

到2025年规模达400万千瓦以上！河北“十四五”新型储能发展规划发布

4月10日，河北发改委印发《河北省“十四五”新型储能发展规划》，文件提出：到2025年全省布局建设新型储能规模400万千瓦以上。

以下为原文

河北省“十四五”新型储能发展规划

新型储能是指除抽水蓄能外以输出电力为主并对外提供服务的储能项目。发展新型储能对于构建全省具有更强新能源消纳能力的新型电力系统、实现“碳达峰、碳中和”战略目标具有重要意义。为加快推动新型储能健康有序发展，依据国家《中长期能源发展战略规划纲要(2021-2035年)》《电化学储能电站安全风险隐患专项整治工作方案》《加快推动新型储能发展指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》和《河北省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《河北省“十四五”现代能源体系规划》《河北省“十四五”电力发展规划》《河北省“十四五”可再生能源发展规划》制定本规划。规划期为2021-2025年。

一、发展基础

(一)国内外发展现状

碳达峰、碳中和是一场能源革命，储能是实现能源变革的关键支撑。随着新能源在整个能源体系中的比重快速增加，储能迎来爆发式增长。为提升电力系统灵活性和调节能力，世界各国正在加快推动新型储能技术和产业发展，呈现出锂离子电池、压缩空气储能、液流电池、飞轮储能、镍氢电池、钠离子电池等“百家争鸣”局面。截至2020年底，全球已投运储能项目累计装机规模1.91亿千瓦，其中抽水蓄能项目装机1.72亿千瓦，占比90.3%，新型储能项目装机1860万千瓦，占比9.7%，其中锂离子、液流电池等电化学储能1430万千瓦、压缩空气储能38万千瓦、飞轮储能38万千瓦、其它类型储能344万千瓦。在全球分布中，中国、美国和欧洲占据全球储能市场的主导地位，各自新增规模占比分别达到33%、30%、23%，均突破百万千瓦大关，储能在电力系统中应用已初具规模。

为促进新型储能发展，世界各国相继出台一系列激励措施。美国出台相关法案明确先进储能技术可以申请投资税收减免，用户侧储能系统可获得一定资金补贴；德国大力推动储能技术研发示范和市场化发展，支持新型储能作为商业化主体参与调频和备用市场交易；日本制定中央和地方补贴政策鼓励储能产业发展，明确光伏发电项目和输电网按照调频调峰需求配置储能，加大对配电网、微电网及用户侧储能资金补贴力度，全力支持新型储能产业快速发展。

近年来，我国新型储能规模化应用呈现良好发展态势，多种储能技术广泛应用于可再生能源开发、消纳、综合智慧能源系统、配电网、微电网，在技术装备研发、示范项目建设、商业模式探索、标准体系构建等方面取得实质性进展。新型储能参与辅助服务、削峰填谷等市场化应用规模稳步扩大，对能源转型的支撑作用日益显现。越来越多的重点龙头企业投身新型储能、或者考虑跨界合作。截至2020年底，我国新型储能累计装机已达330万千瓦，排名世界第一，已基本实现由研发示范向商业化初期过渡。宁夏、青海、山东、江苏、浙江等省份制定出台调峰调频辅助服务、电价补偿、发电量计划保障等支持政策，有力促进新型储能创新发展。

(二)我省发展现状

我省高度重视新型储能产业与技术发展，首批国家示范项目取得推广应用，为构建我省新型电力系统、科学布局新型储能项目奠定良好基础。

新型储能发展扎实起步。新型储能主要包括电化学储能、机械储能、电磁储能、储氢等形式。目前，锂离子电池技术成熟度最高、应用最为广泛，投资成本相对较低，已基本实现商业化应用；液流电池技术最为安全，投资成本相对较高，占地面积较大，示范项目已取得成功应用；机械储能中压缩空气储能已实现100兆瓦级示范应用，结合废弃矿井或天然盐穴开发可大幅降低投资成本，飞轮储能技术进入规模化实验示范；钠离子电池、储氢等其它创新储能技术处于研究示范阶段。

示范应用成效初步显现，截至2020年底，我省新型储能总装机5.9万千瓦/12.9万千瓦时，涵盖磷酸铁锂、全钒液流、铁铬液流、铅酸电池等多种储能形式。国网冀北电力公司张北风光储输示范工程已列入国家首批科技创新(储能)试点示范，是世界规模最大的风光储综合利用示范项目；京津冀地区首个“火电+储能”调频应用示范项目落地唐山丰润

电厂，率先探索新型储能与传统火电融合发展的新模式；雄安新区王家寨绿色智能微电网示范工程采用“储能十分分布式能源”模式创造性地解决了局部微电网绿色电力安全稳定供应问题。

