国家发展改革委 国家能源局关于印发《可再生能源发展“十五五”规划》的通知

发改能源〔2026〕1067号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革、能源主管部门，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，认真落实四中全会部署，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，锚定碳达峰碳中和目标，推动可再生能源高质量发展，根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》和《新型能源体系建设“十五五”规划》有关要求，我们组织编制了《可再生能源发展“十五五”规划》。现印发给你们，请遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

2026年7月6日

可再生能源发展“十五五”规划

“十五五”时期，我国积极稳妥推进和实现碳达峰，可再生能源[1]对经济社会发展全面绿色转型的主要支撑作用将更加凸显，我国可再生能源将进入扩量提质、可靠替代的新发展阶段。根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》和《新型能源体系建设“十五五”规划》，编制本规划。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，认真落实四中全会部署，完整准确全面贯彻新发展理念，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，锚定碳达峰碳中和目标，落实新一轮国家自主贡献目标，统筹发展和安全，以扩量提质、可靠替代为主线，以电为核心、非电为突破，坚持集成融合、多元协同、高效有序，推动可再生能源高质量发展，为建设能源强国、全面推进中国式现代化贡献绿色发展动能。

“十五五”可再生能源发展主要目标是：

总量目标。2030 年，可再生能源消费总量达到 18 亿吨标准煤左右。

---

[1] 可再生能源指能够在较短时间内通过自然过程不断补充和再生的能源，包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等；新能源指除水能外全部可再生能源。

发电目标。2030 年，可再生能源发电总装机达到 35 亿千瓦左右，年发电量达到 6 万亿千瓦时左右；风电和太阳能发电总装机达到 28 亿千瓦以上、装机占比超过 50%，年发电量 4 万亿千瓦时以上，发电量占比达到 30%。

非电利用目标。2030 年，可再生能源非电利用总规模较 2025 年增长 1.5 倍，折合约 1.5 亿吨标准煤。

可靠替代目标。2030 年，全国风电光伏（含源侧配建储能）平均置信出力达到 8%（风电 11%左右，光伏 6%左右），迎峰度夏度冬晚高峰风电光伏（含源侧配建储能）电量占比达到 20%以上，提高约 10 个百分点。“十五五”期间新增可再生能源可靠顶峰发电能力 3 亿千瓦以上。

专栏 1　“十五五”可再生能源发展主要目标

类别	单位	2025 年	2030 年	属性
1. 总量目标				
1.1 消费总量	亿吨标准煤	11.8	18	约束性
2. 发电目标				
2.1 发电总装机	亿千瓦	23.4	35	预期性
2.1.1 风电、太阳能发电装机	亿千瓦	18.4	>28	约束性
其中：光热发电	万千瓦	182	1500	预期性
2.1.2 水电装机	亿千瓦	4.5	5.7	预期性
其中：抽水蓄能	亿千瓦	0.66	1.6	预期性
2.1.3 海洋能装机	万千瓦	—	40	预期性
2.2 总发电量	万亿千瓦时	4	6	预期性

2.2.1 风电、太阳能发电量	万亿千瓦时	2.3	4	预期性
3. 非电利用目标				
3.1 非电利用规模	亿吨标准煤	0.6	1.5	预期性
3.1.1 制氢规模	万吨	25	200	预期性
4. 可靠替代目标				
4.1 全国风电光伏（含源侧配建储能）平均置信出力[2]	%	—	8	预期性
4.2 迎峰度夏度冬晚高峰风电光伏（含源侧配建储能）电量占比	%	—	20	预期性
4.3 新增可再生能源可靠顶峰发电能力[3]	亿千瓦	—	〔3〕	预期性

注：〔〕为5年累计数。

二、积极扩大可再生能源电力供给

坚持集中式与分布式并举、陆上与海上并重，统筹就地消纳和外送，持续提高可再生能源供给比重。

（一）加快“三北”风电光伏基地建设

以“沙戈荒”地区为重点深入推进“三北”风电光伏基地建设，科学推进光伏治沙和100%绿电外送基地试点。“十五五”期间，“三北”风电光伏基地新增装机3.7亿千瓦以上。

