

江苏省发展和改革委员会文件

苏发改能源发〔2018〕515号

省发展改革委关于转发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》的通知

各设区市发展改革委、省电力公司、各配售电企业、省能源规划研究中心：

为加快储能技术与产业发展，提高我省能源系统整体效率，现将国家发展改革委等《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）转发给你们，并根据我省实际情况，提出以下贯彻落实要求。

一、简化项目审批手续。根据省政府《关于发布江苏省政府核准的投资项目目录（2017年本）的通知》（苏政发〔2017〕71号）和《关于印发江苏省企业投资项目核准和备案管理办法的通

知》（苏政发〔2017〕88号）的要求，我省抽水蓄能项目由省政府投资主管部门按照国家制定的相关规划核准，其余由企业投资的储能项目根据相关规划由相应投资主管部门实行属地备案。项目核准、备案机关应当遵循便民、高效原则，提高办事效率，提供优质服务，严禁超越法定职权予以核准或备案。

二、加强规划统筹发展。储能项目应推行绿色设计理念，重视上下游协调发展，优化从材料、部件、系统、运营到回收再利用的完整产业链，鼓励多元市场主体公平参与市场竞争。储能项目须符合发展规划、土地管理、环境保护和安全消防等要求，锂离子电池、铅炭电池、铅酸电池等电化学储能项目还应特别强调符合电池资源回收利用、能耗与环境管理等要求，加强监管，杜绝污染。支持新能源汽车动力电池梯次利用，依规开发储能项目。

三、分类分级协调管理。储能项目主要分为用户侧储能项目和电网侧储能项目。用户侧储能项目在用户内部场地或邻近建设，并接入用户内部配电网，按照市场化方式为用户内部配电网提供服务，由企业自主投资经营、自负盈亏，并鼓励支持以用户为单位参加电力需求响应。用户侧储能项目应满足电网安全接入和运行要求，其中额定功率1万千瓦及以上的用户侧储能项目应纳入各设区市的地区配电网规划，额定功率5万千瓦及以上的用户侧储能项目应纳入省级电网规划。

电网侧储能项目在专用站址建设，直接接入公用电网，承担电网调峰、调频、备用、事故安全响应等功能。电网侧储能项目

作为电网系统的关键设施，应按照《江苏省电网项目管理暂行办法》（苏发改规发〔2016〕3号）、《关于做好电力项目核准权限下放后规划建设有关工作的通知》（苏发改能源发〔2017〕947号）等要求组织评估后纳入省级电网规划，明确分地区分年度规划规模，由各设区市发展改革委依规组织项目优选，指导项目备案。电网侧储能项目可由电网企业、配售电企业和社会资本等投资建设，主要通过参与电力市场交易获得合理补偿，并逐步建立与电力市场化运营服务配套的储能服务补偿机制。

附件：关于促进储能技术与产业发展的指导意见（发改能源〔2017〕1701号）



抄送：国家能源局江苏监管办、省经信委、省物价局，省电力设计院。

江苏省发展和改革委员会办公室

2018年6月5日印发



国家发展和改革委员会
财政部
科学技术部
工业和信息化部
国家能源局
文件

发改能源〔2017〕1701号

关于促进储能技术与产业发展的指导意见

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家电网公司、南方电网公司：

储能是智能电网、可再生能源高占比能源系统、“互联网+”智慧能源（以下简称能源互联网）的重要组成部分和关键支撑技术。储能能够为电网运行提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务，是提升传统电力系统灵活性、经济性和安

全性的重要手段；储能能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术；储能能够促进能源生产消费开放共享和灵活交易、实现多能协同，是构建能源互联网，推动电力体制改革和促进能源新业态发展的核心基础。

近年来，我国储能呈现多元发展的良好态势：抽水蓄能发展迅速；压缩空气储能、飞轮储能，超导储能和超级电容，铅蓄电池、锂离子电池、钠硫电池、液流电池等储能技术研发应用加速；储热、储冷、储氢技术也取得了一定进展。我国储能技术总体上已经初步具备了产业化的基础。加快储能技术与产业发展，对于构建“清洁低碳、安全高效”的现代能源产业体系，推进我国能源行业供给侧改革、推动能源生产和利用方式变革具有重要战略意义，同时还将带动从材料制备到系统集成全产业链发展，成为提升产业发展水平、推动经济社会发展的新动能。为贯彻习近平总书记关于“四个革命、一个合作”的能源战略思想，落实《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》任务，促进储能技术与产业发展，提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻习近平总书记系列重要讲话精神，按照中央财经

