

新型电力系统建设“十五五”规划

加快构建新型电力系统对支撑国家经济社会发展、保障能源电力安全、促进绿色低碳转型、建设能源强国具有重要意义。为明确未来五年我国新型电力系统建设方向和重点工作，实现电力行业高质量发展，依据《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》，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，全面践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，统筹发展和安全，坚持电力先行，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，全面支撑新型能源体系和能源强国建设，为推进中国式现代化提供坚强电力保障。

到 2030 年，新型电力系统初步建成：绿色低碳的电力供给格局基本形成，非化石能源发电量占比达到 50%；电力供应能力持续增强，电力系统互补互济和安全韧性水平大幅提升，电力供应充裕度保持合理水平，有效满足经济社会发展和人民群众美好生活的用电需要；初步建成安全可靠、绿色低碳、坚强韧性、智能灵活的新型电网，资源配置平台作用和服务功能充分发挥，实现 28 亿千瓦

以上新能源高水平消纳，建成可支撑超过 1.1 亿辆电动汽车出行的充电基础设施网络；节能高效、绿色低碳的用电方式加快形成，虚拟电厂成为用电侧协同互动的重要载体；系统调节能力大幅增强，各类调节资源实现高效调用；支撑新型电力系统的关键技术装备取得突破性进展，智能化、绿色化、融合化的电力产业体系基本形成；新型电力系统体制机制更加完善，全国统一电力市场体系基本建成。

专栏 1 “十五五”时期新型电力系统发展主要指标					
序号	类别	指标	2025 年	2030 年	属性
1	综合	电能占终端能源消费比重	30%	35%	预期性
2		总装机（亿千瓦）	38.9	54	预期性
3	绿色低碳	非化石能源发电装机占比	61.7%	65%	预期性
4		非化石能源发电量占比	42.3%	50%	预期性
5	电力供应	全国电力供应充裕度	<1.1	>1.1	约束性
6		省间电力互济能力（万千瓦）	8000	12000	预期性
7	电网发展	西电东送规模（亿千瓦）	3.4	>4.2	预期性
8		配电网承载分布式新能源能力（亿千瓦）	5	9	预期性
9	用电协同	需求侧削峰能力占最大负荷比重	>3%	>5%	预期性
10		虚拟电厂最大调节能力（万千瓦）	1685	>5000	预期性
11	系统调节	新型储能装机（亿千瓦）	1.36	3	预期性
12		车网互动聚合可调充电规模（万千瓦）	1000	5000	预期性
13	电力市场	市场交易电量占比	64%	70%	预期性
14		跨省跨区交易电量（万亿千瓦时）	1.59	2	预期性
15	民生服务	全国城市用户平均供电可靠率	99.982%	99.99%	预期性
16		充电基础设施（万个）	2009	>4000	预期性

二、加快形成绿色低碳的电力供给格局

（一）统筹新能源开发与消纳

加强新能源开发消纳引导。立足各地实际，基于新能源电量渗

透率，综合资源条件、电网网架、调节能力、负荷增长等因素，分地区分档确定新能源利用率指导目标。优化新能源开发布局，全国新能源利用率保持在 90%左右，支撑非化石能源消费比重目标。

专栏 2 分地区新能源利用率指导目标
第一档地区，新能源利用率原则上不低于 95%。
第二档地区，新能源利用率原则上不低于 90%。
第三档地区，新能源利用率原则上不低于 85%。

注：新能源就近消纳新业态项目弃电不纳入新能源利用率统计。

分类推进新能源开发消纳。统筹做好以“沙戈荒”为重点的“三北”风电光伏基地外送和自用消纳，持续提升西电东送和西电西用能力。推进水风光一体化基地规划建设，优化送出消纳。优化海上风电送出消纳。保障合理利用率，科学规划建设省内集中式新能源。拓展分布式光伏应用场景和消纳空间。