新疆基地。以吐哈、南疆等地区为重点加快规划建设新能源

[2] 风电光伏置信出力是省级电网或场站范围风电、光伏发电（含源侧配建储能）在保供控制时段、95%置信水平下的保证发电功率与风电、光伏发电装机的比值。全国风电光伏平均置信出力是各省区风电光伏（含源侧配建储能）置信出力按本地利用并网装机容量的加权平均值。

[3] 可再生能源可靠顶峰发电能力是在保供控制时段、95%置信水平下，可再生能源以及配套储能设施合计可提供的保证发电功率。

外送基地。结合高载能产业转移、新兴产业发展等布局建设自用新能源基地。

黄河上游基地。以海南州戈壁、柴达木盆地等为重点加快规划建设新能源外送基地。结合数据基础设施等新兴产业发展布局建设自用新能源基地。

河西走廊基地。以酒泉、武威、金昌等地区为重点加快规划建设新能源外送基地。结合传统产业绿色转型、新兴产业发展，布局建设自用新能源基地。

黄河“几字弯”基地。重点在蒙西、宁夏、陕北、晋北等地区加快规划建设新能源外送基地。结合高载能产业转移、数据基础设施等新兴产业发展、传统产业绿色转型，利用采煤沉陷区等布局建设自用新能源基地。

冀北基地。以浑善达克沙地等为重点加快规划建设新能源外送基地。持续推进张家口、承德、乌兰察布、锡林郭勒等地区新能源基地建设，结合数据基础设施等新兴产业发展布局建设自用基地项目。

松辽基地。加快推进东北松辽清洁能源外送基地建成投产，以浑善达克沙地、科尔沁沙地、呼伦贝尔沙地、黑龙江东部等为重点加快规划建设新能源外送基地。重点推进大庆、白城等地区自用新能源基地建设，探索可再生能源制氢氨醇规模化利用。

专栏 2　“沙戈荒”新能源基地
压茬推进已复函“沙戈荒”新能源基地建设，到 2030 年，基本建成“十四

五”期间复函基地。统筹推进“十五五”及中长期“沙戈荒”新能源基地规划建设，在内蒙古、甘肃、青海、宁夏、新疆等地区，再规划建设一批、储备一批外送大基地项目。有序推进本地自用风电光伏基地规模化开发与高质量消纳。

专栏3　光伏治沙工程
01 加快实验项目建设 坚持生态优先、治沙为主，在黄河“几字弯”、河西走廊、吐哈盆地、环塔克拉玛干沙漠、柴达木盆地五大重点发展区域，先行建设一批光伏治沙实验项目。
02 稳步实施荒漠化防治和风电光伏一体化工程 按照生态优先、绿色发展、协同推进的总体思路，围绕河西走廊-塔克拉玛干沙漠边缘阻击战、黄河“几字弯”攻坚战、科尔沁和浑善达克沙地歼灭战，稳步推进库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林、库姆塔格、吐哈、塔克拉玛干、柴达木等九大一体化工程建设，构筑起“点、线、面”相结合的光伏治沙长城，形成较完备的标准体系。

（二）推动海上风电规范有序建设

“十五五”期间，全国海上风电新增开工规模1亿千瓦左右，2030年累计装机规模达到1亿千瓦以上。

持续加快近海海上风电建设。加快建设已复函省级海上风电项目。开展新一轮省级海上风电规划修订和评估。做好近海海上风电海缆路由路径优化。

大力推进深远海海上风电基地布局建设。建立深远海海上风电基地项目库，做好用海等要素协同，分批推动基地项目规范有序建设。统筹推进源网工程规划建设，推动海底输电廊道和登陆

点集约共享。

专栏4　海上风电基地
01 渤海海域 重点推进辽宁、天津、河北、山东等省份近海海上风电项目和渤海深远海海上风电基地开发建设。
02 黄海海域 重点推进辽宁、山东、江苏等省份近海海上风电项目和黄海北、黄海南等深远海海上风电基地开发建设。
03 东海海域 重点推进上海、浙江、福建等省份近海海上风电项目和东海北、东海南等深远海海上风电基地开发建设。
04 南海海域 重点推进广东、广西、海南等省份近海海上风电项目和南海北、北部湾等深远海海上风电基地开发建设。