领导小组第六次、第十四次会议和国家能源委员会第一次、第二次会议重大决策部署要求，适应和引领经济社会发展新常态，着眼能源产业全局和长远发展需求，紧密围绕改革创新，以机制突破为重点、以技术创新为基础、以应用示范为手段，大力发展“互联网+”智慧能源，促进储能技术和产业发展，支撑和推动能源革命，为实现我国从能源大国向能源强国转变和经济提质增效提供技术支撑和产业保障。

（二）基本原则

政府引导、企业参与。加强顶层设计，加大政策支持，研究出台金融等配套措施，统筹解决行业创新与发展重大共性问题。加强引导和信息服务，推动储能设施合理开放，鼓励多元市场主体公平参与市场竞争。

创新引领、示范先行。营造开放包容的创新环境，鼓励各种形式的技术、机制及商业模式创新。充分发挥示范工程的试点作用，推进储能新技术与新模式先行先试，形成万众创新良好氛围。

市场主导、改革助推。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励社会资本进入储能领域。结合电力体制改革进程，逐步建立完善电力市场化交易和灵活性资源的价格形成机制，还原能源商品属性，着力破解体制机制障碍。

统筹规划、协调发展。加强统筹规划，优化储能项目布局。重视上下游协调发展，优化从材料、部件、系统、运营到回收再

利用的完整产业链。在确保安全的前提下发展储能，健全标准、检测和认证体系，确保产品质量和有序竞争。推行绿色设计理念，研究建立储能产品的梯级利用与回收体系，加强监管，杜绝污染。

（三）发展目标

未来 10 年内分两个阶段推进相关工作，第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡；第二阶段实现商业化初期向规模化发展转变。

“十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；研发一批重大关键技术与核心装备，主要储能技术达到国际先进水平；初步建立储能技术标准体系，形成一批重点技术规范 and 标准；探索一批可推广的商业模式；培育一批有竞争力的市场主体。储能产业发展进入商业化初期，储能对于能源体系转型的关键作用初步显现。

“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。

二、重点任务

（一）推进储能技术装备研发示范

集中攻关一批具有关键核心意义的储能技术和材料。加强基础、共性技术攻关，围绕低成本、长寿命、高安全性、高能量密度的总体目标，开展储能原理和关键材料、单元、模块、系统和回收技术研究，发展储能材料与器件测试分析和模拟仿真。重点包括变速抽水蓄能技术、大规模新型压缩空气储能技术、化学储电的各种新材料制备技术、高温超导磁储能技术、相变储热材料与高温储热技术、储能系统集成技术、能量管理技术等。

试验示范一批具有产业化潜力的储能技术和装备。针对不同应用场景和需求，开发分别适用于长时间大容量、短时间大容量、分布式以及高功率等模式应用的储能技术装备。大力发展储能系统集成与智能控制技术，实现储能与现代电力系统协调优化运行。重点包括 10MW/100MWh 级超临界压缩空气储能系统、10MW/1000MJ 级飞轮储能阵列机组、100MW 级锂离子电池储能系统、大容量新型熔盐储热装置、应用于智能电网及分布式发电的超级电容电能质量调节系统等。

应用推广一批具有自主知识产权的储能技术和产品。加强引导和扶持，促进产学研用结合，加速技术转化。鼓励储能产品生产企业采用先进制造技术和理念提质增效，鼓励创新投融资模式降低成本，鼓励通过参与国外应用市场拉动国内装备制造水平提升。重点包括 100MW 级全钒液流电池储能电站、高性能铅炭电容电池储能系统等。

完善储能产品标准和检测认证体系。建立与国际接轨、涵盖储能规划设计、设备及试验、施工及验收、并网及检测、运行与维护等各应用环节的标准体系，并随着技术发展和市场需求不断完善。完善储能产品性能、安全性等检测认证标准，建立国家级储能检测认证机构，加强和完善储能产品全寿命周期质量监管。建立和完善不合格产品召回制度。

