	65
（一）前沿领域技术合作深入探索	66
（二）技术创新助力能源成本下降	67
五、能源贸易投资合作阔步向前.....	67
（一）清洁能源贸易和投资合作不断深化	67
（二）绿色金融服务模式持续创新	69

第一章 能源消费篇—能源消费方式变革进展显著

“十四五”以来，我国能源行业积极践行绿色发展理念，深入推进节能提效，持续优化能源消费结构，充分发挥消费侧绿色低碳转型的牵引作用，与供给侧双向发力，加快形成绿色低碳的生产方式和生活方式，为积极稳妥推进碳达峰碳中和、全面推进美丽中国建设、促进经济社会发展全面绿色转型提供重要支撑。

一、能源消费总量稳定增长

“十四五”以来，受新兴产业发展等因素带动，我国能源消费总量快速增长，国民经济运行总体稳定及电气化水平持续提升，拉动全社会用电量保持较快增长。

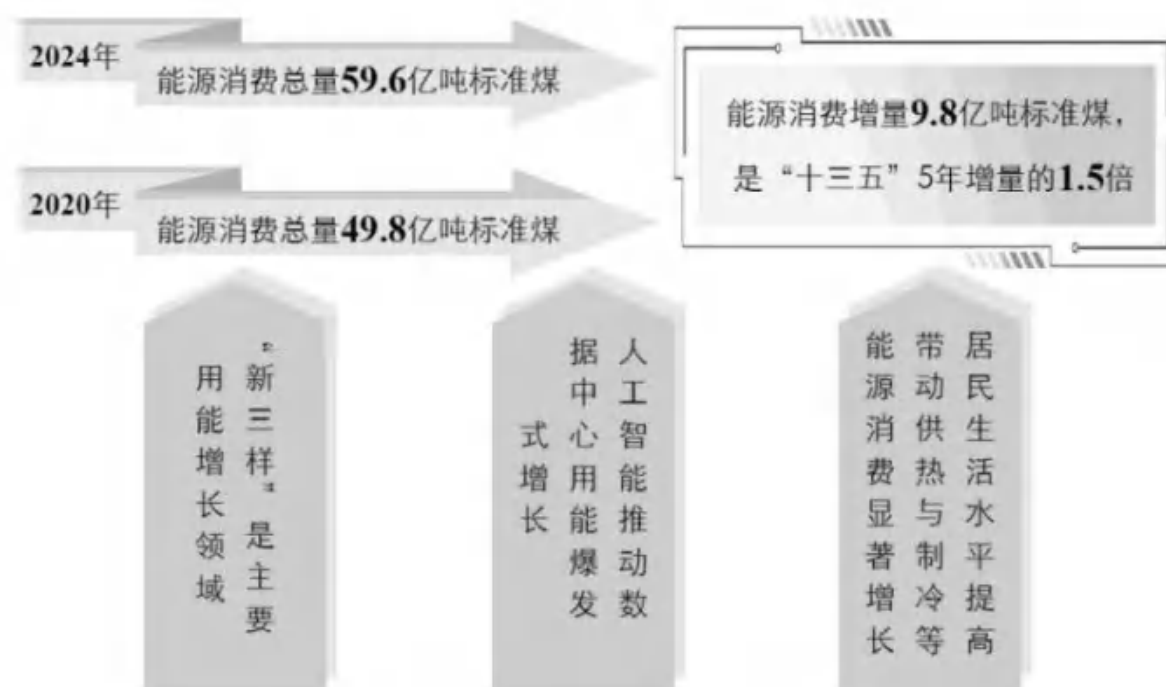
（一）新兴产业等因素带动能源消费快速增长

2024 年，我国能源消费总量 59.6 亿吨标准煤，与 2020 年相比，增长 9.8 亿吨标准煤，相当于英国、法国、德国一年用能的总和。“十四五”前 4 年，我国能源消费增量已达到“十三五”5 年增量的 1.5 倍，预计 5 年新增用电量将超过欧盟的年度用电量。

“十四五”以来，以新能源汽车、光伏组件、锂电池等为代表的绿色低碳产业迅速崛起，人工智能等新兴产业蓬勃发展，这些产业不仅在生产端拉动用电需求增长，更在需求端推动能源消费方式变革，既是用能需求新的增长点，也是经济高质量发展的重要引擎。

其中，“新三样”是主要用能增长领域。“十四五”前 4 年，光伏组件、新能源汽车、锂电池产量的年均增速分别高达 40%、70%和 60%以上，开辟新的经济增长极。“新三样”对上下游拉动作用强，全产业链能源消费大幅增长。初步估算，“十四五”前 4 年，“新三样”全产业链新增能源消费超过 6 亿吨标准煤，占能源消费增量比重约 65%。此外，人工智能推动数据中心用能爆发式增长；城镇化率逐步提升，居

民生活水平不断提高，带动供热、制冷等能源消费显著增长。初步测算，“十四五”前4年，居民生活用能累计增加约1.3亿吨标准煤，较“十二五”和“十三五”年均2800万吨标准煤的增长水平进一步扩大10%以上。

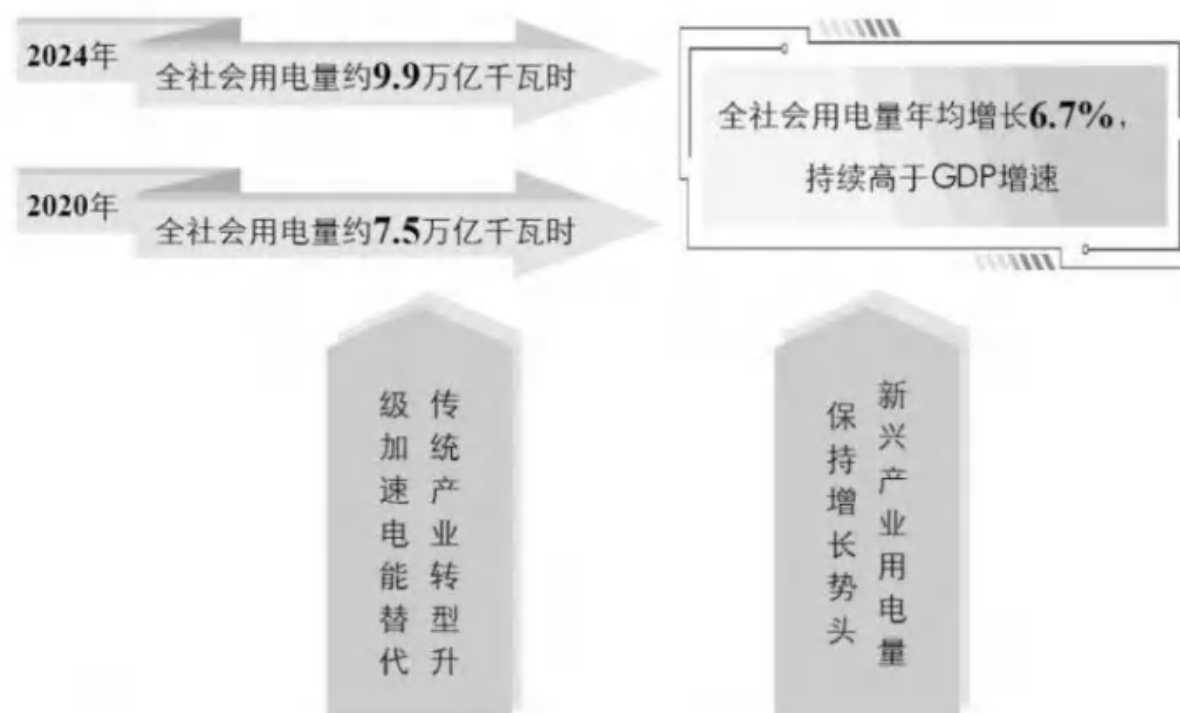


（二）电力消费增速持续高于国民经济增速

2024年，我国电力消费水平进一步提升，全社会用电量98521亿千瓦时，同比增长6.8%，增速比上一年高0.1个百分点，比GDP增速高出1.8个百分点。从2020年起，电力消费增速持续高于GDP增速。“十四五”以来，全社会用电量年均增长6.7%。国民经济运行总体稳定及电气化水平提升，拉动全社会用电量保持平稳较快增长。

2020—2024年，我国电力消费弹性系数均保持在大于1的水平。各产业用电量规模持续增长，拉动用电量增速超过GDP增速。经济发展和“双碳”目标推动我国现代化产业体系建设，传统产业转型升级加速电能替代，新兴产业用电量保持增长势头，带动我国用电需求快速增长。2024年，我国新能源整车制造用电量同比增长34.3%，互联网和相关服务用电量同比增长20.5%，2025年1—7月电动汽车充换

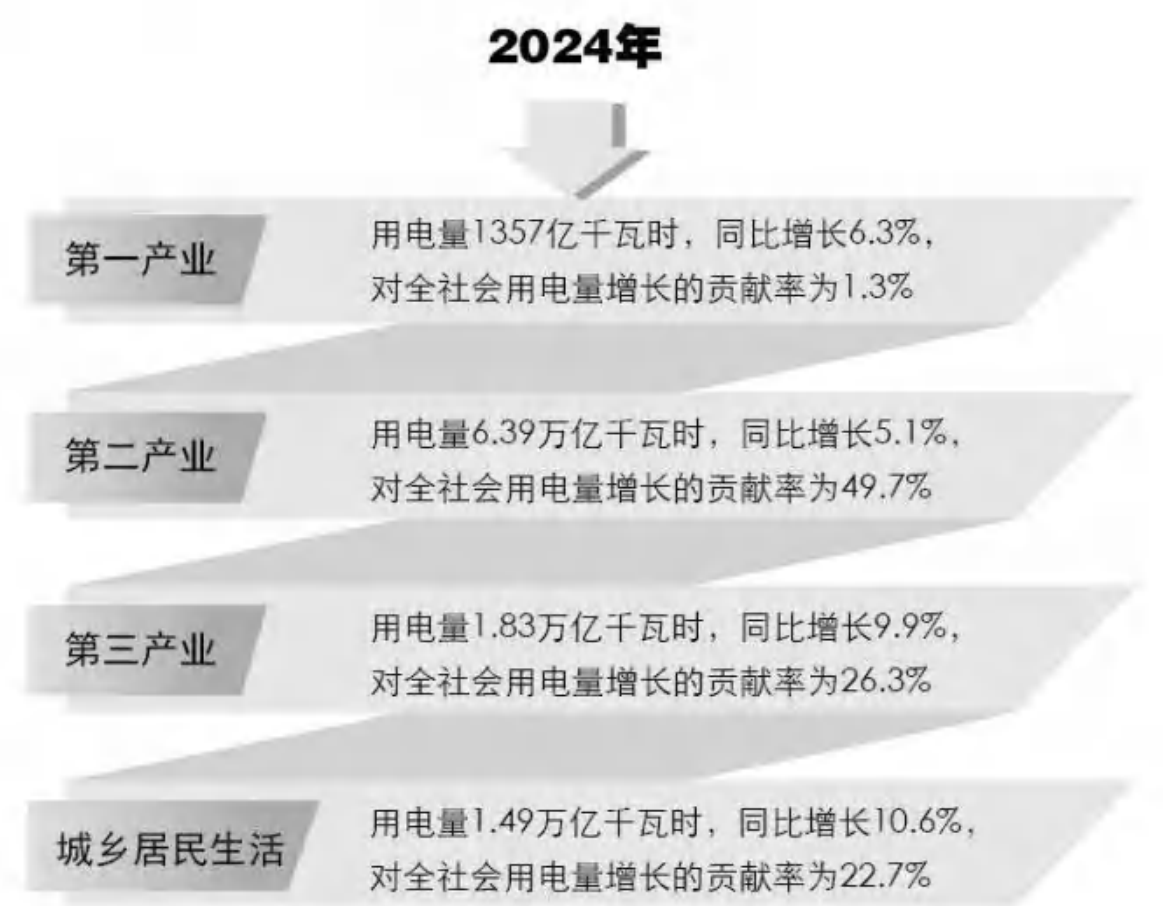
电服务用电量同比增长超 40%。新兴产业的发展有效提升电能在能源消费中的比重，促进能源消费结构的调整，也带动能源生产结构绿色转型。



分产业看，2024 年，第一产业用电量 1357 亿千瓦时，同比增长 6.3%，对全社会用电量增长的贡献率为 1.3%；第二产业用电量 6.39 万亿千瓦时，同比增长 5.1%，对全社会用电量增长的贡献率为 49.7%；第三产业用电量 1.83 万亿千瓦时，同比增长 9.9%，对全社会用电量增长的贡献率为 26.3%；城乡居民生活用电量 1.49 万亿千瓦时，同比增长 10.6%，对全社会用电量增长的贡献率为 22.7%。相关行业用电量呈现积极信号，体现国内经济发展保持稳中有进态势，产业结构持续优化，新动能持续释放。

其中，第一产业用电量增速有所放缓。在农村电网巩固提升工程持续推动下，农林牧渔业电气化水平持续提升，拉动农林牧渔用电量稳定增长，电气化已成为乡村振兴的重要引擎。第二产业用电量结构向优。工业是支撑经济发展的核心动能，工业用电持续释放积极信号，四大高载能行业增速放缓，黑色金属冶炼、非金属矿物制品业用电量

回落，“更新”政策驱动下，电气机械、电子设备等高端装备制造领域用电快速增长，工业用电从“规模扩张”向“质量跃升”的转型特征持续强化。第三产业用电增速连续4年高于第二产业，其中数字产业、充换电等新兴业态对行业用电增长的贡献率持续提升，经济转型升级中服务业用能结构持续优化。居民出行、住宿、餐饮及商务活动显著增加，带动服务业用电需求强劲释放。



二、能源利用效率大幅提升

“十四五”以来，我国深入实施节能降碳行动，不断提高生产生活领域能效水平，强化节能降碳增效政策保障力度，推动能耗双控向碳排放双控转型，建立健全节能降碳市场化机制，推动能源资源配置更加合理，利用效率大幅提高。

（一）生产生活领域能效水平不断提高

能源利用效率持续提高。2024年，我国能耗强度同比降低3.8%，

“十四五”前4年累计降低11.6%，是全球能耗强度降低最快的国家之一。“十四五”以来，全国重点耗能工业企业单位产品综合能耗下降明显，2024年，电石、合成氨、电解铝行业单位产品综合能耗分别比2020年降低8.3%、1.1%、2.8%，每千瓦时火力发电标准煤耗累计降低1.1%，钢铁、水泥熟料等单位产品综合能耗总体上达到世界先进水平。规模以上工业单位增加值能耗持续降低，钢铁、炼油、水泥等重点行业领域能效水平不断提高，当前我国主要高耗能行业能效标杆产能比“十三五”末提高6个百分点。在大规模设备更新和消费品以旧换新政策带动下，一级能效家电销售额占比高达90%，实现了扩投资、促消费和节能降碳的有机结合，绿色生活方式加快形成。

碳排放控制取得积极进展。2024年，全国碳排放强度同比降低3.4%，“十四五”前4年累计降低9.3%。钢铁、电解铝、石化化工、建材等行业中落后产能进一步退出，钢铁行业超低排放改造步伐明显加快，超低排放改造逐步由大企业向全行业延伸，由重点区域向全国延伸。截至2025年4月，141家钢铁企业全过程完成超低排放改造，涉及粗钢产能约5.91亿吨，47家钢铁企业部分完成超低排放改造，涉及产能约1.69亿吨，绿色生产加速推进。

