

目录

CONTENTS

01

可再生能源发展
总体形势

02

中国可再生
能源发展成果

03

热点研究与
展望建议





01

可再生能源发展总体形势

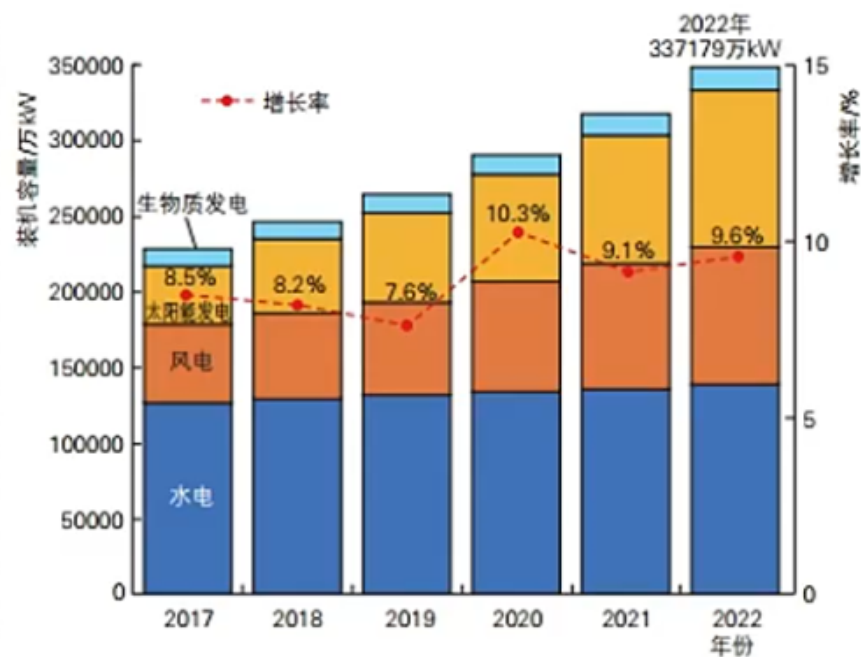
1.1 发展形势

□ 大力发展可再生能源是保障世界能源安全和推动能源转型发展的必然要求

- 新冠肺炎疫情反复，全球地缘政治博弈，乌克兰危机升级引发能源危机，大力发展可再生能源，已经成为世界各国确保自身能源安全的重要举措。
- 《联合国气候变化框架公约》第二十七次缔约方会议达成目标，把全球升温（较工业革命以前）控制在远低于2°C的水平，并努力保证1.5°C目标的可能性存在，大力发展可再生能源，成为世界各国应对气候变化和能源转型的重要举措。

□ 2022年全球可再生能源新增装机规模接近3亿kW

- 全球有60多个国家超过10%的发电量由可再生能源提供，可再生能源发电装机容量占新增装机容量的比重达到83%。
- 全球可再生能源发电装机容量达33.72亿kW，新增装机容量达2.95亿kW，增长率为9.6%。中国是全球可再生能源发电新增装机容量最大贡献者，占全球新增装机容量的51.7%。

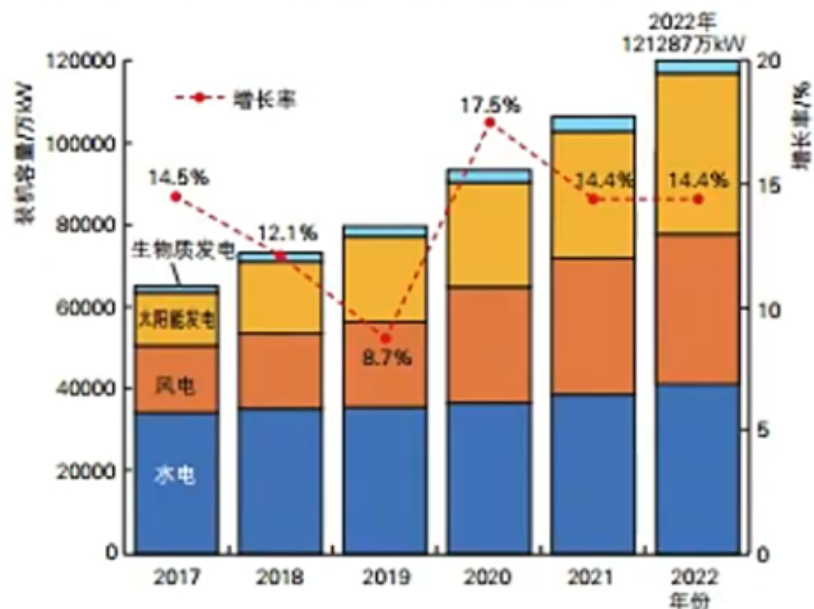


全球可再生能源发电累计装机容量和增长率（2017—2022年）

1.2 2022年基本情况

中国可再生能源发电装机突破12亿kW

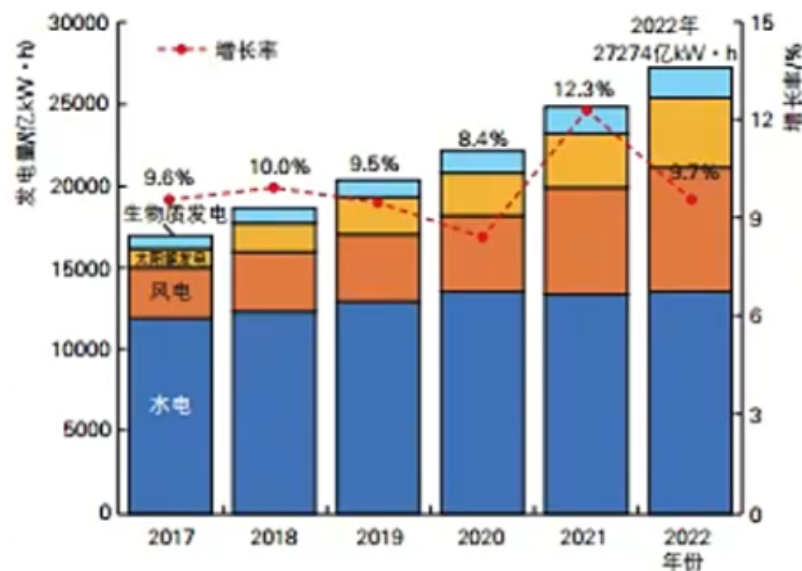
- 可再生能源发电装机容量占全部发电装机容量的47.3%，较2021年提高2.5个百分点。
- 可再生能源发电新增装机容量占全国新增装机容量的76.2%，成为电力新增装机的主体。



可再生能源发电装机容量变化情况和增长率（2017—2022年）

中国可再生能源发电量超过2.7万亿kW·h

- 2022年可再生能源发电量占全社会用电量的31.6%，较2021年提高1.7个百分点。
- 可再生能源较去年新增发电量2410亿kW·h，占新增发电量的80.8%。



