

附件

新型电力系统发展蓝皮书 (征求意见稿)

电 力 规 划 设 计 总 院
水 电 水 利 规 划 设 计 总 院
国 核 电 力 规 划 设 计 研 究 院
国 网 经 济 技 术 研 究 院
国 网 能 源 研 究 院
中 国 电 力 企 业 联 合 会

前 言

当今世界，百年未有之大变局加速演进，气候变化、局势动荡给全人类生存和发展带来严峻挑战，全球能源产业链供应链遭受严重冲击，国际能源价格高位振荡，能源供需版图深刻变革，新一轮科技革命和产业革命深入发展，能源电力系统的安全高效、绿色低碳转型及数字化智能化技术创新已经成为全球发展趋势。

改革开放以来，我国电力系统规模持续扩大、结构持续优化、效率持续提升、体制改革和科技创新不断取得突破，为中华民族的伟大复兴提供了强劲动力。党的十八大以来，电力行业深入贯彻党中央、国务院关于推进能源革命的战略部署，持续加快发展和低碳转型升级，为社会经济快速发展和人民美好生活用电需求提供了坚强的电力保障。2021年3月15日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上提出构建新型电力系统，为新时代能源电力发展指明了科学方向，也为全球电力可持续发展提供了中国方案。

为完整、准确、全面贯彻党的二十大精神，加速构建新发展格局，全面助力推进能源革命、构建新型能源体系、推动能源绿色发展，国家能源局组织电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国核电力规划设计研究院、国网经济技术研究院、国网能源研究院、中国电力企业联合会编写本蓝皮书。结合新型能源体系建设要求和“双碳”发展战略研判电力系统发展趋势，分析现有电力系统面临的主要挑战和问题，全面阐述新型电力系统发展理念、内涵特征，研判新型电力系统的发展阶段及显著特点，提出建设新型电力系统的总体架构和重点任务。

目 录

前言	I
一、发展现状与问题挑战	1
（一）发展现状	1
（二）问题挑战	3
二、形势要求与内涵特征	6
（一）新形势新理念提出的新要求	6
（二）新型电力系统的内涵和特征	8
三、三个发展阶段及显著特点	11
（一）加速转型期（当前至 2030 年）	11
（二）总体形成期（2030 年至 2045 年）	14
（三）巩固完善期（2045 年至 2060 年）	16
四、总体架构与重点任务	18
（一）加强电力供应保障性支撑体系建设	18
（二）加强新能源高效开发利用体系建设	20
（三）加强储能规模化布局应用体系建设	23
（四）加强电力系统智慧化运行体系建设	24
（五）强化新型电力系统标准与规范创新	26
（六）强化核心技术与重大装备应用创新	28
（七）强化相关配套政策与体制机制创新	30

一、发展现状与问题挑战

（一）发展现状

目前我国电力系统发电装机总容量、非化石能源发电装机容量、远距离输电能力、电网规模等指标均稳居世界第一，电力装备制造、规划设计及施工建设、科研与标准化、系统调控运行等方面均建立了较为完备的工业体系，为服务国民经济快速发展和促进人民生活水平不断提高的用电需求提供了有力支撑，为全社会清洁低碳发展奠定了坚实基础。

电力供应保障能力稳步夯实。截至 2021 年底，我国各类电源总装机规模 23.8 亿千瓦，西电东送规模达到 2.9 亿千瓦。全国形成以东北、华北、西北、华东、华中（东四省、川渝藏）、南方六大区域电网为主体、区域间异步互联的电网格局，电力资源优化配置能力稳步提升。2021 年，全社会用电量达到 8.3 万亿千瓦时，总发电量 8.4 万亿千瓦时。电力可靠性指标持续保持较高水平，用户平均供电可靠率约 99.9%，农村电网供电可靠率达 99.8%。

电力绿色低碳转型不断加速。截至 2021 年底，非化石能源装机规模达 11.2 亿千瓦，占比达到 47%，首次超过煤电装机规模（11.1 亿千瓦）。2021 年，非化石能源发电量达 2.9 万亿千瓦时，占总发电量的 35%。其中，新能源发电量 1 万亿千瓦时，占总发电量的 12%，分别比 2010 年和 2015 年提升 11 个、8 个百分点。

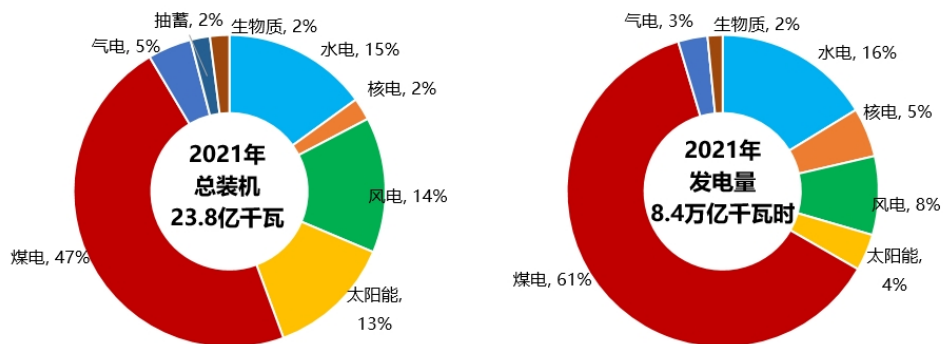


图 1 2021 年全国各类电源装机和发电量占比

电力系统调节能力持续增强。截至 2021 年底，煤电灵活性改造规模累计约 1.5 亿千瓦，抽水蓄能装机规模达到 3669 万千瓦，新型储能累计装机规模超过 400 万千瓦。新能源消纳形势稳定向好，全国风电、光伏发电利用率达到 97%、98%，特别是西北地区风电、光伏发电的利用率达到了 94.5%、94.6%，同比提升 1.5 个百分点、3.6 个百分点。

电力技术创新水平持续提升。清洁能源装备制造产业链基本完备。全球最大单机容量 100 万千瓦水电机组投入运行。华龙一号全球首堆投入商业运行，全球首个高温气冷堆核电项目成功并网运行。单机容量 10 兆瓦全系列风电机组成功下线。光伏电池转换效率持续提升。柔性直流、“互联网+”智慧能源、大规模新型储能、综合能源等一大批新技术、新模式、新业态蓬勃兴起。