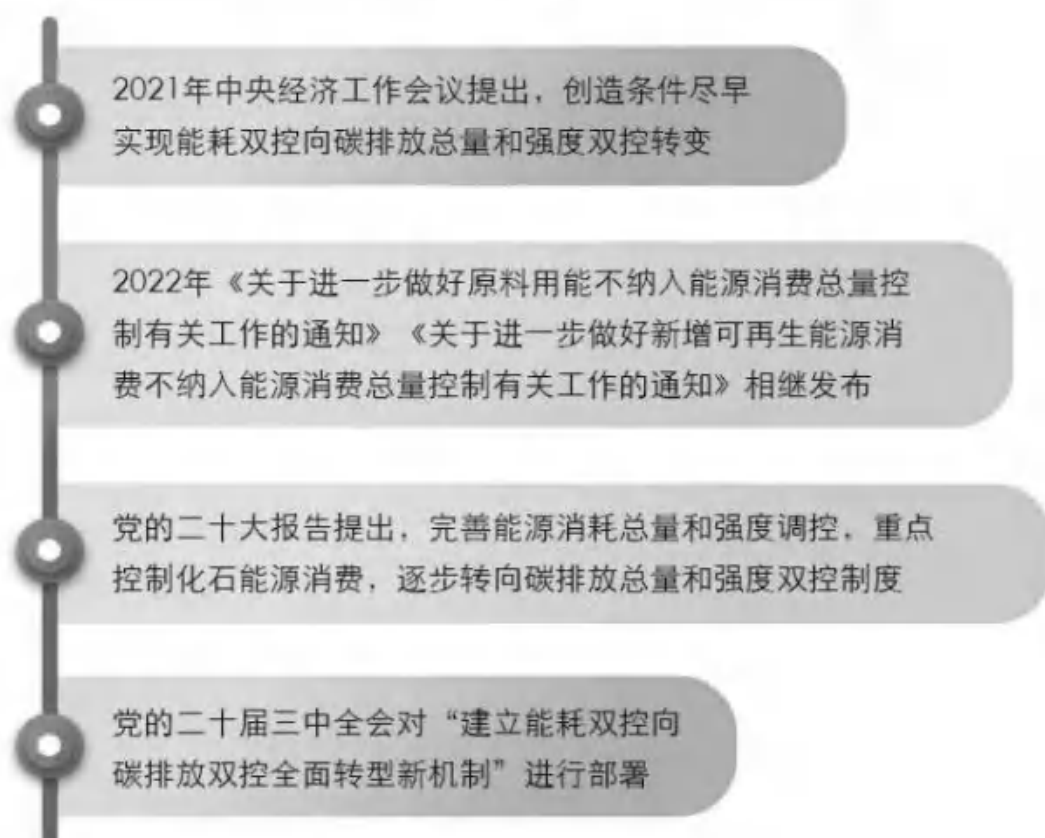
（二）能耗双控向碳排放双控全面转型

能耗双控是指对能源消费强度和能源消费总量的控制，是落实节约优先方针和生态文明建设要求、促进节能降耗、推动高质量发展的重要举措。“十四五”以来，能耗双控制度不断调整完善，强化能耗强度降低约束性指标管理，有效增强能源消费总量管理弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入考核，加强能耗双控政策与“双碳”目标任务的衔接。

2021年中央经济工作会议首次提出，创造条件尽早实现能耗双

控向碳排放总量和强度双控转变，同时指出要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制。2022年，《关于进一步做好原料用能不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》《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》相继发布，保障高质量发展合理用能需求，为经济社会发展提供充足用能空间。党的二十大报告提出，完善能源消耗总量和强度调控，重点控制化石能源消费，逐步转向碳排放总量和强度双控制度。党的二十届三中全会对“建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制”进行部署。至此，能耗双控向碳排放双控全面转型在全国层面进入落地实施阶段。

“十四五”以来，能耗双控制度不断调整完善：



（三）节能降碳市场化机制不断健全完善

碳市场建设迈入新阶段。当前,我国已建立重点排放单位履行强

制减排责任的全国碳排放权交易市场和激励社会自主减排的全国温室气体自愿减排交易市场。从全国碳排放权交易市场来看，截至 2025 年 7 月底，全国碳排放权交易市场配额累计成交量 6.81 亿吨，成交额 467.84 亿元，价格“指挥棒”作用逐步显现。2024 年纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位共计 2096 家，配额清缴完成率接近 100%。经过不断探索和实践，全国碳市场建设统筹把握好节奏和力度，在考虑企业承受能力的同时，充分激发降碳内生动力，有力促进全社会形成“排碳有成本、减碳有收益”的低碳发展意识，行业高科技、高效能、高质量特征不断显现。2025 年 8 月，中共中央办公厅、国务院办公厅《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》对外公布，标志着全国碳市场建设从初期的探索运行阶段，进入了一个系统性深化、全面加速的新阶段。文件不仅为未来 5~10 年全国碳市场的发展描绘了清晰蓝图，也释放出中国将更倚重市场机制来推动经济绿色低碳转型的强烈信号。

绿色电力交易体系建设逐步完善。“十四五”以来，绿色电力交易蓬勃开展，绿色电力证书核发机制全面升级，实现可再生能源绿色电力证书全覆盖；截至 2025 年 6 月，已累计核发绿证 63.26 亿个，其中可交易绿证 43.37 亿个；绿证作为可再生能源环境属性凭证的作用更加突出，绿色电力交易机制不断完善。

绿电、绿证交易与可再生能源消纳责任权重机制协同发力。“十四五”以来，我国绿电、绿证交易规模呈指数级增长。截至 2025 年 6 月累计交易绿电已超过 4500 亿千瓦时，年均增速接近 150%；累计交易绿证 9 亿个，其中 2025 年上半年交易绿证已达 3.48 亿个，“十四五”期间年均增速超过 4 倍。绿证应用场景不断拓展，在绿色电力消费方面，很多大型活动、用能企业、公共机构、居民用户均通过购买

绿证实现绿色电力消费。2024 年居民自主购买绿证近 118 万张，绿色电力逐步融入大众日常生活，推动全社会形成绿色消费风尚。如今全社会用电量中，每用 3 度电就有 1 度是绿电。

三、能源消费结构持续优化

“十四五”以来，我国能源消费结构持续优化，低碳能源消费占比稳步提高，终端能源消费电气化进程加快，发展动力由传统能源加速向新能源转变，通过能源供需两端协同发力，为 2030 年前实现碳达峰目标奠定了基础。

（一）非化石能源消费稳步提升

“十四五”以来，非化石能源开发利用明显加快，新能源快速发展。2024 年非化石能源消费比重达到 19.8%、较 2020 年提高 3.9 个百分点，煤炭消费比重降至 53.2%、较 2020 年下降 3.7 个百分点。全国能源消费中，非化石能源消费占比每年增加 1 个百分点，预计将超额完成“十四五”确定的 20% 目标，煤炭消费占比每年减少 1 个百分点，这“一增一减”极大提升了经济发展的“含绿量”。



“十四五”以来，非化石能源发电增量超过 1.3 万亿千瓦时，相当于减少二氧化碳排放量约 10 亿吨，满足了一半以上的全社会用电增量需求。2024 年风光发电量在全社会用电量中的占比由 2020 年的 9.7% 提高到 18.6%，占比年均提高超过 2 个百分点。2025 年上半年风光发电量 1.15 万亿千瓦时，占全社会用电量比例接近四分之一，比同期

全国第三产业用电量、城乡居民生活用电量都多，风光新增发电量超过了全社会用电量增量，新能源发电在电力供应中的贡献越来越大。

（二）煤炭清洁高效利用大力推进

“十四五”以来，我国大力推动煤炭清洁高效利用，新增煤电机组全部按照超低排放标准建设，加快煤电超低排放改造，目前已有 95% 煤电机组实现超低排放。同时，煤电在电力系统中的定位发生显著变化，由主体性电源转型为基础保障性和系统调节性电源。为了适应这种变化，“十四五”时期我国重点对煤电机组进行灵活性改造，规模累计已超过 3 亿千瓦。煤电机组通过实施灵活性改造，深度调峰能力明显增强，纯凝工况最小发电出力普遍达到 35% 额定负荷，部分机组甚至可降至 20%~25%。数据显示，“十四五”期间煤电“三改联动”改造规模达到 3.5 亿千瓦。根据《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》，煤电清洁降碳、安全可靠、高效调节和智能运行水平将在“三改联动”的基础上进一步提升。

此外，我国加快推进煤矿智能化，截至 2025 年上半年，全国已建成智能化产能占比超过 55%。积极推广煤炭绿色开采，2024 年煤矸石综合利用率比 2020 年提高 3.1 个百分点。

（三）传统燃油替代进程显著加快

“十四五”以来，伴随我国经济向高质量发展转型，清洁能源对传统汽柴油的替代进程显著加快，叠加工业能效提升、交通结构优化等因素，加速推动成品油消费量达峰。一方面，新能源汽车以其智能化、经济性的优势逐步得到消费者的认可和选择，进入全面市场化驱动阶段，直接导致 2024 年汽油需求由 2023 年的峰值水平开始下降。另一方面，LNG 重卡对柴油需求的挤压效应显著。2024 年我国新能源汽车保有量占汽车总量比重超过 8%，全年替代汽油约 2800 万吨；LNG

重卡同比增长超 50%，替代柴油约 2500 万吨。仅新能源汽车与 LNG 重卡两个领域对汽柴油的替代量就超 5000 万吨，同比扩大 50%以上，2024 年我国成品油消费出现下降，同比下降 2.2%。

与此同时，塑料、合成纤维等传统需求稳定增长，禁塑令推动可降解塑料发展，乙烷裂解、煤制烯烃等技术突破降低原料成本，国产替代加速，锂电池隔膜、光伏胶膜等新能源材料及高端化学品需求激增，推动化工用油 2024 年同比增长 7.3%，显示石油消费结构从燃料向原料转型。

（四）终端用能电能替代持续推进

“十四五”以来，电能占终端能源消费比重提升 4 个百分点左右。目前我国终端用能中，电能比重已经达到 30%左右，明显高于世界平均水平。



全球最大的新能源汽车消费市场

2024 年，全国新能源汽车保有量达到 3140 万辆，比“十三五”末的 492 万辆增长 5 倍多



全球最大规模的充电基础设施体系

截至 2025 年 7 月底，我国充电基础设施数量达 1669.6 万个，是“十三五”末的 10 倍

拥有全球最大的新能源汽车消费市场。“十四五”以来，我国新能源汽车快速发展、渗透率不断提升。2024 年我国新能源汽车年产量迈上千万辆级台阶，分别达到 1288.8 万辆和 1286.6 万辆，同比分别增长 34.4%、35.5%，新能源汽车新车销量在汽车新车总销量中的占比达到 40.9%，连续 10 年位居全球第一。2024 年，全国新能源汽车保有量达到 3140 万辆，比“十三五”末的 492 万辆增长 5 倍多。目前

全球有一半以上的新能源汽车行驶在中国，绿色低碳的出行理念和能源消费方式深入人心。

建成全球最大规模充电网络。为满足新能源汽车走进千家万户带来的用电需求，我国大力推动充电基础设施建设，“十四五”期间，建成全球最大的电动汽车充电网络，每 5 辆车就有 2 个充电桩。截至 2025 年 7 月底，我国充电基础设施数量达 1669.6 万个，是“十三五”末的 10 倍，规模世界领先。充电网络也越织越密，截至目前，全国除西藏、青海外，其他省份均实现了充电站“县县全覆盖”的建设目标，还有 14 个省份实现了充电桩“乡乡全覆盖”。贵州、云南、陕西、甘肃等西部地区的县域充电桩增加尤为突出。同时，积极鼓励“开绿车、用绿电”，通过绿证绿电交易等方式，为新能源车主提供绿电服务，组织相关省份开展车网互动应用试点，电动车化身“移动充电宝”，支持用电“削峰填谷”。

“获得电力”水平大幅提升。我国持续优化用电营商环境，显著降低办电成本，基本实现了“三零”“三省”服务全覆盖，即低压用户用电报装“零上门、零审批、零投资”，高压用户用电报装“省时、省力、省钱”，5 年来累计为用户节省投资超过 3000 亿元。出台《关于深化提升“获得电力”服务水平 全面打造现代化用电营商环境的意见》，推出一系列新的改革措施，力争到 2029 年基本建成办电便捷化、供电高质化、用电绿色化、服务普惠化、监管协同化的现代化用电营商环境，带动全国城乡“获得电力”服务水平整体提升，为经济社会高质量发展提供有力支撑。

四、重点领域节能降碳深入推进

“十四五”以来，我国工业、建筑、交通、农业等领域能源替代和节约持续深化，这些重点领域用能的清洁化、低碳化水平持续提升，

节能降碳改造效果显著，绿色低碳转型步伐不断加快。

（一）加快工业领域能源高效利用

“十四五”以来，我国持续推动工业领域能源资源节约高效利用，加快绿色制造和服务体系建设。推广首批 19 个工业绿色微电网典型应用场景与案例，持续推进工业领域电力需求侧管理，促进分布式光伏、风电、新型储能、高效热泵、能碳管理平台等集成应用，实现多能高效互补。强化能效标杆引领，在钢铁、石化化工等行业领域，发布 206 家能效“领跑者”企业。累计培育国家绿色工厂 6430 家，绿色工业园区 491 个，绿色节能环保领域“小巨人”企业 167 家，全国绿色工厂产值占制造业总产值的比重达 20% 左右。加快节能降碳技术推广应用，重点行业、重点环节应用推广节能降碳、资源综合利用等绿色技术装备 1000 余项。开展清洁氢创新任务揭榜挂帅，拓展氢在冶金、合成氨、合成甲醇、炼化等行业规模化应用，如今氢能在钢铁、石化等行业应用实现突破，百万吨级氢冶金、30 万吨级绿色合成氨实现全流程工艺贯通。

（二）提升建筑领域能源利用效率

“十四五”以来，我国加快提升建筑能效水平，优化建筑用能结构，推动超低能耗、近零能耗、低碳建筑规模化发展。2024 年，全国新建绿色建筑面积占城镇新建建筑面积比例超过 97%，累计建成节能建筑面积占城镇既有建筑面积比例超 66%；全国公共机构单位建筑面积能耗、人均综合能耗分别比 2020 年降低 4%、5.1%，为完成“十四五”公共机构能源资源消费总量和强度控制指标进一步夯实基础。如今，全国新建绿色建筑面积占比已经超过 91%，累计建成节能建筑面积超 300 亿平方米。结合城镇老旧小区改造、北方地区冬季清洁取暖等工作，稳步推进北方采暖地区和夏热冬冷地区既有居住建筑节能改造，

截至 2024 年底，北方地区清洁取暖率达到 83%。

（三）推动交通运输与能源融合发展

“十四五”以来，我国完善交通运输清洁能源供应体系，推动交通运输与能源融合发展，出台《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》，推动建设一批“分布式新能源+储能+微电网”交能融合项目。2024 年，全国交通运输结构持续优化，铁路、水运完成货运量同比分别增长 2.8%和 4.7%。稳妥有序推进机场、邮政快递企业光伏发电项目建设。推进铁路电气化改造，截至 2024 年底，全国铁路电化率达 75.8%，电气化铁路里程逾 12 万公里。加大交通基础设施沿线充电站、加氢站等配套设施建设，截至 2024 年底，全国已建设充电设施的高速公路服务区总数为 5929 个，全国高速公路服务区（含停车区）累计建成充电桩约 3.5 万个。针对充电繁忙服务区，实行“一区一策”以强化服务，累计建成充电停车位 6.2 万个，服务区充电桩覆盖率达到 98.4%，有效缓解了“里程焦虑”，高速公路日均通行的新能源车占比提高到 20%左右。

（四）加强农村可再生能源开发利用

“十四五”以来，我国加强农村可再生能源开发利用，结合秸秆综合利用和畜禽粪污处理利用等工作，各地建设一批沼气工程和生物天然气工程，全国建有大型沼气工程 5518 处，年产气 15 亿立方米。因地制宜推广生物质成型燃料、秸秆打捆直燃清洁供暖等技术模式，全国生物质成型燃料加工站点 1919 处，年产成型燃料 1239 万吨。持续用好村级光伏帮扶电站，推动全国 8.3 万座村级光伏帮扶电站保持稳定良性运行，“十四五”以来累计发电 700 多亿千瓦时；引导脱贫地区积极探索农光互补等“光伏+”应用场景，进一步拓展新能源与大农业融合发展空间，为构建农村新型能源体系、推动农村地区节能减排和

促进脱贫群众持续增收贡献积极力量。

（五）推进新兴产业绿色低碳发展

“十四五”以来，我国加快培育新兴产业绿色动能，坚持把绿色低碳作为新兴产业前瞻布局的重点方向。以数据中心为例，多措并举促进数据中心绿色低碳发展。引导“东数西算”工程与能源布局协同发展，充分消纳可再生能源。推动数据中心从“耗能大户”向“绿色枢纽”转型，截至 2024 年底，累计培育 246 家绿色数据中心。有序推动绿电和算力深度融合，根据算力基础设施布局，统筹新能源集成式发展、绿证绿电交易和绿电直连等方式，让数据中心更多使用绿色电力，246 个国家绿色数据中心使用的电力有一半以上是绿电。推进数据中心用能设备节能降碳，目前八大枢纽节点数据中心集群平均电能利用效率（PUE）达到 1.3 左右，最先进数据中心 PUE 最低降至 1.04。

