国家发展改革委 国家能源局关于印发《新型能源体系建设“十五五”规划》的通知

发改能源〔2026〕884号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院有关部委、直属机构，有关中央企业：

《新型能源体系建设“十五五”规划》已经国务院同意，现印发给你们，请认真贯彻实施。

国家发展改革委

国家能源局

2026年6月13日

新型能源体系建设“十五五”规划

“十五五”时期，我国能源发展进入安全风险叠加演变期、低碳转型加力推进期、能源创新加速突破期、体制改革深度攻坚期、国际合作调整重塑期。为科学引领能源高质量发展，加快建设新型能源体系，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》，制定本规划。

一、总体要求

坚持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，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，以能源高质量发展为主题，以碳达峰碳中和为牵引，聚焦建设能源强国战略目标，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，更好统筹发展和安全，以安全充裕为前提、经济可行为基础、科技创新为引领、体制改革为动力，加快建设清洁低碳安全高效的新型能源体系，确保能源的饭碗牢牢端在自己手里。

主要目标是：2030 年初步建成清洁低碳安全高效的新型能源体系。能源综合生产能力达到 58 亿吨标准煤，电力系统互补互济和安全韧性水平全面提升，能源进口多元可控；煤炭和石油消费达峰，非化石能源消费比重达到 25%，风电和太阳能发电装机比重超过

50%、成为电力装机主体，非化石能源发电量比重达到50%、成为电量主体；坚强韧性、绿色低碳、集成融合、智能高效的新型能源基础设施体系加快建设，新型电力系统初步建成；能源产业链关键技术装备实现总体自主可控，迈入世界能源科技创新国家前列；适应新型能源体系的市场和价格机制加快健全，全国统一电力市场体系基本建成。

专栏1　“十五五”能源发展主要指标

序号	指　标	单　位	2025年	2030年	属性
1	能源综合生产能力	亿吨标准煤	51.3	58	约束性
2	电力总装机	亿千瓦	38.9	54	预期性
3	非化石能源消费比重	%	21.7	25	约束性
4	非化石能源发电量比重	%	42.3	50	预期性
5	单位发电量碳排放下降①	%	>10		约束性
6	重点行业节能量	亿吨标准煤	>1.5		预期性
7	电能占终端能源消费比重	%	30	35	预期性
8	西电东送能力	亿千瓦	3.4	>4.2	预期性
9	源储调节能力增长②	%	>40		预期性
10	电力需求响应能力	%	>3	>5	预期性
11	能源领域专利合作条约（PCT）国际专利申请量年均增长	%	>5		预期性
12	能源领域首台（套）重大技术装备工程示范落地成果	个	>100		预期性

注：①单位发电量碳排放为发电行业二氧化碳排放总量与全口径发电量的比值。

②源储调节能力为电源和储能调节能力之和。

空间布局是：坚持“全国一盘棋”，统筹能源和经济、总量和结构、全国和区域、国内和国际，推动非化石能源供应形成五大增长板块，巩固优化化石能源生产基地，加强能源开发与用能产业布

局协同，统筹优化能源骨干通道布局，不断拓展多元化进口通道。

专栏 2　能源发展空间布局
1. 非化石能源五大增长板块 坚持风光水核等多能并举，实施非化石能源十年倍增行动，“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地、沿海核电基地、海上风电基地和分布式新能源成为非化石能源主要生产高地。
2. 化石能源生产基地 优化煤炭开发布局，重点建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大基地，兼顾东中部地区接续产能建设。加强油气战略保障基地建设，以主要含油气盆地和关键海域为重点，建设鄂尔多斯、渤海湾、川渝、塔里木、松辽盆地等油气战略保障基地。推动鄂尔多斯盆地东部煤层气开发。
3. 能源开发与用能产业协同布局 能源资源富集地区强化能源开发和产业链延伸，统筹西电西用与西电东送，加强产业转移与清洁能源协同布局，推动电力和先进制造业、算力、氢能等产业融合发展，促进能源资源就地就近转化利用。重点用能地区依靠加强非化石能源就近开发利用、合理新增支撑电源提升本地自保能力，力争实现东部地区“十五五”能源消费增量的 70%由本区域生产保障。强化国家战略腹地能源支撑，加强经济大省能源要素保障。
4. 能源骨干通道 打造重要能源产品骨干流通走廊。电力流向形成由“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地向负荷中心地区送电的总体格局，新增西电东送能力 8000 万千瓦以上。西煤东运、北煤南运的运输布局持续优化，唐包、瓦日、浩吉、朔黄等煤运通道配套集疏运体系更加完善，疆煤外运拓展“一轴两翼多联”通道布局。油气“全国一张网”基础设施布局更加完善，西气东输、川气东送、北气南下、海气登陆干线通道更加强化，全国油气管网总里程新增 2 万公里。
5. 能源进口通道 东北、西北、西南、海上四大油气进口战略通道巩固拓展，煤炭进口通道格局巩固完善。