大力推动新能源就近消纳新业态发展。积极推动绿电直连、智能微电网等新能源就近消纳新业态发展，支持新能源就近接入，满足算力设施、工业园区、建筑楼宇、偏远地区及外向型企业、高耗能企业的绿电消费与供电保障需求。支持工业负荷大、新能源资源条件好的地区建设零碳园区，促进新能源就地消纳。提升新业态自平衡、自调节能力，加强新业态与电网规划的统筹协调。

完善新能源消纳机制。坚持中长期分地区分档新能源利用率目标引导，做好年度新能源利用率目标动态优化。指导各地做好新能源配套电网和调节能力建设安排。推动新能源消纳评估由单一新能源利用率指标向综合评价指标体系转变。建立新能源“规划—建设

—并网—消纳”全周期监测预警机制，加强跟踪分析，及时采取稳消纳举措。

（二）科学推进常规水电开发

推动金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游、大渡河等重点流域水电建设投产。安全有序推进雅鲁藏布江下游水电等重大工程项目建设。强化水电顶峰、调节与稳定支撑能力，拓宽出力可调节范围与灵活性。到 2030 年，常规水电装机达到 4.1 亿千瓦左右。

（三）积极安全有序发展核电

科学确定沿海核电基地布局和建设时序。推动核电规模化建设，积极推进新一代核电技术研发示范和推广应用。多措并举降低小型堆成本，加强核能综合利用和商业模式创新。到 2030 年，核电装机约 1.1 亿千瓦。

（四）鼓励非化石能源多元发展

推动光热发电规模化发展，因地制宜发展生物质和地热能发电，推进海洋能规模化利用。到 2030 年，生物质、光热、地热能、海洋能等发电装机达到 6500 万千瓦左右。

（五）积极推动煤电节能降碳

推动现役煤电机组实施宽负荷高效改造，低负荷运行工况的煤耗增幅控制在 25% 以内。因地制宜推动实施燃煤机组全负荷脱硝改造。实施一批 60 万千瓦等级跨代升级改造项目。在具备条件的地区改造建设一批零碳低碳燃料掺烧和碳捕集利用及封存项目。制定

煤电与新能源融合发展政策，支持在具备条件的地区优先实施一批煤电与新能源融合项目，实施煤电调节能力改造，推动煤电与新能源系统耦合集成，实现一体化调控送出，降低燃煤发电量。

专栏 3 “十五五”时期煤电节能降碳重点布局
1.探索实施煤电清洁降碳，在具备条件的煤电项目中实施零碳低碳燃料掺烧。 2.实施煤电机组改造，应用煤电与新能源融合技术，探索新能源与煤电机组协同调控，开展煤电与新能源融合试点，促进煤电降碳。

三、着力构建主配微协同的新型电网

（六）优化全国电力流向布局

着力推动电力流向布局优化。推动存量直流输电通道改造升级。落实国家区域发展战略和全国电力流向优化布局总体方案，逐步形成东北、中北、西北“沙戈荒”基地群和西南水风光一体化基地群向东中部、川渝和南方负荷中心地区送电，海上风电基地和沿海核电基地就近消纳的电力流向总体格局。加快推动“十四五”时期已纳规输电通道尽早建成投运。到 2030 年，西电东送规模超过 4.2 亿千瓦。开展“沙戈荒”等 100%新能源外送输电工程试点。

（七）完善区域主网架结构

坚持以区域电网为基础、区域电网异步互联的全国电网格局。保证电网结构强度，分层分区优化各级电网主网架，推动电网交直流、送受端、各层级协调发展。

（八）规划建设海上输电网络

开展海上输电网络规划研究，统筹资源条件和海洋经济发展需求，集约化一体化布局海缆廊道和登陆点，推动构建海上输电网络，

促进海上风电基地高效汇集送出和消纳。

（九）打造坚强韧性配电系统

强化配电网规划引领，推动配电网建设改造和智慧升级，加强市县级配电网与新业态布局规划协同，升级配电网智能调控体系。全面提升配电网供电保障能力，力争实现单一通道县域全停风险清零，着力解决配变过载、严重低电压等供电质量问题。增强配电网综合承载能力，提升配电网调节能力，支撑9亿千瓦分布式新能源接入及安全稳定运行。实施一批防灾抗灾能力提升项目，从防雷、防风、防冰、防洪、抗震能力等方面差异化提高局部固化设计和灾害防范标准，全面提升配电网综合防灾抗灾能力。