第二章 能源供给篇—能源供给保障能力不断提升

“十四五”以来，我国能源行业深入推动供给革命，加快构建煤、油、气、核、新能源和可再生能源多轮驱动的现代能源供应体系。建成覆盖全国、连通海外的能源基础设施网络，能源自给率始终保持在80%以上，成功应对了包括重大自然灾害在内的多重考验，有力支撑了经济快速发展和社会长期稳定。

一、能源安全稳定供应能力进一步增强

“十四五”以来，我国持续夯实能源供应保障基础，能源安全稳定供应能力实现全面提升，能源自给率始终保持在80%以上。

“十四五”以来，我国实现了消费增量90%以上由国内自主保障。

2024年全国发电量超10万亿千瓦时，占全球三分之一，能源生产总量折合约50亿吨标准煤，占比超全球五分之一，保障了能源供应“量足价稳”。

通过“西电东送”“西气东输”“北煤南运”等“能源大动脉”，东部地区用能的40%得到有效保障。

（一）能源自主保障能力显著增强

“十四五”以来，在新兴产业快速发展等因素驱动下，我国能源需求持续增长。面对快速增长的需求，我国通过夯实煤炭兜底保障、大力推进油气增储上产、加速发展可再生能源等一系列举措，实现了消费增量90%以上由国内自主保障。其中，新能源贡献尤为突出，其发电量增量占全国新增发电量的比重接近50%。2024年全国发电量超

10 万亿千瓦时，占全球总量的三分之一，能源生产总量折合约 50 亿吨标准煤，占比超全球五分之一，充分展现了我国能源生产的坚实基础和强大实力。

（二）能源资源配置体系更加完善

“十四五”以来，我国建成了横跨东西、纵贯南北、连通海外的能源基础设施网络，能源资源配置能力显著提升。通过“西电东送”“西气东输”“北煤南运”等“能源大动脉”，东部地区用能的 40%得到有效保障，既带动了中西部地区资源优势转化，又为经济大省挑大梁提供了坚实支撑。同时，油气“全国一张网”加速构建，大电网资源配置与调节能力持续优化，一批省间电力互济工程和支撑性调节电源相继建成。大力推动充电基础设施建设，建成全球最大的电动汽车充电网络。

电力市场建设同样进展显著，“十四五”期间，市场交易电量达 23.8 万亿千瓦时，占全社会用电量比例连续 4 年超过 60%。此外，运输模式不断创新推广，全国首个“矿—路—港”公铁联运联合体物流总包项目正式运行，构建起全流程闭环服务体系，通过多环节协同显著提升运输效率。

（三）应急保障能力实现系统提升

面对国际地缘冲突频发、全球能源供需大幅波动的外部环境，我国建立了较为完备的能源产供储销体系和保供稳价机制。布局建设国家级电力应急支撑体系，建成川渝藏、南方、华北、华东 4 个区域电力应急基地，着力提升煤炭、油气应急保障能力。在应对极端自然灾害时，我国能源基础设施能够快速恢复供应，确保全国范围内没有发生大面积停电事故。2025 年夏季，面对全国大范围高温、暴雨洪涝和台风等极端天气，我国电力供应保持平稳有序，7 月单月用电量首次突破 1 万亿千瓦时大关，相当于日本全年的用电量总和，能源保障“顶

住了峰、兜住了底”。

二、煤炭实现绿色智能开发与清洁高效利用新突破

“十四五”以来，我国煤炭行业坚持以科技创新为引领，以绿色智能为导向，全面推进煤炭开发方式变革和利用模式创新，在绿色智能开发与清洁高效利用方面取得显著成效。

一大批现代化、智能化煤矿在“十四五”期间建成投产，煤炭生产能力持续增强。智能化产能已占煤炭总产能的55%以上。

2024年，全国煤炭产量达47.8亿吨，较2020年增加8.8亿吨；4年累计产量约181.8亿吨，占一次能源生产总量的66.6%。

年产120万吨以上的大型现代化煤矿已成为我国煤炭生产主体，建成年产千万吨级煤矿83处、产能达到13.6亿吨/年，比2020年增加31处、产能增加5.4亿吨/年。

大型矿区煤矸石综合利用率达到74.1%，矿井水综合利用率达到74.2%，土地复垦率达到57%。

（一）煤炭产供储销体系日趋完善

“十四五”以来，我国逐步建立起较为完备的能源产供储销体系与保供稳价机制，煤炭储备能力稳步提升。初步形成产能储备与产品储备相结合的体系，市场调节和应急保障能力不断提高。新一轮找矿突破战略行动持续推进，新发现一批大型整装煤田和矿产地。截至2023年末，全国煤炭储量增至2186亿吨。一大批现代化、智能化煤矿在“十四五”期间建成投产，煤炭生产能力持续增强。2024年，全国煤炭产量达47.8亿吨，较2020年增加8.8亿吨；4年累计产量约181.8亿吨，占一次能源生产总量的66.6%。运输保障能力明显提升，“西煤东运”“北煤南运”铁路网络持续扩展，集疏运体系加快完善。“十四五”以

来，全国煤炭铁路发运量从 23.6 亿吨提升至 28.2 亿吨，陆港联运、江海联运等多式联运更加高效畅通。煤炭储备基地和现代物流枢纽建设稳步推进，全国煤炭资源调配能力显著增强。

（二）产业结构优化取得明显成效

“十四五”以来，我国煤炭生产结构持续优化升级，全国煤矿数量降至 4300 处以内，平均单井（矿）规模提高到 170 万吨/年左右。年产 120 万吨以上的大型现代化煤矿已成为我国煤炭生产主体，建成年产千万吨级煤矿 83 处、产能达到 13.6 亿吨/年，比 2020 年增加 31 处、产能增加 5.4 亿吨/年。多元化发展格局初步形成，一大批煤炭企业持续打造战略性新兴产业集群，加快发展先进算力、前沿新材料、高端装备、新型储能、智慧物流、生态旅游和现代金融等产业。专精特新企业、“小巨人”企业和单项冠军企业加速培育，新质生产力不断成长，为行业转型升级注入强劲新动能。

（三）绿色智能开发水平全面提升

“十四五”以来，我国煤炭行业大力推进智能化创新发展，以智能化煤矿建设为核心，将新一代信息技术与煤炭开发、运输、仓储、需求预测深度融合，建立以数字化为基础、智能化赋能多层次网状煤炭开发供应链，实现煤炭资源的安全、高效、稳定、柔性供给。同时加快煤矿机械化、自动化、信息化、智能化建设，全国建成一批智能化试点煤矿，井下现场作业人员大幅减少，工作面单产明显提高，智能化产能已占煤炭总产能的 55% 以上。人工智能技术在百余个场景得到推广应用，露天煤矿无人驾驶车辆实现年均倍速增长。煤炭数字产业蓬勃发展，规模、效益及研发投入等主要指标近年保持 30% 左右的增长态势，相关发明专利数量年均增长超 25%。

（四）清洁高效利用实现重大进展

“十四五”以来，绿色开发技术取得重大突破，充填开采、保水开采等绿色开发技术得到广泛应用，大型矿区煤矸石综合利用率达到74.1%，矿井水综合利用率达到74.2%，土地复垦率达到57%。大型煤炭企业原煤生产综合能耗下降到7.9千克标准煤/吨，原煤生产综合电耗降至23.7千瓦时/吨，节能减排成效显著。商品煤质量评价和管理标准持续完善，煤炭深加工精细化程度不断提高。煤矿低浓度瓦斯利用方法学落地实施，煤炭行业碳排放统计核算能力建设持续推进，CCUS技术示范取得新进展。煤基新材料产业培育取得重要突破，硅烷、碳化硅、石墨烯、煤基特种燃料、煤基生物可降解材料等新兴产业快速发展。榆鄂宁现代煤化工集群成功入选国家级先进制造业集群，标志着煤炭清洁高效利用达到新水平。煤炭与新能源、新业态协同发展模式不断创新，部分矿区已打造形成工业遗址博物馆、国家矿山公园，开滦煤矿、中兴煤矿、萍乡煤矿等一批工业遗产入选中国工业遗产保护名录，实现了经济效益与生态效益的双赢。

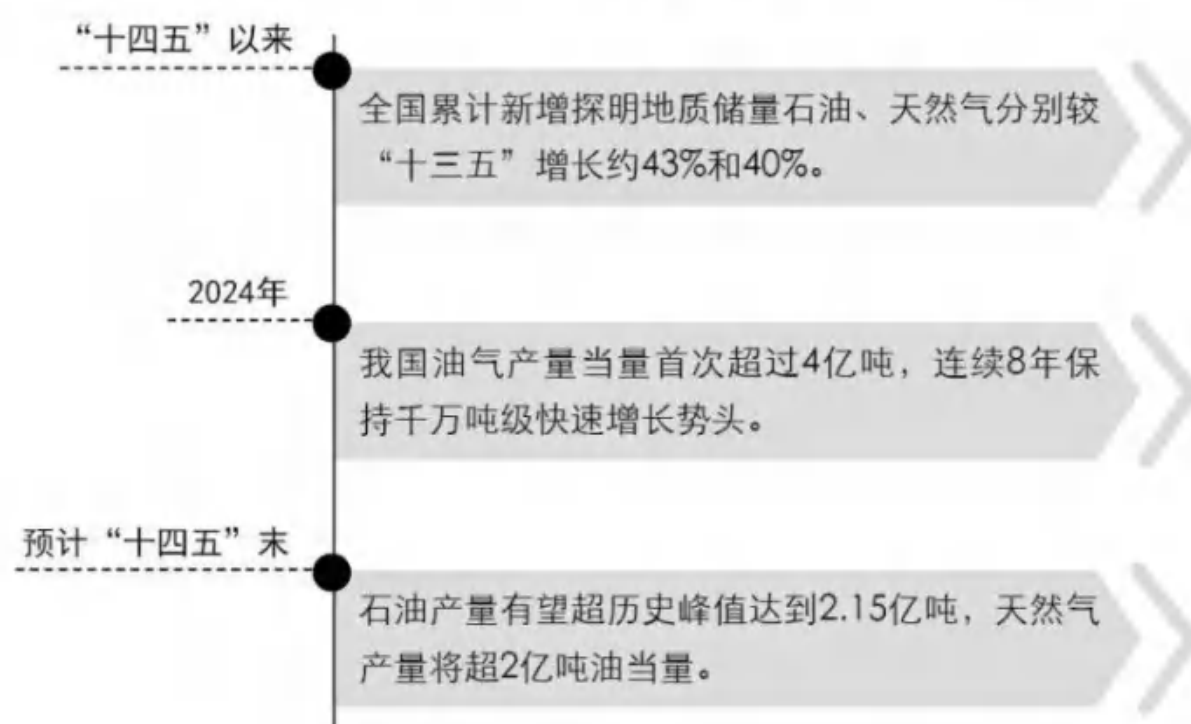
三、油气增储上产与多元保障能力不断提升

“十四五”以来，我国油气行业坚定不移推进油气增储上产，通过加大勘探开发投入、强化科技创新和优化生产布局，推动原油年产量重上2亿吨并稳中有升，天然气年产量将达2600亿立方米左右，提前两年完成“十四五”规划目标，油气供应保障能力显著提升。

（一）油气勘探开发投资与储量产量实现历史性突破

“十四五”期间，全国油气勘探开发投资预计达1.94万亿元，年均投资3870亿元，较“十三五”增长48%，创历史新高。高强度的勘探开发投入支撑了“10个亿吨级大油田、19个千亿方级大气田”的战略发现，为增储上产奠定了坚实基础。探明储量增长实现新突破，“十四五”期间，预计全国累计新增探明地质储量石油70亿吨、天然气7

万亿立方米以上，分别较“十三五”增长约 43%和 40%。石油、天然气技术可采储量替换率分别保持在 1.1 和 2.2 以上，确保每年油气新增探明技术可采储量均超过采出量，资源接续能力持续增强。产量当量迈上新台阶，2024 年，我国油气产量当量首次超过 4 亿吨，连续 8 年保持千万吨级快速增长势头。原油产量由“十三五”末的 1.95 亿吨增至 2.13 亿吨，接近历史峰值；天然气产量达 2464 亿立方米，连续 8 年增产超百亿立方米。预计“十四五”末，石油产量有望超历史峰值达到 2.15 亿吨，天然气产量将超过 2 亿吨油当量，推动我国油气产量当量站上 4.2 亿吨的新高度，“稳油增气”发展态势更加稳固。



（二）深层超深层油气勘探开发取得重大进展

向“万米深地”进军取得重大突破。深地塔科 1 井在塔里木盆地钻达 10910 米，成为亚洲第一、世界第二垂深井，先后创下全球尾管固井“最深”、全球电缆成像测井“最深”、全球陆上钻井突破万米“最快”等纪录。人类首次在万米深地发现油气并点火成功，首次获取地下万米的岩芯标本，并绘制出亚洲第一份万米地质剖面图，标志我国在深地领域科学探索取得了重大进展。

超深层油气勘探开发成果显著。在塔里木盆地高效探明富满、顺北两个地质储量规模超 10 亿吨的超深层大油气田，推动我国成为全球超深层（大于 6000 米）油气勘探开发引领者。2024 年塔里木油田产量达 3366 万吨油当量，其中超深层产量占比超 60%。

（三）海洋油气勘探开发实现历史性跨越

海洋油气成为我国油气增储上产的主力军。在我国近海勘探发现渤中 26-6、惠州 19-6 等 5 个亿吨级油田，以及全球首个千亿立方米级超深水超浅层大气田—陵水 36-1。海上探明储量超 10 亿吨油当量，为保障国家能源安全奠定坚实基础。

海洋油气产量规模持续攀升。2024 年海洋油气产量当量超 8500 万吨油当量，较“十三五”末增长 37%。其中海洋原油产量 6550 万吨，增产 330 万吨，占全国原油增产量 70%以上；海洋天然气产量 262 亿立方米，增产超 20 亿立方米。渤海油田建成国内第一大原油生产基地，我国首个深水高压气田“深海一号”（水深 1500 米）项目全面建成投产，有力推动“南海万亿大气区”的实现，标志着我国进入“深水时代”，带动国内深水油气工程全产业链能力提升。

（四）非常规油气成为增储上产重要领域

页岩油勘探开发取得里程碑式进展。2024 年页岩油产量突破 600 万吨，同比增长超 30%。在鄂尔多斯盆地发现地质储量超 10 亿吨级页岩油大油田—庆城油田，建成新疆吉木萨尔、大庆古龙、胜利济阳、长庆庆城四大国家级页岩油示范区。预计 2025 年全国页岩油产量可达 780 万吨以上，较“十三五”末翻两番，年均增速高达 33%。

页岩气勘探开发迈上新台阶。四川盆地新层系取得突破，探明了綦江、永川等多个千亿方级深层页岩气田，2024 年全国页岩气产量突破 250 亿立方米。“十四五”以来，我国非常规天然气产量占比由 39.4%

提升至 43.1%，中国石油贡献了天然气产量增量的 54%。

煤层气勘探开发取得新突破。我国开始进入深层煤层气开发新阶段，鄂尔多斯盆地落实大吉、大牛地、神府等千亿方级大气田。深层煤岩气产量仅用 3 年时间快速提升至 25 亿立方米，成为天然气增产新亮点。预计 2025 年煤岩气产量将达 40 亿立方米，未来有望再造一个苏里格气田，成为我国天然气增储上产的重要接替资源。

（五）区域生产基地建设取得显著成效

鄂尔多斯盆地建成亿吨级超级油气盆地。庆城页岩油整装大油田建成年产 300 万吨生产能力，苏里格大气田保持 300 亿立方米高产稳产，延安气田上产 120 亿立方米，大吉气田成为我国首个百万吨油气当量煤岩气田。预计 2025 年油气产量当量将超过 1 亿吨，成为我国首个亿吨级油气生产盆地。

川渝千亿方天然气生产基地建设稳步推进。蓬莱气田震旦—下古生界、天府致密气、川南泸州、綦江深层页岩气等领域持续获勘探突破；安岳气田保持 150 亿立方米长期稳产，建成我国硫化氢含量最高的整装大气田—渡口河—七里北气田，涪陵页岩气田立体开发持续优化。预计“十四五”末，四川盆地天然气产量有望突破 770 亿立方米。

新疆打造全国最大油气生产省区。富满油田、顺北油气田、玛湖油田产量均突破 300 万吨，博孜—大北气田产量提升至 100 亿立方米规模。预计“十四五”末新疆地区油气产量当量将超 6700 万吨，坐稳全国最大油气生产省区地位。