推动海上风电融合发展。推动海上风电与海上光伏、海洋能等融合开发利用。鼓励海上风电与海洋油气、海水淡化、海洋牧场、海底算力等业态融合发展，推动海上风电与海洋观测、生态监测、地震监测等设施一体化建设。探索海上能源岛建设，打造海上绿色能源综合开发与高效利用新模式。

（三）以水风光一体化为重点推进水电开发建设

统筹水电开发和生态保护，兼顾防洪、供水、灌溉、航运等需要，到2030年，全国常规水电装机规模达到4.1亿千瓦左右。

积极稳妥推进重大水电工程开发建设。高质量建设雅鲁藏布江下游水电工程。统筹推进重点流域或河段水电规划调整，研究论证怒江流域水电规划。扎实推进流域龙头水库电站等重大水电

项目前期工作。持续推进在建项目建设，推动大渡河双江口、金沙江拉哇等项目按期投产。

科学有序推进存量水电灵活性提升改造。坚持流域上下游、左右岸一体统筹，重点在开发程度较高的流域水电基地，支持建设水电扩机项目，因地制宜实施老旧水电机组增容改造。推进小水电绿色改造提升。

加快流域水风光一体化基地规划建设。完善全国主要流域水风光一体化基地规划布局，加快推进已规划布局基地建设。统筹就地消纳与外送，推动水风光与产业集成融合发展。

专栏 5　重大水电工程和水风光一体化基地
01 重大水电工程 扎实推进黄河茨哈峡，金沙江龙盘、岗托，雅砻江牙根二级、楞古，大渡河巴底等项目前期工作。
02 存量水电灵活性提升改造 重点在长江上游、金沙江下游、雅砻江中下游、乌江、红水河、大渡河、澜沧江中下游等流域水电基地，结合电力系统需要和电站建设条件，统筹谋划推进既有水电站扩机和老旧机组增容改造。
03 主要流域水风光一体化基地 加快建设雅砻江、藏东南（玉察）、金沙江上游、澜沧江上游等水风光一体化基地，扎实推进雅鲁藏布江、大渡河、黄河上游、金沙江中下游等流域水风光一体化基地规划研究编制，统筹谋划其他流域水风光一体化发展。

（四）多场景多元化开发分布式新能源

以中东南部等地区为重点，推动分布式新能源多场景多元化开发和空间集约复合利用。“十五五”期间，全国分布式新能源

新增装机3亿千瓦以上。

推动分布式新能源与工商业集成发展。在工业园区、经济开发区、煤炭油气矿区、资源型城市及周边等工商业聚集区，积极推进分布式光伏、分散式风电开发。加快工业绿色微电网建设。

推进分布式新能源与交通多场景融合。鼓励交通基础设施沿线分布式新能源与周边用能设施一体化开发，建设一批“零碳公路”。积极应用柔性汇集接入、车网互动等技术，拓展交能融合分布式新能源开发利用空间。

强化建筑领域分布式光伏一体化开发与综合利用。开展新建公共建筑光伏一体化试点，推动建筑光伏一体化产品研发，促进光伏产业和建筑融合发展。支持有意愿有条件的居民利用自有住宅、庭院建设分布式光伏。结合分布式储能和充电桩提升建筑光伏自消纳水平，提高建筑光伏安全和风貌水平。

加快分布式新能源与农业融合发展。深入推进千乡万村驭风行动、千家万户沐光行动，因地制宜建设村级光伏帮扶电站。

（五）积极推进生物质、光热及海洋能发电发展

大力推进生物质发电转型升级。因地制宜推进生物质发电提升供热附加值。鼓励生物质电站与风电、光伏等集成发展，积极拓展生物质发电在绿电直连等新业态中的应用。

积极推进光热发电规模化发展。在大型风电光伏基地合理配置光热发电。在青海、新疆、甘肃、内蒙古、西藏等地区建设一批本地消纳的大容量光热电站。推动光热发电与产业协同布局，