图 2 三代核电示范工程及小型模块化反应堆

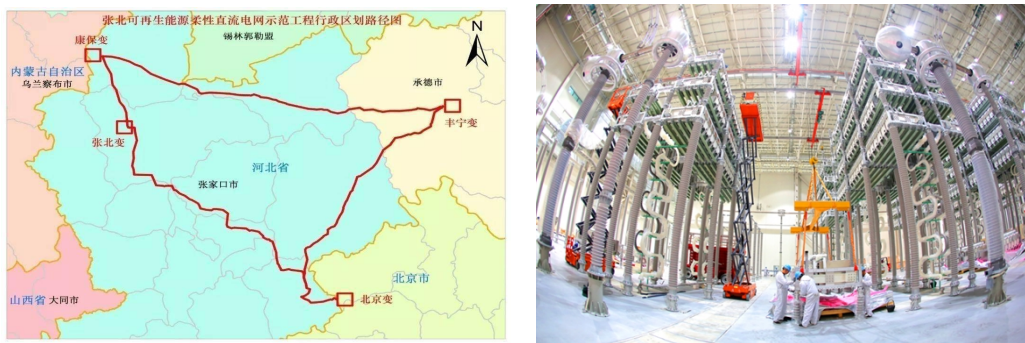


图3 张北柔性直流电网示范工程及柔性直流输电装备

电力体制改革攻坚成效突出。2021 年，全国电力市场交易规模进一步扩大，全年完成市场化交易电量 3.8 万亿千瓦时。全国统一电力市场体系启动建设，具有中国特色的电力中长期、辅助服务市场机制和规则体系全面建立，现货市场建设试点稳定结算试运行。上网电价改革进一步深化，输配电价改革持续优化，分时电价、阶梯电价机制逐步健全。配售电业务加快放开，形成多元化市场主体参与的新格局。用电营商环境持续优化，一般工商业电价连续三年降低，世界银行“获得电力”评价指标排名跃升至全球第 12 位。

（二）问题挑战

一是多重因素叠加，部分地区电力供应紧张，保障电力供应安全面临突出挑战。当前国际局势依然复杂多变，能源价格高企，动力煤、天然气等大宗商品价格出现大幅上涨；国内煤炭、天然气供应紧张，价格持续高位，火电企业经营存在困难，叠加能耗双控以及水电出力的不确定性，部分地区电力供应紧张。长期来看，我国电力需求仍维持稳步增长趋势，尖峰负荷特征日益凸显。新能源装机比重持续增加，但未能形成电力供应的可靠替代，电力供应安全形势严峻。

需要始终坚持底线思维，全力保障能源安全，推动构建适应大规模新能源发展的源网荷储多元综合保障体系。

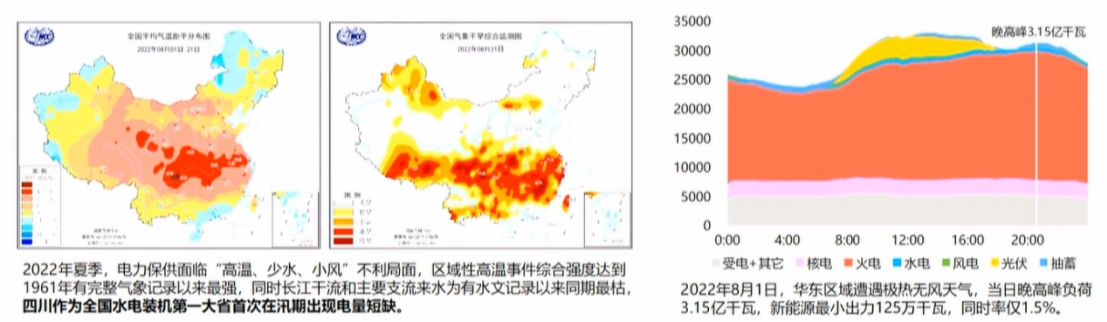


图 4 2022 年我国电力可靠供应难题凸显

二是新能源快速发展,系统调节能力提升面临诸多掣肘,新能源消纳形势依然严峻。新能源占比的不断提高,其间歇性、随机性、波动性特点快速消耗电力系统灵活调节资源。近年来,虽然经过各方不断努力,全国新能源利用率总体保持较高水平,但消纳基础尚不牢固,局部地区、局部时段弃风弃光问题依然突出。未来,新能源大规模高比例发展对系统调节能力提出了巨大需求,但调节性电源建设面临诸多约束,区域性新能源高效消纳风险增大,制约新能源高效利用。

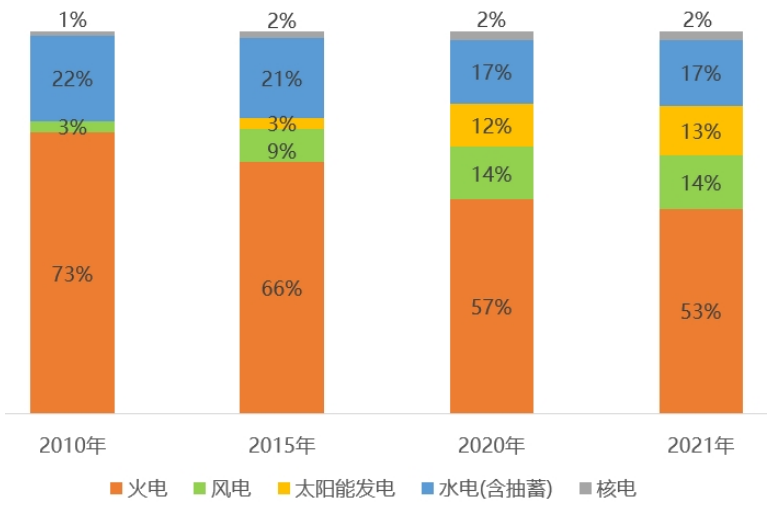


图 5 我国各类电源装机结构

三是高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显，系统运行压力持续增加。相比于同步发电机主导的传统电力系统，新型电力系统低惯量、低阻尼、弱电压支撑等特征明显。我国电网呈现交直流送受端强耦合的复杂电网形态，电网电压层级复杂，高低压层级电网之间、送受端电网之间协调难度大，电力系统安全稳定运行面临较大风险挑战。随着高比例新能源、新型储能、柔性直流输电等电力技术快速发展和推广应用，系统主体多元化、电网形态复杂化、运行方式多样化的特点愈发明显，对电力系统安全、高效、优化运行提出了更大挑战。

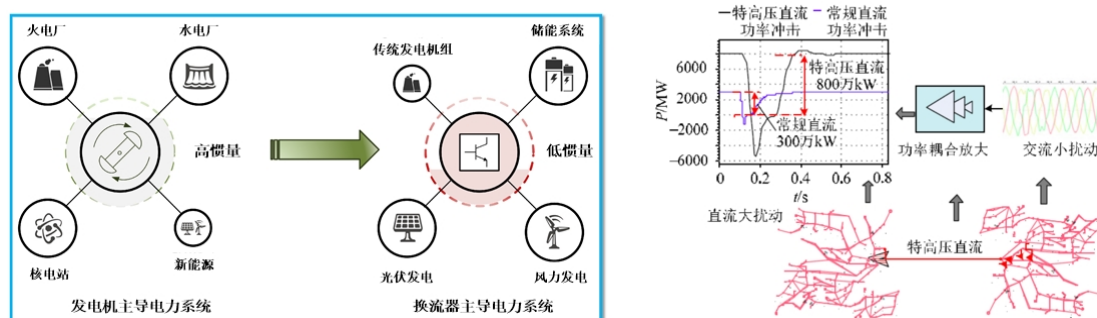


图 6 电力系统安全稳定运行面临较大风险

四是传统电力调度方式难以完全适应新形势新业态，调控技术手段、调度机制、信息安全防护等亟待升级。一是随着数量众多的新能源、分布式电源、新型储能、电动汽车等接入，电力系统信息感知能力不足，现有调控技术手段无法做到全面可观、可测、可控，调控系统管理体系不足以适应新形势发展要求。二是当前电力调度方式主要是面向常规电源为主的计划调度机制，尚不能适应电力市场环境下交易计划频繁调整，不能适应高比例新能源并网条件下源网荷储