可再生能源发电量变化情况和增长率（2017—2022年）

1.2 2022年基本情况

□ 生物质能非电利用及其他可再生能源利用稳步推进

- 中国生物质能非电利用规模达到1686万t标准煤，占生物质利用规模总量的26.8%。
- 中国成为全球海洋能利用的主要推动者，首个兆瓦级潮流能发电机组“奋进号”并网发电；世界首台兆瓦级漂浮式波浪能发电装置开工建造。

□ 重大工程建设提档增速

- 第一批9705万kW大型风电光伏基地项目全面开工、部分已建成投产，第二批基地部分项目陆续开工，初步形成第三批基地项目清单。
- 白鹤滩水电站建成投产，金沙江下游及长江干流上的6座巨型梯级水电站——乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝形成世界最大“清洁能源走廊”。抽水蓄能建设明显加快。

□ 技术与市场创新高度活跃

- 产业技术与装备制造能力持续增强，各类市场主体多，市场创新活力强，“光伏+”、可再生能源制氢等新模式新业态不断涌现，分布式发展成为光伏发展主要方式，陆上6MW级、海上10MW级风电机组已成为主流。

□ 产业持续保持全球领先

- 中国水电持续领跑全球。
- 中国生产的光伏组件、风力发电机、齿轮箱等关键零部件占全球市场份额70%。

□ 复杂气候对可再生能源发电影响愈加明显

- 全国平均气温 10.51°C ，较常年偏高 0.62°C 。
- 全国平均降水量 606.1mm ，较常年偏少5%。
- 全国全年平均风速 2.64m/s （10m高），同比下降1.6%。
- 全国全年平均辐照度 $1552.6\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ，同比增长1.9%。



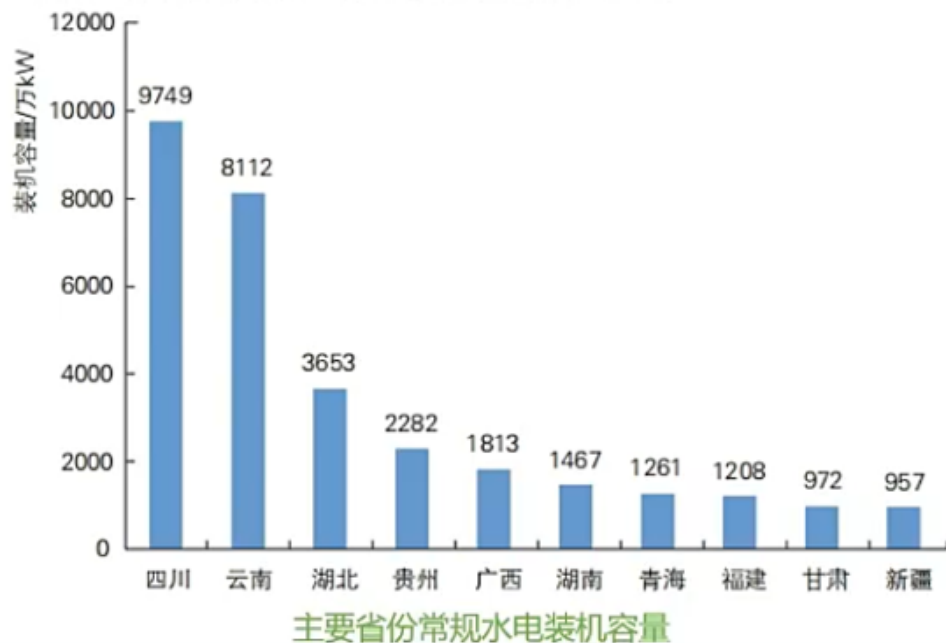
02

中国可再生能源发展成果

2.1 常规水电

发展现状

- 已建装机容量36771万kW
- 年新增投产1507万kW，主要为白鹤滩、苏洼龙等电站
- 在建装机容量约2700万kW，主要分布在金沙江、雅砻江、大渡河等流域，2022年新增核准300万kW。
- 待开发水力资源主要集中在西南地区