（六）老油田持续发挥“压舱石”作用

大庆、胜利等老油田深化精细勘探开发，强化大幅提高采收率技术攻关应用，稳产态势持续向好。大庆油田历经 60 余年开发建设，目前仍保持 3000 万吨规模稳产，累计产量已突破 25.5 亿吨，创国内

老油田开发历史新纪录；胜利油田持续保持 2300 万吨以上效益发展。老油田持续稳产，发挥了“压舱石”的稳定保障作用。

四、非化石能源实现跃升发展

“十四五”以来，我国非化石能源装机规模和发电量持续快速增长，可再生能源发展实现历史性跨越，能源结构绿色转型取得显著成效。

可再生能源

截至2025年7月底，我国可再生能源装机总量突破21亿千瓦、占全国总装机容量近60%，已历史性超过火电装机，接近2024年底美国和欧盟风光发电总装机的2倍。



风电

我国风电装机规模连续15年稳居世界第一，光伏发电装机连续10年稳居世界第一。



水电

白鹤滩水电站等重大水电工程全面建成投运，标志着我国水电工程建设技术达到世界领先水平。全面掌握100万千瓦级水轮发电机组的设计、制造、安装、运行等核心技术。



核电

“十四五”以来，我国新核准建设核电机组46台、新增装机5450万千瓦，运行装机容量、年发电量均增长约30%。截至2025年6月底，我国大陆地区在运和核准在建的核电机组共112台，装机容量1.25亿千瓦，成为世界第一核电大国。



（一）风光发电实现跨越式发展

“十四五”以来，我国风光发电年度新增装机进入了“亿千瓦级”规模，2023、2024 年新增装机分别达到 2.9 亿千瓦和 3.5 亿千瓦，连续创历史新高。截至 2025 年 7 月底，我国可再生能源装机总量突破 21 亿千瓦、占全国总装机容量近 60%，其中风电光伏发电累计装机 16.8

亿千瓦、占全国总装机容量的 46%，已历史性超过火电装机，接近 2024 年底美国和欧盟风光发电总装机的 2 倍。发电量占比显著提升，2024 年全年可再生能源发电量 3.47 万亿千瓦时，其中风电光伏发电量 1.83 万亿千瓦时，增长至 2020 年的 2.5 倍，基本相当于我国全年第三产业用电量，远超全年城乡居民生活用电量。2024 年上半年风光发电量 1.15 万亿千瓦时，占全社会用电量的比重接近四分之一，新能源正在逐步替代煤炭煤电消费，在能源电力保供中的作用不断凸显。

“沙戈荒”成为“十四五”新能源建设的新阵地，新增装机超过 1.3 亿千瓦。海上风电方面，新增装机超过 3500 万千瓦，为沿海省份发展注入了绿色动力。分布式光伏方面，新增装机超过 4 亿千瓦，其中户用光伏新增 1.6 亿千瓦，全国有 700 多万个家庭安装了光伏发电设备。2025 年 7 月底全国分布式光伏装机达到 4.97 亿千瓦，是 2020 年底的 6 倍多，占全部光伏发电装机比重的 45% 左右。在中东南部地区，新增光伏装机中分布式光伏约占七成，有效提升了能源利用效率和可靠性。全球贡献持续扩大，我国风电装机规模连续 15 年稳居世界第一，光伏发电装机连续 10 年稳居世界第一。2024 年我国的风光发电合计装机规模占全球风光总装机的 47%，风光发电新增装机更是占到全球的 63%，领先优势进一步巩固。我国生产的光伏组件和风电装备占全球市场的 70% 以上，风电光伏产品已覆盖全球 200 多个国家和地区。“十四五”期间累计为其他国家减少碳排放约 41 亿吨，为全球低碳转型作出了重大贡献。

（二）水电开发与生态保护协调推进

“十四五”以来，我国水电开发坚持生态优先、绿色发展，在保护生态环境的前提下，有序推进水电项目建设。白鹤滩水电站等重大水电工程全面建成投运，标志着我国水电工程建设技术达到世界领先水

平。我国水电设计、施工、设备制造全产业链体系实现全球领先，多项技术超越和领先世界水平，全面掌握 100 万千瓦级水轮发电机组的设计、制造、安装、运行等核心技术，中国水电的世界引领地位已牢固树立。水电开发与生态保护协调推进，在项目建设过程中，严格落实生态环境保护措施，加强水生生物保护，实施生态流量泄放，建设鱼类增殖放流站，最大限度减少对生态环境的影响。有序推动雅砻江等主要流域水风光一体化基地规划建设，实现了水资源综合利用与生态环境保护的双赢。

（三）核电实现安全有序发展

“十四五”以来，我国新核准建设核电机组 46 台、新增装机 5450 万千瓦，运行装机容量、年发电量均增长约 30%。截至 2025 年 6 月底，我国大陆地区在运和核准在建的核电机组共 112 台，装机容量 1.25 亿千瓦，成为世界第一核电大国。核电安全运行业绩稳居世界前列，我国核电机组保持良好安全纪录，未发生国际核与辐射事件分级手册 1 级及以上运行事件/事故。世界核电运营者协会最新统计显示，我国核电机组运行指标综合指数平均值为 97.61 分，满分机组数量为 36 台，均居世界第一。

核电技术迈入世界先进国家行列，福建福清、广西防城港 4 台华龙一号三代压水堆机组全面建成投产，华龙一号技术实现批量化建设。山东石岛湾“国和一号”示范工程 1 号机组投入商运、2 号机组实现并网发电。高温气冷堆示范工程建成投运，是全球首座第四代核电技术商业示范电站。核电综合利用不断拓展，山东海阳、浙江秦山、辽宁红沿河等核电厂实现热电联供，供暖总面积超过 1300 万平方米，惠及周边 40 万居民。江苏田湾核电厂实现核能工业供汽，每年可为周边石化产业园区供汽 480 万吨。2024 年，全国核电发电量 4469 亿千

瓦时，占全国总发电量的 4.5%，相当于等效减少标准煤消耗约 1.4 亿吨，减排二氧化碳约 3.7 亿吨，为优化能源结构和减少碳排放作出了重要贡献。

（四）其他清洁能源多元化利用取得显著进展

“十四五”以来，我国生物质能、地热能和海洋能等其他清洁能源多元化开发利用取得显著进展，应用场景持续拓展，技术水平不断提升，为构建多能互补的清洁能源体系提供了有力支撑。生物质能利用方式持续创新，在民生供暖、环保消纳等领域发挥重要作用，生物质发电、生物天然气、生物液体燃料等多元化利用模式不断完善。生物质能开发利用不仅提供了清洁能源，还促进了农林废弃物资源化利用，改善了农村人居环境。地热能开发利用规模不断扩大，在地热供暖、地热发电等领域取得积极进展，特别是在北方地区清洁取暖中发挥重要作用。地热能开发利用技术持续进步，成本不断降低，应用范围逐步扩大。海洋能开发利用稳步推进，2022 年，我国首台兆瓦级潮流能发电机组“奋进号”成功投运，截至目前，新机组并网发电超 450 万千瓦时，创我国单机新高。同时，波浪能利用也取得新突破，在海岛能源保障、深水养殖、海上设备供电等多个领域开展示范应用，创造多项“全球首次”。2023 年，全球装机容量最大的 1 兆瓦“南鲲号”漂浮式波浪能平台成功并入海岛电网。

第三章 能源科技篇—科技创新点亮能源转型之路

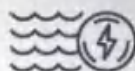
“十四五”以来，我国能源行业围绕国家能源发展重大需求和能源技术革命重大趋势，推动一批关键核心技术集中攻克，一连串示范试验、应用推广项目渐次落地，为能源革命和高质量发展注入强劲动力。

一、清洁能源技术创新加速突破

“十四五”时期，我国能源科技创新持续突破。新能源等技术装备领跑全球，新能源专利数占全球四成以上，光伏转换效率、海上风电单机容量等不断刷新世界纪录，为我国新型电力系统建设、能源绿色转型有序推进奠定重要基础。

水电

史上最大规模超级水电工程——雅鲁藏布江下游水电工程已开工建设，不仅将大幅提升我国清洁能源供给能力，更支撑我国水电设计、施工、设备制造等全产业链实现全球领先。



光伏

我国首个实现工业运行的全海水环境漂浮式光伏项目在青岛建成投用，克服了海水腐蚀、生物附着、潮汐波动等环境问题，对漂浮式光伏在沿海、浅海地区全海水环境的推广具有重要示范效应。



风电

国内首套16兆瓦平台风电主轴承于2022年成功下线，终于突破了我国风电产业链卡脖子的“最后一公里”。



生物质能

我国首套10万吨/年生物航煤工业装置在镇海炼化进行首批规模化试生产，标志着我国生物航煤向大规模生产及商业化应用迈出了坚实一步。



氢能

随着可批量制备、高工况活性的核壳结构催化剂的研发，我国在质子交换膜电解水技术路线上实现了全链条自主研发，有力推动我国绿氢技术从实验室向商业化应用与规模化应用阶段迈进。



（一）水电保持全球领先地位

作为清洁能源的重要一员，“十四五”时期，我国水电行业水能

资源总量、累计装机规模、年发电量均位居全球首位，继续保持全球水电领先地位。

大型水电项目建设纪录不断突破。近 5 年来，装机规模世界第二、单机容量最大的水电站—白鹤滩水电站、西部大开发重点工程—巴拉水电站等多个大型水电站陆续投运，总投资上万亿。史上最大规模超级水电工程—雅鲁藏布江下游水电工程已开工建设，不仅将大幅提升我国清洁能源供给能力，更支撑我国水电设计、施工、设备制造等全产业链实现全球领先。

数字化、智能化建设取得显著成效。玛尔挡水电站应用的全国产智能分散控制系统，可自动诊断、预警设备及工艺系统故障，实现了电力监控系统软硬件平台的全部国产化，为我国大型水电站核心技术国产化替代提供了更多“国能样板”标准。

全国产中压气系统改造顺利完工。2025 年 8 月，华能小湾水电站顺利完成全国产中压气系统改造任务并成功投运，标志着我国 700 兆瓦水电机组相继完成计算机监控系统、核心控制系统、全站生产控制系统的国产化改造，成为我国首个单机容量 700 兆瓦全站控制系统国产化电站。改造过程中，实现重大技术创新 59 项，其中 20 项关键技术填补了国内空白，有效提升了水电领域核心控制系统本质安全水平，为我国水电站核心技术领域突破“卡脖子”难题提供了创新示范榜样。

（二）光伏发电技术领先全球发展

进入“十四五”以来，我国光伏发电行业延续了“十三五”时期的迅猛发展态势，高效晶体硅、钙钛矿等光伏电池技术转换效率多次刷新世界纪录，量产先进晶体硅光伏电池转换效率超过 25%，度电成本持续下降，技术创新不断取得新突破。

电池转换效率屡创新高。截至 2025 年 8 月，N 型 TOPCon 电池平均转换效率已超过 27% 并仍在快速刷新，目前 N 型 TOPCon 电池已成为光伏电池技术发展领域主流方向。我国光伏企业创造的 HJT、钙钛矿等新一代电池转换效率遥遥领先全球发展，量产化进程持续加速，商业化步伐不断加快。

应用场景持续拓展。2024 年底，世界海拔最高的光伏项目——华能纳古光伏电站一期项目在云南迪庆正式并网发电，项目最高海拔超 5240 米，施工团队攻克了超高海拔沼泽施工、极低温设备运行等多项技术难题，在冰碛砾石地基处理、防雪超透薄膜应用等方面形成可复制经验。2025 年 7 月，我国首个实现工业运行的全海水环境漂浮式光伏项目在青岛建成投用，克服了海水腐蚀、生物附着、潮汐波动等环境问题，对漂浮式光伏在沿海、浅海地区全海水环境的推广具有重要示范效应。

（三）风电已建成全产业链研发设计和集成制造体系

在国家政策与市场需求的驱动下，当前，我国已建成完备的风电全产业链研发设计和集成制造体系，海上风电机组最大单机容量、风电叶片最大长度世界纪录快速更新，度电成本持续下行，发电机、叶片、轴承等关键环节技术突破不断取得新进展。

机组大型化持续加快。陆上风电机组最大单机容量突破 10 兆瓦，10 兆瓦风机已投入批量应用；自主研发的 26 兆瓦级海上风力发电机组成功吊装，10 兆瓦及以上风电机组在新增吊装容量中占比得到了显著提升。数据显示，在 2024 年全国新增装机风电机组中，5 兆瓦及以下风电机组装机容量占比从 2022 年的 50% 以上快速下降到 5% 左右，10 兆瓦及以上海上风电机组占比从 2022 年的 12.1% 快速提高到 58%，已成为市场主流产品。

国产化水平进一步提升。作为风电设备中的关键部件，国内首套 16 兆瓦平台风电主轴承于 2022 年成功下线，终于突破了我国风电产业链卡脖子的“最后一公里”。于 2025 年 1 月成功下线的国内首台 5 兆瓦国产化海上风电机组—华能海装 H171-5MW 机组，实现了一级部件 100%国产化，其元器件级零件的国产化率也超过了 95%，自此，我国将大型海上风电机组所有关键部件的研制技术全部掌握，自主研发与制造能力迈上新台阶。

数字化、智能化进程加速推进。风机选址、地形测绘、负荷预测等环节依托大数据及云计算平台，大大提升风电场设计、规划、施工过程的精度、准度，实现项目运维成本明显下降。在叶片、机舱、塔筒等部位安装震动、温度、转速等传感器，通过物联网卡收集相应数据，能够实现对风机运行状况的远程监控与故障预警，有效提升风电场运维效率 30%以上。

（四）生物质能向高附加值利用迈进

作为全球生物质资源最丰富的国家之一，“十四五”以来，我国生物质能转化技术连连突破，推动生物质能源利用逐步从低附加值的生物质发电、清洁供热向生物柴油、生物燃料乙醇、生物甲醇等高附加值方式转化，支撑生物质能利用展现更广阔的发展前景。

生物航空航运燃料迈向规模化应用。2022 年 5 月，我国首套 10 万吨/年生物航煤工业装置在镇海炼化进行首批规模化试生产，生产原料为餐饮废油，标志着我国生物航煤向大规模生产及商业化应用迈出了坚实一步。2024 年 6 月，加注我国自主研发生物航煤的国产商用飞机在上海浦东机场和山东东营机场完成首次试飞工作，为生物航空燃料进行商业化规模应用奠定重要基础。2024 年 6 月末，国内首次成功完成万吨级甲醇双燃料动力散货船的“绿色甲醇”燃料气试服

务作业，实现了国内长江内河船舶甲醇燃料加注领域的零突破。

（五）氢能产业加快破局

我国能源绿色转型步伐持续加快，“十四五”以来，我国氢能产业发展步伐持续加快，在制氢、储运等环节不断实现技术突破。其中，绿氢技术经济性持续提升，正在向规模化阶段加快迈进。

绿氢技术经济性持续提升。质子交换膜 PEM 电解槽能耗降至 4.2 千瓦时/标准立方米，70 兆帕加氢站关键技术装备实现国产化。2024 年，可批量制备、高工况活性的核壳结构催化剂的研发，降低了设备对稀缺贵金属材料铱铂的载量，支撑我国在质子交换膜电解水技术线路上实现了全链条自主研发，有力推动我国绿氢技术从实验室向商业化应用与规模化应用阶段迈进。伴随新疆库车、宁夏宁东等电解水制氢项目陆续投产，绿氢“储”“输”工艺技术、波动电源安全高效电力控制技术、智能耦合生产控制系统等创新成果相继实现工业化应用，碱性电解槽技术逐步通过了工业化实证验证。

“气—液—固”多形态储运体系加速构建。高压气态氢储运领域，伴随碳纤维干法缠绕技术的攻克，国产 70 兆帕 IV 型储氢瓶实现批量生产，支撑氢燃料电池重卡及氢能车经济性大幅提升，市场占有率快速增长。液态氢储运方面，我国自主研发的 5 吨/天氢液化系统冷箱在北京成功下线，智能化、单位能耗等方面技术指标比肩国际先进水平。固态氢储运技术同步推进，镁基储氢材料储氢密度持续提升，2024 年全球首例吨级镁基固态储氢罐从我国上海外高桥港扬帆起航，我国在解决氢气长距离、大规模运输等问题上取得重大突破。

