

国家发改委、国家能源局联合发文明确概念,打通多个发展堵点——

独立储能获政策“充电”

■本报记者 张金梦

专家观点

“独立储能身份的明确,将吸引电网企业加快布局相关业务。未来电网企业投资建设的储能电站与非电网资本投资的独立储能站,在参与电力市场时,能否获得无差别待遇,实现电力市场公平透明,还有待观察。”

近日,国家发改委、国家能源局印发《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》(以下简称《通知》),首次对“独立储能”的概念进行了

官方定义。

《通知》明确的独立储能概念与传统概念有何不同?此次“官宣”对储能产业的发展又将产生哪些影响?

首获官方定义

根据《通知》,具备独立计量、控制等技术条件,接入调度自动化系统可被电网监控和调度,符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求,具有法人资格的新型储能项目,可转为独立储能,作为独立主体参与电力市场。

“也就是说,只要具有法人资格,符合相关要求,且愿意实施技术改造的新型储能项目,均可作为独立主体参与电力市场。”山东电力工程咨询院智慧能源事业部设计总工程师、中国能源研究会储能专委会委员裴善鹏说。

华北电力大学电气与电子工程学院副教授郑华表示,这是官方首次对独立储能身份进行定义,摒弃了以往以电网并网点或产权分界点为核心的传统“独立”理

念,首次明确独立储能概念。“这是我国新型储能,乃至新型电力系统发展过程中的重大政策创新之一。”

“传统独立储能概念,通常指接入到电网产权分界点或新能源电站并网点(PCC点)的新型储能项目,而未接入到PCC点的新储能项目,不直接与电网企业和交易机构进行调度、交易与结算,即将储能电站视为新能源或传统电源电站的附属设施。而此次《通知》明确的独立储能,无论项目接入点在哪儿,只要符合条件,均可作为独立储能电站,直接与电网企业和交易机构进行调度、交易与结算,极大拓宽了独立储能参与电力市场的途径,是适合新型储能良性发展所需的‘长效机制’之一。”郑华说。

扩大盈利空间

独立储能首获官方定义,解决了储能电站结算难、受众主体单一等难题,对储能企业和投资方而言无疑是重大利好消息。

山东某储能电站负责人刘某表示:“此前,相关文件规定新能源项目强制配储能,而且部分储能要义务调用。现在,独立储能概念得以明确,给了独立储能项目一个合理‘补偿’。”

厦门科华数能科技市场总监陈超表示,储能独立市场身份的明确,便于其未来广泛参与电力市场交易,同时减轻风光开发商单独配置储能的成本,有

利于提升电力系统中储能资产利用率。

郑华进一步介绍,此前,由于新型储能电站或单元只能服务于单一的新能源场站或传统电源,造成储能利用率不高。而根据此次独立储能的定义,原则上允许任何接入点的储能电站参与全网范围内的电力交易,增加了储能电站的利用率,扩大了电站的盈利空间,解决了储能收益结算难的问题。

“此前,不具备电网直调条件或没有电网结算市场主体身份的储能项目,一般采取合同能源管理方式进行商业运营。在这一过程中,业主方可能会出

现推迟结算甚至违约、扣减储能收益的情况,造成收益‘结算难’,而此次《通知》明确独立储能电站可与电网企业直接监控、结算,避免了第三方收益结算拖欠问题。”郑华表示。

“但不论是存量储能电站还是新建储能电站,独立储能身份的明确都会因满足新的双向计量、调度监控、市场交易要求等变化,导致投资成本与运营成本增加,同时也会加大电网调度运行及其辅助系统等的复杂度,尤其是在电网异常情况下,新能源场站与储能电站等都会受到不同程度的影响。”郑华说。

保障良性竞争

有业内人士指出,《通知》为解决现有储能电站的调度、交易与结算等核心问题提供了基础思路,但后续发展仍需深入研究存量储能电站与调度、交易机制之间的关系,制定独立储能电站与现有系统、运行机制、运营机制的协同方案。