专栏 4 “十五五”时期坚强韧性配电系统建设重点任务
（一）供电可靠水平提升 1.推动实施一批城市配电网提质更新工程，加力实施老旧小区、高层单电源住宅小区、城中村配电设施更新改造，加快非电网直供电小区治理。 2.推动农村电网建设改造，实施一批联系薄弱县域电网单一通道改造、农村电网补短板、大电网未覆盖地区供电保障能力提升等工程，缩小城乡供电差距。
（二）综合承载能力提升 1.科学评估配电网接入分布式电源承载力，针对性加强配电网建设改造，因地制宜推动一批在中低压配电网、台区优化布局的新型储能项目，实现分布式新能源接入“红区”等卡点堵点动态消除。 2.实施一批满足零碳园区、绿电直连等新业态的配电网适配能力提升工程。
（三）防灾抗灾能力提升 1.推进东南沿海台风灾害易发地区具备条件的电力线路防风加固改造和配电网电缆入地，将易受飘挂物等影响线路改为绝缘导线。 2.在雨雪冰冻多发区推动加快配电网线路抗覆冰、防冰闪等新技术应用。 3.提升山洪地质灾害易发区杆塔基础防洪抗冲、防倾覆能力，推动洪涝灾害易发地区地下配电站房改造，推动新增配电房规划设置于地面首层、供电设施布置在防洪高程以上。 4.推进高雷区风险等级线路的防雷改造。 5.持续提升配电网森林草原火灾防范能力。

(十) 多场景建设智能微电网

支持智能微电网建设，与公共电网做好规划衔接和调控协同。布局建设一批源网荷储协同的智能微电网项目。完善相关技术标准和项目准入，明确智能微电网与公共电网的物理边界和责任边界。提升智能微电网新能源自发自用比例。

专栏 5 “十五五”时期智能微电网建设重点任务
1.在西藏、新疆、青海等大电网建设改造困难地区，推动建设风光荷储联动的末端保供型微电网。 2.在工业负荷大、新能源资源条件好的地区，推动建设支撑新能源就近消纳的园区智能微电网。 3.在新能源富集乡村地区，探索实施村镇级自治微电网建设。 4.统筹智算、通算、超算等算力设施用电需求与新能源资源，在国家算力枢纽和算电协同发展区域，重点布局一批算电协同项目。 5.在出口企业降碳、零碳（低碳）园区、算力设施提升绿电比重等场景，推动新能源不直接接入公共电网、通过直连线路向电力用户供应绿电。

(十一) 构建智慧电力调度体系

持续优化调度机制，推动主配微网协同调控模式转变和能力建设。探索“沙戈荒”基地、水风光一体化基地、电力新业态等协同运行控制新模式。健全并网技术标准与调度规范，加强电力调度与电力市场、电力需求侧管理的衔接。强化各类并网运行主体的涉网和运行管理。适时修订《电网调度管理条例》。加快先进数字信息技术与先进调度控制技术融合应用，提升电网智慧调控和系统实时平衡能力，促进新能源消纳。

(十二) 加强电动汽车充电基础设施网络建设

加快构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的充电基础设施

网络。推动高速公路服务区充电设施更新改造，打造有效满足中长途出行需求的城际网络。提高快充设施占比，有序推进大功率充电基础设施建设，实现除海岛、高寒高海拔地区外的农村（县乡）地区公共充电设施全覆盖。结合国家主要货运通道布局，沿线建设大功率重卡充电设施。到 2030 年，充电基础设施总量超过 4000 万个，大功率充电设施约 30 万个，形成支撑超过 1.1 亿辆电动汽车的充电服务能力。