探索以光热发电为基础电源的绿电直连等新业态。因地制宜探索小型光热发电系统建设。到2030年，全国光热发电装机规模力争达到1500万千瓦。

加快推进海洋能规模化开发利用。因地制宜推进潮流能、波浪能、温差能等海洋能规模化利用，持续扩大工程试点。推动海洋能多能互补发展，引导海洋能与相关涉海工程融合。到2030年，全国海洋能装机规模力争达到40万千瓦。

三、加快提升可再生能源电力可靠替代能力

坚持系统观念，统筹新建与存量改造，推动多源互补开发，加强源储协同运行，引导源荷双向匹配，提升可再生能源电力可靠替代能力。

（一）提升风光电站系统友好性能

加快建设系统友好型风光电站，重点提升可靠顶峰发电能力，增强新能源对电力系统安全稳定运行的支撑。到2030年，新建集中式风光电站置信出力原则上应不低于10%，鼓励具备条件的项目超过20%。推进存量风光电站系统友好性能改造提升。稳妥有序推进已纳入涉网安全管理范围的存量新能源项目涉网性能改造。

（二）推动新能源多能一体化发展

科学推动风电与光伏发电同场或就近布局建设，共享场内外输变电设施，实施联合功率预测预报与一体化运行。推动光热发电、生物质发电与风电光伏协同建设运营。

专栏 6　新能源电力可靠替代能力提升工程
01 建设系统友好型风光电站 在华中、华东和南方等电力供需矛盾突出地区，大力推动以顶峰发电为主要功能的系统友好型风光电站建设，着力提升新能源置信出力水平。在西北等新能源高渗透率地区以及送受端直流近区故障运行风险较高地区，积极建设具备电压、频率、惯量支撑能力的系统友好型风光电站。
02 建设新能源多能一体化项目 在青海、新疆、甘肃、内蒙古、西藏等光热资源条件好的地区，结合用能需求和消纳能力等，建设一批光热与风电光伏一体化调度运营项目，实现新能源支撑调节新能源。在东北等风光及生物质资源富集地区，统筹资源条件与系统需求，探索就近布局建设生物质发电与风电光伏项目，集中打捆接入电力系统，鼓励协同调度运行，实现“风光+生物质”可靠支撑及灵活调节运行。

（三）促进抽水蓄能高质量发展

积极有序开发建设抽水蓄能电站。坚持生态优先、需求导向、优化布局、有序建设，促进抽水蓄能高质量发展。滚动开展服务电力系统抽水蓄能需求规模论证研究，积极推进在建项目建设投运。到 2030 年，全国抽水蓄能电站装机规模达到 1.6 亿千瓦左右。

推进抽水蓄能与清洁能源协同发展。鼓励发展“抽水蓄能+新能源”“抽水蓄能+核电”新业态。在西南水风光一体化基地、“三北”风电光伏基地，科学规划建设服务特定电源抽水蓄能电站。在负荷中心地区，探索发展与分布式发电结合、在配电网系统平衡调节的中小微型抽水蓄能电站。

专栏 7　抽水蓄能电站

01 服务电力系统抽水蓄能 落实各省（区、市）2024—2028 年服务电力系统抽水蓄能项目布局优化调整方案，有力有序推动规划内项目核准建设，持续强化项目调度监测和动态调整，力争“十五五”期间新增投产 1 亿千瓦左右。
02 服务特定电源抽水蓄能 重点推进为西南水风光一体化基地、“三北”风电光伏基地、沿海核电等特定电源服务的抽水蓄能电站建设。

（四）提升负荷与新能源的适配性

发展与新能源发电特性相匹配的灵活用电负荷，提升工业柔性负荷控制能力，挖掘数据中心等新型用电负荷调节潜力。通过价格信号引导灵活负荷向新能源大发时段转移。积极拓宽需求侧响应主体范围，鼓励虚拟电厂等资源聚合模式发展，推广车网互动等技术应用。支持源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网等新业态发展，提升自平衡能力。打造一批高水平消纳新能源的零碳工厂、零碳园区。