“多向互动”的灵活变化。三是作为重要基础设施领域，电力系统已成为网络攻击的重要目标，信息安全防护形势更加复杂严峻，调度系统的信息安全防护能力亟需提升。

五是电力关键核心技术装备的自主化、国产化水平偏低，电力系统科技创新驱动效能需持续提升。我国能源电力领域已形成具有较强国际竞争力的完整产业链、供应链和价值链，但同世界能源电力科技强国相比仍存在短板与不足，氢能、新型核电、碳捕捉利用及封存（CCUS）、燃料电池、大型燃气轮机、高温材料等核心技术装备长期被国外垄断，支撑新型电力系统构建的“卡脖子”技术和核心装备亟需攻关突破。需要加强政策引导，激发创新潜力，打造新型电力系统多维技术路线推动能源电力全产业链融通发展。

六是电力系统转型发展过程中仍然面临诸多障碍和风险挑战，亟需完善适应新型电力系统的体制机制。随着电力体制改革进入“深水区”，深层次矛盾不断突显，电力市场不充分不协调不平衡问题较为突出。进入新发展阶段，落实“双碳”战略部署，解决电力转型发展中遇到的瓶颈和顽疾，关键要靠体制机制创新，为构建新型电力系统提供保障。

二、形势要求与内涵特征

（一）新形势新理念提出的新要求

党的二十大报告强调：“要积极稳妥推进碳达峰碳中和，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系”，这为新时代我国能源电力高质量跃升式发展指明了前进方向，提出了更高要求。为完整、准确、全面贯彻落实党中央决策部署，

积极践行“双碳”战略，推动构建新型能源体系，电力系统必须立足新发展阶段、贯彻新发展理念，重点在功能定位、供给结构、系统形态、运行机理、调控体系等领域顺应发展形势、响应变革要求，主动实现“四个转变”。

一是电力系统功能定位由跟随经济社会发展向主动引领产业升级转变。践行“双碳”战略，能源是主战场，电力是主力军。作为能源供给体系的核心，电力系统发展应逐渐向跨行业、跨领域协同转变，各产业用能方式向全面低碳化转型，以电力供给支撑经济增长，实现经济高效低碳发展。充分发挥技术创新对电力系统转型升级的支撑作用，通过源网荷储各环节的关键核心技术创新和重大装备攻关推动相关产业“补链”“延链”“强链”，促进产业结构提档升级。

二是电力供给结构以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变。煤电在未来相当长一段时间内仍是我国电力供应安全的重要支撑，需加快煤电清洁低碳化发展，推动化石能源发电逐步向基础保障性和系统调节性电源并重转型。为实现“双碳”目标，在水电等传统非化石能源受站址资源约束增速放缓、核电建设逐步向新一代先进核电技术过渡的情况下，新能源应当逐步成为绿色电力供应的主力军，并通过配置调节能力、提升功率预测水平、智慧化调度等手段，建立系统友好型电站，为系统提供可靠电力支撑，助力终端能源消费全面绿色转型升级。

三是系统形态由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要

素转变，电网多种新型技术形态并存。推动解决新能源发电随机性、波动性、季节不均衡性带来的系统平衡问题，多时间尺度储能技术规模化应用，系统形态逐步由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变。考虑到支撑高比例新能源接入系统和外送消纳，未来电力系统应仍以交直流区域互联大电网为基本形态，推进柔性交直流输电等新型输电技术广泛应用。以分布式智能电网¹为方向的新型配电系统形态逐步成熟，就地就近消纳新能源，形成“分布式”与“大电网”兼容并存的电网格局。

四是电力系统调控运行模式由单向计划调度向源网荷储多元智能互动转变。新型能源体系下，伴随大规模新能源和分布式能源接入，电力系统调度运行与新能源功率预测、气象条件等外界因素结合更加紧密，源网荷储各环节数据信息海量发展，实时状态采集、感知和处理能力逐渐增强，系统调控体系需由浅层调控向深层调控逐步转变，调度模式需由源荷单向调度向适应源网荷储多元互动的智能调控转变。

（二）新型电力系统的内涵和特征

2021年3月15日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统，党的二十大报告强调加快规划建设新型能源体系，为新时代能源电力发展提供了根本遵循。新型电力系

¹分布式智能电网：基于分布式新能源的接入方式和消纳特性，以实现分布式新能源规模化开发和就地消纳为目标的智能电网，主要领域在配电网。

统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，其中安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。



图 7 新型电力系统四大基本特征

安全高效是构建新型电力系统的基本前提。新型电力系统中，新能源通过提升可靠支撑能力逐步向系统主体电源转变。煤电仍是电力安全保障的“压舱石”，承担基础保障的“重担”。多时间尺度储能协同运行，支撑电力系统实现动态平衡。“大电源、大电网”与“分布式”兼容并举、多种电网形态并存，共同支撑系统安全稳定运行。适应高比例新

能源的电力市场与碳市场、能源市场高度耦合共同促进能源电力体系的高效运转。

清洁低碳是构建新型电力系统的核心目标。新型电力系统中，非化石能源发电将逐步转变为装机主体和电量主体，化石能源发电装机及发电量下降的同时，在新型低碳零碳技术的引领下，电力系统碳排放总量逐步下降至净零水平。各行业先进电气化技术及装备发展水平取得突破，电能替代在工业、交通、建筑等领域得到较为充分的发展。电能逐步成为终端能源消费的主体，助力终端能源消费的低碳化转型。

柔性灵活是构建新型电力系统的重要支撑。新型电力系统中，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，骨干网架向柔性化方向发展，支撑高比例新能源接入系统和外送消纳。同时，随着分布式电源、多元负荷和储能的广泛应用，大量用户侧主体兼具发电和用电双重属性，终端负荷特性由传统的刚性、纯消费型，向柔性、生产与消费兼具型转变，源网荷储灵活互动和需求侧响应能力不断提升，支撑新型电力系统安全稳定运行。

智慧融合是构建新型电力系统的基础保障。新型电力系统以数据为核心驱动，呈现数字与物理系统深度融合特点。适应新型电力系统海量异构资源的广泛接入、密集交互和统筹调度，“云大物移智链边”等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用，助力各环节实现高度数字化、智慧化、网络化的革新升级，有效支撑源网荷储海量分散对象的协同运行和多种市场机制下系统复杂运行状态的精准决策，推动

以电力为核心的能源体系实现多种能源的高效转化和利用。



图 8 新型电力系统图景展望

三、三个发展阶段及显著特点

构建新型电力系统是一项复杂而艰巨的系统工程，不同发展阶段特征差异明显，需统筹谋划路径布局，科学部署、有序推进。按照党中央提出的新时代“两步走”战略安排要求，锚定 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的战略目标，以 2030 年、2045 年、2060 年为新型电力系统构建战略目标的重要时间节点，制定新型电力系统“三步走”发展路径，即加速转型期（当前至 2030 年）、总体形成期（2030 年至 2045 年）、巩固完善期（2045 年至 2060 年），有计划、分步骤推进新型电力系统建设的“进度条”。