四、促进用电侧协同发展

（十三）激发用电侧协同互动能力

完善管理制度、调度体系、市场机制和技术标准，做实做细负荷管理措施，充分发挥市场作用，引导分布式电源、可调节负荷、电动汽车充电基础设施等各类分散资源聚合参与电力削峰和填谷，提升用电侧协同互动能力。到 2030 年，全国需求侧削峰能力超过 1 亿千瓦。

（十四）大力促进虚拟电厂发展

创新商业模式，推动虚拟电厂加快发展。支持具备条件的售电公司发展虚拟电厂业务。完善虚拟电厂交易规则、技术标准体系、建设运行管理机制和接入调用机制，提升虚拟电厂资源聚合水平和运行可靠水平，推动虚拟电厂常态化、规模化参与电力市场交易。到 2030 年，虚拟电厂最大调节能力超过 5000 万千瓦。

（十五）倡导全社会节约用电

加强重点领域节能降碳管理，严格执行高耗能行业碳排放约束，积极实施节电降碳提效改造，淘汰落后高耗能设备。加快建筑节能改造。持续提升算力设施电能利用效率。推广节能家电，加大宣传普及力度，增强全民节电降碳意识。

（十六）持续提升绿电应用和电气化水平

推进新能源集成融合发展，支持零碳园区、工业绿色微电网建设，引导扩大绿电消费。加快提升工业、交通、建筑、农业、居民生活等领域电气化水平，推广应用电气化设备。到 2030 年，电能占终端能源消费比重达到 35%。

五、增强电力系统调节能力

（十七）强化抽水蓄能电站调节作用

科学优化抽水蓄能电站建设方案和时序，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，做好中长期项目优化布局。推动一批参与区域调节的抽水蓄能电站建设，完善抽水蓄能电站通过省间交易参与区域调节的市场机制。到 2030 年，全国抽水蓄能电站装机规模达到 1.6 亿千瓦左右。

（十八）加快新型储能电站规模化建设

完善政策机制，推动具备条件的存量新能源配建储能实施改造，持续提升调用水平。以分地区新能源利用率目标为依据，科学确定各地区自用新型储能规模，充分发挥新型储能保障新能源消纳作用。在“沙戈荒”等新能源外送基地，合理规划新型储能，着力提升通道

新能源电量占比。“十五五”时期新增新型储能约 1.6 亿千瓦,到 2030 年,全国新型储能规模达到 3 亿千瓦。

(十九) 推动煤电向支撑调节性电源转型

落实新一代煤电升级专项行动要求,提升煤电深调、快调、高效调节能力,完善煤电容量电价机制。到 2030 年,现役机组灵活性改造应改尽改,热电联产机组最小发电出力达到 40%以下,鼓励通过热电解耦等电热协同方式进一步提高灵活性,保障稳定供热。

(二十) 积极发展车网融合互动

推进车网互动核心技术攻关,加快构建技术标准和管理体系。全面推广智能有序充电,有序扩大车网互动规模化应用范围。完善充电桩峰谷分时电价机制,建立健全放电上网价格形成机制,引导车网互动资源参与系统调节和市场交易。到 2030 年,智能有序充电和双向充放电实现规模化应用,车网互动聚合可调充电规模力争达到 5000 万千瓦。

六、夯实电力供应保障能力

(二十一) 提升新能源电力支撑水平

推动长时间尺度、高精度新能源功率预测技术大范围应用,大力提升新能源安全可靠替代能力。到 2030 年,全国非化石电源电力支撑水平达到 40%左右。

(二十二) 增强电力互补互济能力

充分挖掘跨流域、跨区域电力供需互补潜力,强化区域间互为

备用、紧急情况临时支援能力，提升电力系统安全韧性水平。加快推动闽赣、皖鄂、鲁苏、渝黔、湘黔、湘粤等工程建成投产，新增规划一批区域间直流背靠背电力互济工程。“十五五”时期新增省间电力互济规模约 4000 万千瓦。