二、新型电力系统技术创新持续深化

伴随我国新能源装机规模快速增加，如何在确保电网安全有序运行的前提下持续提升新能源消纳水平，成为我国能源转型道路上的一

道必答题。为保障我国能源绿色转型有序推进，电网、储能等相关支撑行业持续深化技术创新，积极推动关键核心技术、重要科创成果转化落地，为我国能源高质量发展贡献积极力量。

2025年初

我国首台拥有完全自主知识产权的换流变
CHVT型真空有载调压分接开关实现工程应用

标
志
着

我国打破海外垄断，解决了高端电工装备国产化替代关键难题，且产品综合性能达到国际领先水平

（一）电网创新势能向经济动能加速转化

面对我国能源转型发展的新形势、新要求，电网企业持续完善创新体系、深化科研改革，加快推动关键技术、核心产品的落地应用、迭代升级，支撑电网更好地服务能源转型及地区经济发展。

关键核心技术攻关持续突破。2024 年底，我国首个高海拔特高压交流工程—川渝 1000 千伏特高压交流工程建成投运，标志着我国在全球首次攻克了空气间隙、外绝缘、电磁环境等高海拔特高压关键技术，研制出全球首套高海拔特高压交流设备，为后续高海拔和重冰区工程奠定了坚实基础。2025 年初，我国首台拥有完全自主知识产权的换流变 CHVT 型真空有载调压分接开关实现工程应用，标志着我国打破海外垄断，解决了高端电工装备国产化替代关键难题，且产品综合性

能达到国际领先水平。

原创技术策源地加速打造。国家“十四五”规划重大项目—我国首个国家级海上风电研究与试验检测基地已全面进入设备检测阶段，该基地可进行海上风电并网检测、型式认证、整机和部件试验、电网友好型试验、基础试验、叶片试验等六类 19 项设备检测与认证服务，每年能完成 3~4 套设备的检测，加快推进海上风电机组从实验室走向生产线。我国新型储能领域唯一国家级制造业创新中心—国家地方共建新型储能创新中心，即将搭建起从技术开发、转移扩散到首次商业化应用的创新链条，助力我国新型储能行业快速迈入规模化高质量发展新阶段。

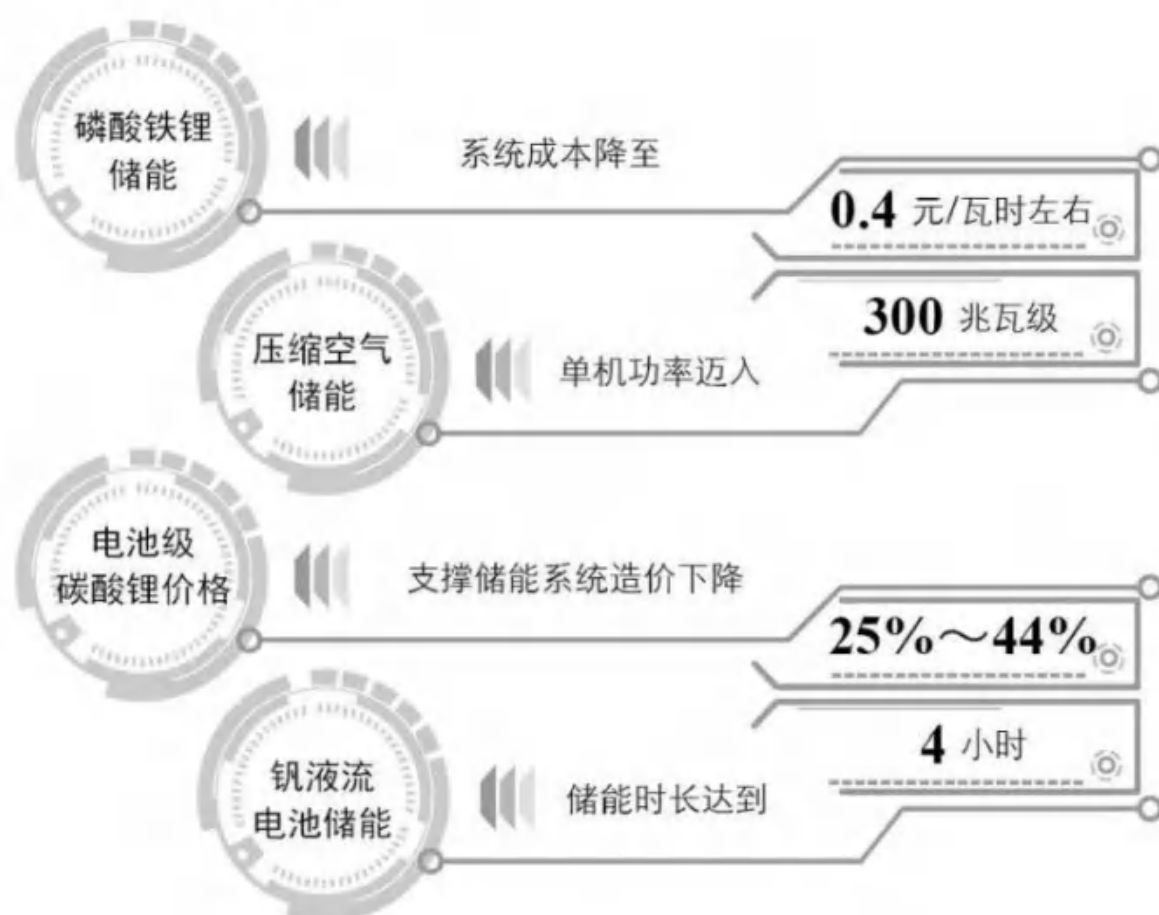
构筑新能源接网“安全防线”。我国自主研发建设的高比例新能源大电网运行控制系统，能够实现单日 3.6 亿千瓦新能源出力波动下源网荷储快速经济调配，解决了超大规模新能源接入大电网安全经济低碳运行这一世界级难题。据不完全统计，仅国家电网公司运营区域，这一系统就已覆盖变电站 6 万余座、新能源场站数十万座。

数智化转型日渐提速。2024 年发布的光明电力大模型，作为我国首个千亿级多模态电力行业大模型，能够面向电力生产、建设、管理、运营、科研、制造、服务等全产业链提供专业化、智能化服务，为电网安全稳定运行、促进新能源消纳、做好供电服务提供“超级大脑”。2025 年初，9 个城市及 30 个项目被列入首批车网互动规模化应用试点名单，加快探索新能源汽车与电网进行电量交换及充电站参与电网需求侧响应、电力辅助服务市场等新型运营模式，有望为护航电网安全有序运行贡献更积极力量。

（二）储能行业技术发展“百花齐放”

作为支撑建设新型能源体系和新型电力系统的关键技术，“十四

五”以来，我国储能行业技术路线“百花齐放”，创新成果加速转化，行业发展成效显著。



关键环节技术创新不断突破。锂离子电池储能 500 安时大容量电芯于 2025 年 5 月底开始量产，循环寿命达 1.5 万次，浸没式液冷技术实现温差小于 2 摄氏度，产品质量获得海外市场高度认可。国内首个盐穴压缩空气储能电站在常州金坛投产，该电站具有完全自主知识产权，核心设备实现了 100%国产化。2024 年 4 月，世界首台（套）30 万千瓦级压缩空气储能电站在湖北应城并网发电，该项目实现了关键核心装备和深地空间利用产品 100%国产化，验证了大容量、高效率、超长时压缩空气储能系统解决方案的可靠性、创新性和可推广性，我国大功率压缩空气储能技术达到世界领先水平。

项目经济性持续提升。磷酸铁锂储能系统成本降至 0.4 元/瓦时左

右；压缩空气储能单机功率迈入 300 兆瓦级，系统效率提升至 70%左右；钒液流电池储能时长达到 4 小时，循环寿命突破 20000 次，逐步向商业化应用迈进。电池级碳酸锂价格逐渐回落并趋于稳定，电芯价格整体稳步下降，带动储能系统造价下降 25%~44%。

试点示范项目加速落地。2024 年初，国家能源局公布了 56 个新型储能试点示范项目名单，基本覆盖了储能应用的主要技术路线，多个试点项目为国内首次工程应用，有力推动了新技术的应用实施，试点示范创新引领作用凸显。

三、核电技术实现从“跟跑”到“领跑”的历史性跨越

“十三五”时期，我国核电装备国产化能力不断提升，在建设、设计、装备制造、运营管理方面积累了大量经验。进入“十四五”，核电技术创新进一步加快，关键技术、零部件自主化水平进一步提升，我国核电技术实现了从“跟跑”到“领跑”的历史性跨越。



我国具有完全自主知识产权的全球首座第四代核电站——华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程正式商运投产，我国核电技术实现了从“跟跑”到“领跑”的历史性跨越。



2024年，核电关键主设备实现100%国产化以及关键零部件技术的自主可控，全年国内核电主设备累计交付114台套

（一）核能技术自主化持续突破

“十四五”以来，我国核能技术自主化不断取得新突破，自主三代核电“华龙一号”“国和一号”、第四代高温气冷堆等多个“全球最大”“全球首座”工程建成投运，全球首个陆上商用模块式小型堆中核昌江核电“玲龙一号”开工建设，我国具有完全自主知识产权的全球首座第四代核电站——华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程正式商运投产，我国核电技术实现了从“跟跑”到“领跑”的历史性跨越。

关键领域技术实现新突破。2024 年，核电关键主设备实现 100% 国产化以及关键零部件技术的自主可控，全年国内核电主设备累计交付 114 台套，为“华龙一号”、国和系列、高温气冷堆等先进核电技术的稳定运行提供坚实保障。一体化闭式循环快堆核能系统在反应堆、金属燃料、干法处理技术等方面取得一系列重要进展。

核燃料循环技术持续创新。国产先进燃料组件 SAF-14、STEP-12C、CF-3S 等研发持续推进，ATF 耐事故燃料组件历时 3 年完成全周期商用堆运行考验。全球唯一的钍基熔盐堆于 2025 年 4 月在甘肃建成运行，有助于我国构建完全自主的核燃料循环体系，真正将国家能源命脉掌握在自己手中。

（二）国内核燃料后处理环节实现零的突破

作为核电站安全运行必不可少的一个环节，近年来，核电废物处置成为我国核电行业有序发展的一项重要课题。

2021 年，我国首座核电废物集中处置场—龙和处置场开始建设，2022 年建成投运，可以满足我国上百台核电机组运行百年产生的放射性固体废物的处置需求。自建成以来，龙和处置场陆续接收了来自核电厂的低放废物，据持续监测结果显示，处置场周围的环境状况与接收废物前没有明显的差别。

四、科技创新支撑化石能源“压舱石”作用充分发挥

“十四五”以来，我国化石能源领域科技创新力度持续加大，保障能源安全与降碳协同推进，支撑化石能源的“压舱石”作用充分发挥。

（一）科技创新持续突破支撑油气增储上产

“十四五”期间，我国油气行业持续深化科技创新，“深海一号”“海葵一号”“海基系列”等“大国重器”陆续投产，行业发展迈出坚

实步伐，自主保障油气安全能力显著增强。

油气勘探向“万米深地” “千米深水”挺进



“深海一号”的海底管线
铺设等多项深水施工技术
突破1500米难关

深地塔科1井于2025年初
在地下10910米胜利完钻

油气勘探向“万米深地”“千米深水”挺进。我国首口超万米科探井—深地塔科1井于2025年初在地下10910米胜利完钻，成为亚洲第一、世界第二垂直深度井，其钻井过程中不仅先后创下我国大尺寸套管下入最深、下入吨位最大等多项纪录，绘制出亚洲首套万米深层古地质图，更实现了全球首次在陆地万米深层钻探中发现油气显示。我国自主研发建造的全球首座十万吨级深水半潜式生产储油平台“深海一号”于2021年正式投产，船体总装快速搭载等技术达到世界先进水平，海底管线铺设等多项深水施工技术突破1500米难关，标志着我国海洋石油勘探开发能力全面进入超深水时代。

工程技术装备升级换代。“两宽一高”地震勘探技术、首台渗透率测井原型机、12000米特深井自动化钻机等“深地利器”，高效助力深层—超深层油气勘探开发。水平井优快钻完井、体积压裂、立体开发等技术持续进步，支撑非常规油气快速建产，油田产能快速攀升。

三元复合驱、二氧化碳混相驱等提高采收率技术，有力促进东部老油田持续稳产。自主研发建造的“深海一号”“海葵一号”“海基系列”等“大国重器”相继投运，我国深水油气工程建设能力大幅提升，产业链自主化、高端化、智能化、绿色化水平大幅提升。

数智化赋能油气勘探开发。行业内首次成功研发地震处理、地震解释、测井处理解释3个勘探领域专业模型，泛化性、精度等指标实现大幅提升。国内首个海洋工程装备数字化智能制造基地于2024年10月全面建成，能够实现项目柔性排产、自动化产线执行、安全无死角监控、直观可视质检、远程无障碍集控的生产全流程智能化，产线工效提升近20%，总装效率提升30%以上。我国首套自主研发和创新集成的智能钻井系统“长龙号”于2025年5月正式投入使用，其智能决策平台能够通过大数据和AI算法分析，在5秒内生成最优钻井参数，标志着我国石油勘探开发朝数字化、智能化钻井迈出关键一步。

（二）煤炭产业向智能化生产迈出坚实步伐

“十四五”时期，煤炭行业锚定保障能源安全、推动绿色低碳转型、提升产业竞争力的核心目标，加快推动发展方式向质量效益型转变、煤炭生产向智能化生产转变，清洁高效利用水平持续提升，创新驱动引领行业发展的能力显著增强。

清洁高效利用水平持续提升。“十四五”以来，我国煤电机组节能改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”累计规模超7.4亿千瓦，超超临界燃煤发电技术达到国际领先水平。大型煤炭企业原煤生产综合能耗、原煤生产综合电耗分别下降到7.9千克标准煤/吨、23.7千瓦时/吨。煤炭转化附加值提高40%，煤直接液化制备航天煤油成套工艺成功应用于长征十二号运载火箭发射任务中。

科技兴煤战略持续推进。“十四五”以来，我国建成了一批智能

化试点煤矿，井下现场作业人员大幅减少，工作面单产明显提高，智能化产能已占煤炭总产能的 55% 以上。人工智能技术在百余个场景推广应用，全国首套悬臂式智能化掘锚机器人完成工业性试验，露天煤矿无人驾驶车辆实现年均倍速增长，煤炭数字产业相关发明专利数量年均增长超 25%。



煤电机组节能改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”累计规模超 7.4 亿千瓦



大型煤炭企业原煤生产综合能耗、原煤生产综合电耗分别下降到 7.9 千克标准煤/吨、23.7 千瓦时/吨



煤炭转化附加值提高 40%

（三）燃气轮机突破海外技术垄断

重型燃气轮机被誉为工业装备制造业“皇冠上的明珠”，是涉及国家能源安全的战略性装备，也是发达国家长期优先发展并限制关键核心技术转让的高端装备。为打破国外关键核心技术垄断，我国持续开展燃气轮机技术攻关，终于在“十四五”时期取得重要突破。

2023 年 3 月，我国自主研发的国内首台全国产化 F 级 50 兆瓦重型燃气轮机商业示范机组投入商业运行，不仅填补了自主燃气轮机应用领域的空白，突破了燃机材料选型、研制、控制、试验等多项“卡脖子”难题，成功具备了燃机整机和全部部件的研制能力，建成完备的燃机试验验证平台，还为清洁能源领域提供了自主可控全链条式的“中国方案”，培育了一条完整的燃机国产化供应链。

2023 年 10 月末，我国首台具有完全自主知识产权的海上平台燃

气轮机“太行 7”投入使用。作为我国自主研制的 7 兆瓦燃气轮机，“太行 7”全面实现了核心零部件的自主制造，相较进口机组降低成本 15%左右，设备维修成本也大幅下降。同时，“太行 7”着重考虑防风、减振、结构布局等海上平台专有使用需求，能够在海洋恶劣环境下长时间稳定运行，填补了国产燃气轮机在海上平台的应用空白。

第四章 能源体制改革篇—能源体制机制改革进入快车道

“十四五”以来，我国持续推进能源领域市场化改革，构建起“X+1+X”油气市场体系，加快建设全国统一电力市场体系，不断完善煤炭交易市场，初步建立碳市场基本制度框架，能源体制改革进入快车道，不断激发能源市场的动力和活力。