二、构建先进适配的新型能源基础设施体系

（一）持续扩大非化石能源供给规模

推动新能源集成融合发展。坚持集中式与分布式、发电与非电并举，加强新能源多品种互补开发、空间集约复合利用、一体化聚合运营，推进陆上风电、光伏发电大规模平稳发展，海上风电向深

远海发展，光热发电、海洋能规模化发展。推进“风光+生物质”一体化项目建设。提升新能源涉网性能，建设一批系统友好型新能源电站。积极推进地热能、氢能和绿色燃料发展，新能源非电利用规模实现倍增。建立完善新能源消纳综合评价指标体系，2030年新能源发电量占比达到30%。

以水风光一体化为重点推进水电开发建设。高质量建设雅鲁藏布江下游水电工程，有序推进茨哈峡、龙盘、岗托等重大工程，研究论证怒江流域水电规划。加快推动主要流域水风光一体化基地规划建设。统筹推进主要流域水电规划调整，推动水电扩机和机组增容改造。组织实施长江流域水电高质量发展方案。实施小水电绿色改造提升。2030年常规水电装机达到4.1亿千瓦左右。

积极安全有序发展核电。以三代压水堆技术为主，保持核电平稳建设节奏。积极稳妥推进先进堆型研发和示范工程建设。因地制宜推进核能综合利用。2030年在运核电装机达到1.1亿千瓦左右。

（二）构建适配高比例新能源的新型电力系统

加快新型电网建设。推动清洁能源基地外送输电通道建设，优化送端电源结构，提升通道输送能力、利用效率和清洁电量占比。加强华中—南方、华中—华东、华北—华东、华中—西北等地区间电网互济，提升互补互济能力4000万千瓦左右。巩固完善以区域同步电网为基础、区域间异步互联的全国电网主网架格局。推动配电网向源网荷储资源高效配置平台转变，2030年力争具备承载9亿千瓦分布式新能源接入能力。加快建设智能电网，建设智能化调度体

系，提高新能源消纳水平。因地制宜发展智能微电网和绿电直连。

推动火电转向支撑调节性电源。优化火电布局，合理控制煤电装机规模和发电量。实施新一代煤电改造升级，提升深度调峰、快速爬坡等高效调节能力，鼓励采用零碳低碳燃料掺烧、碳捕集利用与封存（CCUS）等技术实现清洁降碳。持续推动煤电机组关停和延寿工作。合理规划建设天然气电站，加大国产化燃机示范及推广应用。

优化储能建设和调用。合理布局、积极有序开发建设抽水蓄能电站。大力发展新型储能，加力发展长时储能，鼓励多种储能技术路线发展，拓展新型储能在电源协同运行、电网稳定支撑及微电网、虚拟电厂等领域应用。推动新型储能调控方式创新，合理提升利用水平。2030年抽水蓄能装机达到1.6亿千瓦左右，新型储能装机达到3亿千瓦。

构建灵活弹性的电力负荷生态。充分挖掘用户侧调节潜力，依托新型电力负荷管理系统，提高电力需求响应比例。充分利用电动汽车储能资源，开展车、桩、站、网融合互动探索，全面推广智能有序充电，扩大车网互动规模化应用范围，2030年车网互动聚合可调充电规模达到5000万千瓦左右。加快推进虚拟电厂规模化发展，2030年虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上。