专栏 6 “十五五”时期区域间电力互济提升工程
（一）核准开工类项目 1.冀辽第二回直流背靠背工程 2.陕西—重庆直流背靠背工程 3.闽粤第二回直流背靠背工程 4.四川—贵州直流背靠背工程
（二）提前储备类项目 1.湖南—广西直流背靠背工程 2.江西—浙江直流背靠背工程 3.甘肃—四川直流背靠背工程
（三）研究论证类项目 江西—广东、云南—四川、新疆—西藏等直流背靠背工程

（二十三）发挥新型储能顶峰作用

布局一批可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能电站。加大构网型等技术应用，充分释放新型储能调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多重效能。“十五五”时期，全国新增可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能约 8000 万千瓦，等效顶峰时长力争达到 4 小时。到 2030 年，可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能达到 1.4 亿千瓦。

（二十四）科学优化布局天然气发电

完善天然气发电政策，因地制宜布局一批调峰气电兼顾电力保供。

（二十五）夯实煤电兜底保障作用

持续优化煤电装机结构。稳妥有序实施煤电机组关停工作。鼓励利用关停煤电机组既有厂址、设备设施实施新型储能、调相机等改造建设。到 2030 年，60 万千瓦等级及以上清洁高效煤电机组占比提高 10 个百分点以上。

合理控制煤电规模。严格落实国家碳达峰碳中和战略和重点区域大气污染防治要求，实施新版火电建设标准，推动已纳入规划的煤电建成投产。

（二十六）建立健全电力供应保障机制

建立健全电力供应充裕度预警机制，指导各地落实电力保供责任、及时调整规划目标任务。组织编制重点地区迎峰度夏、度冬“一省一策”，压实并落实地方和企业保供责任。充分发挥市场化手段对电力保供的支撑作用。健全优先发、购电制度，发挥好中长期合同在电力保供中的基础性作用。

七、提高民生用电服务水平

（二十七）提升城乡居民用电保障水平

加强城镇配电网建设改造力度，有序推进老旧小区、城中村等区域供配电设施规范化改造，加快新建居民小区配套电网工程建设。推进非电网直供电小区治理，鼓励具备条件的非直供电小区供电设施向供电企业整体移交。服务乡村振兴战略实施，推动农村新型电网建设改造。支持县域、民族地区、革命老区等特殊类型地区电力

基础设施建设。

（二十八）增强充电服务保障能力

提升居住区充电桩报装接电服务水平，推动实施一批居住区充电设施“统建统服”试点。持续优化充电场站环境，完善收费等信息标识，提升设施运行维护水平，有效优化群众充电体验。

（二十九）因地制宜推进清洁取暖

修订《热电联产管理办法》。提升集中供暖清洁能源使用比重。推动核能清洁供暖、工业供汽。鼓励推进煤电耦合新能源联合供暖，鼓励发展地热能、太阳能、生物质能等可再生能源供暖。因地制宜推进工业余热等多种清洁取暖方式。

（三十）持续提高供电服务质量

提升芯片制造、精密仪器制造、生物医药等新质生产力供电质量。持续提升电能质量综合治理水平。深化“省力、省时、省钱”服务，巩固提升“零上门、零审批、零投资”服务，更好保障企业用户接电需求。全面推进“高效办成一件事”，深化水电气联合报装服务，推广高频供电业务联办，推进跨网办、跨省办等异地办电服务，提升办电便利度。

八、加快电力领域新质生产力赋能

（三十一）攻坚新型电力系统核心技术与装备

深化新型电力系统全局最优规划、系统运行机制、多时间尺度动态稳定分析等基础研究。全面升级新型电力系统仿真技术。推动

一批先进技术装备规模化应用。

（三十二）深化人工智能赋能

加强电力行业数据资源开发利用，统筹推进人工智能赋能新型电力系统建设，推动电力行业全环节、全流程的数字化、智能化升级。强化电力行业“人工智能+”基础理论研究与应用，围绕典型应用场景开展试点，打造一批可复制、可推广的标杆案例。