一、强化顶层设计引领高质量发展

我国作出碳达峰碳中和重大战略决策，建立碳达峰碳中和“1+N”政策体系。2021年发布的《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》两个文件共同构成贯穿碳达峰、碳中和两个阶段的顶层设计。其中，《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，作为碳达峰碳中和“1+N”政策体系中的“1”，发挥统领作用。“N”是重点领域、重点行业实施方案及相关支撑保障方案。2022年10月发布的党的二十大报告中，以积极稳妥推进碳达峰碳中和为目标，对能源发展作出新部署、提出新要求。其中，加快规划建设新型能源体系以有力支持全面建成社会主义现代化强国为目标，统筹能源安全供应稳定和绿色低碳发展，对能源领域未来发展提出的重要战略安排。

与新型能源体系建设目标相适应的体制机制与政策体系逐渐完善。一方面我国深化能源体制机制改革。2022年国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，成为能源领域推进碳达峰、碳中和工作的综合性政策文件，主要突出了协同推进能源战略规划、能源转型与安全、生产与消费协同转型、各类市场主体协同转型等4个方面的统筹。2023年7月召开的中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于推动能耗双

控逐步转向碳排放双控的意见》《关于进一步深化石油天然气市场体系改革提升国家油气安全保障能力的实施意见》《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，进一步深化能源体制改革。另一方面，加强能源规划管理。国家发展改革委、国家能源局修订印发《能源规划管理办法》，规范能源规划制度体系，保障规划有效实施，以战略规划引领能源转型航向。“十四五”规划将“建设现代能源体系”确立为总体目标，陆续出台了《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”能源领域科技创新规划》《“十四五”可再生能源发展规划》《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》等相关规划，与能源领域体制机制改革形成政策合力，成体系地推进能源绿色低碳转型。

二、能源市场体系建设加快

“十四五”期间，我国能源领域打破垄断、放宽准入、鼓励竞争，培育多元经营主体，聚焦提高资源配置效率，着力突破行业改革难点，戮力构建公平开放、有效竞争的能源市场，为维护国家能源安全、推进能源高质量发展提供制度保障。

（一）油气市场体系初步形成

深化矿业权出让制度改革、石油天然气体制改革。2023年自然资源部发布的《关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见》，提出了全面推进矿业权竞争性出让、实行油气探采合一制度等十一点意见。《中华人民共和国矿产资源法（修订草案）》把招标、拍卖、挂牌出让矿业权的制度上升为法律，明确规定矿业权应当通过招标、拍卖、

挂牌出让等竞争性方式出让，并严格矿业权出让权限管理和加强矿业权出让交易监测。在盘活现有区块和未动用储量资产方面，中央油气企业持续开展内部矿权流转工作。2017年、2019年、2024年中国石油先后三次启动矿权内部流转工作，流转单位从油气田企业扩大到工程技术企业及外部企业，充分激活内部勘探开发市场；中国石化也先后在2017年、2023年开展矿权流转，注入资源转化活力。天然气基建方面，支持非油央企、地方国企、民营经济等符合条件的各类社会资本参与LNG接收站等基础设施投资建设，2024年，LNG进口主体由2017年的近10家增至20余家。

油气管网运营机制市场化改革取得显著成效。一是推进干线管网和互联互通，全力推进“全国一张网”建设。国家管网集团自成立以来，从2020年10月1日开始整合运行全国主干油气管道，主干管网建设在“十四五”期间全面提速，广东、浙江、湖南、海南等8个省级管网完成市场化融入并与干线管网整体独立运营和全面公平开放。河北、山西、陕西、山东、江西、湖北等省级管网通过管输业务独立核算、政府定价，初步实现运销分离，下游用户均可自主选择供气方并签订供气合同。油气干线应联尽联，管网覆盖全国30个省区市（除西藏外）和香港特别行政区，拥有LNG接收站、地下储气库，形成了智慧互联、数字赋能、横跨东西、纵贯南北、覆盖全国、联通海外、统一调度、安全高效的“全国一张网”。天然气管网负荷率提升至80%，跨省管输价格下调5%，每年节约社会用能成本120亿元。二是落实建设全国统一大市场要求。推进设施公平开放，建成投用“国家管网开放服务交易平台”，上线“一票制”联运结算，打破市场壁垒，撬动市场主体迅猛增长；托运商数量5年激增176倍至882家，343个上下载建设项目周期缩短33%，管网下游用户增长58%。目前油气管网

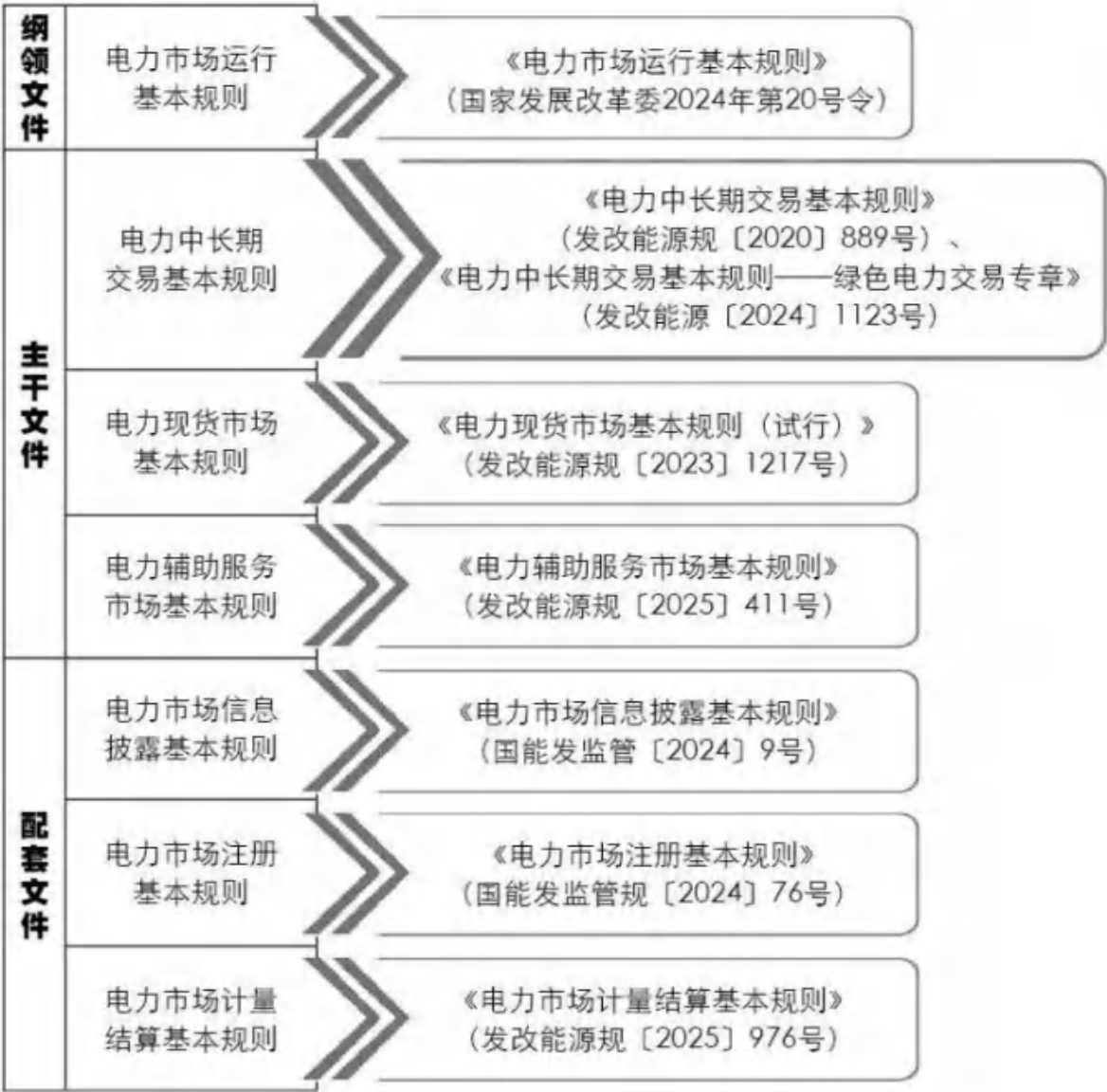
已实现统一调配管理，构建起“X+1+X”油气市场体系，市场主体活力显著增强。

（二）电力市场体系加快建设

多层次统一电力市场持续完善。持续优化统一市场顶层设计和规则体系，指导编制多项规则，全国统一电力市场的“四梁八柱”基本建立起来。2022年1月出台的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，厘定了电力市场建设“时间表”和“路线图”。在文件的指导下，逐步建立以电力市场运行基本规则为基础，以电力中长期、现货、辅助服务三项基本规则为主干，以注册服务、计量结算、信息披露等规则为支撑的全环节、全品种“1+6”基础规则体系，为市场规范有序运行提供坚强的制度支撑，在全国范围内统一了电力市场的“度量衡”，打破了地方保护和省间壁垒，保障了市场公开透明和公平竞争。加快培育多元化经营主体，推动除居民、农业等保障性用电外，其他用户全部进入市场，实现“应放尽放”。在发电侧，从煤电、新能源发电，到气电、核电、水电，都积极入市；在用户侧，全部工商业用户进入市场，独立储能等新主体新模式新业态蓬勃发展，多元主体有序参与的市场格局基本形成。“十四五”以来，我国市场交易电量从“十三五”的10.7万亿千瓦时增长到23.8万亿千瓦时，翻了一倍还多。市场交易电量占全社会用电量的比例，从2020年的40%，提升到连续4年稳定在60%以上，大致相当于每3度电里面就有2度是直接通过市场交易方式形成的。

实现以市场手段保障电力安全稳定供应，近半数新能源实现市场化消纳。建设“中长期+现货+辅助服务”的多品类交易市场，省间、区域、省内中长期交易常态开市，区域、省内辅助服务市场实现全覆盖，形成“中长期保基础、现货调供需”的市场模式，保障电力安全

稳定供应。省间以及多个省份实现中长期市场按工作日连续交易，为经营主体灵活响应供需变化提供交易平台。现货市场正在全国范围内加快铺开，目前山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江 7 个地区电力现货市场已经建成运行；国网省间电力现货市场正式运行，长三角电力市场平稳起步，西北、华中（东四省）区域省间互济稳妥推进；南方区域电力市场实现连续运行，南网 5 省区现在已经实现“统一交易、同台竞价”；跨电网经营区交易机制初步建立，有力促进了省间电力互济、电力保供。稳步推动新能源入市，以市场化方式调用各类调节资源，新能源市场化交易电量占新能源总发电量的比重，从 2022 年的 28.4% 提升至 2024 年的 52.3%，消纳水平不断提升。



（三）煤炭交易市场不断完善

稳步推进煤炭市场化改革。建设全国性、区域性和地方煤炭交易平台，促进了煤炭资源高效配置。2020年10月，首个国家级平台——全国煤炭交易中心在北京正式开业运营。2024年11月，内蒙古煤炭交易中心正式注册成立。2024年6月，全国煤炭交易中心西部（广元）交易专区上线运行。作为成渝地区北向重要门户枢纽，广元也是“北煤南运、西煤东运”重要通道。目前，我国已建成全国煤炭交易中心、中国太原煤炭交易中心、内蒙古煤炭交易中心、秦皇岛海运煤炭市场、新疆煤炭交易中心有限公司、西部红果煤炭交易中心有限公司等多家具有影响力的煤炭交易中心。

（四）碳市场基本制度框架初步建立

“十四五”期间，我国碳市场体系从试点走向全国统一，制度框架逐步完善，市场活跃度显著提升。自2021年起，我国陆续颁布《碳排放权交易管理办法（试行）》《碳排放权登记管理规则（试行）》《碳排放权交易管理规则（试行）》《碳排放权结算管理规则（试行）》，以及发电行业碳排放核算报告核查技术规范、监督管理要求等文件，对碳排放权交易全流程中关键环节均明确了具体规定和标准。2024年1月，国务院颁布《碳排放权交易管理暂行条例》，标志着我国在应对气候变化领域迈出重要一步，该条例也成为此领域首部专项法规。至此，全国碳市场的法规政策基础框架搭建完成，其构成包括行政法规、系列部门规章、规范性文件以及技术规范等。全国碳市场管理平台、全国碳排放权注册登记系统（湖北）、全国碳排放权交易系统（上海）、全国温室气体自愿减排交易系统 etc 关键支撑平台，已相继建成并投入使用。全国碳排放权交易市场于2021年7月16日开市，截至2024年年底已运行3个履约周期。首批仅纳入电力行业。2025年3月全

国碳排放权交易市场覆盖范围首次扩大，纳入钢铁、水泥、铝冶炼三大高耗能行业。全国碳市场通过完善配额分配机制、强化违规行为处罚措施等手段，已初步实现对碳减排的激励与约束效果。截至 2025 年 6 月底，全国碳排放权交易市场碳排放配额累计成交量 6.7 亿吨，成交额 459.3 亿元。我国还启动了全国温室气体自愿减排交易市场，首批核证自愿减排量完成登记交易。

油气行业

“十四五”期间推进干线管网和互联互通。

广东、浙江、湖南、海南等 8 个省网市场化融入并与干线管网整体独立运营和全面公平开放。河北、山西、陕西、山东、江西、湖北等省网通过管输业务独立核算、政府定价，初步实现运销分离，下游用户均可自主选择供气方并签订供气合同。油气干线应联尽联，管网覆盖全国 30 个省区市（除西藏外）和香港特别行政区，拥有 LNG 接收站、地下储气库，形成了智慧互联、数字赋能、横跨东西、纵贯南北、覆盖全国、联通海外、统一调度、安全高效的“全国一张网”。

电力行业

2022 年 1 月出台的《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，厘定电力市场建设“时间表”和“路线图”。

建立“1+6”基础规则体系。以电力市场运行基本规则为基础，以电力中长期、现货、辅助服务三项基本规则为主干，以注册服务、计量结算、信息披露等规则为支撑的全环节、全品种“1+6”基础规则体系。

发电侧，从煤电、新能源发电，到气电、核电、水电积极入市；用户侧，全部工商业用户进入市场，独立储能等新主体新模式新业态蓬勃发展，多元主体有序参与的市场格局基本形成。

“十四五”以来，我国市场交易电量从“十三五”的 10.7 万亿千瓦时增长到 23.8 万亿千瓦时，翻了一倍还多。市场交易电量占全社会用电量的比例，从 2020 年的 40%，提升到连续 4 年稳定在 60%以上。

碳市场

2024 年 1 月，国务院颁布《碳排放权交易管理暂行条例》，标志着我国在应对气候变化领域迈出重要一步，该条例也成为此领域首部专项法规。

全国碳市场的法规政策基础框架搭建完成，其构成包括行政法规、系列部门规章、规范性文件以及技术规范等。

三、能源价格形成机制加快完善

国家发展改革委于 2021 年出台了《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》，明确了“十四五”时期深化价格机制改革的总体目标，即到 2025 年，竞争性领域和环节价格主要由市场决定，网络型自然垄断环节科学定价机制全面确立，能源资源价格形成机制进一步完善，重要民生商品价格调控机制更加健全，公共服务价格政策基本完善，适应高质量发展要求的价格政策体系基本建立。为进一步深化价格改革，完善价格治理机制，中共中央办公厅、国务院办公厅于 2024 年 12 月印发《关于完善价格治理机制的意见》，加强顶层设计，提出健全促进资源高效配置的市场价格形成机制、创新服务重点领域发展和安全的价格引导机制、完善促进物价保持合理水平的价格调控机制、优化透明可预期的市场价格监管机制，并系统部署重点任务，其中明确了健全促进绿色低碳转型的能源价格政策。

（一）油气价格逐步迈向市场化

健全成品油价格市场化调整机制。健全完善灵活反映国际市场原油价格和国内供需形势变化的成品油价格形成机制，价格调整实现常

态化。我国成品油定价机制改革的过程是市场化水平不断提升的过程。从 2013 年开始，政府指导价上限转变为最高限价和最低限价相结合的价格调整模式。取消 4% 的价格变动限制，设立石油价格监管风险准备金，进一步缩短调价周期为 10 个工作日。逐步形成了与国际油价挂钩并定期调节、反映市场动态变化的成品油定价机制。2018 年上海原油期货上市，成交量稳步上涨，截至 2024 年底，累计成交 3856.35 万手，累计成交额 22.21 万亿元。