四、着力推动可再生能源非电利用实现突破

结合可再生能源资源和消费侧燃料、原料、用热等绿色低碳替代需求，推动可再生能源非电利用方式和利用规模实现新突破。

（一）科学布局发展绿色氢氨醇

统筹风光资源、碳源、水源等要素，结合输运、加注、转运等基础设施建设，因地制宜规划布局绿色氢氨醇生产基地。结合市场需求，建设就近消纳利用的风光氢氨醇一体化项目。鼓励风

光制氢弱联网、离网模式发展。加快构建绿色氢氨醇储运体系，加强重点区域港口、机场绿色燃料加注和转运基础设施建设。

（二）积极推进风光供热供暖

针对工业领域用热需求，合理配置聚光集热、储热储电系统，优化用热行业生产工艺流程，实现高比例风光供热。在居民区积极有序推广“风光+蓄热电锅炉”集中供暖模式，鼓励园区、大型建筑应用分布式新能源耦合电热泵等高效供暖（制冷）技术。探索新能源供暖与储热技术的耦合应用，推动新能源与建筑热力系统联合优化调度运行。

（三）因地制宜推进生物质能多元高效利用

推进生物质供热供暖应用。因地制宜推动秸秆打捆直燃、生物质固体成型燃料等供热供暖应用。采用大中型、高效生物质锅炉集中供热，鼓励达到超低排放水平。支持在大气污染防治重点区域以外的偏远农村地区推广应用生物质固体成型燃料专用炉具。

推进生物天然气产业化发展。推动在农林废弃物丰富和种植养殖产业发达地区规划建设生物天然气项目，依托城市垃圾分类体系建设餐厨垃圾生物天然气项目。在具备条件地区探索建立生物天然气产输配用体系。

稳步发展非粮生物液体燃料。因地制宜发展生物柴油、非粮燃料乙醇、生物航空煤油，完善原料供应和产业标准体系，推动在交通领域的替代应用。

（四）加快推进地热能供暖（制冷）

加强重点区域地热资源勘查评价。积极推广应用地热能供暖（制冷），加强浅层地热能集群化利用，在地热资源丰富区域推广中深层地热能集中开发、梯级利用，最大程度减少对地下土壤、岩层和水体的干扰。

专栏 8　可再生能源非电利用工程
01 绿色氢氨醇规模化发展工程 重点在东北地区，规划建设以外送为主的绿色氢氨醇生产基地。因地制宜在黄河“几字弯”、华北北部、天山北麓等地区，规划建设以就近利用为主的绿色氢氨醇生产基地。到 2030 年，全国可再生能源制氢规模 200 万吨。
02 工业领域风光供热工程 支持化工、纺织、医药、造纸、食品加工等行业就近建设风光集中供热站。鼓励钢铁、水泥等行业新建项目部分或全部采用风光就近直供电弧炉、电窑炉技术方案，鼓励存量项目开展绿电供热改造。
03 地热能高质量开发利用试点工程 在具备大面积铺设地埋管条件的城镇地区，建设浅层地热能集群化利用试点工程。在农村能源革命试点地区，因地制宜开展浅层地热能供暖试点工程。在北京城市副中心、雄安新区、咸阳等中深层地热资源丰富的地区开展地热能高质量开发利用试点工程，重点关注规模化开发利用、井下换热技术推广、管理模式创新、现有项目智能化改造升级等。

五、全面提升可再生能源消费水平

全面实施可再生能源消费最低比重目标制度，坚持强制与自愿并举，提升全社会可再生能源消费水平。

（一）落实可再生能源消费最低比重目标

实施重点用能行业可再生能源电力消费最低比重目标，逐步

扩大可再生能源电力强制消费行业领域范围。加快建立可再生能源非电利用监测、统计和核算体系，适时确定非电消费重点用能行业考核范围和指标。

（二）积极推动全社会自愿消费可再生能源

丰富可再生能源消费服务。鼓励能源供应企业等提供多元化的可再生能源消费服务或产品。积极推进绿色电力消费认证，研究开展可再生能源非电消费评价。支持各地建立绿证绿电服务中心，研究推出居民绿电套餐。