（一）加速转型期（当前至 2030 年）

我国全面进入建设社会主义现代化国家的新发展阶段，经济社会步入高质量发展模式，产业结构逐步优化升级。立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。期间，推动各产业用能形式向低碳化发展，非化石能源消费比重达到 25%。新能源开发实现集中式与分布式并举，引导产业由东部向中西部转移。新型电力系统发展以支撑实现碳达峰为主要目标，加速推进清洁低碳化转型。

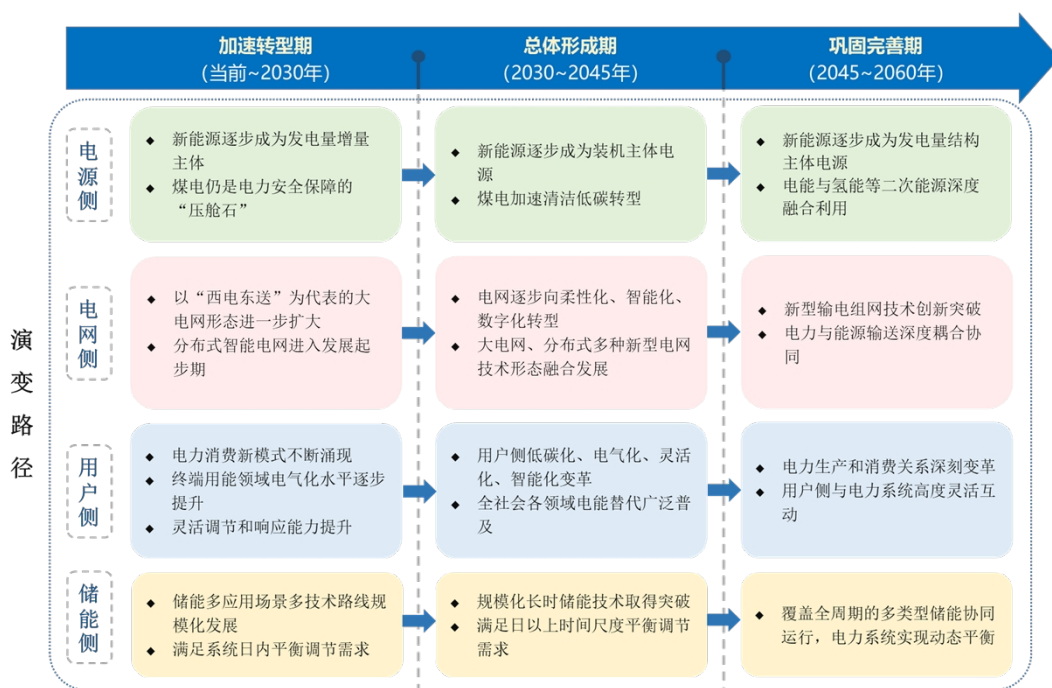


图9 新型电力系统建设“三步走”发展路径

电力消费新模式不断涌现，终端用能领域电气化水平逐步提升。新能源跨领域融合、负荷聚合服务、综合能源服务等贴近终端用户的新业态新模式不断涌现，分散化需求响应资源进一步整合，用户侧灵活调节和响应能力提升至5%以上，促进新能源就近就地开发利用和高效消纳。电能在工业、建筑、交通等重点用能行业的替代“提速扩围”，终端用能电气化水平提升至35%以上，充分支撑煤油气等化石能源的碳排放尽早达峰。

碳达峰战略目标推动非化石能源发电快速发展，新能源逐步成为发电量增量主体。在坚持生态优先、确保安全的前提下，藏东南水电、沿海核电等非化石能源结合资源潜力持续积极建设。新能源坚持集中式开发与分布式开发并举，通过配置储能、提升功率预测水平、智慧化调度等手段有效提升可靠替代能力，推动新能源成为发电量增量主体，装机占

比超过 40%，发电量占比超过 20%。

煤电作为电力安全保障的“压舱石”，继续发挥主体电源的基础保障作用。我国以煤为主的能源资源禀赋决定了较长时间内煤炭在能源供给结构中仍将占较高比例，煤电作为煤炭清洁高效的利用途径之一，仍是电力系统中的基础保障型电源。2030 年前煤电装机和发电量仍将适度增长，并重点围绕送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点等区域统筹优化布局。为支撑“双碳”战略和系统稳定运行，煤电机组通过灵活性改造和节能减排改造，逐步向清洁低碳化转型，调节能力进一步提升。

电力资源配置能力进一步提升，分布式智能电网进入发展起步期。跨省跨区电力资源配置层面，随着沙漠、戈壁、荒漠等大型新能源基地开发建设，充分发挥电网资源优化配置平台作用，进一步扩大以西电东送为代表的跨省跨区通道规模。骨干网架层面，电力系统仍将以交流电技术为基础，保持交流同步电网实时平衡的技术形态，全国电网将维持以区域同步电网为主体、区域间异步互联的电网络局。配电网层面，为促进新能源的就近就地开发利用，满足分布式电源和各类新型负荷高比例接入需求，配电网有源化特征日益显著，分布式智能电网快速发展，促进新能源就地就近开发利用。

储能多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。作为提升系统调节能力的重要举措，抽

水蓄能结合系统实际需求科学布局，2030 年抽水蓄能装机规模达到 1.2 亿千瓦以上。以压缩空气储能、电化学储能、热储能等日内调节为主的多种新型储能技术路线并存，重点依托系统友好型“新能源+储能”电站、基地化新能源配建储能、电网侧独立储能、用户侧储能削峰填谷等模式，在源、网、荷各侧开展规模化布局应用，满足系统日内调节需求。

数字化、智能化技术助力源网荷储智慧融合发展。“云大物移智链边”等数字化、智能化技术在电力系统源网荷储各侧逐步融合应用，推动传统电力配置方式由部分感知、单向控制、计划为主向高度感知、双向互动、智能高效转变。适应新能源大规模发展的平衡控制和调度体系逐步建成，源网荷储协调能力大幅提升。

全国统一电力市场体系基本形成。保障电力系统经济安全稳定运行，电力市场建设逐步完善，层次分明、功能完备、机制健全、治理完善的全国统一电力市场体系基本建成，促进新能源发展和高效利用、激发各类灵活性资源调节能力。各市场主体在安全保供、成本疏导等方面形成责任共担机制，促进源网荷储挖潜增效。

（二）总体形成期（2030 年至 2045 年）

本世纪中叶，我国将建成社会主义现代化强国，经济社会发展将进入相对高级的发展阶段，广泛形成绿色生产生活方式，碳排放由峰值水平平稳降低，用电需求在 2045 年前后达到饱和。期间，随着水电、新能源等大型清洁能源基地的开发完成，跨省跨区电力流规模进入峰值平台期。新能源