（二）推进储能提升可再生能源利用水平应用示范

鼓励可再生能源场站合理配置储能系统。研究确定不同特性储能系统接入方式、并网适应性、运行控制、涉网保护、信息交换及安全防护等方面的要求，对于满足要求的储能系统，电网应准予接入并将其纳入电网调度管理。

推动储能系统与可再生能源协调运行。鼓励储能与可再生能源场站作为联合体参与电网运行优化，接受电网运行调度，实现平滑出力波动、提升消纳能力、为电网提供辅助服务等功能。电网企业应将联合体作为特殊的“电厂”对待，在政府指导下签订并网调度协议和购售电合同，联合体享有相应的权利并承担应有的义务。

研究建立可再生能源场站侧储能补偿机制。研究和定量评估可再生能源场站侧配置储能设施的价值，探索合理补偿方式。

支持应用多种储能促进可再生能源消纳。支持在可再生能源消纳问题突出的地区开展可再生能源储电、储热、制氢等多种形式能源存储与输出利用；推进风电储热、风电制氢等试点示范工

程的建设。

（三）推进储能提升电力系统灵活性稳定性应用示范

支持储能系统直接接入电网。研究储能接入电网的容量范围、电压等级、并网适应性、运行控制、涉网保护、信息交互及安全防护等技术要求。鼓励电网等企业根据相关国家或行业标准要求结合需求集中或分布式接入储能系统，并开展运行优化技术研究和应用示范。支持各类主体按照市场化原则投资建设运营接入电网的储能系统。鼓励利用淘汰或退役发电厂既有线路和设施建设储能系统。

建立健全储能参与辅助服务市场机制。参照火电厂提供辅助服务等相关政策和机制，允许储能系统与机组联合或作为独立主体参与辅助服务交易。根据电力市场发展逐步优化，在遵循自愿的交易原则基础上，形成“按效果付费、谁受益谁付费”的市场机制。

探索建立储能容量电费和储能参与容量市场的规则机制。结合电力体制改革，参考抽水蓄能相关政策，探索建立储能容量电费和储能参与容量市场的规则，对满足条件的各类大规模储能系统给予容量补偿。

（四）推进储能提升用能智能化水平应用示范

鼓励在用户侧建设分布式储能系统。研究制定用户侧接入储能的准入政策和技术标准，引导和规范用户侧分布式电储能系统建设运行。支持具有配电网经营权的售电公司和具备条件的居民

用户配置储能，提高分布式能源本地消纳比例、参与需求响应，降低用能成本，鼓励相关商业模式探索。

完善用户侧储能系统支持政策。结合电力体制改革，允许储能通过市场化方式参与电能交易。支持用户侧建设的一定规模的电储能设施与发电企业联合或作为独立主体参与调频、调峰等辅助服务。

支持微电网和离网地区配置储能。鼓励通过配置多种储能提高微电网供电的可靠性和电能质量；积极探索含储能的微电网参与电能交易、电网运行优化的新技术和新模式。鼓励开发经济适用的储能系统解决或优化无电人口供电方式。

（五）推进储能多元化应用支撑能源互联网应用示范

提升储能系统的信息化和管控水平。在确保网络信息安全的前提下，促进储能基础设施与信息技术的深度融合，支持能量信息化技术的研发应用。逐步实现对储能的能源互联网管控，提高储能资源的利用效率，充分发挥储能系统在能源互联网中的多元化作用。

鼓励基于多种储能实现能源互联网多能互补、多源互动。鼓励大型综合能源基地合理配置储能系统，实现风光水火储多能互补。支持开放共享的分布式储能大数据平台和能量服务平台的建设。鼓励家庭、园区、区域等不同层次的终端用户互补利用各类能源和储能资源，实现多能协同和能源综合梯级利用。

拓展电动汽车等分散电池资源的储能化应用。积极开展电动

汽车智能充放电业务，探索电动汽车动力电池、通讯基站电池、不间断电源（UPS）等分散电池资源的能源互联网管控和储能化应用。完善动力电池全生命周期监管，开展对淘汰动力电池进行储能梯次利用研究。