鼓励自愿消费可再生能源。鼓励公共机构优先利用可再生能源。支持重点用能行业进一步提升可再生能源消费比例。鼓励行业龙头企业、跨国公司建设绿色产业链供应链。将可再生能源消费纳入企业信息披露。鼓励大型群众性活动100%消费可再生能源。

（三）大力实施可再生能源替代行动

大力实施可再生能源替代行动，加快培育新场景、新模式、新业态，提升重点用能领域可再生能源消费水平。

专栏9　可再生能源替代行动
01 强化工业领域可再生能源消费 扩大工业领域绿电应用。加快推动煤炭、油气勘探开发用能可再生能源替代，促进可再生能源装备制造产业“以绿制（造）绿”。拓展可再生能源工业供热场景，鼓励可再生能源绿色原料（燃料）替代，推进绿色氢氨醇在工业领域规模化应用，探索工业领域天然气掺氢利用。因地制宜建设零碳工厂。

02 大力推动交通运输行业可再生能源消费 推广绿电直连等新业态，推动车船充（换）电等补能基础设施建设，加快推动新能源重卡规模化利用，推动新能源汽车“绿车充绿电”。推进加气站、加氢站、醇氨加注设施等绿色补能服务网点建设，扩大绿色氢氨醇、可持续航空燃料、生物天然气等在交通领域应用。
03 积极提升建筑领域可再生能源消费 把优先利用可再生能源纳入城镇规划、建设、更新和改造，推动城镇新建建筑全面执行绿色建筑标准。因地制宜推动新建公共建筑用能全面电气化，推进太阳能、地热能、环境热能等在建筑供暖（制冷）中的应用。
04 统筹推进数字基础设施可再生能源消费 引导新建数据中心与可再生能源发电协同规划布局，分类挖掘算力负荷时空调节潜力，创新绿电直连、源网荷储一体化等方式，稳步提高数字基础设施绿色电力消费水平。提升存量数字基础设施可再生能源消费比例。
05 扩大乡村特色产业可再生能源消费 探索“绿色能源+特色产业”融合发展模式，引导乡村特色产业园区、农产品加工基地、现代设施农业等消费可再生能源，推动种植、养殖、粮食烘干、农副食品加工等领域散煤替代，促进乡村特色产业提质增效。

（四）深入推动农村能源革命

提升农村能源自主保障能力。推进农村分布式新能源发电多场景融合开发利用，鼓励依托生物质发电等支撑性调节性电源，加强源荷储协同聚合管理与智能化调控，因地制宜推广可再生能源非电利用，提升农村用能清洁低碳水平和自主保障能力。推动建设一批村镇微能网试点项目。

推动农村能源基础设施提质升级。建立农村电网长效发展机制，建设农村新型电网，全面提升新能源承载能力和供电保障能力。积极支持在农村地区建设可再生能源供暖（制冷）设施、储

热蓄冷设施，满足农村多元绿色用能需求。

专栏 10　农村能源革命发展重点
01 村镇微能网试点建设 针对农村和乡镇地区不同用能场景，试点建设一批兼具多品种能源服务能力和较强自平衡能力的村镇微能网项目，探索“村能村用”新模式、新业态。在可再生能源资源较丰富、有相当规模能源需求的村镇，构建以绿电利用为核心、可再生能源非电利用为辅的公益性微能网及互联互济的微能网群；在乡镇产业园区、大型农业基地、特色文旅村镇等工商业负荷集中区，以市场化方式打造电、热、汽、冷、气多能互补的高效综合能源系统；在边远地区和自然灾害频发地区建设可再生能源局域网（微能网）、应急型微电网。
02 农村新型电网建设 推进以县域为基本单元的农村新型电网建设，探索构建“分级调度、分层平衡”的县域调度运行体系，提升农村电网新能源承载力、电力自平衡能力和供电保障能力。