（三）推动化石能源生产供应转型升级

打造现代化煤炭供应链产业链。因地制宜推广煤炭绿色开采，分类分级开展智能化煤矿建设。加强煤炭洗选加工，健全商品煤质

量标准体系。深化煤炭与煤矿瓦斯共采，推动矸石、矿井水等资源化生态化利用，稳步推进煤炭行业甲烷控排。加快煤炭与新能源融合发展，充分利用采煤沉陷区等场地开发风电和光伏发电。加强煤炭生产储运设施更新改造。加强煤炭清洁高效利用，推进富油煤分质利用，鼓励发展煤基特种燃料、煤基新材料等创新产品。

推动油气田和炼化产业转型。规模化开展陆上油气田与新能源融合发展，探索海洋油气田和海上风电协同开发，推动 CCUS 区域产业集群建设，提高油气田生产电气化率，打造低碳零碳油气田。坚持“减量置换”原则，严格控制炼油产能规模，引导大型企业、重点区域炼油能力优化重组。加快炼油行业节能降碳改造，稳步提升石化行业绿电绿氢使用比例，推进核电与石化行业耦合发展试点。提高化工用油、特种油品、高端新材料等收率。

专栏 3　新型能源基础设施重点工程
1. 风电光伏基地 以库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠为重点，以其他沙漠、戈壁和荒漠地区为补充，建设以外送为主的大型风电光伏基地。推进“三北”荒漠化防治和风电光伏一体化工程建设。持续推进新疆、黄河上游、河西走廊、黄河“几字弯”、冀北、松辽等新能源基地建设。发展渤海、黄海、东海、南海等海上风电基地。
2. 水风光一体化基地 加快建设雅砻江、金沙江上游、澜沧江上游、藏东南（玉察）等流域水风光一体化先行基地，谋划推进大渡河、黄河上游、金沙江中下游、雅鲁藏布江等其他主要流域水风光一体化基地，在西北、西南等有条件地区探索发展以抽水蓄能为主要调节电源的新型水风光一体化基地。
3. 氢能和绿色燃料 因地制宜在东北（含蒙东）、黄河“几字弯”、华北北部、天山北麓等地建设一批绿色氢氨醇生产基地项目，研究论证风电光伏基地电力外送至消费地制氢的可行性。支持上海建设国际航运绿色燃料加注中心和交易中心。开工建设内蒙古乌兰察布—京津冀地区输氢管道工程，规划建设鄂尔多斯—榆林、巴彦淖尔—宁东跨省区输氢管网工程，研究论证兴安盟—松原—大连跨省区绿色甲醇专用管道。

4. 光热发电 在内蒙古、甘肃、新疆、青海、西藏等太阳能资源丰富地区，建设一批光热发电工程，到2030年，光热发电累计装机力争达到1500万千瓦。
5. 输电通道 开工建设甘肃巴丹吉林沙漠基地、新疆塔克拉玛干沙漠基地、东北松辽清洁能源基地、内蒙古沙漠基地、青海清洁能源基地等外送通道，结合西南澜沧江上游等水风光一体化基地、“沙戈荒”风电光伏基地等，布局新增一批后续外送通道。
6. 电网灵活互济 建设闽赣、皖鄂、鲁苏、渝黔、湘黔、湘粤等区域电网间互济工程，以及黑龙江林海—吉林平安、新疆哈密—甘肃敦煌、宁夏天都山—甘肃白银、安徽广德—浙江瓶窑、川渝特高压加强、海南—广东第三回交流等区域电网内部省间互济工程，新增规划一批电力互济工程。
7. 绿电直连 推动算力中心等新兴产业、有绿电消费比重要求的重点用能行业、有绿电溯源需求的出口企业建设绿电直连项目。鼓励工业园区、零碳园区、增量配电网等拓展多用户绿电直连场景。

三、构建坚强韧性的能源安全保障体系

（四）筑牢极端情形下的能源战略安全底线

加大油气增储上产力度。大力推进油气勘探开发，加大投入强度，加强传统大型油气田和页岩油气等新型资源勘探开发。围绕深地、深海、非常规、老油气田四大领域，促进“稳油增气”，推动海域、非常规领域成为原油稳产主力。实现原油年产量稳定在2亿吨水平，天然气产量稳步增长。