技术创新水平稳步提升。我省已有部分新型储能装备技术走到全国乃至世界前列，其中国家电投河北公司联合中央研究院开发的铁-铬液流储能电池技术处于国内领先水平；由中科院工程热物理研究所研发、巨人集团建设的张北100兆瓦先进压缩空气储能项目已申请国家首台(套)科技装备，技术处于世界领先地位，设计效率达70.4%；承德万利通公司与清华大学国家“863”计划钒电池项目组共同开发的全钒液流电池获得了国家30余项专利，攻克了全钒液流电池溶液、电极电堆、质子交换膜等多项关键核心技术，为化学储能提供了安全发展的技术路线。

商业模式得到有益探索。我省注重加快推动新型储能市场化商业化发展进程，商业模式不断得到创新突破，由初期的电源侧新能源发电配套、平滑出力减少弃电，逐步拓展到电网侧调峰调频辅助服务，用户侧峰谷价差套利等商业化运营模式，为新型储能参与电力市场交易提供有益探索。

二、面临形势

2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论会上明确提出“二氧化碳排放力争于2030年前实现碳达峰，努力争取2060年前实现碳中和”。新型储能是构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统、解决可再生能源高效利用的重要手段，是助力实现“碳达峰、碳中和”目标的重要支撑。

推动能源革命为新型储能技术与装备发展提供强大动力。新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，具有产品种类多、关联度高、服务领域宽、产品附加值高、生产技术密集等特点，既是推动能源革命的重要保障，也是富民强国的新兴产业，对于促进能源结构转型、保障能源安全供应、催生能源新业态、培育打造新的经济增长极具有重要推动作用。

构建新型电力系统为新型储能发展提供重大机遇，新型电力系统具有绿色低碳、灵活高效、多元互动、高度市场化等特征。传统电力系统作为实时平衡系统，灵活调节能力不足，新型储能应用可以逐步克服这一缺陷，未来随着储能、储氢、储热、储冷等多元化储能技术融合发展，新型储能将成为电、热、冷、气、氢等多种能源子系统耦合转换的枢纽，大幅提升能源电力系统调节能力、安全保障能力和综合运行效率，助力构建以清洁电力为基础的低碳能源系统，并在构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统中发挥重要支撑作用。

加快新能源发展对新型储能提出迫切需求，截至2020年底，我省电力装机突破1亿千瓦大关，其中可再生能源发电装机规模已达到4761万千瓦，占比达到48%，电力系统调峰调频压力凸显。“十四五”期间，我省将大力实施可再生能源“倍增计划”，到2025年我省可再生能源发电装机规模将突破1亿千瓦，占比达到60%左右，非化石能源占能源消费总量比重提高到13%。由于新能源发电的高比例接入，电力系统调峰需求将进一步增加，亟需加快发展新型储能，提升电力系统灵活性，促进新能源高效消纳。

新型储能政策相继出台为产业发展指明方向。国家注重加强新型储能发展顶层设计，印发出台新型储能发展指导意见和实施方案，从强化政策引导、推动技术进步、完善体制机制、规范行业管理等方面完善新型储能产业政策，明确新型储能在构建清洁低碳、安全高效现代能源产业体系中的战略定位和发展目标，提出到2025年我国新型储能装机达3000万千瓦以上；规范新型储能项目管理，明确新型储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类市场的主体地位；鼓励支持可再生能源发电企业通过自建或购买调峰能力方式增加可再生能源发电装机并网规模，大幅提升新型储能推广利用水平，新型储能迎来重要机遇期。

新型储能技术不断突破为产业发展注入强劲动力。以锂离子电池为代表的电化学储能技术发展迅猛，近五年来能量密度提高了近一倍，系统成本下降约60%，目前锂电池储能系统初步具备规模化商业化应用条件。全钒液流、铁-铬液流电池已取得突破性进展，安全性能较高。百兆瓦级先进压缩空气储能技术得到示范应用，系统效率预计提升至70%以上，为商业化发展提供了技术支撑。飞轮储能、钠离子电池、固态电池、储氢等创新储能技术正在开展关键技术攻关与示范。当前，各类储能技术功发示范，呈现出百花齐放的良好局面。

新型储能产业发展面临一定困难和挑战。一是大多新型储能技术处于应用示范或规模化推广起步阶段，锂电池技术相对成熟，但安全性有待进一步提高；液流电池安全性相对较好，但能量密度较低、成本较高；镍氢电池成本低、通用性强、安全性好，但能量密度相对较低、电池寿命相对较短；压缩空气储能虽已实现百兆瓦级示范应用，但受不同地质条件影响投资成本相对较大；飞轮、超导、超级电容、固态电池、金属空气电池、储氢等新型储能尚处于技术研发试验示范阶段。二是储能项目建设和运营成本有待市场化疏导，需加大对“新能源+储能”、独立储能等建设模式的支持力度，研究制定新型储能电价政策。三是新型储能参与各类电力市场机制有待进一步完善，亟需加快推进电力

市场体系建设，明确新型储能独立市场地位，营造良好市场环境。四是新型储能调度运行机制尚不健全，需进一步完善储能参与并网运行、辅助服务的相关规定，保障最大程度发挥储能作用。