六、巩固拓展可再生能源技术和产业优势

面向可再生能源发展重大需求，加强技术创新攻关，加快人工智能赋能应用，巩固全产业链领先优势。

（一）加大可再生能源技术创新攻关力度

加强新能源及可再生能源相关学科专业布局建设。健全可再生能源产学研创新机制，推动实证平台建设。围绕新型电力系统建设，推动可再生能源先进技术装备规模化应用。加强前沿性、原创性、颠覆性技术研究和装备攻关，提升可再生能源可靠替代能力。推进可再生能源工程技术创新及应用，加快人工智能技术应用，推动产业迭代升级。

专栏 11　可再生能源技术创新重点方向

01 可再生能源可靠替代技术攻关 重点应用人工智能等数智技术，提升面向水电资源开发利用的气候预测能力，提高不同时间尺度和复杂地形、转折天气下新能源功率预测精度。研究高比例新能源电力系统稳定基础理论及运行控制技术，提升风光储、风光与调节性电源一体化智慧联合调度运行水平，加强大基地100%绿电输送技术攻关与应用。加大构网型技术装备研发及应用，增强新能源设备及系统的整体涉网性能。提升风电光伏发电设备对沙尘、寒潮、台风、凝冻等极端天气条件的适应性。
02 可再生能源前沿技术和高端装备攻关 加强可再生能源先进材料、核心元器件（零部件）、关键设备及控制系统研发。研制变速、超高水头、超高抽发比抽水蓄能机组和千米水头段巨型冲击式水电机组等装备。开展高效可靠风力发电装备技术研究，突破高可靠低成本叶片、超高塔架、新型漂浮式基础等关键设备制造技术，探索研究高空风电等新型风能利用技术。加速钙钛矿叠层电池等高效光伏电池制备及产业化生产技术研究，研究面向太空的太阳能发电技术，推进关键技术验证。加强绿色氢氨醇柔性离网制取等关键技术研发与应用。加强生物质能、光热发电、地热能、海洋能等领域前沿技术研发，发展环境热能等新型可再生能源。
03 可再生能源工程技术创新应用 依托重大水电工程，开展复杂地质条件下地基处理、隧洞施工与筑坝等工程技术研究。推进“沙戈荒”、高寒高海拔地区大型风电光伏基地勘察设计、施工建设新技术研究和应用，持续推进深远海海上风电漂浮式基础、动态海缆等施工技术创新。探索开展光热和煤电耦合降碳技术研究应用。支持干热岩开发技术、高温地热发电技术的研究与应用，探索地热能梯级综合利用。鼓励可再生能源与碳捕集利用耦合制绿色甲醇、可持续航空燃料等高价值燃料的技术应用与产业化。应用智能识别、自动化巡检、故障智能诊断等技术，提升新能源智慧运维水平。

（二）推动可再生能源产业链供应链高水平发展

依托超大市场规模和丰富应用场景，加强资源优化配置，推动产业高端化、智能化发展。聚焦可再生能源领域关键技术装备，加强国产装备研发应用。在可再生能源基地中加大先进技术装备规模化应用。培育退役新能源设备循环利用产业链。完善可再生能源产业标准和认证体系，加快制定系统友好型新能源电站等标准。

（三）提升新能源电站市场化运营能力

提升新能源气象预报供给水平和功率预测精度，增强电力市场交易履约能力。应用人工智能等技术提升新能源参与电力市场的决策能力。支持区域新能源场站群一体化集控运维。新能源发电企业加强专业力量投入，充分研究、参与并适应市场，支持签订多年期购电协议、合同能源管理协议。加快培育新能源发电专业运营商。

七、健全可再生能源高质量发展政策体系和长效机制

坚持有效市场和有为政府相结合，健全可再生能源发展政策体系和长效机制。

（一）健全可再生能源发展法律法规

做好可再生能源法修订工作，聚焦关键环节完善制度设计，为可再生能源高质量发展提供坚强法治保障。做好可再生能源法宣传贯彻。

（二）优化可再生能源发展机制

健全可再生能源消费促进机制。建立可再生能源消费最低比

重目标的监测、评价和考核机制，明确实现方式、核算方法和考核监管等要求。制定可再生能源电力消费核算相关标准规范，将可再生能源消费最低比重目标有关要求纳入行业碳管控和企业碳管理。