健全完善油气储备体系。持续优化储备布局，形成更加灵活的储备管理机制，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的石油储备体系。坚持“大库大站、集约布局”，打造若干个地下储气库群，有序推动既有沿海液化天然气（LNG）接收站扩建。

持续完善油气“全国一张网”。加强干线管道及互联互通工程

建设，2030年天然气管网一次管输能力达到5000亿立方米/年。依托国家干线管网因地制宜、优化布局建设省级管网，有序扩大管网覆盖面。统筹炼化基地与港口布局、海陆外运和内陆输送，优化原油、成品油管道布局与流向。加强与沿海港口相连的原油管网互联互通。统筹考虑煤制油气及煤层气产能布局，配套建设外输管道。

大力推进石油消费替代。加强多种替代燃料战略布局。加强煤制油气产能和技术储备，推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、新疆准东、新疆哈密等煤制油气战略基地建设。因地制宜布局非粮生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气、可持续航空燃料、绿氨绿醇等绿色燃料产能。推进新能源重卡和船舶等规模化应用。

（五）夯实能源转型安全基础

加强新能源关键矿产资源供给。深入实施新一轮找矿突破战略行动，加强新能源产业链上游关键矿产资源勘探开发。构建规模适度的战略性矿产资源储备，科学制定储备品种、规模与建设时序。推进退役风电机组、光伏组件、锂电池等废旧资源循环利用。

强化煤炭兜底保障作用。持续加强煤炭资源勘探和战略接续，科学安排煤炭产能建设，重点建设五大煤炭供应保障基地，2030 年产量占全国比重达到 80%以上。稳慎有序推进深部煤炭资源安全开发。完善煤炭产品储备布局，加强储备运行管理，推动政府储备与企业储备互补联动。完善煤炭产能储备政策，扩大产能储备规模，2030 年形成 1 亿吨/年以上的产能储备。完善煤炭集疏运体系，推动有条件的地区建设煤炭等能源大宗商品资源配置枢纽。

（六）提升能源安全风险管控能力

强化监测预警和应急管控。健全能源安全风险监测预警体系。加强灾害监测研判和防范应对，提升能源系统防灾抗灾能力。深化电力安全风险分级管控，加强大电网安全指标、风险、隐患、事故一体化管理。完善能源应急管理体制，加快推进国家、省、市、县四级电力应急力量建设。完善分层级分领域应急预案。

加强能源基础设施安全防范。强化能源领域重要目标防护。加强源网荷储各环节安全风险管控，强化重要输电通道安全管理。加强石油、天然气管道保护。加强煤炭运输骨干铁路通道、重点港口等安全运行保障。强化重大能源基础设施数据安全防护、关键信息基础设施安全防护，推动国家级电力网络安全仿真验证环境建设。强化城市能源基础设施保护与安全管理。

专栏 4　能源安全保障重点工程
1. 油气储备 建设石油储备重大工程。建设大庆升平、长庆榆林雷龙湾、西南万顺场、新疆宝浪等储气库，江苏、山东、河南、湖北等重点地区盐穴储气库。
2. 油气管网 加快建设川气东送二线，推进虎林—长春—石家庄—濮阳—安庆管道、黑河—大庆—长岭中俄东线复线、苏皖豫等天然气管道建设，开展铜梁—遵义—曲靖等天然气管道建设前期工作。
3. 煤炭供应保障基地 重点在山西大同、河保偏、离柳、霍东、西山、乡宁，蒙西新街台格庙、塔然高勒、纳林希里、准格尔中部、纳林河，蒙东霍林河、宝日希勒、伊敏，陕北榆神、榆横、神府、府谷等矿区，以及新疆准东、吐哈、伊犁等地区，高标准建设一批大型现代化煤矿，推动整装矿区资源一体化开发。

四、构建绿色低碳的能源消费体系

（七）更大力度推进节能降碳

强化重点领域节能和清洁替代。加强工业领域节能高效生产工艺和技术应用，优化能源清洁替代路径，稳步压减燃煤自备电厂规模。加强建筑能效管理，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展，促进建筑可再生能源集成应用，推动光伏建筑一体化发展。积极发展多式联运，建设低碳零碳运输走廊，加强铁路、公路、港口、航道、枢纽场站等清洁能源开发利用。加强算力等新型高载能产业节能提效。深化公共机构节能降碳改造。加快推进新增用电量由新增清洁能源电量覆盖。提高终端用能电气化水平。