天然气价格机制不断完善。中游管输价格方面，构建起以“准许成本+合理收益”为核心、激励约束并重的油气管网价格监管体系。根据 2021 年印发的《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（暂行）》，按照“准许成本加合理收益”实行政府定价，全面实施跨省管道“一区一价”，目前已核定西北、东北、中东部及西南 4 个价区的管输费率价格。省内管道价格方面，根据 2025 年出台的《关于完善省内天然气管道运输价格机制 促进行业高质量发展的指导意见》，省（自治区、直辖市）内各级天然气管道（不含企业内部自用管道）运输价格由省级发展改革部门制定，原则上不再下放定价权限。由“一线一价”“一企一价”向分区定价或全省统一价格过渡，实现与跨省天然气管道运输价格机制有效衔接。天然气下游价格方面，门站价格除国产陆上常规天然气和 2014 年底投产的进口管道天然气以外，其他气源已全面实施市场化定价。居民用气门站价格方面，2020 年，居民与非居民用气门站价全面统一，确立“基准价+浮动”管理模式，2023 年，国家首次就天然气终端价格联动机制出台《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》，促进非居民终端销售价格及时反映市场供需变化，稳步推进居民终端价格联动。全面实行储气服务和调峰气量市场化定价，鼓励天

然气消费“削峰填谷”。2021年4月，国家石油天然气管网集团通过上海石油天然气交易中心开展文 23 储气库容量竞价交易，并成功交易，成为我国储气库容开放第一单。

（二）电力价格改革加快推进

进一步健全输配电价科学形成机制。目前，我国基本建立了全环节输配电价格监管制度框架，基本确立以“准许成本+合理收益”为核心的输配电价监管制度框架。形成跨省跨区送电价格。2021年国家发展改革委印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》，完善建立事前核定、定期校核的价格机制，增加成本监审相关内容，明确专项工程范围及单一电量电价形式，强化输电价格监管。截至目前，已开展3个监管周期输配电定价成本监审和电价核定，并对《输配电定价成本监审办法》《省级电网输配电价定价办法》《区域电网输电价格定价办法》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》进行了修订，向社会公开征求意见。

煤电容量电价机制正式建立。我国煤电上网电价、工商业销售电价已全面放开。2021年通过《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》构建起“能跌能涨”的市场化煤电电价机制，实现了上网电价、用户电价通过市场化方式有效联动。根据《关于建立煤电容量电价机制的通知》，2024年1月1日起开始实行煤电容量电价机制，煤电两部制电价机制正式进入我国电力市场。

新能源上网电价市场化改革取得重大进展。2021年起，我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网。2025年2月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，推动新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价由市场形成，区分存量和增量项目，建立新能源可持续发展

价格结算机制，促进行业高质量发展。

抽水蓄能价格形成机制进一步完善。我国抽水蓄能电价机制进入成熟期。2021 年国家发展改革委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，要求坚持以两部制电价政策为主体，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入省级电网输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，明确了容量电费反映系统调节价值、电量电费体现市场价差收益的基本原则。2023 年国家发展改革委发布的《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，明确容量费用通过工商业用户用电价格中的系统运行费用进行疏导。同年发布的《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》依据《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》的核定办法，核定了在运及 2025 年底前拟投运的 48 座电站容量电价，标志着两部制电价的落地。

建立并完善分时电价机制。“十四五”以来，我国分时电价政策进入动态化、智能化的创新突破阶段。2021 年，国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求各地优化峰谷时段划分、扩大电价浮动区间。2023 年起，山东、山西等新能源大省进一步提出“动态分时电价”，根据“风光”出力情况实时调整价格，开创新能源消纳的新模式。截至目前，全国 31 个省份均出台分时电价政策，呈现区域特色，时段的划分正从“粗放式”转向“精细化”，体现了电力系统从“源随荷动”向“源荷互动”转变。

（三）煤炭价格市场化改革取得新进展

加强全国煤炭市场交易机制建设。目前，我国煤炭交易市场上的定价机制以年度长协定价和月度长协定价为主，现货定价为辅。其中，年度长协定价机制为“基准价+浮动价”，而月度价格则基于现货价调

整。中长期合同制度和“基础价+浮动价”的定价机制，发挥了维护煤炭经济平稳运行的“压舱石”作用。在坚持煤炭价格由市场形成的基础上，强化区间调控。国家发展改革委在 2022 年先后发布了《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》和《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行为的公告》，前者提出了煤炭中长期交易价格合理区间，后者明确了煤炭现货价格合理区间、国产动力煤领域经营者哄抬价格行为及监管红线，两者共同构建了煤炭价格预期引导和调控监管的闭环机制，从而保障煤炭生产、流通、消费等产业链供应链平稳，煤、电上下游产业能够实现良性协同发展。同时，通过对期现货市场加强联动监管，严格查处价格违法违规行为，维护煤炭市场健康平稳发展。

持续完善煤电价格传导机制。进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，推进煤炭市场价格形成机制发展，持续完善煤、电价格传导机制。首先，通过深化燃煤发电上网电价市场化改革，放开燃煤发电上网电价，规定电价浮动范围在基准价基础上，上下浮动不超过 20%，实现了上网电价和用户电价的市场化有效联动，疏通了煤电价格成本传导机制；其次，通过完善煤炭市场价格形成机制，规定煤炭价格合理区间，并实现煤炭价格区间与燃煤发电价格区间的有效衔接，从而保障煤炭价格形成中生产成本传导更加顺畅。通过两方面价格传导机制的完善，煤炭价格、煤电价格、用户电价之间能够更好实现良性的成本传导，更有利于煤、电上下游的协同发展。

原油成品油价格

从 2013 年开始，政府指导价上限转变为最高限价和最低限价相结合的价格调整模式。取消 4% 的价格变动限制，设立石油价格监管风险准备金，进一步缩短调价周期为 10 个工作日。逐步形成了与国

际油价挂钩并定期调节、反映市场动态变化的成品油定价机制。

煤炭价格

目前我国煤炭交易市场上的定价机制格局以年度长协定价和月度长协定价为主，现货定价为辅，年度长协定价机制为“基准价+浮动价”。进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，推进煤炭市场价格形成机制发展，持续完善煤、电价格传导机制。

电力价格

电煤价格方面，2021 年印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》明确有序放开全部燃煤发电电量上网电价与工商业用户用电价格。2023 年发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，煤电自此迎来“两部制”电价政策。

输配电价方面，目前，我国基本建立了全环节输配电价格监管制度框架，基本确立以“准许成本+合理收益”为核心的输配电价监管制度框架。截至目前，已开展 3 个监管周期输配电定价成本监审和电价核定，并对《输配电定价成本监审办法》《省级电网输配电价定价办法》《区域电网输电价格定价办法》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》进行了修订，向社会公开征求意见。

新能源上网电价方面，根据《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，推动新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价由市场形成，区分存量和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制。

抽水蓄能价格方面，我国抽水蓄能电价机制进入成熟期，两部制电价落地。

分时电价方面，2021 年，国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求各地优化峰谷时段划分、扩大电价浮动

区间。截至目前，全国 31 个省份均出台分时电价政策。

天然气价格

构建起以“准许成本+合理收益”为核心、激励约束并重的油气管网价格监管体系。全面实施跨省管道“一区一价”，目前已核定西北、东北、中东部及西南 4 个价区的管输费率价格。

省内管道价格由“一线一价”“一企一价”向分区定价或全省统一价格过渡，实现与跨省天然气管道运输价格机制有效衔接。

下游价格方面，门站价格除国产陆上常规天然气和 2014 年底前投产的进口管道天然气以外，其他气源已全面实施市场化定价。

居民用气门站价格方面，根据国家发展改革委《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》稳步推进居民终端价格联动。

四、现代能源治理体系加快构建

按照党中央、国务院统一部署，能源主管部门进一步转变政府职能，通过简政放权、放管结合、优化服务，着力打造服务型政府。能源管理向更加注重发挥能源战略、规划、政策和标准的引领作用转变，强化能源市场监管，提升监管效能。

（一）能源法律法规体系不断完善

推进能源领域法律及行政法规制修订工作，加强能源领域法律法规实施监督检查。一是全方位夯实我国能源发展的法治根基。2024 年 11 月《能源法》顺利出台，2025 年 1 月 1 日起施行。二是持续推进其他重点领域法律法规制修订工作。自 1986 年颁布实施以来第一次大修的《中华人民共和国矿产资源法（修订草案）》经十四届全国人大常委会第十二次会议审议通过后于 2025 年 7 月 1 日起施行。2023 年修订印发《矿业权出让交易规则》，2025 年发布《自然资源部关于印发〈矿业权登记管理办法〉的通知（征求意见稿）》《自然资源部关

于矿产资源勘查开采许可管理有关事项的通知（征求意见稿）》，向社会公开征求意见。此外，积极推动《电力法》修订，组织开展调研论证，开展《可再生能源法》修订研究论证，开展《煤炭法》修订立法审查，研究起草《生态环境法典》。三是完善执法依据。组织修订《煤炭矿区总体规划管理暂行规定》《天然气利用政策》《电力市场运行基本规则》《电力市场监管办法》《供电营业规则》《电力监控系统安全防护规定》。此外，国务院于2024年1月发布的《碳排放权交易管理暂行条例》成为此领域首部专项法规。法律体系不断完善，为资源合理开发利用与保护、储备等提供了有力法治保障，对保障国家能源资源安全发挥了重要作用。

（二）监管效能持续提升

持续推进依法行政，各项法治建设工作取得新成效。全面落实反垄断和公平竞争审查制度，持续推进电力、油气等自然垄断环节监管，保障能源市场平稳有序运行。电力监管方面，印发《电网公平开放监管办法》强化电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管；印发《电力市场监管办法》，对现有监管体系进行了重要补充和完善；出台《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》，从政策上明确由多元化电力市场成员全额保障性收购可再生能源电量相关机制，助力可再生能源电力交易逐步走向市场化；发布《关于开展抽水蓄能定价成本监审工作的通知》，明确对全国在运31座抽水蓄能电站开展定价成本监审；印发《电力行业公共信用综合评价标准（试行）》，强化电力行业信用分级分类监管。煤炭监管方面，《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行为的公告》明确国产动力煤领域经营者哄抬价格行为及监管红线。

行业监管取得积极进展。组织开展“十四五”能源规划实施、油

气管网公平开放、分布式光伏备案接网等专项监管，公开通报分布式光伏并网接入等典型问题。对山东等6个省（区）开展电力领域综合监管，一批典型问题得到有效纠正。电力安全监管守牢防线底线。加强电力安全治理体系建设，强化新能源及新型并网主体涉网安全管理。完善电网安全风险管控制度，开展电网安全三大行动。实施安全生产治本攻坚3年行动，强化水电站大坝、电力工程安全监管。市场监管取得显著成效。强化电力中长期交易合同履约监管，推动电力中长期交易常态化运行。持续整治行政干预电力市场化交易行为，开展电力市场秩序突出问题专项监管，切实推进问题整改，有效规范电力市场秩序。推进国家电力应急基地建设。民生用能水平持续提升。

加强能源行业信用体系建设。立足国家社会信用体系建设规划纲要，能源领域加强制度建设，构建信用标准规范体系，深化以信用为基础的新型监管机制应用。一是筑牢行业信用管理基础，服务社会公众查信、用信需要，归集能源企业信用信息，依法公示严重失信主体名单和行政处罚信息。2023年国家能源局编制了《能源行业失信主体重点关注名单管理办法（征求意见稿）》《能源行业失信主体信用信息修复管理办法（征求意见稿）》，并向社会公开征求意见。二是建立完善能源信用平台。上线“信用能源”平台，印发《能源行业市场主体信用数据清单（2022年版）》《能源行业市场主体信用行为清单（2022年版）》《能源行业信用信息应用清单（2023年版）》。通过夯实基础、创建机制、构建平台、深化应用，电力信用体系建设取得积极进展。

（三）能源相关标准体系持续完善

持续完善能源行业标准体系。2020年，国家能源局印发《关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见》，明确建立政府主导制定的标准与市场自主制定的标准协同发展、协调配套的新型标准体系。

2022年9月印发的《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》，进一步明确充分发挥标准推动能源绿色低碳转型的技术支撑和引领性作用。2023年4月，国家标准化管理委员会、国家发展改革委等十一部门联合印发《碳达峰碳中和标准体系建设指南》，覆盖能源、工业、交通运输、城乡建设、水利、农业农村、林业草原、金融、公共机构、居民生活等重点行业和领域碳达峰碳中和工作。根据国家能源局2025年标准化工作安排，2025年有801项标准制定计划、402项标准修订计划及64项外文版翻译计划，持续完善能源行业标准体系，以标准支撑能源高质量发展。

第五章 能源国际合作篇—能源国际合作构建立体多元新格局

“十四五”以来，全球能源格局深刻调整，全球气候治理面临地缘博弈、技术鸿沟及信任危机等多重挑战，面对复杂多变的国际能源形势，我国以能源安全新战略为指引，积极参与全球能源治理变革，推动能源国际合作进入绿色低碳转型共赢的新阶段。

一、能源合作机制建设持续深化

我国将政策机制建设作为能源国际合作的重要支撑，以“一带一路”能源合作伙伴关系为纽带，统筹多边与双边合作，完善政策体系、创新合作模式、强化制度保障，构建起多层次、全方位的能源合作框架，为有序推进能源国际合作提供了坚实的机制保障和行动指引。

（一）“一带一路”能源合作伙伴关系深化发展

“十四五”期间，我国积极推动“一带一路”能源合作伙伴关系建设，使其成为能源领域具有世界影响力的高端对话平台、成果共享平台和国际合作对接平台。这一伙伴关系的深化发展主要体现在以下几个方面：

一是伙伴关系成员国规模持续扩大。2024年，在第三届“一带一路”能源部长会议上，伙伴关系成员国再次扩员，泰国、伊朗正式加入，使成员国数量从2021年的32个增加到34个，进一步扩大了“一带一路”能源合作“朋友圈”。

二是合作机制不断完善。2024年，在第三届“一带一路”能源部长会议上，“一带一路”能源合作伙伴关系秘书处办公室正式成立，为伙伴关系的日常运作提供了组织保障。会议召开期间，大会发起成立伙伴关系合作网络智库工作组，推动智库间交流合作，为能源合作提供智力支持。

三是合作规划与行动纲领相继出台。第三届“一带一路”能源部

长会议发布了《“一带一路”绿色能源合作行动计划（2024—2029）》，为未来5年伙伴关系成员国的能源合作提供了行动指南。

《“一带一路”绿色能源合作行动计划（2024—2029）》
7个方面行动计划：

- 一是 共同提升绿色能源安全保障能力，围绕能源供应多元化、能源互联互通等，开展不少于50场国际合作交流活动。
- 二是 共同加强绿色能源政策和制度创新，围绕能源监管机制创新、绿证绿电应用互认等，研究并发布不少于30本智库报告。
- 三是 共同加强绿色能源技术创新合作，围绕氢能、新型储能等，开展不少于5项联合研发项目和不少于5项清洁智能技术装备合作。
- 四是 共同加强绿色能源领域能力建设，制定有针对性的能力建设计划，开展不少于25项能源领域能力建设项目。
- 五是 共同推动青年人才交流合作，探索搭建新时代能源青年交流平台，建立能源联合教学中心。
- 六是 共同强化绿色能源金融服务力度，丰富和创新投融资工具，增强发展中国家融资能力。
- 七是 共同营造有利的能源发展环境，提升发展中国家在全球能源治理中的代表性和发言权。

（二）多边与双边能源合作机制不断创新

“十四五”时期，我国积极参与全球能源治理，在多边合作中主动作为，打造高水平全球能源治理平台。同时，通过创新合作机制，务实推进与重点国家能源合作，我国的能源国际合作取得了丰硕成果。

在多边合作方面，我国积极参加二十国集团（G20）能源转型部长会议、联合国气候变化大会等重要国际会议。推动中方提名人员首次当选亚太经合组织（APEC）能源工作组主席，成功举办 APEC 可

持续能源中心 10 周年活动。与欧佩克秘书处共同举办中国—欧佩克高级别对话。出席国际能源署（IEA）部长会、国际可再生能源署（IRENA）全体大会、首届联合国“可持续发展周”能源高级别会议、世界经济论坛特别会议和世界能源大会等重要国际会议。

在区域合作方面，我国通过视频形式成功主办第七届金砖国家能源部长会议，会议通过了《第七届金砖国家能源部长会议公报》，发布了《金砖国家能源报告 2022》《金砖国家可再生能源报告 2022》和《金砖国家智能电网报告 2022》。我国持续巩固中国—东盟清洁能源合作中心建设成果，成功主办第七届“东盟+3”清洁能源圆桌对话。举办中国—非盟能源伙伴关系框架下第二届能源合作项目推介会，该活动纳入 2024 年中非合作论坛北京峰会《中非合作论坛—北京行动计划（2025—2027）》成果文件。2025 年，我国作为轮值主席国首次主办上合组织能源部长会及配套活动，会议期间，发布《中国—上海合作组织可再生能源合作报告 2024》《上海合作组织成员国元首理事会关于能源可持续发展的声明》，成立中国—上海合作组织能源合作平台。自 2024 年 7 月我国接任上合组织轮值主席国以来，中国企业在上合组织国家新签、开工、投产电力及可再生能源领域项目超 160 个，油气等领域项目超 60 个，总金额约 3800 亿元人民币。