发展重点转向增强安全可靠替代能力和积极推进就地就近消纳利用，助推全社会各领域的清洁能源替代。碳中和战略目标推动电力系统清洁低碳化转型提速，新型电力系统总体形成。

用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革方兴未艾，全社会各领域电能替代广泛普及。各领域各行业先进电气化技术及装备水平进一步提升，工业领域电能替代深入推进，交通领域新能源、氢燃料电池汽车替代传统能源汽车。虚拟电厂、电动汽车、可中断负荷等用户侧优质调节资源参与电力系统灵活互动，用户侧调节能力大幅提升。电能在终端能源消费中逐渐成为主体，助力能源消费低碳转型。

电源低碳、减碳化发展，新能源逐渐成为装机主体电源，煤电清洁低碳转型步伐加快。水、核等传统非化石能源受站址资源约束，增速放缓，新能源发展进一步提速，以新能源为主的非化石能源发电逐步替代化石能源发电，全社会各领域形成新能源可靠替代新局面，新能源成为系统装机主体电源。依托燃煤耦合生物质发电、CCUS等清洁低碳技术的创新突破，加快煤电清洁低碳转型步伐。

电网稳步向柔性化、智能化、数字化方向转型，大电网、分布式智能电网等多种新型电网技术形态融合发展。跨省跨区电力流达到或接近峰值水平，支撑高比例新能源并网消纳，电网全面柔性化发展，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，支撑“大电网”与

“分布式智能电网”的多种电网形态兼容并蓄。同时，智能化、数字化技术广泛应用，基于人工智能、大数据、云计算等新兴技术，智慧化调控运行体系加快升级，满足分布式发电、储能、多元化负荷发展需求。

规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。新型储能技术路线多元化发展，满足系统电力供应保障和大规模新能源消纳需求，提高安全稳定运行水平。以机械储能、热储能、氢能等为代表的 10 小时以上长时储能技术攻关取得突破，实现日以上时间尺度的平衡调节，推动局部电网形态向动态平衡过渡。

（三）巩固完善期（2045 年至 2060 年）

新型电力系统进入成熟期，具有全新形态的电力系统全面建成。实现全社会绿色转型和智慧升级是其核心功能定位，高开放性是新型电力系统持续演化、释放更多战略价值潜力的关键驱动力。随着支撑新型电力系统构建的重大关键技术取得创新突破，以新能源为电量供给主体的电力资源与其他二次能源融合利用，助力新型能源体系逐步成熟完善。

电力生产和消费关系深刻变革，用户侧与电力系统高度灵活互动。交通、化工领域绿电制氢、绿电制甲烷、绿电制氨等新技术新业态新模式大范围推广。既消费电能又生产电能的电力用户“产消者”蓬勃涌现，成为电力系统重要的平衡调节参与力量。

新能源逐步成为发电量结构主体电源，电能与氢能等二次能源深度融合利用。依托储能技术、虚拟同步机技术、长

时间尺度新能源资源评估和功率预测技术、智慧集控技术等创新突破，新能源普遍具备电力支撑、电力安全保障、系统调节等重要功能，逐渐成为发电量结构主体电源和基础保障型电源。煤电、气电、常规水电等传统电源转型成为系统调节性电源，服务高比例新能源消纳，支撑电网安全稳定运行，提供应急保障和备用容量。电力在能源系统中的核心纽带作用充分发挥，通过电转氢、电制燃料等方式与氢能等二次能源融合利用，助力构建多种能源与电能互联互通的能源体系。增强型干热岩发电等颠覆性技术有望实现突破，新一代先进核电技术实现规模化应用，形成热堆—快堆匹配发展局面，核聚变有望进入商业化应用并提供长期稳定安全的清洁能源输出，助力碳中和目标实现。

新型输电组网技术创新突破，电力与能源输送深度耦合协同。低频输电、超导直流输电等新型技术实现突破，支撑网架薄弱地区的新能源开发需求，交直流互联大电网与分布式电网等形态广泛并存。能源与电力输送协同发展，打造输电—输气一体化的“超导能源管道”，实现能源与电力输送格局变革。

储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，电力系统实现动态平衡，能源系统运行灵活性大幅提升。储电、储热、储气和储氢等多种类储能设施有机结合，重点发展基于液氢和液氨的化学储能、压缩空气储能等长时储能技术路线，在不同时间和空间尺度上满足未来大规模可

再生能源调节和存储需求，保障电力系统中高比例新能源的稳定运行，解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题，支撑电力系统实现跨季节的动态平衡，能源系统运行的灵活性和效率大幅提升。

四、总体架构与重点任务

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，着力推动高质量发展，主动构建新发展格局，积极稳妥推进碳达峰碳中和，推动能源清洁低碳高效利用。着力打造以“锚定一个基本目标，聚焦一条主线引领，加强四大体系建设，强化三维创新支撑”为主的**新型电力系统总体架构**。以助力规划建设新型能源体系为基本目标，以加快构建新型电力系统为主线，加强电力供应支撑体系、新能源开发利用体系、储能规模化布局应用体系、电力系统智慧化运行等四大体系建设，强化适应新型电力系统的标准规范、核心技术与重大装备、相关政策与体制机制创新的三维基础支撑作用。

（一）加强电力供应保障性支撑体系建设

统筹绿色与安全，推动保障性支撑电源建设，大力发展常规水电、气电、核电，推动煤电清洁低碳发展、优化发展布局，依托技术创新提升新能源可靠替代能力，构建多元化电力供应体系。

一是充分利用各类电源互补互济特性，构建多元绿色低碳电源供应结构。科学有序安排新增电源装机规模、结构和布局，充分发挥水、核、风、光、煤、气等多能互补优势。

统筹水电开发和生态保护，积极安全有序发展核电，大力推动新能源开发建设，按需规划清洁高效火电合理布局，因地制宜发展生物质能发电。加强负荷中心城市本地电源支撑能力，强化黑启动电源建设，为保障电力系统高效安全稳定运行奠定重要基础。

二是稳住煤电电力供应基本盘，推动煤电灵活低碳发展。新增煤电重点围绕送端大型新能源基地、主要负荷中心、电网重要节点，统筹资源、严格管理、科学确定并优化调整煤电项目布局。在受端地区适当布局一批煤炭储配保障基地，提升煤炭应急保障能力。推动煤电灵活性改造，加大煤电超低排放改造和节能改造力度，推广机组新型节能降碳技术，加快开展新型CCUS技术研发及全流程系统集成和示范应用。

三是打造“新能源+”模式，加快提升新能源可靠替代能力。推进新能源与调节性电源的多能互补，推广电力源网荷储一体化发展模式，强化清洁能源资源评估和功率预测技术研究，延长预测周期、提升准确性、完善调度运行辅助决策功能，深化极端天气下功率预测技术研究，加强源荷互动，打造源网荷储聚合体。深度融合长时间尺度新能源资源评估和功率预测、智慧调控、新型储能等技术应用，推动系统友好型“新能源+储能”电站建设，实现新能源与储能协调运行，大幅提升发电效率和可靠出力水平。