三、总体思路

(一)指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，按照省第十次党代会部署，立足新发展阶段，完整准确全面贯彻新发展理念，积极服务和融入新发展格局，落实“四个革命、一个合作能源安全新战略，紧密围绕实现“碳达峰、碳中和”目标，着力构建具有更强新能源消纳能力的新型电力系统，将发展新型储能作为提升电力系统调节能力、安全保障能力和综合效率的重要抓手，以技术革新为内生动力，以市场机制为根本依托，以政策环境为有力保障，加快构建技术、市场、政策多轮驱动良好局面，以稳中求进的思路推动我省新型储能实现市场化、产业化、规模化发展，为加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

(二)基本原则

统筹布局、有序发展。坚持规划引领，优化建设布局，促进新型储能与新型电力系统各环节有机融合、协调发展。坚持能源革命方向，结合新型储能发展实际，合理确定新型储能总体目标，做到有序发展。

创新引领、示范先行，以“揭榜挂帅”方式加强关键技术装备研发，开展各类型大容量、高效率、高可靠性储能技术创新示范。加快推动商业模式和体制机制创新，在重点地区先行先试。推动新型储能技术革新、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业可持续发展。

市场主导、政策驱动。大力推进电力体制改革和电力市场建设，营造公平竞争的市场环境。因地制宜探索灵活多样的商业模式，建立健全由源网荷共担的储能发展机制，支持储能电站独立参与市场交易或与发电设施联合接入电网，提供调峰调频等辅助服务，建立健全相关支持政策。

规范管理、保障安全。加强新型储能项目管理，建立健全储能技术、安全标准、检测认证体系，明确新型储能安全要求，强化企业主体责任，加大地方政府安全指导和监管力度，确保新型储能项目健康安全发展。

(三)发展目标

在电源、电网、用户等环节广泛应用新型储能，增强源网荷储配套能力和安全监管能力，推动“新能源+储能”深度融合，实现一体规划、同步建设、联合运行，增强电网和终端储能调节能力。

到2025年，在大力发展煤电灵活性改造、燃气调峰电厂、抽水蓄能电站的基础上，综合考虑我省电力安全供应、系统调节能力、电网支撑和替代、用户侧等需求情况，全省布局建设新型储能规模400万千瓦以上，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，具备规模化商业化应用条件。新型储能技术创新能力全面提高，其中，电化学储能技术明显提升，系统成本降低30%以上，钒液流电池、铁铬液流、锌溴液流电池等实现产业化应用，钠离子电池、固态锂离子电池技术开展试点示范；百兆瓦级压缩空气储能、兆瓦级飞轮储能技术实现规模化应用；储氢等长时储能技术取得突破；复合型储能技术得到示范应用。新型储能可持续发展的市场机制和商业模式基本形成，配套政策与管理体系基本建立，新型储能产业体系日趋完备。

到2030年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能产业体系成熟完备，技术创新水平名列前茅，市场机制、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，助力实现双碳目标。

四、统筹布局新型储能工程，推动规模化发展

积极支持清洁能源电站配建新型储能设施，推动储能与各类电源协同优化运行，合理布局电网侧新型储能，探索用户侧储能多元发展新场景，拓展新型储能应用模式。重点构建我省新型储能“一核、一区、两带”发展格局，即以雄安新区为核心打造新型储能研发创新高地，打造张承地区“风电光伏基地+储能”大规模综合应用示范区，打造太行山脉“光伏+储能”规模化应用和装备制造示范带，打造沿海“新能源+储能”和“工业大用户+储能”多元化应用示范带。

(一)加快推进电源侧储能项目建设

积极发展系统友好型新能源电站配套储能，充分结合电力系统运行和新能源开发需求，在新能源富集地区全面推广“新能源+储能”的系统友好型新能源电站，实现储能与新能源发电的深度融合、联合运行，保障新能源高水平消纳利用。配合大型风电光伏基地开发，探索研究新型储能配置技术、合理规模和运行方式，支撑大规模新能源外送。新能源配建的新型储能设施应与新能源发电项目同步建设、同步投产。鼓励建设共享型储能电站，新能源发电企业可采用购买或租赁方式获得共享储能电站服务。

推进多能互补项目配套储能建设。依托存量或新增电源送出通道或跨省输电通道，合理配置新型储能，统筹各类电源规划、建设、运营，通过“风光水火储一体化”多能互补模式，促进大规模风电、光伏发电并网消纳，提升输电通道利用率和可再生能源电量占比，重点在张家口、承德、唐山、保定、沧州、石家庄等区域实施一批多能互补示范项目，推进新型储能规模化应用。

发展常规电源+储能。鼓励燃煤电厂合理配置新型储能，与燃煤机组协调配合参与调频调峰等辅助服务。在调峰需求大的区域合理布局燃气电厂+储能项目，满足电力系统不同时间维度的调峰调频需求，提高系统灵活性和可靠性。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设备。