加强节能降碳管理。全面实施碳排放双控制度，严格节能降碳审查评价，强化重点用能项目规划布局和产能调控。加快推进全国碳市场建设，对碳排放总量相对稳定的行业优先实施配额总量控制。稳妥有序推动能源领域自愿减排项目开发。建立健全能源行业碳排放核算机制和基础能源产品碳足迹管理政策，推动非化石能源电力消费核算认定。大气污染防治重点区域持续实施煤炭消费总量控制，新建、改建、扩建用煤项目实行煤炭等量或减量替代。

（八）提升绿色能源消费水平

推动热力系统绿色低碳转型。积极发展非化石能源供热，加大余热回收利用力度，因地制宜加大热泵推广应用。推动建设面向城市、园区的区域热力系统，加强非化石能源热源与既有热力系统有机融合，加快热网改造升级，积极推进“智慧供热”应用。提升热负荷柔性调节能力。合理布局建设多尺度储热储冷设施。推动偏远地区积极发展分布式绿色低碳供热。支持热电厂热电协同改造，推

动热力系统与电力、燃气系统联合优化调度。深入推进散煤替代。

加强民生清洁用能服务保障。统筹规划城镇电力、热力、燃气等能源基础设施，推进城镇燃气管道、供热管道、非电网直供小区更新改造。提高民生用能电气化水平，2030 年人均年生活用电量达到 1500 千瓦时。完善快慢互补、智能开放的充电基础设施，2030 年充电基础设施达到 4000 万个、实现倍增发展。推进北方地区多元化清洁供暖。加强城市燃气供应保障。深入推进农村能源革命，创新农村清洁能源开发利用方式。

培育能源消费新场景新业态。推动多能融合互补发展，引导传统能源企业向综合能源生产服务商转型，建设一批电、气、热、氢等综合能源站。因地制宜发展适应新能源特性的用能产业，培育能源产消融合新模式，促进源网荷储深度融合。鼓励分布式光伏、分散式风电、生物质能、地热能等多场景多元化利用。推动零碳工厂和园区建设。利用市场机制聚合电动汽车、空调负荷等用户侧资源，引导虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体创新发展。

专栏 5　能源消费转型重点任务
1. 清洁能源替代 加快钢铁、有色、石化、化工、建材等传统产业转型，推广电锅炉、电加热、电辅热炉窑等。完善重点区域、城市群、交通干线绿色燃料储运加注网络，推动在主要货运通道沿线建设重卡补能设施，加快长江等内河航运绿色动力转型。优化拓展天然气利用方向，推进天然气掺氢利用。
2. 充电基础设施 构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的充电基础设施网络。打造有效满足电动汽车中长途出行需求的城际充电网络。提高快充设施占比。因地制宜探索换电设施适用场景。

3. 农村能源革命

深入实施“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，规范发展农光互补、牧光互补等模式。引导新能源与农业生产、周边产业等深度融合。加强自然灾害频发、供电能力不足及大电网未覆盖等农村地区电网建设改造。探索提升县域能源自平衡能力，推进村镇微能网试点建设。

五、构建自立自强的能源科技创新体系

（九）加强能源技术装备和产业创新

推动全产业链技术自主可控。加强重点领域技术攻关和装备研发，增强能源产业基础支撑能力。前瞻布局未来能源技术，适度超前开展前沿性、颠覆性技术研究，推动突破一批标志性技术，推进工程化应用，抢占发展制高点。

巩固拓展新能源等产业竞争优势。加强风电光伏技术装备创新，强化标准引领和知识产权保护，打造全球新能源产业创新高地。统筹优化新能源产业链布局，促进产业链供需平衡，形成良性竞争格局。推动新型储能、氢能制造业提质升级，巩固关键技术、应用生态等优势，减少低水平重复建设。培育核电等高端装备产业集群。深入实施“人工智能+”能源行动，统筹能源资源配置与算力设施建设，推动算电协同一体化发展。