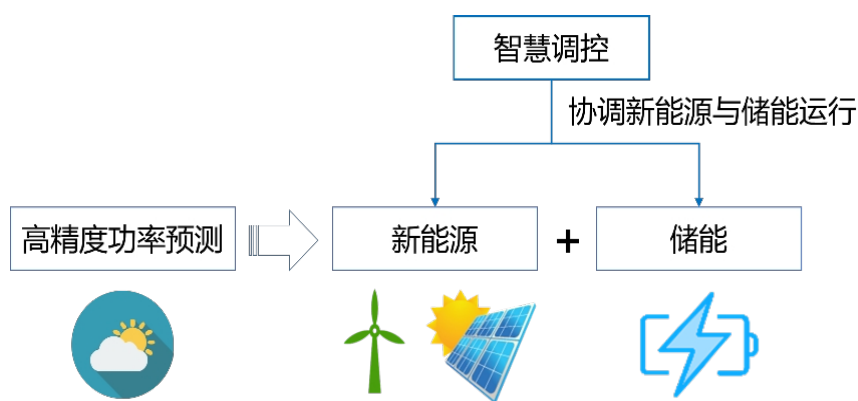


图 10 系统友好型新能源电站示意图

四是统筹不同电力供应方式，实现远距离输电与就地平衡兼容并蓄。西部、北部地区着力提升新能源就近消纳利用规模，不断优化跨省跨区输电通道送端配套电源结构，持续提高输电通道利用率和清洁能源电量比重。东、中部地区加强受端交流网架建设，为跨省跨区通道馈入提供坚强网架支撑，依托省区外电力与本地电源共同满足新增电力需求，实现“电从远方来”与“电从身边来”相辅相成，提升系统安全稳定运行水平。

（二）加强新能源高效开发利用体系建设

加大力度规划建设以大型风电光伏基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源开发利用体系。推动新能源集中与分布并举、陆上与海上并举、就地利用与远距离外送并举，构建新能源多元化开发利用新格局。

一是推动主要流域可再生能源一体化、沙漠戈壁荒漠地区新能源及海上风电集约化基地化开发。稳妥推动西南地区主要流域可再生能源一体化基地建设，实现水电、风电、光

伏发电、抽水蓄能等一体化规划研究、开发建设、调度运行与电力消纳。重点围绕沙漠戈壁荒漠地区推动大型风电、光伏基地建设，结合清洁高效煤电、新型储能、光热发电等，形成多能互补的开发建设形式，探索建立新能源基地有效供给和电力有效替代新模式。积极推动海上风电集群化开发利用，一体化统筹海上风电的规划、建设、送出、并网与消纳，并逐步由近海向深远海拓展。

二是发挥大电网资源配置作用，推动主干网架提质升级、柔性化发展，支撑高比例新能源高效开发利用。兼顾全国大范围资源优化配置和电网合理分区，加强跨省跨区输电通道建设，提升电力资源优化配置能力，原则上以输送清洁能源电量为主，加强送、受端交流电网，补齐电网薄弱环节。科学优化走廊方案设计，加强密集输电通道风险管控，满足系统安全稳定运行需求。结合新型输电技术，推动直流输电柔性化建设与改造，优化网架结构，形成分层分区、柔性发展、适应性强的主干网架。

三是推动分散式新能源就地开发利用，促进新能源多领域跨界融合发展。加快推动中东部和南方地区分散式风电及分布式光伏发电开发，以就地利用为主要目的拓展分散式新能源开发应用场景。积极推动各具特色的电力源网荷储一体化项目，围绕公共建筑、居住社区、新能源汽车充电桩、铁路高速公路沿线等建筑、交通领域，发展新能源多领域融合的新型开发利用模式。



图 11 新能源多领域跨界融合发展

四是推动分布式智能电网由示范建设到广泛应用，促进分散式新能源并网消纳。围绕分散式新能源并网消纳、边远地区供电保障、工商业园区个性化用能需求等典型场景，积极开展分布式智能电网示范建设。提升分散式新能源可控可调水平，完善源网荷储多元要素互动模式，满足更高比例分散式新能源消纳需求，推动局部区域电力电量自平衡，加快分布式智能电网广泛应用。持续推进配电网标准化、透明化、智慧化建设，适应分布式智能电网发展需要。

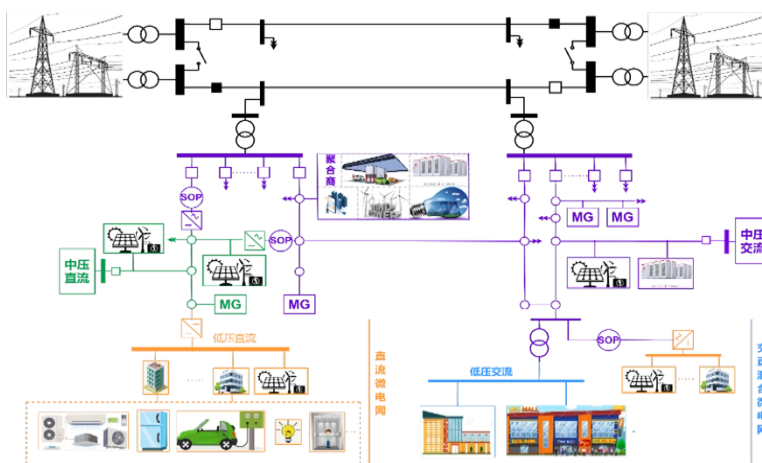


图 12 分布式智能电网

五是推动多领域清洁能源电能替代，充分挖掘用户侧消纳新能源潜力。推动各领域先进电气化技术及装备发展进步并向各行业高比例渗透，交通领域大力推动新能源、氢燃料电池汽车全面替代传统能源汽车，建筑领域积极推广建筑光

伏一体化清洁替代。工业领域加快电炉钢、电锅炉、电窑炉、电加热等技术应用，扩大电气化终端用能设备使用比例。积极培育电力源网荷储一体化、负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等贴近终端用户的新业态新模式，整合分散需求响应资源，打造具备实时可观、可测、可控能力的需求响应系统平台与控制终端参与电网调度运行，提升用户侧灵活调节能力。

（三）加强储能规模化布局应用体系建设

积极推动多时间尺度储能规模化应用、多种类型储能协同运行，保障电力系统中高比例新能源的稳定运行，缓解新能源发电特性与负荷特性不匹配导致的短时、长时平衡调节压力，提升系统调节能力，支撑电力系统实现动态平衡。

一是统筹系统需求与资源条件，推动抽水蓄能多元化发展和应用。抽水蓄能电站建设周期长，开发布局应统筹电力系统需求、站点资源条件等合理布局，科学有序开发建设。创新抽水蓄能发展模式与场景应用，因地制宜开展中小型抽水蓄能电站建设，探索推进水电梯级融合改造，统筹新能源资源条件与抽水蓄能建设周期，持续推动新能源与抽水蓄能一体化发展。

二是结合电力系统实际需求，统筹推进源网荷各侧新型储能多应用场景快速发展。发挥新型储能支撑电力保供、提升系统调节能力等重要作用，积极拓展新型储能应用场景，推动新型储能规模化发展布局。重点依托系统友好型“新能