专栏1 大基地项目电源侧配套储能试点示范

(1)张家口张北县100万千瓦大型新能源基地项目。配套15万千瓦/30万千瓦时储能项目，项目单位为河北三峡巨人能源有限公司。

(2)承德丰宁风光氢储100万千瓦大型新能源基地项目。配套11.5万千瓦/23万千瓦时电化学储能及2000标方/小时碱性电解水制氢，项目单位为国华能源投资有限公司。

(3)加快推进纳入国家第二批大型风电光伏基地项目的建设。

(二)加强电网侧储能设施建设

统筹布局独立储能电站。围绕服务大电网、助力新能源高效消纳、保障电力安全供应等功能，科学有序布局新型独立储能电站，积极发挥新型独立储能在电力运行中顶峰、调峰、调频、爬坡、黑启动、系统备用等多种作用，为电网安全高效稳定运行提供服务。加快建立完善适应独立储能参与的相关市场机制，符合国家相关标准规范要求的独立储能电站可作为独立主体参与市场交易，通过市场化方式形成收益。为保障安全并充分发挥调峰作用，锂离子电池独立储能电站原则上建设规模为5—30万千瓦，时长2小时以上。

科学配置电网关键节点或区域新型储能。在大规模新能源汇集、分布式光伏集中开发、调峰调频困难和电压支撑能力不足的电网枢纽站点及重点区域科学布局储能，重点支持张北特高压怀来特高压、张北柔直、雄安换流站、白土窑、承德北、牌楼、御道口、保西等枢纽站点周边以及唐山、石家庄、保定、邢台、邯郸等分布式光伏开发集中地区建设储能项目，充分发挥储能调峰、调压等调节支撑作用，提升电网安全稳定运行水平。

支持电网替代性储能项目建设，支持在用电负荷增速较快、输变电项目建设难度大的地区建设储能项目，延缓或替代输变电设施投资，降低电网基础设施建设成本。围绕保障重点负荷需求，建设一批移动式或固定式储能设施，提升应急供电保障能力。

鼓励电网末端布局储能设施。在我省太行山、燕山、坝上等偏远地区，结合用电需求布局新型储能或风光储电站，提高末端电网供电能力。

(三)引导用户侧储能灵活发展

鼓励分布式供能系统储能应用。围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等终端用户，依托分布式新能源、微电网、增量配网等配置新型储能，探索电动汽车在分布式供能系统中的应用，提高用能质量，降低用能成本。

支持重要负荷用户储能建设。鼓励工业、通信、金融、互联网等对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，根据优化商业模式和系统运行模式需要配置新型储能，提升用户电力自平衡能力，降低对大电网调峰调频压力，提高综合用能效率效益。

鼓励分散式储能应用。积极推动不间断电源、充换电设施、农牧业基础设施、家庭等用户侧分散式储能设施建设，

调节电网灵活性，降低用能成本。

(四)加快推动源网荷储融合建设

推进源网荷储一体化协同发展，通过优化整合本地电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，研究建立电网企业、电源企业和部分用户共同承担储能等调节能力建设的责任机制和投资回报机制，探索不同技术路径和发展模式，在重点地区谋划一批源网荷储一体化项目，鼓励源网荷储一体化项目内部联合调度，鼓励电网企业联合社会资本建设以大规模共享储能为支撑的区域性“虚拟电厂”。

拓展多种储能形式应用。结合各地区资源条件，以及对不同形式能源的需求情况，积极推动长时间储电、储氢等新型储能技术示范，促进多种形式储能发展，在张家口、承德等地区重点建设锂离子电池、液流电池、压缩空气储能项目，探索氢储能及发电综合应用示范，发挥长时间储能优势，支撑综合智慧能源系统建设。

加快跨领域融合发展。结合国家新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、智慧交通、乡村振兴等领域的跨界融合，不断拓展新型储能应用模式。

五、开展核心技术攻关工程，构建创新体系

积极开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，加速实现核心技术自主化，推动产学研用各环节有机融合，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

(一)加大关键技术研发力度

推动多元化技术开发。聚焦关键技术装备，探索实行“揭榜挂帅”“赛马”等制度，加快研究大规模储能技术，力争尽快实现重大突破，依托中国科学院、河北科学院、国网河北电科院、国家电投、新新钒钛、华为河北公司、宁德时代、风帆电池、中科新世纪、河北银隆等开展先进储能技术研发，推动我省锂离子电池、液流电池、铅炭电池、压缩空气、飞轮储能、储氢等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，加快钠离子电池、超导、超级电容等储能技术攻关，积极研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。

加快提升新型储能安全技术。依托华为公司、华北电力大学、英利在保定建设华为保定新能源电力实验室，加快研究并应用电芯内短路检测、电池模组级能量优化、电池单簇能量控制、云安全监控平台、数字智能化管理、全模块化设计等创新技术；依托海博思创、蜂巢能源等企业在沧州、保定建设电池安全实验室，加大电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及关键材料、高效灭火及防复燃、储能电站整体安全性设计等关键技术投入力度，加快研究储能电池寿命检测和状态评估等相关技术，为新型储能全生命周期安全提供技术保障。