（三十三）加快新型电力系统标准体系建设

加快新型电力系统标准化工作。积极参与国际电力领域标准化工作，加强知识产权保护与国际标准制定。加强检验检测能力建设。

九、推进电力安全治理体系和治理能力建设

（三十四）加强电力安全运行和涉网安全管理

夯实电力安全生产基础。健全事故风险防御体系和运行风险管控体系。建立各类电源运行风险监测预警机制，推进大坝安全智能化监测检测技术应用。加强电力监控系统网络安全防护。健全电力二次系统涉网安全技术监督体系。

（三十五）提升电力应急处置能力

健全电力应急指挥机制和预警响应机制。增强气候气象等自然灾害防御能力，提升电力系统安全韧性水平。

（三十六）强化施工安全 and 质量保障

加强大型水电、核电常规岛、特高压输变电、“沙戈荒”基地等重特大工程现场安全质量监督管理。建立工程建设全链条质量监管

体系，打造精品工程。加强质量监督机构和人才队伍建设。

专栏 7 “十五五”时期提升电力安全治理能力重点任务
1.制修订电力安全法规。制修订《电力安全事故应急处置和调查处理条例》《国家大面积停电事件应急预案》《电力安全生产监督管理办法》《电力建设工程施工安全监督管理办法》《电力建设工程质量监督管理办法》。 2.制修订电力安全标准。制修订并网主体涉网安全管理国家、行业等标准，强化源网荷储各环节风险管控，修订《电力安全工作规程》。 3.构建多元化黑启动电源体系。推动多路径快速恢复的黑启动预案编制，定期开展应急演练。探索应用“火电+储能”、新能源发电、柔性直流、构网型储能、微电网等多元化黑启动模式，优化黑启动电源规模布局。 4.制定各层级电网分区恢复方案。加强系统动态分区恢复、分布式资源多点协同、主配协同等并行快速恢复技术应用。 5.开展新型并网主体涉网安全管理提升专项行动。推动涉网设备耐频耐压、故障穿越能力与构网能力达标。 6.提高电力建设工程安全质量。推动建立电力建设产业工人平台，开展电力建设工程标准化和安全质量“阳光工程”行动，通过数智赋能强化对危大工程、危险作业、关键工序和作业人员管理，提升重特大工程本质安全水平，防范遏制重特重大事故。

十、促进电力与相关领域协同融合发展

（三十七）促进电力与算力协同发展

增强电力供应保障能力，满足各类算力设施高可靠供电需要。统筹能源资源配置与算力设施建设，协同规划布局算力、电力项目，做到以电强算、以算促电。依托算力设施发展源网荷储一体化、绿电直连等新模式，实现绿电聚合交易、就地消纳，提高算力设施绿电占比。加强算力设施余热资源回收利用。

（三十八）促进电热、电氢等协同联动

鼓励推广热电联产机组通过熔盐储热、热水储热等方式实现热电解耦。试点应用高参数热泵等先进热电转换技术，探索应用相变

储热、固体储热等先进高温储热技术，推动联合运行提高灵活调节能力。拓展绿电制氢氨醇、氢储能、氢发电、火电掺氢（氨）等应用场景。

（三十九）推动电力与交通融合发展

推动电力与交通基础设施共享通道、管廊、杆塔等资源，依托周边用地开发新能源，优化配置灵活调节资源，协同布局输电网络。有序推动交通运输电气化和低碳化转型，发展依托新能源的岸电系统和港口微电网。

专栏 8 “十五五”时期电力与交通融合发展重点任务
1.在高速公路、国省干线及交通廊道区域，优化布局一批风光储充换电站，推动交通与能源基础设施共享共用通道、管廊、杆塔等资源，加强交通基础设施沿线配电网建设。
2.在沿海沿江港口、内河航运码头区域，规模化布局新能源岸电系统，构建风光储协同运行的港口独立微电网。
3.在综合交通枢纽、公路服务区、物流场站区域，统筹配置分布式新能源与储能、柔性负荷等调节资源，打造源网荷储一体化交能融合示范场景。
4.在城市新区、市政道路及轨道交通沿线区域，统筹杆塔、线缆、地下管廊一体化规划共建，实现电力与交通设施资源集约共享。