投资建设

重大工程建设进展顺利

- 金沙江白鹤滩水电站、苏洼龙水电站、雅砻江两河口水电站全部机组投产发电。雅砻江杨房沟、木里河卡基娃等水电站完成枢纽工程竣工。

单位千瓦投资总体仍保持高位水平

- 新核准电站集中于流域上游，总体开发建设难度较大，单位投资水平总体较高。2022年核准常规水电站工程平均单位千瓦总投资为13319元。

大中型水电工程建设质量安全总体水平稳步提升

- 工程建设质量安全管理规范化水平进一步提高，工程质量管理标准化积极推进，工程建设质量安全水平稳步提升。

2.1 常规水电

运行管理

□ 加强流域水电综合监测,提升运行管理水平

完成444座大中型水电站实时数据接入,实现对全国主要流域水能利用情况的实时监测;2022年,全国监测电站弃水量104亿kW·h,有效水能利用率98.72%。

□ 加强水电安全风险防控,提升流域安全与应急管理能力

□ 大中型水电工程建设质量安全总体水平稳步提升,中小型水电站安全生产风险需持续关注

技术进步

□ 白鹤滩水电站百万千瓦巨型混流式水轮发电机组全面投产

□ 超深埋深复杂地质长隧洞TBM施工关键技术取得突破性成果

□ 以两河口、白鹤滩等为代表,水电工程建设迈向智能化

发展特点

□ 主要流域水风光一体化进入新发展阶段

在金沙江、雅砻江等流域规划布局多个大型流域水风光一体化基地,全面推进水风光一体化示范基地开发建设,探索一体化资源配置、开发建设、调度运行。

□ 极端天气条件下水电大省电力保供面临挑战

2022年,我国金沙江、澜沧江、乌江等多条流域遭遇不同程度的旱情,特别是四川省遭遇最高气温、最少降水、最大负荷三叠加,对电力保供造成影响。

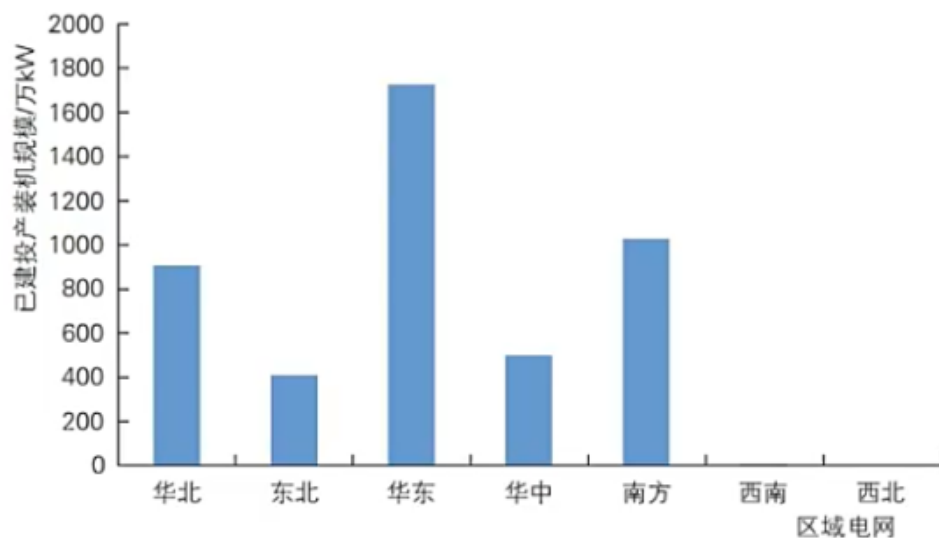
□ 流域水电扩机和电站增容改造取得新进展

积极推进主要流域水电基地优化升级,完成黄河上游和雅砻江中下游水电规划调整工作,红水河和乌江干流水电规划调整主要研究工作基本完成;李家峡水电站扩机、五强溪水电站扩机等工程建设取得新进展。

2.2 抽水蓄能

□ 投产规模、年度核准规模创历史新高

- 年新增投产880万kW。
- 核准48座，总规模6890万kW
- 抽水蓄能电站已建投产总规模4579万kW，核准在建1.21亿kW。



已建投产抽水蓄能装机规模分布情况

□ 单位千瓦投资较2021年略有增加

- 2022年核准抽水蓄能电站工程平均单位千瓦总投资约为6665元，与2021年平均单位造价6507元相比略有增加，较十三五期间平均水平6300元上涨约5.8%。

□ 促进电力系统安全稳定运行效益显著

- 随着新能源并网增加，抽水蓄能机组运行强度持续加大。以国家电网区域为例，104台抽蓄机组综合利用小时数同比上升0.86%。

□ 又好又快高质量发展格局初步形成

- 国家发展改革委、国家能源局联合印发通知，部署加快“十四五”时期抽水蓄能项目开发建设。同时，省级层面开始研究本省抽水蓄能项目管理措施，对推动抽水蓄能高质量发展具有重要作用。

2.3 风电

发展现状

陆上新增装机平稳增长，海上新增规模短期下降

- 新增并网装机3763万kW；其中，陆上风电新增3258万kW，海上风电新增505万kW。
- 风电累计装机36544万kW，同比增长11.5%。



2012—2022年中国风电装机容量及变化趋势

发电量持续提升

- 2022年全国风电发电量达7624亿kW·h，同比增长16.3%，占全部电源总年发电量的8.8%，较2021年提高1个百分点。

三北地区陆上装机、沿海地区海上装机规模占比逐步提升

- “三北”地区发挥区域资源优势，积极推进大型风电基地建设，新增并网装机容量占比74%，同比增长35个百分点。
- 沿海地区积极推动海上风电基地开发建设，海上风电新增并网装机容量占沿海地区风电新增并网装机容量的42.3%。



2.3 风电

投资建设

□ 陆上风电造价略有下降

- 2022年陆上集中式平原地区、一般山地、复杂山地风电项目单位千瓦造价分别约为4800元/kW、5500元/kW和6500元/kW。
- 2022年以后，随着陆上大兆瓦机组推广应用，主机价格呈现进一步下降趋势，预计项目整体单位造价指标仍有一定下降空间。

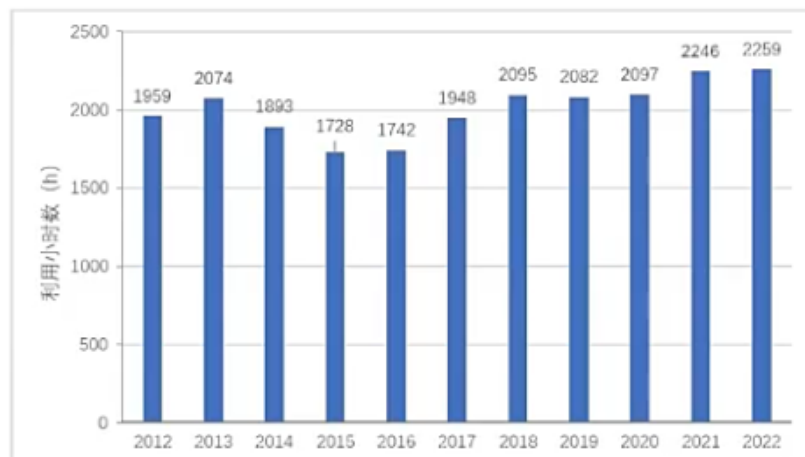
□ 海上风电造价降幅较大

- 2021年底海上风电集中并网后，项目单位千瓦造价显著下降。综合考虑不同省份海域建设条件差异，2022年海上风电项目单位千瓦造价约为11500元/kW。

运行消纳

□ 年平均利用小时数略有增长

- 2022年，全国风电年平均利用小时数2259h，同比增加14h。



2011—2021年中国风电年平均利用小时数对比

□ 平均利用率持续保持较高水平

- 2022年全国风电平均利用率96.8%，继续保持较高水平。

2.3 风电

产业概况

□ 装备制造产业持续壮大，布局不断优化

- 全国风电机组整机生产企业约20家，风电机组整机产量居世界首位，其中6家新增并网装机容量位居全球前十。

□ 勘察设计与施工支撑能力逐步增强

- 形成一批集电力和能源规划咨询、勘察设计、工程承包、装备制造、投资运营完整业务链的大型企业。开发建设能力不断增强。

□ 投资运营企业跨界布局多元化趋势明显

- 大型国有电力企业市场份额约占70%，另跨行业参与风电开发建设企业不断增加，设备制造、水利工程、石油化工、交通运输等企业积极推进多元化跨界布局。

质量安全

□ 风电建设质量安全水平整体向好

- 风电行业对建设质量和安全的认识逐步加强，质量安全水平整体向好，质量安全事故数量逐步下降。

□ 风电建设质量安全风险持续存在

- 一是建设条件相对较好的场址逐步减少，后续项目建设难度逐步提高。
- 二是行业技术发展迅速，新兴技术有待验证。

2.3 风电

技术进步

□ 风电机组大型化趋势加速

- 陆上单机容量6MW级风电机组成为主流，8MW级风电机组陆续下线。海上11MW级风电机组批量化应用，16~18MW级风电机组相继下线。

□ 工程勘测设计水平不断进步

- 风能资源评估与选址布局设计、超高塔筒和新型塔筒技术、深远海海上风电勘测设计、漂浮式海上风电机型设计等勘测设计技术持续突破。

□ 海上风电施工与输电技术快速提升

- 风机吊装方面，新一代2000吨级海上风电安装平台开展作业；桩基施工方面，3500kJ打桩锤和140米级打桩船投入使用；送出输电方面，部分项目完成±500kV柔性直流和500kV交流输电工程勘测设计