源+储能” 电站、基地化新能源开发外送等模式合理布局电源侧新型储能，加速推进新能源可靠替代。充分结合系统需求及技术经济性，统筹布局电网侧独立储能及电网功能替代性储能，保障电力可靠供应。积极推动电力源网荷储一体化构建模式，灵活发展用户侧新型储能，提升用户供电可靠性及用能质量。加强源网荷储协调调度，探索源网荷储安全共治机制，保障电力系统安全稳定运行。

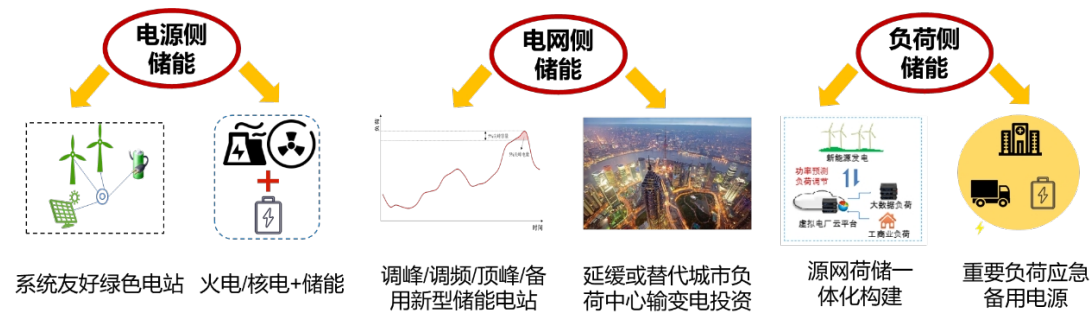


图 13 源网荷各侧新型储能应用场景

三是推动新型储能与电力系统协同运行，重点解决电力系统跨季平衡调节问题。建立健全调度运行机制，充分发挥新型储能电力、电量双调节功能。推动可再生能源制氢，研发先进固态储氢材料，着力突破大容量、低成本、高效率电氢转换技术装备，开展大规模氢能制备和综合利用示范应用。推动电化学储能、压缩空气等新型储能技术规模化应用。优化新型储能发展方式，充分发挥储电、储热、储气、储冷、储氢优势，实现多类型储能的有机结合和优化运行，促进电力系统实时平衡机理和平衡手段取得重大突破。

(四) 加强电力系统智慧化运行体系建设

依托电力系统设备设施、运行控制等各类技术以及“云

大物移智链边”等数字技术的创新升级，推动建设适应新能源发展的新型智慧化调度运行体系，推动电网向能源互联网升级，打造新型数字基础设施，构建能源数字经济平台，助力构建高质量的新型电力系统。

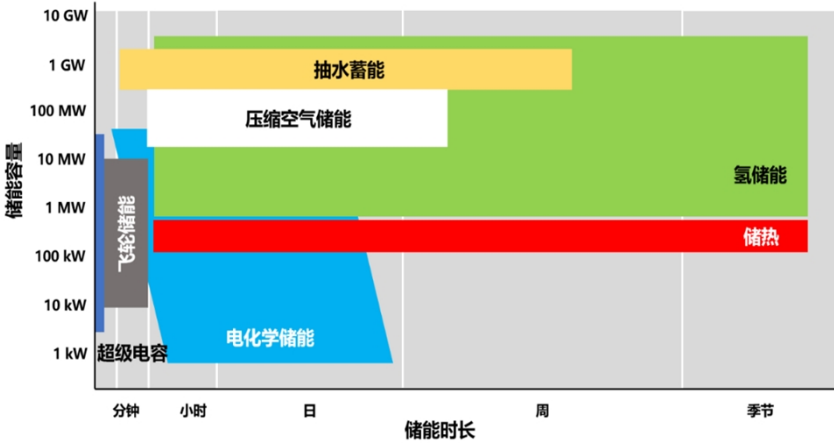


图 14 主要储能形式的储能容量和储能时长

一是建设适应新能源发展的新型调度运行体系。提高新能源预测精度，推广长时间尺度新能源功率预测技术。建设新一代调度运行技术支持系统，统筹全系统调节资源，依托大电网资源配置能力和各地区错峰效应，提升系统平衡能力，支撑新能源快速发展和高效利用，支撑源网荷储协同控制。建设以多时间尺度、平台化、智能化为特征的大电网仿真分析平台，精准掌握电力系统特性变化，构建故障防御体系。构建全景观测、精准控制、主配协同的新型有源配电网调度模式，加强跨区域、跨流域风光水火联合运行，支撑分布式智能电网快速发展。

二是推动电网智能升级。创新应用“云大物移智链边”等技术，实现源网荷储协调发展，推动各类能源互联互通、

互济互动，支撑新能源发电、新型储能、多元化负荷大规模友好接入。加快信息采集、感知、处理、应用等环节建设，推进各能源品种数据共享和价值挖掘，推动电网智能化升级。加快战略性新兴产业发展，构建完整的能源互联网生态圈。

三是打造新型数字基础设施。推进源网荷储和数字基础设施融合升级，实现电网生产、经营管理等核心业务数字化转型。深化电网数字化平台建设应用，打造业务中台、数据中台和技术中台，构建智慧物联体系，推广共性平台和创新应用，提高能源电力全环节全息感知能力，提升分布式能源、电动汽车和微电网接入互动能力，推动源网荷储协同互动、柔性控制。

四是构建能源数字经济平台。推动国家级能源云平台建设，强化完善新能源资源优化、碳中和支撑服务、新能源工业互联网、新型电力系统科技创新等功能，接入各类能源数据，汇聚能源全产业链信息，全方位支撑经济社会发展。加强能源数据网络设施建设，推动能源数据统一汇聚与共享应用，为能源电力产业链上下游企业提供“上云用数赋智”服务，打造电力市场服务生态体系。

（五）强化新型电力系统标准与规范创新

统筹谋划新型电力系统标准规范顶层设计，形成覆盖源网荷储各环节，涵盖规划设计、工程建设、物资采购和生产运行全过程的国家标准、行业标准、团体标准协调统一的新型电力系统标准与规范，促进新型电力系统各环节和产业链整体协调发展。

一是完善源网荷储各环节相关标准，统筹协调推动新型电力系统标准化工作。从电力安全、电力市场、新技术新业态等方面，推进发电、输变电、电力需求侧和电能替代、储能、节能、碳排放等领域相关标准的研究和制修订。推进各领域设备、技术标准化，明确各领域和层级标准关系，加强标准间的统筹协调，开展新型电力系统国际标准框架体系建设。

二是加强电力安全领域标准研究，切实保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。制定完善电力系统安全稳定运行和控制标准。加强电力信息安全、网络安全标准研究。推进电力应急技术和管理领域的标准研制，提升系统应对极端事件的预防、抵御、响应能力以及快速恢复供电能力。