十一、深化电力市场化体制改革

（四十）持续完善全国统一电力市场机制

健全“1+N”电力市场基础规则体系。强化地方规则与国家规则的对接和统一。完善新型主体参与电力市场的制度。持续完善跨电网经营区常态化交易。逐步缩小代理购电规模。完善辅助服务市场机制，探索容量市场机制建设。深化电力价格机制改革。推进水电、核电、气电上网电价市场化改革。探索跨省区专项工程实行两部制

或单一容量制输电价格。落实支持新能源就近消纳的价格机制。完善输配电价对电网投资激励约束机制。研究海上风电送出工程相关价格机制。优化居民阶梯电价制度，推广居民分时电价机制。

专栏 9 “十五五”时期全国统一电力市场建设重点任务
1.全面推进现货市场建设。聚焦现货市场发现价格、调节供需的功能定位，推动发电两侧各类经营主体全面报量报价参与现货市场，稳妥推动用户参与省间现货交易，加强现货市场与其他市场在交易时序、价格、结算等方面的衔接。 2.持续推动中长期市场成熟稳定运行。充分发挥中长期市场在保障电力安全稳定供应中的基础性作用，落实中长期合同签约履约激励约束措施，推动中长期市场精细化、标准化，提高交易频次和灵活性，交易覆盖年度（多年）、月度、月内（多日）等不同周期。 3.加快提升辅助服务市场的适应性。聚焦辅助服务市场支撑系统灵活调节的核心功能，完善包含调频、备用等品种的辅助服务市场体系，探索转动惯量、爬坡服务，加快实现辅助服务市场与现货市场联合出清，逐步向用户疏导相关成本。 4.有序建立容量市场。持续完善煤电、气电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制，建立可靠容量补偿机制，按统一标准对电力系统可靠容量给予补偿。条件成熟后，积极探索形成保障可靠容量的市场化机制，在具备条件的地区适时建立容量市场。 5.提升跨省区交易配置资源能力。完善跨电网经营区常态化市场交易机制，探索建立省间输电权交易机制，扩大跨省区交易规模和多通道集中优化空间，推动跨省区交易与省内交易“一次报价、联合交易”。推进南方区域市场一体化建设运营，完善长三角余缺互济机制，探索京津冀市场建设路径，推动省间市场实现区域内互济功能。

（四十一）完善监督管理机制

加快修订《中华人民共和国电力法》，适时修订《电力监管条例》。建立市场导向的规划投资机制，支持包括民营企业在内的多元资本参与清洁能源基地和电力基础设施建设。厘清新型经营主体与电网的权责边界。对电网企业开展自然垄断业务和竞争性业务的范围进行监管。加强电网公平开放监管。常态化整治地方不当干预电力市场，加强零售市场监管。探索建立电网输配电准许收入清算制度，构建现代化输配电价监管体系。

十二、推动电力国际合作

统筹国内国际大局和双边关系，积极稳妥推进电力国际合作。充分发挥我国电力行业规划设计、工程建设、技术装备、项目运营等综合优势，因地制宜、因势利导，参与有关国家和地区清洁能源开发利用、电力基础设施建设运营和升级改造、电网互联互通建设等，深化电力产业链供应链合作。

十三、加强规划组织实施

国家发展改革委、国家能源局统筹电力发展重大事项，持续优化行业管理政策与机制，完善规划实施监测、评估和调整机制。省级能源主管部门负责全面落实本地区电力规划执行，电力企业承担电力规划实施和安全责任。国家能源局及其派出机构完善电力规划实施监管体系，有效开展监管工作。加强规划实施用地用草用林用海等要素保障。