创新智慧调控技术。依托华北电力大学低碳高效发电技术河北省重点实验室，研究多元储能性能及响应特性，加强与电网企业、新能源发电企业的密切合作，优化源网荷储时空尺度协同调控策略。大力攻关规模化储能系统集群智能协同控制关键技术，开展分布式储能系统协同聚合研究，着力破解高比例新能源接入带来的电网控制难题。积极应用大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、新能源主动支撑、虚拟电厂、云储能、市场化交易等领域关键技术研究。

专栏2 新型储能创新发展工程

(1)多元化技术：百兆瓦级压缩空气储能关键技术，百兆瓦级高安全性、低成本、长寿命锂离子电池储能技术，百兆瓦级液流电池技术，钠离子电池、固态锂离子电池技术，高性能铅炭电池技术，兆瓦级超级电容器，液态金属电池、金属空气电池、氢(氨)储能、热(冷)储能等。

(2)全过程安全技术：储能电池智能传感技术，储能电池热失控阻隔技术，电池本质安全控制技术，基于大数据的故障诊断和预警技术，清洁高效灭火技术；储能电池循环寿命预测技术，可修复再生的新型电池技术，电池剩余价值评估技术。

(3)智慧调控技术：规模化储能与常规电源联合优化运行技术，规模化储能电网主动支撑控制技术；分布式储能设施聚合互动调控技术，分布式储能与分布式电源协同控制技术，区域能源调配管理技术。

(二)推动产学研用融合发展

加快推进新型储能重点实验室、工程研究中心等实验室建设。依托中科院、清华大学等建设唐山海泰新能新型化学储能及氢能研究实验室，依托华北电力大学在保定建设“分布式储能与微网”河北省重点实验室，支持河北科学院、中南大学、天津大学、哈尔滨工业大学在邢台建设储能研发机构。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源配置，推动技术和商业模式创新。加强学科建设和人才培养，完善新型储能技术人才培养专业学科体系，深化新型储能专业人才培养和复合人才培养。

专栏3 新型储能产学研用

(1)华为保定新能源电力实验室。重点开展电化学储能新技术、储能支撑电网、光伏发电机等电网友好算法研究，研究成果支持首批共享储能示范项目建设落地。

(2)唐山海泰新能新型化学储能及氢能研究实验室。重点开展组串式化学储能技术研究、组串式化学储能应用与技术创新、制氢技术与氢燃料电池研究。

(3)中国科学院物理研究所与中科新世纪科技有限公司联合实验室。开展高性能锂离子电池系统研发及生产的技术升级；氢燃料电池、固态电池的技术研发。

(4)丰宁聚鑫新能源公司百兆瓦级绿色安全水系钠盐电池储能系统关键技术与应用示范项目。研发应用高能量密度、长寿命、安全稳定的水系钠离子电泡。二菌能与电力市场

(三)健全技术创新体系

加快建立以企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的储能技术创新体系，支持各地新型储能技术重点实验室建设，强化新型储能研发创新平台、储能技术产教融合创新平台的跟踪和管理。支持相关企业、科研院所等持续开展新型储能发展重点、应用布局、商业模式、政策机制、标准体系等方面的研究工作，为新型储能行业发展提供科学决策。

六、推进多元示范应用工程，加快产业化进程

聚焦各类应用场景，鼓励多元化技术路线发展，积极推进各类新型储能试点示范，加强示范项目跟踪评估。通过重点区域和重点示范项目带动新型储能技术进步和产业升级，完善新型储能产业链，增强产业竞争力。

(一)加快新型储能技术示范应用

加快重大技术创新项目建设。积极开展首台(套)重大技术装备示范、科技创新(储能)试点示范和项目跟踪监测与分析评估。依托承德新新钒钛储能科技公司全钒液流电池技术研发平台和液流电池检测技术服务中心、唐山海泰新型组串式化学储能实证平台、河北银隆钛酸锂电池河北省工程实验室等技术研发服务平台，加快新型储能技术创新、设备研发、标准制定，开展运行管理、效益分析等实验验证，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为制定产业政策和技术标准提供支持。

开展不同技术路线储能试点示范。锂离子电池储能重点在高安全方面开展试点示范；推动液流电池、飞轮、压缩空气储能技术更大容量试点示范；开展液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术研究示范；拓展氢储能应用领域，开展可再生能源制储氢、氢能发电等试点示范。鼓励结合电力系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

推动多时间尺度新型储能试点示范。针对负荷跟踪、系统调频、惯量支撑、无功支持及机械能回收等秒级和分钟级应用需求，推动短时高频储能技术示范。针对新能源消纳和系统调峰需求，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范，重点开展液流电池、压缩空气以及制氢等更长周期储能技术示范，满足多时间尺度应用需求。