加快氢能与绿色燃料产业发展。统筹氢能制储输用全链条发展。因地制宜发展绿电直连制氢、可再生能源离网制氢等模式，2030年可再生能源制氢规模达到200万吨。加强工业副产氢的提纯与高效利用。合理布局绿色氢氨醇生产基地和基础设施，加强输氢管网布局引导，探索负荷率不足的存量油气管网规模化输送绿色甲醇。推动氢氨醇在发电、交通运输、化工冶金、规模储能等领域应用。

统筹布局氢能实证实验平台，开展绿色燃料技术攻关和产业化试点，建立绿色燃料可持续性认证体系。

专栏 6　能源创新发展重点方向
1. 技术装备攻关 加快核电小堆和四代堆、超高水头大容量冲击式水轮机组、深远海风电、先进光伏、光热发电、新一代煤电、重型燃气轮机、柔性直流输电、智能微电网、非常规油气、煤矿智能无人开采、富油煤分质利用、氢能与绿色燃料等技术攻关和装备研发。
2. 未来能源技术 强化可控核聚变、太空电站、高温超导输电、无线传能、极地深海能源等理论研究和技术创新。
3.“人工智能+”能源 加强大型新能源基地与国家算力枢纽协同布局，打造“能源+数字”产业集群，推动以电强算、以算促电。强化算力与电力双向赋能，保障大数据、人工智能等产业高品质用电需求。推进全系统智能煤矿建设，打造一批智慧电厂、数字油气田，推动电网、油气管网等数智化发展。

（十）健全能源科技创新协同机制

筑牢能源科技创新基础能力。完善能源科技创新投入机制，激励企业加大能源科技研发投入。强化创新资源统筹和力量组织，加强能源领域国家实验室、国家科研机构、高水平研究型大学、科技领军企业统筹布局。高质量实施智能电网、煤炭、油气等能源领域国家科技重大专项。加强能源领域全国重点实验室、国家技术创新中心、研发创新平台等建设。推进能源领域教育科技人才一体发展。

推动科技创新与产业创新深度融合。按照前沿引领、关键共性、工程验证等分类推进重点技术研发应用，重点围绕新能源、新型储能、先进核电、智能电网、车网互动等领域，推动建立一批中试验证平台，加强重大科研成果试点示范应用。完善首台（套）、首批

次、首版次应用政策，鼓励自主创新产品规模化应用，引导产业赛马争先。

六、构建协同高效的现代化能源治理体系

（十一）深化能源市场化改革

构建全国统一能源市场体系。构建现货、中长期、辅助服务和容量市场有机衔接的全国统一电力市场体系，推动跨省跨区和省内电力交易衔接，合理扩大省间市场化送电规模。深化油气勘查开采体制改革，加强矿业权出让管理。持续推进省级管网以市场化方式融入国家管网，压缩管输及配气层级。推广天然气多年期合同制度。统一煤炭市场基础制度规则，健全电煤保供中长期合同制度。优化能源价格形成和传导机制，深化竞争性环节价格市场化改革，强化自然垄断环节价格监管。

优化能源基础设施投资和运行机制。完善民营企业参与能源重大项目建设长效机制，鼓励多元主体参与清洁能源基地、能源输配网络、油气储备设施等投资建设。完善基于市场交易结果的电力调度机制。建立健全公共电网与新模式新业态协调发展机制。优化油气管网调度运行机制，鼓励上游供气企业与城镇燃气企业、大用户开展直购直销。探索电力与天然气协同调度运行机制。

（十二）完善能源治理制度

加强能源治理基础建设。推动出台能源法配套法规政策，推进电力法、可再生能源法、节约能源法和电力调度管理条例、天然气管理条例等制修订，健全新型电力系统安全法规。建立健全绿色能

源消费促进机制，完善可再生能源电力消纳责任权重制度，实施可再生能源消费最低比重目标制度。建立可再生能源非电利用统计和考核体系。健全能源标准体系，推动政府主导标准与市场自主标准协同发展，深化标准国际合作。