发展特点

□ 基地化成为陆上风电开发的主要模式

□ 海上风电新增规模短期回落，深远海开发逐步推进

- 2021年批量集中并网影响，加上新冠疫情、前期工作管理要求提高、安全施工要求趋严影响，2022年海上风电新增并网装机规模短期回落。

□ 分散式、高海拔风电逐步推动

- 淮滨县“千乡万村驭风行动”试点工程已率先开工建设；西藏山南措美县哲古、那曲香茂、那曲色尼区等一批高海拔集中式风电项目积极推进前期工作。

□ 老旧风电场实现小批量技改

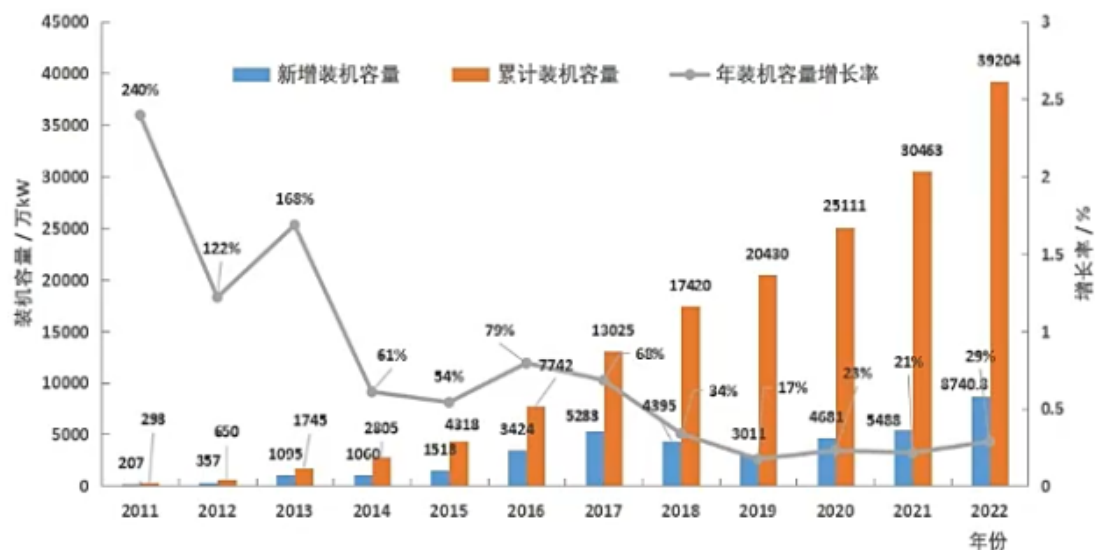
- 宁夏、河北、新疆、山西多个省（区）改造项目积极推进，部分项目机组完成批量技改，项目发电量和效率显著提高。

2.4 太阳能

发展现状

□ 装机规模保持快速增长

- 新增装机8741万kW，全部为光伏发电。
- 累计装机容量达到39261万kW，同比增长28.6%。



2011—2022年中国光伏发电装机容量变化趋势



□ 发电量大幅度提升

- 全国太阳能发电量达4276亿kW·h，同比增长30.8%，占全部电源总年发电量的4.9%，较2020年提升1个百分点。

□ 产业规模保持快速增长

- 光伏产业保持快速增长势头，多晶硅产量为82.7万t，硅片产量为357GW，电池片产量为315GW，组件产量为288.7GW。

2.4 太阳能

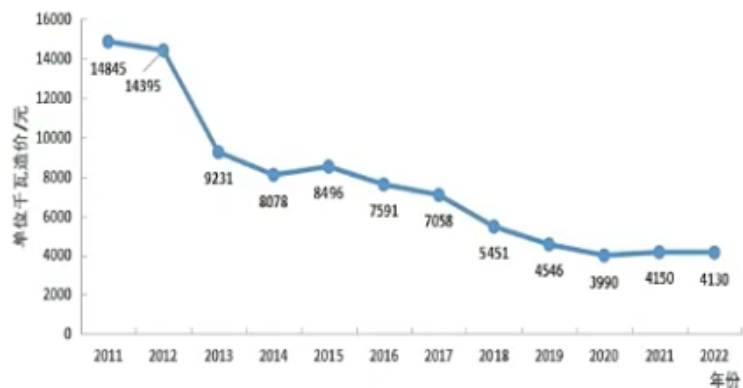
投资建设

□ 投资规模持续较大增长

- 新增总投资约3410亿元，较2021年增长约58%。

□ 单位千瓦造价略有下降

- 虽受产业链部分环节供需矛盾影响，但整体单位千瓦造价略有下降。地面光伏电站平均单位千瓦造价约4130元，同比下降0.5%；分布式光伏约3740元，与去年同期价格持平。