专栏4 首批科技创新(储能)试点示范项目

(1)国家风光储输示范工程二期储能扩建工程。示范工程在二期基础上增容建设储能5万千瓦，二期工程聚焦国家新能源发展战略，加强储能应用模式及经济性研究，建立和完善新型储能安全检测与评价技术标准，促进新能源规模化开发和高效利用。项目单位为国网冀北张家口风光储输新能源有限公司。

(2)首台(套)张北100兆瓦先进压缩空气储能项目。项目建设规模为10万千瓦/40万千瓦时，系统设计效率70.4%，项目单位为张北巨人能源有限公司，技术来源为中国科学院工程热物理研究所，由中储国能(北京)技术有限公司提供全部设备。

(二)推动不同场景及区域试点示范

深化不同应用场景试点示范。聚焦新型储能在电源侧、电网侧、用户侧各类应用场景，实施一批新型储能示范试点项目，结合不同应用场景制定差异化支持政策。深化不同场景下储能装备、系统集成、规划设计、调度运行、安全防护等方面的关键技术研究，为新型储能推广应用积累经验。

加快重点区域试点示范。积极开展重点区域储能示范建设，发挥张家口可再生能源示范区、承德国家可持续发展议程创新示范区引领作用，鼓励张承地区因地制宜开展新型储能体制机制先行先试，为我省新型储能发展提供有益借鉴；加强国网张北风光储输国家首批科技创新(储能)试点示范项目的跟踪评估，支持带动省内新型储能项目创新发展。

专栏5“十四五”新型储能区域示范

(1)张家口可再生能源示范区新型储能创新发展。加大压缩空气储能、大容量蓄电池储能、飞轮储能、超级电容器储能等技术研发力度，积极探索商业化发展模式，逐步降低储能成本，开展规模化储能试点示范。推进储能在电源侧、用户侧和电网侧等场景应用，鼓励用电大户在用户侧建设以峰谷电价差为商业模式的新型储能电站，鼓励在电网侧以“企业自建共建共享”等方式建设运营新型储能电站。探索风光氢储、风光火储等源网荷储一体化和多能互补的储能发展模式。

专栏5“十四五”新型储能区域示范

(2)承德国家可持续发展议程创新示范区。发挥全钒液流电池技术优势，建设河北省首台(套)液流电池检测技术服务中心，打造专业测评技术服务团队，提高全钒液流电池关键材料、单电池、电堆测试及质子膜等相关领域的检测水平。大力推动锂离子电池、飞轮储能等新型储能技术研发，推进储能在电源侧、用户侧和电网侧等场景应用，推进“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补、电网侧网架支撑和输电设施替代等方面的应用。

(三)打造新型储能产业装备制造基地

鼓励知名企业加大储能装备生产力度，依托石家庄盾石磁能研发生产先进飞轮储能装备；依托北方奥钛、河北银隆、宁德时代、保定风帆等龙头企业，开展规模化锂离子电池储能装备生产；依托国家电投、承德新新钒钛研究生产铁-铬液流、全钒液流电池储能装备；依托远景集团储能装备研发制造优势，建设海兴县智能储能制造基地；依托张家口亿华通研发生产新一代氢燃料电池；依托中国科学院工程热物理研究所研究生产压缩空气储能系统核心部件，加快推进张家口先进压缩空气储能装备制造产业园建设；依托国内外骨干优势企业，完善储能锂电池正负极材料等产业链，打造张家口电化学储能装备制造生产基地。

依托中国科学技术研究院、华北电力大学、河北工业大学国网综合能源、中国铁塔、河北建投等科研院所、骨干企业，加大投资力度，吸引更多人才、技术、信息等高端要素向新型储能产业集聚，积极谋划在唐山、保定、邯郸建设新型储能高新技术产业基地，着力培育和打造储能战略性新兴产业集群，推动新型储能全产业链高质量发展。

七、重点打造市场体系工程，健全市场化机制

加快推进新型储能商业化创新模式，支持新型储能作为独立市场主体参与各类电力市场交易，研究建立新型储能价格机制，促进储能成本合理分摊和疏导。探索共享储能、云储能、储能聚合等市场化应用模式。

(一)合理疏导新型储能成本

加大“新能源+储能”支持力度。积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能，对于按规定配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源项目，结合储能技术水平和系统效益，可考虑在竞争性配置、项目备案(核准)、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面给予适当倾斜，推动“新能源+储能”健康有序发展。购买调峰能力或储能，应由买方企业向当地能源主管部门作出承诺并提供购买合同，根据购买合同中签订的调峰能力进行认定，并委托电网企业对购买合同中的项目进行全面核验收。

完善电网侧新型储能价格机制。以支撑系统安全稳定高效运行为原则，合理确定电网侧储能发展规模。为保障调峰容量电源的合理收益，研究推进电网侧独立储能电站市场化调峰电源补偿机制，对发挥系统调峰作用的新型储能，经调峰电源能力认定后，研究参照抽水蓄能管理并享受同样的价格和能耗政策。根据替代的火电和电网投资，对满足条件的各类大规模独立储能电站，结合不同储能时长给予差异化的容量补偿；探索储能电站商业化电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场交易，研究探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。