三是推动电力市场相关标准出台，助力电力市场机制建设。构建覆盖电力中长期、现货、辅助服务市场等电力市场全方位标准体系，制定统一的交易技术标准和数据接口标准。促进全国统一电力市场建设、电力资源优化配置、电力系统灵活调节能力挖掘和清洁能源高效利用。开展电力市场与碳市场标准体系的协同研究。

四是提前谋划新技术新业态领域标准，发挥行业引领作用。开展氢电耦合、电力人工智能、电力集成电路、电力区块链、电力智能传感、电力数字平台等新兴领域标准化制定工作，促进先进电力技术与新一代数字信息技术深度融合应用，助力智慧能源系统建设。

（六）强化核心技术与重大装备应用创新

随着能源电力转型不断深入，源网荷储各环节的功能定位和特性将发生重大调整，系统发展将面临安全性、可靠性、灵活性等诸多挑战，技术创新将是破题的关键。重点从源网荷储各环节挖掘技术发展潜力，大力推广应用一批关键技术与重大装备，支撑新能源快速发展，推动新型电力系统逐步建成。

一是清洁安全高效发电技术装备领域。推进深远海域海上风电开发及超大型海上风机技术、高效低成本晶体硅电池技术、长时间尺度新能源资源评估与功率预测技术、系统友好型新能源电站技术、分布式新能源聚合技术等，推动适应新能源多元化开发场景、提升并网友好性与可靠替代能力；全面提升新能源发电效率与发电质量，在电力电子变流器虚拟同步控制技术、新型高功率电力半导体开关器件研发等领域取得重要突破。开展三代核电关键技术优化和四代核电研发应用，加快推动核能综合利用技术应用，推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型技术应用示范，保障沿海核电项目的安全、高效、经济、可持续发展，支持核聚变技术研发。以提升煤电发电效率、降低单位碳排放为核心，推进煤基超临界 CO₂ 发电、整体煤气化燃料电池发电（IGFC）等先进煤电技术，降低 CCUS 技术成本、实现规模化应用。

二是先进友好输电技术装备领域。充分适应未来高比例新能源并网，推动高电压大容量柔性直流和柔性交流输电技

术应用研究,重点研发全新能源输送的特高压柔性直流技术、多端特高压柔直技术、高可靠性低能耗新型变压器研制技术、低能耗断路器及输电线路研制技术等。推进大容量深远海风电友好送出技术装备研究,突破大容量海缆装备及海上平台轻型化设计关键技术。远期进一步突破低频输电、超导直流输电等新型技术,支撑远期全新形态的电力系统全面建成。

三是灵活高效分布式配电网技术领域。充分考虑应对分布式电源渗透率逐步提高和源网荷储灵活互动的需要,推进中低压配电网源网荷储组网协同运行控制关键技术、分布式发电协调优化技术、分布式电源并网及电压协调控制技术,实现配电网大规模分布式电源有序接入、灵活并网和多种能源协调优化调度,推动提升配电网运行效能。加强无线输电等颠覆性技术的创新研究。

四是规模化、高安全性新型储能技术装备领域。统筹提升新型电力系统的安全稳定运行水平、供电保障能力及灵活调节能力的需要,大力推进具有高安全性、高灵活性、高经济性的新型储能技术,推动多时间尺度新型储能规模化应用。重点开展长寿命、低成本及高安全的电化学储能关键核心技术、装备集成优化研究,提升锂电池安全性、降低成本,发展钠离子电池、液流电池等多元化技术路线。大力推动压缩空气储能、飞轮储能、重力储能等技术向大规模、高效率、灵活运行方向发展,开展关键技术研究及示范。充分发挥氢能作为二次能源的优势,推动可再生能源制取“绿氢”,研

发质子交换膜和高温固体氧化物电解制氢等关键技术，开展氢储运/加注关键技术、燃料电池设备及系统集成关键技术研发和推广应用，实现氢能制备利用关键技术完全国产化，研发纯氢气燃气发电机组。

五是电力系统安全稳定运行技术领域。科学谋划应对新型电力系统的“双高”特征引发的系统稳定问题，在电力系统安全稳定运行技术领域取得根本性突破，包括含有大规模新能源接入电力系统的动态过程仿真模型等值技术、宽频振荡分析与抑制技术、安全稳定风险在线预防控制技术、新型电力系统综合防御体系构建技术等，保障新型电力系统安全稳定运行。

（七）强化相关配套政策与体制机制创新

配套政策与体制机制是构建新型电力系统的制度保障，是充分发挥市场在资源配置中的决定性作用、推动有效市场和有为政府相结合的关键支撑。

一是建立适应新型电力系统的电力市场体系。建立层次分明、功能完备、机制健全、治理完善的全国统一电力市场体系，推进各类可再生能源参与绿色电力交易，完善中长期电力市场、现货市场、辅助服务市场机制，加强绿证市场、碳市场、电力市场的有序衔接。持续深化省（区、市）电力市场建设，实现国家市场、省（区、市）/区域电力市场等不同层次市场的相互耦合，在资源流通环节为新型电力系统创造市场环境。建立适应全国统一电力市场和分布式可再生能源交易的输配电价体系，理顺输配电价结构，推动输电价格

和配电价格分开核定，优化跨省跨区通道输电价格机制，形成以市场为导向的价格体系。

二是完善新型电力系统建设的投融资和财税政策体系。加大财政支持力度，实施税收优惠政策。对关键技术研发、重大工程示范试点、产业发展与新技术推广应用给予资金支持。优化税收服务环境，落实税收优惠政策。加快推进绿色金融等融资制度创新。建立“政府引导、市场运作、社会参与”的多元化投资机制，拓展融资渠道，提供多方位融资途径。创新金融政策制度，鼓励发展绿色金融产品，为新型电力系统建设提供金融工具支持。

三是打造自主创新的技术研发体系。高质量建设国家实验室，充分发挥大型国有企业技术创新龙头作用，建立高水平国家实验室、工程技术研究中心、国家能源研发创新平台，完善科技创新考核和激励机制，支撑新型电力系统建设所需的关键技术和“卡脖子”技术攻关研发。强化科技研发的多向整合，推进跨领域、跨行业协同创新，推进新型电力系统与其他领域“跨界融合”的发展。

四是构筑竞争有活力的电力工业体系。推进垄断行业竞争性环节进行市场条件下的适应性调整，推动电网建设业务向社会放开，提升电力研究、勘测设计、建设等环节市场化程度，为新型电力系统建设运行提供与之相配套的电网体制保障。建立新型电力系统产业链保障机制，推动电力装备、运营、服务产业链升级，提前布局中长期初级产品供给，提

升自主化水平，支撑新型电力系统建设运行。

五是完善先进高效的电力行业治理体系。强化电力规划引导和约束作用，刚性实施电力规划任务，确保电力转型过程中的安全可靠供应。加强电力规划、建设、运行、交易、价格等多环节统筹协调和监管，加强煤电、新能源、电网等多要素统一管理，适应新型电力源网荷储高效互动的发展需求。强化电力行业监管，压实各方责任，以电力市场监管和电力垄断环节监管为抓手，探索构建以信用为基础的监管机制，促进新型电力系统有序建设和规范运行。