2011—2022年光伏发由项目单位千瓦造价指标变化趋势

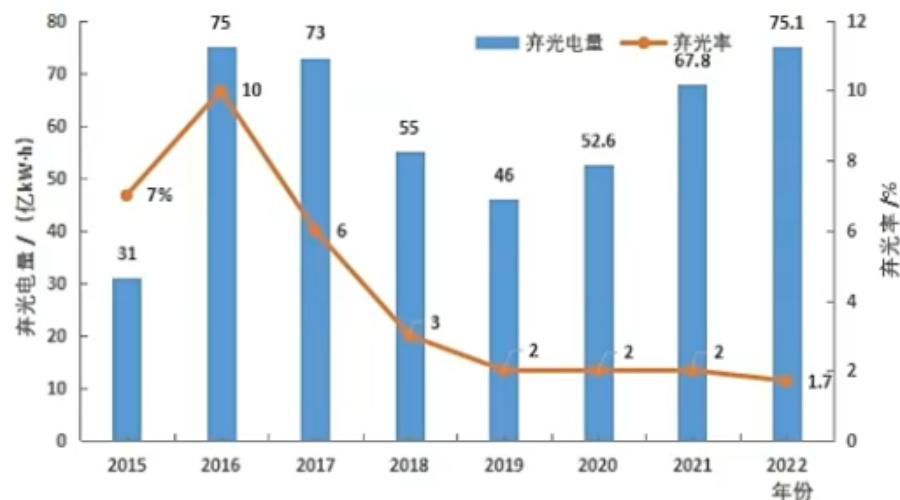
运行消纳

□ 年平均利用小时数基本持平

- 年平均利用小时数达到1202h，同比增加9h。

□ 利用率总体向好

- 消纳保持平稳，全年弃光电量75.1亿kW·h；弃光率1.7%，较2021年略有下降。



2015—2021年中国弃光电量和弃光率变化趋势

2.4 太阳能

技术进步

□ 多晶硅能耗持续降低

- 全国多晶硅企业综合能耗平均值为8.9kgce/kg-Si，同比下降6.3%。

□ 硅片切片厚度稳步下降

- 多晶硅片平均厚度为175 μm 左右；P型单晶硅片平均厚度为155 μm 左右，较2021年下降15 μm 。

□ PERC电池仍为市场主流，各类型电池转换效率持续增长

- PERC电池市场占比88%，较2021年下降3.2个百分点。

□ 双面与半片组件占比持续提高，组件功率稳中有升

- 双面组件市场占比提升至40.4%，较2021年提高3个百分点；
- 半片组件市场占比提升至92.4%，较2021年提高5.9个百分点。

发展特点

□ 新增装机规模再创新高

- 2022年光伏新增装机8741万kW，再创历史新高。

□ 分布式光伏持续快速发展

- 2022年新增分布式光伏并网规模5111.4万千瓦，其中户用分布式2524.6万千瓦，占新增规模49.4%，户用光伏已经成为分布式光伏开发的主要模式之一。

□ 光伏制造业规模创新高

- 2022年中国光伏制造端总产值突破1.4万亿人民币，光伏产品出口超过512亿美元，多晶硅与光伏组件产量分别连续12年和16年位居全球首位。

□ 光伏产品价格波动明显

- 2022年初，受光伏产业链供需失衡的影响，硅料价格持续攀升，三季度末，硅料市场价格出现回落。

2.5 生物质能

发展现状

□ 生物质发电新增装机规模同比下降

- 新增装机334万kW，同比下降58.7%；
- 累计并网装机容量达到4132万kW，同比增长8.8%。



2018—2022年生物质发电并网装机容量变化趋势

□ 发电量显著提升

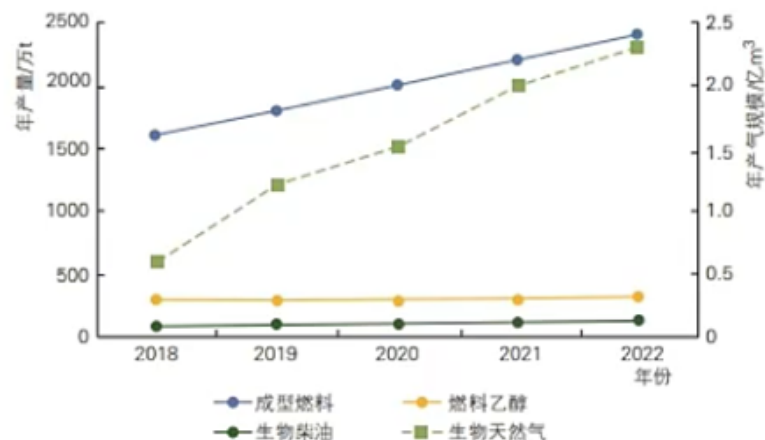
- 年发电量达到1824亿kW·h，较2021年增加11.4%，占全部电源总年发电量2.1%。

□ 垃圾焚烧发电仍是主要增长引擎

- 生活垃圾焚烧发电新增装机占累计新增装机76.9%，较2021年提高5个百分点。

□ 非电利用稳步增长

- 全国生物天然气累计年产气规模为2.3亿m³，固体成型燃料年产量2400万t，燃料乙醇年产量320万t，生物柴油年产量130万t。



2018—2022年生物质能非电利用变化趋势

2.5 生物质能

投资建设

□ 生物质发电投资同比下降

- 年度投资580亿元，同比下降58.5%。
- 主要原因一是项目建设规模下降；二是钢材、有色金属、水泥等主要工业生产资料价格同比有所回落；三是企业更加重视风险管理，对工程造价成本控制严格。

□ 生物天然气单位造价差异较大

- 国产设备和进口设备价格差距较大，对项目总投资影响较大。

运行消纳

□ 生物质发电年平均利用小时数有所下降

- 全国生物质发电年平均利用小时数4515h，较2021年减少167h，**主要原因**：
一是农林生物质原料市场竞争激烈，部分项目因原料供应紧张致开工率不足或停机，
二是近些年垃圾焚烧发电快速增长，部分地区出现垃圾量供应相对不足，导致项目无法满负荷运行。



2018—2022年生物质发电年平均利用小时数统计

□ 生物天然气项目运行基本稳定

- 陆续建设一批具有代表性的生物天然气示范工程，积累较为丰富的规模化生物天然气工程的建设与管理经验，形成稳定成熟的厌氧+提纯的生产技术路线。

2.5 生物质能

技术进步

□ 垃圾焚烧余热锅炉技术不断进步

- 垃圾焚烧发电行业由中温中压、中温次高压向中温高压和超高压参数发展。

□ 生物质直燃发电效率达到世界先进水平

- 生物质循环流化床锅炉技术日趋成熟，锅炉蒸汽参数不断提高，从75t/h中温中压、90t/h高温次高压、130t/h高温高压发展至260t/h高温超高压再热锅炉。

□ 生物质气化耦合燃煤发电技术持续探索示范

- 生物质气化耦合燃煤发电技术从小型分散化向产业化规模化方向发展。

发展特点

□ 农林生物质热电联产转型升级趋势明显

- 2018—2022年，新增农林生物质热电联产装机规模所占比重由60%提高到92%，年均提高约8个百分点。

□ 固废处置一体化成垃圾焚烧发电发展新模式

- 污水由园区统一处理，园区内固废由垃圾焚烧厂焚烧处理，产生的电能供全园区使用，实现变废为宝、循环利用。

□ 生物质能非电利用领域发展规模相对较小

- 相比生物质发电，生物质能清洁供热、生物天然气、生物质液体燃料等非电领域发展相对较慢，产业规模较小。

2.6 地热能

发展现状

□ 地热资源勘查全面布局

- 各省区积极布局地热资源勘查，并纳入各类发展规划，加大地热资源的勘探投入，摸清资源储量。

□ 大力推进地热能规模化利用

- 各省区积极推动地热规模化利用，研究制定当地“十四五”规划，明确地热能具体发展目标和重点任务。
- 如：河北省、四川省等出台“十四五”地热专项规划，确定发展目标，重点布局地热勘查、开发利用和产业发展；河南、湖北、天津、安徽等11省份将地热开发融入能源规划、矿产资源规划、建筑节能规划等，将地热作为发展非化石能源的重要能源品种。