建立用户侧储能发展价格机制。按照国家和我省有关要求，进一步完善分时电价政策，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，为用户侧储能发展创造空间。建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制，增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少供配电设施增容投资，节约用户侧用电成本。

(二)支持储能参与市场交易

按照国家《电力并网运行管理规定》《电力辅助服务管理办法》，研究出台相关实施细则。加快完善调峰辅助服务市场机制，支持新型储能回收成本、获取收益，推动调峰成本向用户侧疏导。加快推进电力现货建设，探索现货市场运行期间由现货电能量市场代替调峰市场，形成有效激励储能调峰的市场化分时价格信号。

研究新型储能参与电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，明确相关交易、调度、结算细则。因地制宜完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，丰富辅助服务交易品种，研究顶峰、调峰、调频、爬坡、黑启动、惯量支持等辅助服务模式，推动新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务、鼓励配建形式的储能与电源联合作为一个整体参与市场交易。

(三)拓展新型储能商业模式

探索推广共享储能模式。鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。鼓励可再生能源发电企业与储能电站等签订新增消纳能力的协议或合同，明确市场化调峰资源的建设、运营等责任义务，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范，试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。研究开展储能聚合应用。鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应资源，创新源荷双向互动模式。充分发挥新能源汽车在电化学储能体系中的重要作用，加强新能源汽车与电网能量互动，提高电网调峰调频、安全应急等响应能力。创新投资运营模式。鼓励发电企业、独立储能运营商联合投资储能项目，通过市场化方式合理分配收益。建立源网荷储一体化和多能互补试点示范项目协调运营和利益共享机制。积极引导社会资本投资新型储能项目，建立健全公平保障机制。

八、规范储能项目管理工程，完善政策体系

加大新型储能技术创新和项目建设支持力度，建立健全新型储能全产业链技术标准体系,进一步完善新型储能项目管理机制。

(一)落实和完善相关支持政策

省有关部门按照国家政策要求并结合我省实际，研究制定各部门相关支持政策，加大在电价、财政、金融、土地等方面的支持力度，建立健全项目投资建设、并网调度、运行考核、价格等配套机制，加快研究独立储能、共享储能的电价形成机制，出台相关支持政策，促进新型储能发展。各市新型储能发展要纳入国民经济和社会发展规划第十四个五年规划，结合国家和省新型储能有关政策要求，出台新型储能建设实施方案，研究制定安全监督管理细则；积极申请国家首台(套)技术装备示范应用、绿色技术创新体系等中央预算内资金支持政策，进一步加快关键技术研发和装备产业化。积极引进社会资本投资绿色金融，支持新型储能产业发展。

(二)完善标准体系

建立全产业链标准体系。鼓励企业、团体及有关单位主持或参与储能相关国家标准、行业标准制修订工作。成立河北省燃料电池标准化技术委员会，加强相关标准研制。根据国家新型储能标准体系，结合河北实际，适时制定与国家标准和行业标准相配套的地方标准，强化新型储能与电力系统相关标准的有效衔接。加快制定安全相关标准。针对不同技术路线的新型储能设施，研究制定覆盖电气安全、组件安全、电磁兼容、功能安全、能量管理、运输安全、安装安全、退役管理等全方位安全标准。加快制定电化学储能模组/系统安全设计和评测、电站安全管理和消防防火等相关标准。细化储能电站接入电网和应用场景类型，完善接入电网系统的安全设计、测试验收、应急管理等相关标准。在

目前技术标准体系下，不得新建大型动力电池梯次利用储能项目。创新多元化应用技术标准。结合新型储能技术创新和应用场景拓展、及时开展各类标准的制修订工作，统筹技术进步和标准应用的兼容性、兼顾标准创新性和实用性。聚焦新能源配套储能，加快开展储能系统技术及并网性能要求等标准制修订。研究制定规模化储能集群智慧调控和分布式聚合调控的相关标准，提高储能运行效率和系统价值。

(三)建立项目管理机制

规范新型储能项目备案程序。新建的新型储能项目需列入省级规划或纳入市级布局建设方案后由当地县(市、区)投资主管部门或行政审批部门实行备案管理。电网侧独立储能项目纳入省级规划项目库统一管理，并实施年度滚动调整，在需求、技术、土地、并网等条件成熟后列入年度建设计划；省发展改革委批复的风电、光伏发电、多能互补、源网荷储一体化、大型风电光伏基地等配建新型储能项目视同列入省级规划；火电等常规电源和用户侧配建新型储能项目需纳入市级新型储能布局建设方案。