三、保障措施

（一）加强组织领导

国家发展改革委、国家能源局会同财政部、科技部、工业和信息化部等有关部门统筹协调解决重大问题，建立完善扶持政策，切实推动各项措施落实到位，形成政、产、学、研、用结合的发展局面。依托行业力量建设国家级储能技术创新平台；充分发挥专业协（学）会、研究会作用，引导行业创新方向。建立储能专业咨询委员会，为政府决策提供支撑。推动成立国家级产业联盟，加强产业研究、建立信息渠道。鼓励各省级政府依照已出台的智能电网、微电网、多能互补、“互联网+”智慧能源、电动汽车充电设施、废旧动力蓄电池回收利用、配电网建设、电力现货市场等相关政策对储能进行支持，并根据实际情况出台配套政策、给予资金支持和开展试点示范工作，对符合条件的储能企业可按规定享受相关税收优惠政策，将储能纳入智能电网、能源装备制造等专项资金重点支持方向，在具备条件的地区开展技术与政策机制综合性区域试点示范，鼓励清洁能源示范省因地制宜发展储能。各地能源及相关主管部门应结合实际，研究制定适合本地的落实方案，因地制宜，科学组织，杜绝盲目建设和重复投

资，务实有序推进储能技术和产业发展。国家能源局各派出能源监管机构根据职责积极参与相关机制研究，加强安全和市场监管，督促相关政策和重大示范工程的落实。

（二）完善政策法规

建立健全相关法律法规，保障储能产业健康有序发展。加强电力体制改革与储能发展市场机制的协同对接，结合电力市场建设研究形成储能应用价格机制。积极开展储能创新应用政策试点，破除设备接入、主体身份、数据交互、交易机制等方面的政策壁垒，研究制定适应储能新模式发展特点的金融、保险等相关政策法规。加强储能技术、产品和模式等的知识产权管理与保护。加强储能安全与环保政策法规及标准体系建设，研究建立储能产品生产责任延伸制度。鼓励储能系统开发采用标准化、通用性及易拆解的结构设计，协商开放储能控制系统接口和通讯协议等利于回收利用的相关信息。

（三）开展试点示范

围绕促进可再生能源消纳、发展分布式电力和微网、提升电力系统灵活性、加快建设能源互联网等重大需求，布局一批具有引领作用的重大储能试点示范工程。跟踪试点示范项目建设运营情况，建立健全促进行业可持续发展的体制机制。鼓励和支持国家级可再生能源示范区及其他具备条件的地区、部门和企业，因地制宜开展各类储能技术应用试点示范。在技术创新、运营模式、发展业态和体制机制等方面深入探索，先行先试，总结积累

可推广的成功经验。

（四）建立补偿机制

结合电力体制改革，研究推动储能参与电力市场交易获得合理补偿的政策和建立与电力市场化运营服务相配套的储能服务补偿机制。推动储能参与电力辅助服务补偿机制试点工作，建立相配套的储能容量电费机制。建立健全补偿监管机制，严惩违规行为。

（五）引导社会投资

落实简政放权精神，研究建立程序简化、促进投资的储能投资管理机制，对于独立的储能项目，除《政府核准的投资项目目录》已有规定的，一律实行备案制，按照属地原则备案，备案机关及其权限由省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府规定。企业按照地方有关规定向主管部门备案。充分发挥中央财政科技计划（专项、基金）作用，支持开展储能基础、共性和关键技术研发。研究通过中央和地方基建投资实施先进储能示范工程，引导社会资本加快先进储能技术的推广应用。鼓励通过金融创新降低储能发展准入门槛和风险，支持采用多种融资方式，引导更多的社会资本投向储能产业。

（六）推动市场改革

加快电力市场建设，建立储能等灵活性资源市场化交易机制和价格形成机制，鼓励储能直接参与市场交易，通过市场机制实现盈利，激发市场活力。建立健全准入制度，鼓励第三方资本、

小微型企业等新兴市场主体参与市场，促进各类所有制企业的平等、协同发展。

（七）夯实发展基础

依托行业建立储能信息公共平台，加强信息对接、共享共用和交易服务。创新人才引进和培养机制，引进一批领军人才，培育一批专业人才，形成支持储能产业的智力保障体系。加强宣传，扩大示范带动效应，吸引更多社会资源参与储能技术研究和产业创新发展。



2017年9月22日