投资建设

□ 地热投资建设方向多元化

- 深井换热供暖、江水源热泵供暖制冷、气田伴生地热水发电以及农村地热供暖等示范利用项目多点开花，示范效应初步形成。



2.6 地热能

技术进步

□ 中深层地热开发技术取得新突破

- 碳酸盐岩热储增产改造技术取得突破，增产效果显著。
- 中深层地热地埋管管群供热系统成套技术解决深部井下高效换热难题。

□ 地热装备制造国产化水平稳步提高

- 智能地热钻机整机出口国外，钻机自动化控制水平得到国际高端市场认可。
- 自主研发制造的地热水余热深度回收系统已顺利运行，供暖热效率明显提高。

发展特点

□ 规划引领地热产业高质量发展

- 通过地热专项规划明确地热重点开发利用方向，促进地热开发和城市发展融合，引领地热产业高质量发展。

□ 政策促进地热产业向好发展

- 部分地方出台支持政策，解决地热矿业权审批程序复杂、矿业权价款高、地热项目用水用电价格及资金奖补缺位等问题，促进地热产业向好发展。

□ 地热开发利用管理趋于规范

- 各级政府出台指导意见、管理办法、标准规范，逐步理顺地热开发利用管理。

□ 全国地热能信息化管理从无到有

- 国家可再生能源信息管理中心搭建首个国家级地热信息化管理平台，积极对接各省级能源主管部门，开展地热项目信息统计工作。

2.7 储能

发展现状

□ 新型储能进入规模化发展新阶段

- 2022年，新增投运新型储能项目规模约7GW，累计装机规模约13.1GW/27.1GWh。

□ 锂离子电池主导地位进一步提升

- 新增投运项目中，锂离子电池储能占比达97%。累计装机占比达到94%，较2021年提升3.1个百分点。



产业概况

□ 新型储能产业规模不断壮大

- 全国锂离子电池行业总产值突破1.2万亿元，锂离子电池产量达750GWh，同比增长超过130%，其中储能型锂电产量突破100GWh。

□ 不同技术路线产业链成熟程度不一

- 锂离子电池储能已形成较为完备的产业链，压缩空气储能、液流电池储能通过试点示范项目逐步实现规模化应用，产业链快速发展，其他新型储能技术产业链体系尚待成形。

投资建设

□ 原材料价格高位震荡，锂离子电池项目成本短期回升

- 锂电池上游原材料价格振荡走高至高位后，从11月下旬开始持续回落，储能型磷酸铁锂材料均价从1月的10万元/t左右上涨到11月的17万元/t左右，涨幅超过70%，11月下旬开始持续下跌，截至12月底材料均价为15万元/t左右。

2.7 储能

技术进步

- 锂离子电池性能进一步提升
- 液流电池储能项目单体规模取得突破
- 压缩空气储能技术取得重要进展
- 飞轮储能单机输出功率达到兆瓦级
- 储能系统集成技术快速发展

发展特点

- 新型储能行业管理体系逐渐完善
 - 出台《“十四五”新型储能发展实施方案》等政策，新型储能行业管理体系初步建立，试点示范加快推动，电站安全要求进一步提高，新型储能参与电力市场机制不断完善。
- 独立储能、共享储能备受行业关注
 - 陕西、山东、浙江、河北、四川成都等多个省市先后公布新型储能示范项目，多以独立储能或集中共享储能项目为主。
- 长时储能技术取得较大进展
 - 长时储能领域多个技术路线取得较大进展和工程应用。
- 分时电价差拉大推动用户侧储能建设
 - 多省（直辖市）增大了高峰和低谷电价上下浮动比例，尖峰电价在高峰基础上上浮20%~25%，用户侧储能打开更多盈利空间。

2.8 氢能

发展现状

□ 可再生能源制氢初具规模

- 已有超过100个规划、在建和已建电解水制氢项目，制氢总规模12.1GW。

□ 绿氢工业领域替代应用已显成效

- 合成氨、氢冶金、煤化工、石油炼化等行业开启了绿氢替代灰氢的碳中和变革。

□ 氢能“储、运、加”国产化进程稳步推进

- 氢能“储、运、加”环节国产化同步推进，储运项目达到79个。

□ 氢燃料电池及氢能汽车规模较大幅度增长

- 氢燃料电池、氢能汽车市场规模双双创造历史最好成绩，同比分别增长104%、112%。

产业概况

□ 氢气制备

- 在华北、西北等地区积极推进可再生能源制氢项目，电解水制氢成本稳中有降。

□ 氢能储运

- 以20MPa气态储氢和高压管束拖车输运为主，液氢和输氢管网试点开始推动。

□ 氢气加注

- 中国累计建成超过300座加氢站，数量位居世界第一，加氢关键技术逐步突破。

□ 多元化应用

- 成为全球最大氢燃料电池商用车生产和应用市场，在化工、钢铁、能源、建筑等领域稳步推进试点示范。

2.8 氢能

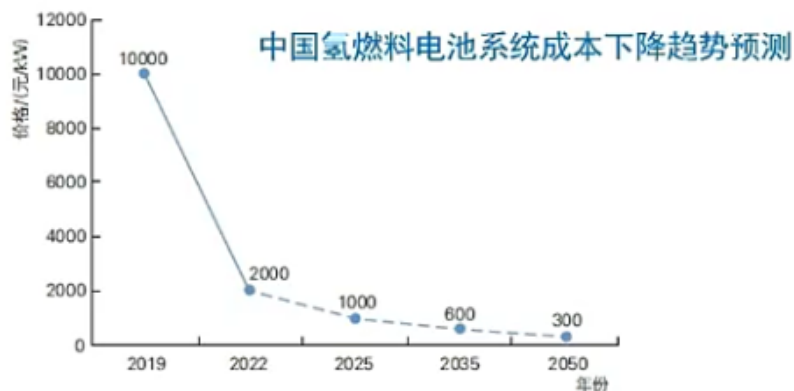
投资建设

□ 碱性电解水制氢具有一定国际竞争优势

- 碱性电解水系统成本降至约1400元/kW，为国外的25%~60%，具有成本优势。
- 拥有全球优势地位的风电、光伏发电产业有望带动碱性制氢电解槽一体化发展。

□ 氢燃料电池系统成本持续下降

- 受益于单机系统功率从200kW提升至300kW级别，以及国产化后质子交换膜、扩散层、膜电极、催化剂、双极板、空压机、氢循环系统等核心零部件价格下降，氢燃料电池系统成本持续提质降本。



技术进步

□ 电解水制氢装备技术水平不断提升

- 2022年共发布19款制氢电解槽新产品，向着低成本、低能耗、高电流密度、高产氢量方向持续进步。

□ 绿氢制取研究取得关键突破

- 在海水直接制氢、碱性电解水制氢和光催化制氢等领域取得积极进展。

□ 氢能装备重大研究技术得到验证

- 35MPa快速加氢机、兆瓦级质子交换膜电解水制氢设备、质子交换膜燃料电池供能装备、70MPa集装箱式高压智能加氢成套装置等4项经过一年验证，已列入2022年度“能源领域首台（套）重大技术装备（项目）名单”。