加强新型储能项目建设管理。完善新型储能项目建设单位资质资格、设备检测机制，提升质量管理水平，加快建立新型储能在用地、环保、安全、消防等方面管理机制。研究与新能源、微电网、综合智慧能源、源网荷储一体化和多能互补等配套建设的新型储能项目管理机制。督促电网企业加快制定新型储能调度运行管理规范，明确接网程序，优化调度运行机制，充分发挥储能系统效益。

强化安全风险防范。坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，建立“企业负责、行业自律、政府监管、社会监督”的管理机制，加快推动建立新型储能安全标准规范，完善安全管理体系，建立健全省市县三级联动和政府各相关部门齐抓共管的安全监管机制，强化企业安全主体责任，落实全员安全生产责任制。规范项目设计咨询、施工验收、并网调度、运行维护、退役管理、应急管理、事故处置等环节安全管控和监督，筑牢安全底线。

九、环境影响评价

(一)环境影响分析

“十四五”期间，随着新型储能的大力发展，我省新能源发电装机和消费占比将快速提升。预计到2025年，支撑我省非化石能源占能源消费总量比重由2020年的7%提高到13%，可再生能源电力消纳责任权重由2020年的14.2%提高到22.8%，相当于减少标煤约4755万吨，减少二氧化碳排放约1.3亿吨，减少二氧化硫排放量约6.2万吨，减少氮氧化物排放量约5.7万吨。

(二)环境保护措施

规划实施过程中严格执行环境影响评价制度，坚守生态保护红线和永久基本农田，在规划选址、并网线路等方面确保区域生态功能。避让环境敏感性因素。加强新型储能项目布局、建设、运营、退役全环节、全生命周期环境保护，严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单“三线一单”要求，严格执行环保标准，做到环境保护设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产”，预防和减轻环境影响。各市县通过规划实施“十四五”期间在推动新型储能健康发展的同时，实现与生态环境的友好共赢，为实现双碳目标做出重要贡献。

十、保障措施

(一)强化组织领导

建立健全由省发展改革委、省自然资源厅、省应急管理厅、省市场监管局、省住房城乡建设厅、省工业和信息化厅、省科学技术厅、省财政厅、省生态环境厅、国家税务总局河北省税务局、省公安厅、国网河北省电力公司、国网冀北电力公司、有关储能企业等单位组成的工作协调机制，各部门按照国务院安委会相关职责分工，对口抓好贯彻落实，统筹推进新型储能产业安全发展。成立省级新型储能产业协会，加强行业自律，支持龙头企业、科研院所、创新平台参与主导新型储能领域相关标准制定。相应成立新型储能发展协调推进工作机制，按年度编制各地市新型储能发展方案，明确进度安排和考核机制，精心组织实施，科学有序推进各项任务，切实保障“十四五”规划落地落实。

(二)鼓励先行先试

鼓励相关市场主体充分发挥各自优势，在构建新型储能有序发展体制机制方面积极开拓创新、先行先试。各市县可结合本地实际、研究出台相关支持政策和改革举措。开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等基础

上，研究建立合理的储能成本分担和疏导机制，及时总结可复制可推广的成功经验和做法。对于先进新型储能项目，优先列入省市重点项目计划，在符合国土空间规划和国家产业政策的前提下耕地占补平衡和用地指标予以优先保障。

(三)拓宽融资渠道

加强银企对接合作平台建设，加大对新型储能项目信贷支持，积极支持符合条件的新型储能企业在科创板、创业板等注册上市融资，落实促进科技金融深度融合的政策措施，发挥新型金融工具的助推孵化作用，支持初创型、成长型新型储能企业发展。鼓励各类资本设立新型储能产业基金及创新创业基金，按照市场化原则支持新型储能创新型企业，促进科技成果转移转化。鼓励银行业金融机构按照风险可控、商业可持续性原则支持新型储能产业发展，运用科技化手段为优质企业提供精准化、差异化金融服务。

(四)加大推广合作

注重引进国内外龙头企业和优秀人才，建设重点实验室、工程研究中心等创新平台，加强我省新型储能技术研究和装备研发，丰富积累规划、建设、运营等试点示范经验，推动新型储能项目安全高效发展。鼓励省内外骨干企业强强联合，或扩产或跨界合作，积极搭建新型储能创新平台、推动新型储能产业技术发展，对先进可靠、成熟适用、前景广阔的技术路线和商业模式积极开展推广应用。

(五)建立考核机制

加强新型储能项目管理。强化企业主体责任，加大投资力度严格执行安全技术标准，统筹推进项目如期投产发挥作用。探索实施动态管理和评估，建立新型储能项目省、市、县三级考核评估机制，组织相关部门和电网企业定期对已备案项目的开工建设、投产验收、安全运行等情况进行考核，对不符合安全、技术标准要求的责令限期整改，确保储能电站安全高效运行。建立新型储能项目信息共享机制实现相关部门和省市县三级信息高效互通、协调一致。健全常态化项目信息统计上报制度，推动新型储能项目动态信息纳入国家大数据平台，提升动态监测和行业信息化管理水平。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/180817.html>