完善可再生能源协调发展机制。加强可再生能源电力消纳责任权重监测、评价和考核。推动新能源项目与输电通道同步建成投运，助力重大生产力布局进一步优化完善。

完善可再生能源开发建设管理机制。完善可再生能源项目投资核准（备案）管理制度，支持符合条件的分布式交能融合项目、以新能源为主体的综合能源项目等作为整体办理行政许可或备案手续。鼓励民间资本参与大基地投资，完善深远海海上风电、水风光一体化基地规划建设管理机制。依法依规开展可再生能源开发利用规划环评和项目环评。

加强可再生能源行业监督管理。加强可再生能源规划建设、并网消纳、交易调度等监管。完善可再生能源安全生产管理机制，加强重大工程建设施工安全风险评估和预警管控。电网企业按要求回购可再生能源企业自建接网工程，公平、无歧视提供并网服务。

（三）完善可再生能源市场化发展机制

完善适应新能源高比例发展的电力市场机制。构建适应新能源全面入市的电力市场体系。完善跨省跨区电力交易制度。推动大基地整体参与电力市场交易。优化集中式新能源报价方式，支

持符合条件的新能源项目联合报价。鼓励分布式新能源通过聚合方式整体参与电力市场交易，合理承担系统调节成本。完善辅助服务市场，向用户侧合理传导辅助服务成本。

完善促进可再生能源高质量发展的价格形成机制。完善新能源可持续发展价格结算机制。研究海上风电送出工程成本疏导机制。完善抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制。

完善绿证绿电交易机制。完善全国统一的绿证核发交易体系，推进中长期绿证交易和多时间尺度绿色电力交易机制建设。鼓励跨省跨区绿色电力交易，推动分布式新能源就近聚合参与绿色电力交易。健全绿证价格形成机制，发布绿证价格指数。推动电-碳-证衔接。

（四）强化可再生能源发展要素保障

加强用地用海资源等要素保障。开展全国风电光伏资源普查，推进观测网和可开发资源数据库建设。研究制定适应新能源特点的空间复合利用政策，将可再生能源重大项目的空间利用需求纳入自然资源管理和国土空间规划“一张图”。强化多部门协同，提高可再生能源项目用地用海用林用草等审批效率。推动绿色金融产品和服务创新，拓宽直接融资渠道。

加强电力系统支撑保障。完善新能源与电网、调节能力协同规划建设机制，适度超前推进电网基础设施建设。提升跨省跨区输电和省间互济能力，持续增加跨省跨区清洁能源输送占比，加

强各类调节性资源规划建设和科学调用，推进配电网、智能微电网与主干电网一体发展，提升对新能源的接纳、配置和调控能力。

八、深化可再生能源高水平国际合作

发挥我国可再生能源产业优势和服务大国外交作用，持续推动可再生能源国际合作，助力全球能源绿色低碳转型。

（一）推动可再生能源项目与产业合作

持续深化绿色能源国际合作，加强在投资开发、工程建设、装备制造等环节协同，高质量实施与上合组织其他国家“千万千瓦光伏”“千万千瓦风电”等一批绿色能源重大项目，推进更多惠民生的“小而美”项目。积极推动我国优质绿色技术及产品在全球市场自由流通。

（二）完善可再生能源国际标准和认证体系

坚持“引进来”和“走出去”并重，统筹推进国际和国内标准协同编制。支持各类机构和企业深度参与国际标准制定与认证对接，促进中国可再生能源技术和管理规范国际化，持续推动认证结果国际互认。

（三）积极参与全球绿色低碳发展转型治理

依托多双边合作机制，与相关国家和地区在法律法规、市场准入、技术标准、投资政策、贸易规则等方面强化对接。坚持共同但有区别的责任原则，因地制宜深化与各国在能源转型、绿色能源技术等领域交流合作，共同应对气候变化挑战。

九、加强规划组织实施

坚持和加强党的全面领导，完善规划对可再生能源发展引导约束机制。健全能源领域规划会商与协调机制，保障规划重点任务、重大工程实施。强化部门协同，明确责任主体、进度要求和考核机制。加大规划实施监管力度，坚持对规划实施情况进行动态监测、中期评估和总结评估。