□ 氢燃料电池、氢能汽车研发应用创造多项纪录

- 在全球最大规模绿氢燃料电池汽车示范、氢燃料电池耐久性实测、260kW氢燃料电池各项参数强检认证、首次太空燃料电池在轨试验等方面创造多项纪录。

2.8 氢能

发展特点

□ 氢能“1+N”政策体系初步形成

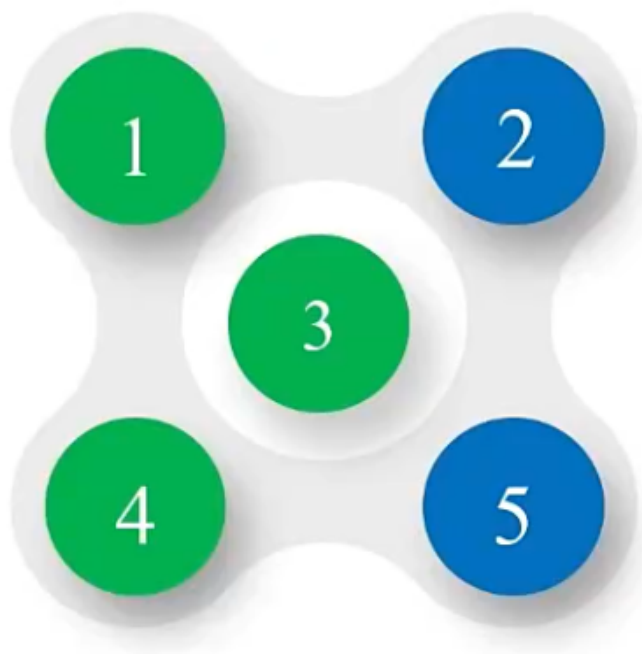
涵盖氢能“制、储、运、加、用”全产业链，覆盖多产业、多场景的“1+N”政策体系初步建立，政策保障、市场环境持续完善。

□ 氢燃料电池实现多元化场景应用

在储能发电、工程机械、船舶、叉车、智能机器人和无人机等领域开展了氢燃料电池多场景应用，形成多点突破的发展态势。

□ 氢能综合利用拓展高质量发展新业态

超过11个氢能综合利用示范项目建成运营，不断提高能源综合效率。



□ 可再生能源制氢呈现集聚性、融合发展特征

绿氢制备规模朝大型化发展；项目地域分布趋向集聚，产业集中度进一步提升；氢能与石油炼化、化工合成、钢铁冶炼和交通等多领域融合项目不断拓展。

□ 国际合作加速氢能产业化进程

加强氢能领域国际合作，成为国际能源合作的重要方向。

2.9 国际合作

在“四个革命，一个合作”
能源安全新战略指引下，
中国全方位加强可再生能源
国际合作。

□ 政府间多边合作

- 务实推进“一带一路”框架下能源合作，加快建立全球清洁能源伙伴关系。
- 不断深化与非盟、东盟、亚太经济合作组织（APEC）等区域能源平台合作。
- 积极参与全球能源治理，努力维护全球能源安全。

□ 政府间双边合作

- 深化与巴西、智利等拉美地区可再生能源合作；持续加强与欧洲国家清洁能源技术合作；积极拓展与太平洋岛国在新能源、应对气候变化等领域合作。
- 中国—俄罗斯：依托中俄能源商务论坛，加强能源安全等合作。
- 中国—老挝：积极推进能源领域互联互通。
- 中国—巴基斯坦：中巴经济走廊合作机制高效运行。
- 中国—沙特阿拉伯：积极推动可再生能源、氢能等领域合作

2.9 国际合作

国际合作项目概况



1

2

3

□ 水电

- 2022年境外水电项目签约38个，金额约42.1亿美元，新签项目主要集中在东南亚地区。
- 典型项目：尼日利亚最大水电项目宗格鲁700MW投产发电；巴基斯坦卡洛特水电站720MW全面投入商业运营（中巴经济走廊首个大型水电投资项目）。

□ 风电

- 2022年境外风电项目签约41个，金额约79.3亿美元，新签项目主要集中在亚洲地区。
- 典型项目：哈萨克斯坦阿克莫拉州一期150MW风电项目30台风机并网发电（中哈产能合作清单重点项目）；乌兹别克斯坦布哈拉1GW 风电、500MW 苏伊士湾风电（埃及单体容量最大风电）等项目EPC合同签署。

□ 光伏

- 光伏产品出口总额约512.5亿美元，光伏组件出口量约153GW，出口额和出口量均创历史新高。
- 典型项目：孟加拉帕布纳64MW光伏电站项目投资协议签署。



2.9 国际合作

国际合作展望



□ 巩固和深化政府间多双边合作

- 中国—非盟：深化中国-非盟能源伙伴关系，推动清洁能源示范项目合作，促进非洲电力可及。
- 中国—东盟：推动中国-东盟清洁能源合作中心建设，加强新能源技术开发应用、绿色投融资等合作。
- 中国—阿盟：建设中阿清洁能源合作中心，推动项目合作。
- 中国—巴基斯坦：推动走廊能源项目平稳运行。
-



□ 遵循互利共赢开展国际合作

- 高质量推进“一带一路”框架下能源合作，统筹推进境外项目绿色发展。
- 以努力实现碳达峰碳中和为目标，引导应对气候变化国际能源合作。
- 积极参与全球能源治理工作，努力维护能源市场稳定。

未来合作
重点

展望未来



03

热点研究与展望建议

3.1 热点研究

沙漠、戈壁、荒漠大型风电光伏基地

□ 明确开发目标、思路及要求

- “十四五”时期，规划建设风光基地2亿kW。
- 坚持规模化、集约化，基地开发与生态环境协同。

□ 科学论证批复，推进基地高质量发展

- 合计批复约2.7亿kW，印发第一批、第二批项目清单总规模为12753万kW。
- 对库布齐沙漠、腾格里沙漠等7个新能源基地的实施方案进行了复函，约8660万kW。

□ 做好“五个统筹”，落实高标准建设

- 新能源基地、调节电源、外送通道统筹
- 整体规划与分期分批开发统筹
- 开发利用与生态协同统筹
- 开发利用与创新引领统筹
- 开发战略性与经济性统筹

新型电力系统

□ 新型电力系统的内涵及建设必要性

- 首要目标：满足经济社会高质量发展的电力需求。
- 主线任务：高比例新能源供给消纳体系建设。

□ 新型电力系统的关键特征达成共识

- 基本前提：安全高效
- 核心目标：清洁低碳
- 重要支撑：柔性灵活
- 基础保障：智慧融合

□ 新型电力系统的演化阶段逐步明朗

- 以2030年、2045年、2060年为演化阶段的关键节点，构建新型电力系统的加速转型、总体形成、巩固完善三个演化阶段。

3.1 热点研究

全国主要流域水风光一体化规划研究

□ 明确一体化应用情景

- 根据水电规模和风光资源条件，统筹确定外送通道、储能、一体化基地的建设模式。

□ 分析一体化开发基础

- 分析流域水力、风能和太阳能资源潜力、规划方案、制约因素，分析输电通道送出能力。

□ 研究一体化资源配置

- 综合考虑供电、消纳，资源、建设、环境、接入等，进行水风光蓄一体化互补运行计算，提出相应评价指标，合理配置资源。

□ 提出一体化开发方案、保障措施

- 根据一体化基地资源配置成果，结合资源特性、基地项目布局和水电开发进度，提出基地开发时序和开发规模。

海上新能源基地

□ 完善海上风电基地顶层设计

- 管理机制：推动深远海海上风电开发建设管理相关政策早日出台。
- 开发思路：有序推进山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等大型海上风电基地规划布局和项目建设。