在双边合作方面，我国与主要能源伙伴国建立了多层次、全方位的合作机制。一是推动中俄能源务实合作再上新台阶。每年举办中俄能源合作委员会会议和中俄能源商务论坛。中俄东线全线提前贯通、满输运行，中俄远东天然气管道虎林—长春段开工建设。二是有序推进中美能源政策交流。参与中美气候特使华盛顿、北京会谈，牵头中美能源转型专题组，与美国能源部、总统气候问题办公室组织数场政府间和外部专家对话交流。三是促进中欧能源转型与技术创新领域合

作提质升级。出席首届核能峰会，召开第三届中欧能源技术创新合作论坛、第一次中丹（麦）清洁能源工作组会议和第十二次中德（国）能源工作组会议。四是深化与中亚地区合作。召开中土（库曼斯坦）能源合作分委会会议和中哈（萨克斯坦）能源合作分委会会议。创新政府支持可再生能源国际合作项目的模式，为中方企业参与中亚地区重大可再生能源项目提供制度保障。五是加强与中东地区合作。落实2022年12月中国—阿拉伯国家峰会、中国—海湾阿拉伯国家合作委员会峰会，召开第七届中阿能源合作大会，切实推动与阿拉伯国家能源务实合作。六是扩大与拉美地区合作。与巴西、智利、秘鲁、阿根廷等国能源部门开展交流合作，依托中巴（西）高委会能矿分委会会议、中秘（鲁）经济合作战略对话等机制，扩大与拉美国家能源领域合作。

二、能源安全保障能力持续夯实

我国依托多元合作机制，巩固境外能源资源合作，完善跨境能源运输通道，强化区域能源互济能力，保障开放条件下的国家能源安全，为我国乃至全球能源稳定供应和系统韧性提升提供了可靠保障。

（一）能源资源合作拓展提升

“十四五”时期，我国通过加强与资源丰富国家的合作，确保能源资源稳定供应。这种合作主要体现在油气资源、煤炭资源和可再生能源资源等方面。

油气资源合作领域，我国与俄罗斯、中亚、中东、东南亚、非洲、拉美等国家和地区保持密切合作，保障了国内能源需求。截至2025年2月，中俄东线天然气管道累计输气量突破900亿立方米，为沿线地区利用清洁能源、推动高质量发展提供有力支撑。2025年上半年，中俄东线天然气管道日均输气量突破1亿立方米，再加上中亚管道的稳

定供应，上半年进口管道气总量达 415.9 亿立方米，同比增加 39 亿立方米。

煤炭资源合作领域，我国与印度尼西亚、俄罗斯、澳大利亚、蒙古等国保持着密切的煤炭贸易关系，确保煤炭供应稳定。2024 年，我国从印度尼西亚进口煤炭约 2.4 亿吨，占印度尼西亚煤炭出口量的 43%。根据国际能源署报告，尽管全球能源投资向清洁能源转型，但煤炭在全球能源结构中仍占有重要地位，特别是在发展中国家。

2024 年我国煤炭进口量 5.43 亿吨，同比增长 14.4%

其中

进口印度尼西亚  煤炭 2.4 亿吨，同比增长 9%

进口俄罗斯  煤炭 9509 万吨，同比下降 7%

进口澳大利亚  煤炭 8324 万吨，同比增长 58.7%

进口蒙古  煤炭 8291 万吨，同比增长 117.3%

可再生能源资源合作领域，我国与共建“一带一路”国家持续加强可再生能源资源开发合作，为当地提供清洁电力。中国能建海外投资有限公司在乌兹别克斯坦投资的 1 吉瓦光伏项目于 2024 年 6 月实现全容量并网，为乌兹别克斯坦的能源结构转型注入动力。该项目在建设运营期间，为当地提供约 1600 个就业岗位；项目正式投入运营后，年发电量可达 24 亿千瓦时。

（二）能源运输通道巩固完善

我国积极参与能源运输通道的建设和维护，确保能源运输的安全和畅通。这种合作主要体现在油气运输通道、电力传输通道等方面。

油气运输通道方面，我国与俄罗斯、中东、中亚等国家和地区加强合作，建设和维护四大油气进口战略通道。例如，中哈原油管道、中国—中亚天然气管道等重要能源运输通道的稳定运行，为中国与中亚国家的能源合作提供了坚实保障。2025 年 9 月 2 日，中、俄、蒙三国元首在北京举行中俄蒙元首第七次会晤，三方就过境蒙古的“西伯利亚力量 2 号”跨国天然气管道签订了备忘录，该项目合同期限为 30 年，每年将从西西伯利亚气田经蒙古国向中国输送 500 亿立方米的天然气。



电力传输通道方面，我国积极推动区域电网互联互通，提高电力系统的稳定性和可靠性。2025 年 2 月，中老 500 千伏联网工程老挝段启动建设，项目预计 2026 年竣工投产，届时，中老两国电力互济能力将达到 150 万千瓦、电量约 30 亿千瓦时，进一步深化中老两国电力合作战略伙伴关系。

三、绿色能源合作网络覆盖全球

我国以能源转型需求为导向，聚焦重点区域、深耕关键领域，推动光伏、风电、绿氢等项目落地见效，构建起覆盖全球、惠及民生的绿色能源合作网络，为东道国能源结构优化和可持续发展提供了切实可行的项目支撑。

（一）绿色能源合作成果丰硕

我国已与 100 多个国家和地区开展了绿色能源项目合作，为世界提供 80% 以上的光伏组件和 70% 的风电装备，为发展中国家能源转型提供可落地的中国方案。

在中东地区，来自中国的光伏产品在沙漠中建起了“能源绿洲”，为当地提供清洁电力。如，沙特阿拉伯 REPDO 4-AHK 光伏项目是共建“一带一路”倡议与沙特“2030 愿景”重要合作成果之一，项目建成后每年将生产 31 亿千瓦时清洁电力，保障麦地那 75 万户居民用电需求，并减少 310 万吨/年二氧化碳和 9.3 万吨/年二氧化硫的排放。

在太平洋岛国基里巴斯，中国企业投资建设的“光伏+直饮水”智慧能源项目，以光伏发电驱动空气集水技术，为当地唯一全科医院 Tungaru 中心医院医护人员及病患提供干净饮用水，荣获“小而美”能源国际合作最佳实践。

在中亚地区，中国企业积极参与当地清洁能源项目建设。例如，中国电建华东院总承包建设的中亚首个绿氢 EPC 项目——乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目于 2025 年 6 月正式进入产氢运行阶段，该项目是乌兹别克斯坦“绿色能源战略”核心组成部分。

在非洲地区，中国企业承建的马费腾光伏电站是中国与莱索托双边务实合作的重要项目和中非合作论坛机制下的重要成果，也是莱索托第一个大型光伏发电项目。自 2023 年 4 月并网发电以来，该项目已累计发电超过 1 亿千瓦时，有效缓解莱索托电力短缺状况，助力当

地能源转型。

（二）合作项目类型多元拓展

我国积极推动各类型绿色能源合作项目签约与实施，为全球能源转型注入强劲动能。

2025 年 4 月，中国能建投资集团在马来西亚沙捞越州与沙捞越州投资局签署 2 吉瓦新能源项目合作备忘录，包含可再生能源、储能和电网基础设施，以满足沙捞越州日益增长的能源需求。

在 2025 年 4 月举办的首届撒马尔罕国际气候论坛上，乌兹别克斯坦与多家中资企业签署了绿色能源合作协议。三一重能国际投资有限公司将在卡拉卡尔帕克斯坦自治共和国建设一座 1000 兆瓦的风电场，而中国电气装备集团国际电力有限公司将在吉扎克州法里什区投资一座 500 兆瓦的太阳能电站。这两个项目不仅将大幅提升当地可再生能源的装机比例，更标志着中国资本与中亚国家在绿色转型上的深度合作。

2025 年 5 月，远景科技集团与巴西政府达成战略合作协议，将开发巴西首个零碳产业园。双方致力于构建完整的绿色燃料价值链，推进绿色氢氨产业的发展。

2025 年 6 月，全球最大的电动汽车电池制造商宁德时代与印度尼西亚国有企业合作，在印尼建设一个总投资约 60 亿美元的电池产业链项目。该项目预计将涵盖从镍矿开采冶炼、电池材料、电池制造到电池回收的完整电池产业链。过去 5 年，中国电动汽车以及电池制造商公布了约 800 亿美元的投资规划，并在全球多国建设制造工厂。

四、能源技术合作水平稳步提升

我国依靠全产业链技术优势，聚焦核电、氢能、储能、CCUS 等前沿领域，推动技术装备“走出去”、标准体系国际化、创新合作常

态化，为全球能源绿色低碳转型提供技术引擎。

（一）前沿领域技术合作深入探索

“十四五”期间，我国积极推进绿色氢能、先进储能、新一代核电、CCUS 等领域的技术合作与交流，与各国共同攻克技术难题。

氢能领域，在我国与欧盟建交 50 周年的关键历史性节点，首批中欧能源合作典型案例遴选结果发布。在 19 个标杆项目中，共有 6 个氢能项目入选，分别是上海燃料电池汽车氢源保障基地项目一期工程、中德氢能及燃料电池汽车碳足迹和可持续性评估方法与系统共建项目、固体氧化物燃料电池发电系统、F 型燃机万标方级绿氢掺烧及“氢就绪”调峰电站示范工程、中国—西班牙氢能源绿氢突破性技术 500 千瓦 AEM（阴离子交换膜）电解槽联合研发项目和可持续航空燃料加氢项目。

储能领域，2025 年 8 月，晶科储能与英国领先能源开发商 AGR 可再生能源公司签署了一项 140 兆瓦时电网级储能项目协议，该项目将采用 28 套晶科储能的 G2 5 兆瓦时液冷集装箱式系统，通过模块化部署实现电网级储能能力。首批设备计划于 2025 年 11 月交付英国，整个项目调试预计在 2026 年第一季度完成，随后将接入英国电网，为可再生能源消纳和电网稳定性提供支持。晶科 G2 系统通过 JET 认证和英国电网接入标准，成为继宁德时代、比亚迪后又一在英国落地的中国储能方案。此举标志着中国储能企业从设备出口向技术+服务输出转型。

核电领域，2025 年 5 月，中国国家航天局与俄罗斯国家航天集团签署《关于建设月球核电站的合作备忘录》，旨在共同推进在月球上建造核电站的计划，为中俄牵头的国际月球科研站（ILRS）项目提供能源支持。

CCUS 领域，2025 年 7 月，由中国石化牵头，覆盖亚洲、欧洲、美洲、大洋洲 4 个区域 12 个国家相关企业、协会团体、研究机构及院士专家团队的国际二氧化碳捕集利用封存技术创新合作组织正式成立。该组织旨在搭建全球共享交流平台，汇聚世界高端智库力量，推动技术迭代创新应用，促进 CCUS 产业高质量发展。同月，中国石油首个 CCUS 国际创效项目通过印尼政府关键节点验收，标志着该项目已获得国际权威认可。该项目是吉林油田首个 CCUS 国际项目，也是中国石油 CCUS 技术首次闯出国门创效。

（二）技术创新助力能源成本下降

我国新能源等技术装备领跑全球，新能源专利数占全球四成以上，光伏转换效率、海上风电单机容量等不断刷新世界纪录，新型储能规模跃居世界第一，这些技术进步有力助推全球能源成本降低。

国际能源署发布的《2025 世界能源投资报告》显示，自 2022 年以来，中国光伏组件和风机的价格分别下降了 60%和 50%，推动 2024 年“清洁能源装备价格指数”刷新历史新低，较 10 年前下降 60%以上，这一趋势直接推动了全球清洁能源成本下降，使更多国家能够负担得起清洁能源项目。而国际可再生能源署发布的报告指出，过去 10 年，全球风电和光伏发电项目平均度电成本分别累计下降超过 60%和 80%，其中很大一部分归功于中国的贡献。

五、能源贸易投资合作阔步向前

我国以完整产业体系和雄厚资本实力为基础，扩大清洁能源产品贸易规模，深化绿色能源项目投资布局，创新绿色金融服务模式，为全球能源产业链供应链稳定畅通提供了硬核保障。

（一）清洁能源贸易和投资合作不断深化

我国构建了全球最大、发展最快的可再生能源体系，建成了全球

最大、最完整的新能源产业链，在全球清洁能源贸易中的地位不断提升。

光伏产品贸易方面，我国光伏产品已占据全球 85% 以上的市场份额，高纯晶硅、硅片、电池及组件的产能均位居全球前列。2025 年上半年，在全球关税政策、产能迁移、市场中心转移等多重因素共同作用下，我国光伏产品出口额为 138.7 亿美元，同比下降 26.8%，出口品类出现明显分化，除电池片出口额同比大幅增长外，硅片与组件出口额同比均下滑。

2021年 光伏硅片出口额24.5亿美元，出口量22.6吉瓦；电池片出口额13.7亿美元，出口量10.3吉瓦；组件出口额246.1亿美元，出口量98.5吉瓦。

2022年 硅片出口额50.7亿美元，出口量36.3吉瓦；电池片出口额38.1亿美元，出口量23.8吉瓦；组件出口额423.6亿美元，出口量153.6吉瓦。

2023年 硅片出口额48.6亿美元，出口量70.3吉瓦；电池片出口额40.1亿美元，出口量39.3吉瓦；组件出口额396.1亿美元，出口量211.7吉瓦。

2024年 硅片出口额14.2亿美元，出口量60.9吉瓦；电池片出口额26.1亿美元，出口量57.5吉瓦；组件出口额280亿美元，出口量238.8吉瓦。

**2025年
上半年** 硅片出口额6亿美元，出口量29.4亿片；电池片出口额17.3亿美元，出口量44.4吉瓦；组件出口额115.4亿美元，出口量120.5吉瓦。

《2025 世界能源投资报告》显示，尽管受地缘政治紧张局势加剧和经济前景不确定等不利因素影响，全球部分投资者对新能源项目持观望态度，但现有项目支出并未受到明显影响。预计 2025 年全球能

源投资将达到 3.3 万亿美元，其中，约 2.2 万亿美元将投向可再生能源、核能、电网、低碳燃料以及储能等清洁技术领域。该报告还指出，过去 5 年，中国以占全球能源总投资 30% 以上的份额成为“领头羊”，在全球能源市场中持续发挥重要作用。另据澳大利亚格里菲斯大学 2025 年 7 月发布的一份报告，中国在共建“一带一路”倡议项目中的绿色能源相关投资从 2024 年同期的 44 亿美元增加到 2025 年上半年的 57 亿美元，同比增长 29.5%。

（二）绿色金融服务模式持续创新

我国积极推动绿色金融服务创新，为能源国际合作提供资金支持。

一是创新绿色信贷产品。如，多家银行推出“绿色供应链金融信贷”，围绕能源国际合作项目供应链，为上下游企业提供应收账款质押贷款、订单融资等金融服务。

二是壮大绿色债券市场。在境内，支持符合条件的能源企业发行绿色企业债、绿色公司债等，募集资金专项用于海外能源项目建设。在境外，鼓励金融机构发行绿色债券。比如，中国工商银行在新加坡、卢森堡和迪拜发行全球多币种“一带一路”主题境外绿色债券，吸引大量国际投资者认购，支持“一带一路”沿线可再生能源等绿色项目投建。

三是探索绿色资产证券化。金融机构将海外能源项目未来稳定现金流打包成资产池，通过特殊目的机构（SPV）发行资产支持证券。截至 2024 年底，我国金融机构在海外能源项目绿色资产证券化领域累计发行规模达数百亿元，为能源国际合作项目提供新的资金来源。

四是创新绿色保险产品。保险公司推出多种创新绿色保险产品，如“能源项目建设工程险”为海外能源项目建设过程中的自然灾害、意外事故等风险提供保险保障，“能源企业环境责任险”在能源企业

因环境污染造成第三方损失时承担赔偿责任，同时，绿色保险通过费率杠杆机制，引导能源企业加强环境风险管理，促进能源项目绿色运营。