健全科学高效的能源监管体系。完善能源自然垄断环节监管体制机制，健全基础设施接入和使用机制，加强电网、油气管网公平开放监管，推动省级管网运销分离。全面推广过程监管、数字化监管、穿透式监管、跨部门协同监管。建立电力市场评价体系和信用制度。持续整治地方政府不当干预电力市场行为。持续提升全国“获得电力”服务水平，全面打造现代化用电营商环境，开展供电质量提升专项行动。强化电力建设运行安全生产管理。

专栏 7　能源市场化改革和制度建设重点任务
1. 全国统一电力市场 合理确定电力中长期合同签约比例，深化中长期市场连续运营，提高中长期交易频次和灵活性，完善优先发电优先购电规模计划管理机制。推动省级电力现货市场和南方区域电力市场转入正式运行，深化长三角电力互济，探索推动京津冀电力市场建设，在省间交易框架下探索东北、西北、华中等区域电力互济交易机制。稳步推动气电、水电、核电入市。加快建立备用辅助服务市场，因地制宜探索爬坡等新型辅助服务品种。建立健全可靠容量补偿机制，鼓励具备条件的地区探索建设容量市场。
2. 价格机制 健全跨省跨区专项工程输电价格机制，优化发电侧容量电价机制和新能源可持续发展价格结算机制。完善成品油定价机制，深化天然气价格市场化改革。完善煤炭价格区间调控政策，健全电煤中长期交易价格机制。优化居民阶梯电价、气价制度，推动市场分时价格信号向终端用户传导，用市场化手段引导全社会节约用能。推进供热计量改造，有序推行供热计量收费。
3. 能源基础设施投资 鼓励多元主体参与清洁能源基地开发建设。鼓励符合条件的民间资本参与跨省跨区输电工程和配电环节投资建设。支持各类社会资本按照市场化原则参股油气基础设施项目，鼓励符合条件的社会资本参与油气储备库、LNG 接收站等投资建设。

4. 绿证绿电制度 加快培育壮大绿证绿电市场，建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费制度。完善绿色电力消费核算、认证和标识制度，建立绿证和绿电消费标准体系。提升绿证国际认可度，积极应对国际绿色贸易壁垒。
5. 能源标准体系 持续完善油气、煤炭等传统领域标准，加快制定新型电力系统、先进核电、新型储能、氢能与绿色燃料等新兴领域标准，制定下一阶段油品质量标准。研究布局一批“人工智能+”能源重点标准。加强能源行业碳排放核算、基础能源产品碳足迹核算等标准制修订。

七、构建立体多元的能源国际合作体系

（十三）强化开放条件下的能源安全

增强能源多元进口和安全保障能力，坚持能源进口多元化，加强海外主要油气产区合作。顺应国内煤炭供需形势变化，充分发挥进口煤对国内市场的补充调剂作用。积极稳妥参与全球能源勘探开发与投资运营。

（十四）参与引领全球能源治理变革

积极拓展绿色合作和对外投资空间。有序推进新能源产业链国际合作，加强技术和标准体系国际对接，推动产品、技术、标准、服务等一体化“走出去”。高质量打造能源重大标志性工程。优先开展“小而美”项目合作，围绕风电、光伏、氢能、储能等重点领域，推动建成一批经济效益好、示范效应强的绿色能源最佳实践项目。

提升能源治理话语权和影响力。高质量开展能源主场外交，建设运营好“一带一路”能源合作伙伴关系和全球清洁能源合作伙伴关系等合作平台。加强区域能源合作平台建设，发挥中国与上海合作组织、阿盟、东盟、非盟、中东欧及亚太经合组织可持续能源中

心等区域平台作用。深度参与多边框架下的能源合作，加强与相关国际组织交流合作。开展可再生能源领域南南合作。推动在华建立核电领域非政府国际组织。

八、保障措施

坚持党中央集中统一领导，在国家能源委员会统筹指导下，各有关方面要结合实际抓好本规划贯彻落实。国家发展改革委、国家能源局要加强规划组织实施，确定年度目标并做好年度综合平衡。各地区、各有关部门要密切协调配合，共同推动落地见效。加强规划实施用地用草用林用海等要素保障，做好能源矿区规划、项目建设水资源论证和环境影响评价，落实促进能源绿色低碳发展的财税、金融、投资、价格、科技、环保等政策。