□ 打造浮式风电原创技术策源地

- 全国首个百万千瓦级漂浮式海上风电试验项目落户海南万宁。
- 关键技术与产业链对比、降本路径等研究取得初步成果，一体化设计、海上能源岛等关键技术研究持续推进。

□ 推动海上光伏规模建设与政策研究

- 山东印发行动方案并完成首批桩基固定式项目竞争配置。
- 山东、天津、浙江、福建分别印发管理政策，支持规划和保障用海。

3.1 热点研究

新型储能与新能源协同发展研究

□ 新能源占比逐步提高，新型储能作用凸显

- 新型储能可以在源网荷各侧与新能源协同发展作用。
- “十四五”新型储能装机规划规模超过6000万kW。

□ 实际调用难，新能源侧储能利用率较低

- 新能源侧储能多为分散布置，规模相对小，且多无独立并网关口，系统调用难度大，实际调用频次、利用率较低。

□ 统筹规划，与新型电力系统协同发展

- 根据区域电力系统总体情况，并考虑火电灵活性改造、抽水蓄能等其他调节措施，按需配置优化新型储能的总体规模和类型。
- 根据新能源、电网及电力潮流等情况分层分区梳理潮流阻塞关键节点，合理布局新型储能变电站。

绿色电力消费核算体系研究

□ 绿证制度设计将健全完善

- 国家能源局研究制定《关于完善可再生能源绿色电力证书制度的通知（征求意见稿）》以及绿证核发交易规则，做好机制衔接。

□ 绿证核算可再生能源消费消纳作用将逐步发挥

- 绿证是可再生能源电力消费量认定的基本凭证和基准。
- 逐步建立以绿证计量可再生能源消纳量的相关制度，引导可再生能源发电在全国范围内合理消纳利用

□ 绿证市场进一步活跃

- 2022年，全年核发绿证2525万个，对应电量252.5亿kW·h，较2021年增长176.8%；交易数量达到1435万个，对应电量143.5亿 kW·h，较2021年增长14.7倍。

3.2 发展展望

1

以可再生能源高质量发展为核心构建新型能源体系

“十四五”期间，预计可再生能源发电量在全社会用电量中占比达到33%，到2030年进一步提升至36%以上。

“十四五”期间电力装机增量超过一半来自风电和光伏，“十五五”前期，新能源装机将超过煤电，成为第一大电源。

2

集中式是新能源供给体系的“集团军”和“主力军”

2025年，西北地区风电和光伏装机占全国总装机比例将分别达到28%和29%左右。

东部沿海地区海上风电的大规模开发也将成为电力装机增长的重要力量

3

推动能源电力系统多元融合，助力可再生能源跃升发展

发电侧构建风光火储、水风光一体化等以可再生能源为主的供电系统。

输电侧探索热力、氢能等多元化的能量载体的可行技术方案。

消费侧分布式就地开发利用可再生能源，提升工业等大用户可再生能源电力使用比例。

4

绿色环境价值体系推动可再生能源可持续发展

通过绿证交易，发电企业可获得独立于物理电量收益之外的绿色环境价值收益

推动可再生能源可持续发展的驱动力将由财政补贴支持转向基于绿证的绿色环境价值支持

3.2 发展展望

5

加速主要流域水风光一体化基地建设和长江开发保护

2023年常规水电预计新增投产300万kW左右。

推进雅砻江等部分流域水风光一体化示范基地建设。

做好长江流域水电工程核准，推动长江流域水能资源开发与保护协调发展。

6

抽水蓄能发展将进一步坚持需求导向

电力系统需求是抽水蓄能发展的导向和边界。

开展抽水蓄能发展需求更新论证工作，引导抽水蓄能合理有序发展

7

海上风电向深远海迈进，老旧风电迎来技改

2023年风电预计新增并网装机容量6000万kW左右。

深远海海上风电开发顶层设计逐步完善，关键技术和体制机制创新应用。

预计2023年老旧风电场改造升级将进入小规模批量应用阶段。

8

光伏发电持续推进，光热发电和海上光伏向降本增产发力

光伏发电产业将进入集中式与分布式并重的高速发展阶段，2023年预计新增并网1亿kW左右。

2023年着力推动光热发电关键核心技术攻关，实现开发建设成本不断下降。

政府部门谋划海上光伏基地化、规模化发展，推动支持政策出台

3.2 发展展望

9 生物质发电总体将保持平稳增长

垃圾焚烧发电建设格局向县域延伸，中部等人口密集县级地区将成为投资重点。

农林生物质发电受成本高制约明显，新增投资将放缓。

沼气发电碳资产开发潜力大，碳减排交易收益将成为行业新的利润增长点。

10 地热资源勘查和高质量示范区建设引领发展

查明水热型地热资源的分布、热储特征、资源量等，开展重点区浅层地热能勘查评价。

各省将地热项目信息纳入统一的管理平台，对项目开展监测及预警，供暖期内，按月更新。

11 新型储能呈现蓬勃发展趋势

全国大部分省份出台了“十四五”新型储能规划或新能源配置储能文件，发展目标合计超过6000万kW。

未来5年，新能源配储、独立储能将是中国新型储能的主要应用场景。

12 可再生能源制氢和氢储能将快速发展

随着电解水制氢成本下降和下游应用场景建立，未来可再生能源制氢市场将迎来更好增长态势。

氢储能将成为中长周期新型储能的较好选择。

3.3 发展建议

碳达峰碳中和

水电 01

- 统筹推进主要流域**水风光一体化**基地建设；
- 加强水电建设安全管理。

抽蓄 02

- 出台抽水蓄能**全生命周期管理制度**；
- 开展抽水蓄能发展**需求更新论证**工作。

风电 03

- 加快推动风电技术创新进步和产业链协同发展；
- 推动**深远海海上风电**和**老旧风电技改**，落实基础条件。

太阳能 04

- 推动**光热发电**核心技术与装备创新；
- 推动光伏发电走向深远海，探索海上应用新场景。

生物质 05

- 研究生物天然气**补贴政策**，支持**示范工程建设**；
- 积极发展生物质能**清洁供暖**。

地热 06

- 推动地热能成为**清洁取暖**的重要力量；
- 全面落实地热项目**信息系统管理**。

储能 07

- 加快规范省级区域**新型储能整体规划**；
- 提升**新型储能实际利用率**。

氢能 08

- 探索氢能产业**非财政补贴**扶持政策；
- 加快氢能产业**数字化智能化转型**的示范应用。