“现阶段,新型储能的商业模式较为单一,可参与的电力市场范围、深度都有限。下一步,只有逐步扩大参与电力市场的范围与品种,新型储能的

多场景灵活性优势与价值才能得以体现,在源侧、网侧和荷侧的多元化应用场景中创造新模式、形成新业态。”郑华说。

对此,中国能建集团储能技术专家楚攀指出:“独立储能身份的明确,将吸引电网企业加快布局相关业务。未来电网企业投资建设的储能电站与非电网资本投资的独立储能站,在参与电力市场时,能否获得无差别待遇,实现电力市场公平透明,还有待

观察。”

楚攀建议,未来储能参与电力辅助服务市场与电力现货市场交易时,可借鉴证券市场的监督方式,或引入区块链等技术进行记录,利用丰富的信息化手段,保障市场参与主体权责一致,公平参与,良性竞争。

此外,郑华建议,独立储能与非独立储能也需要结合地区市场实际需求、交易机制、偏差机制等因素权衡发展,在市场公平竞争中实现利益最大化。

关注

内蒙古集通铁路电气化改造工程加紧建设



图片新闻

日前,在位于内蒙古锡林郭勒盟境内的集通铁路电气化改造工程施工现场,中铁电气化局施工人员正在加紧施工。改造完成后,该铁路年货运量将由3600多万吨提高至8000多万吨,旅客列车全程运行时间将缩短6个小时左右。

人民图片

辽宁将启动电力现货市场试运行

本报讯 记者杨晓冉报道:日前,东北能源监管局会同有关单位组织起草了《辽宁省电力市场运营基本规则及六项配套规则(征求意见稿)》,释放了即将启动电力现货市场模拟试运行的信号。

据了解,该规则体系包括《辽宁省电力市场运营基本规则》和《辽宁现货电能市场交易实施细则》《辽宁省电力辅助服务(调频)市场实施细则》《辽宁省电力市场中长期交易细则》《辽宁省电力市场电费结算实施细则》《辽宁省电力市场零售管理实施细则》,以及《辽宁省电力市场管理实施细则计量管理部分》等6个实施细则。

记者梳理发现,该规则体系对下一步电力市场各类交易的组织实施、各交易品种流程、申报和出清要求等均提出了规范及要求。

《辽宁现货电能市场交易实施细则》中提到,各类中长期交易合约约定功率曲线或曲线形成方式。现货市场运行时,中长期交易合约仅作为结算依据管理市场风险,不作为调度执行依据。日前省内和省间现货市场采取“分别报价、分别出清”的组织方式,在日前省内现货市场预出清结束后,发布各机组次日预出清结果。省内发电企业依据省间现货规则,参与省间现货市场。

《辽宁省电力市场运营基本规则》中提到,市场主体包括满足准入条件的各类发电企业、配售电企业、电力用户等。发电侧起步阶段,省内全部燃煤机组、集中式风电和光伏(不含暂未参与市场的平价及低价项目)、核机组参与现货市场;其他类型电源暂不参与现货市场。用户侧起步阶段,中长期市场用户均应参与现货市场。

同时,省外政府合约根据各省工业信息化厅批复的年度电力电量平衡方案,与省外机组签订的合约电量,按照相关规则分解执行。省内基数合约采用“以用定发”的匹配原则,确定各时段市场内机组的基数电量,并按照上网电量比例分配给市场化新能源及核电,分配上限为对应时段新能源、核电的上网电量。电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益(含偏差电费),按月由全体工商业用户分摊或分享。

华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇指出,东北是最先提出调峰辅助服务的地区,电力市场建设历史较长,具备人才培养、建设调峰辅助服务市场的经验。“但现货市场建设也有一些难点:一是在北电南送线路上有一定阻塞,在市场设计时需统筹考虑;二是新能源装机占比高,消纳形势严峻;此外,东北地区冬季供暖期间火电机组压力较大,热、电的不完全解耦,限制了一些热电联供机组的灵活性。目前辽宁还有一定比例的核电机组,开启现货挑战更大。”

陈皓勇认为,在高比例新能源接入的电力系统中,如何建立有利于新能源消纳的电力市场体制机制是现货市场设计的难点。“风、光等新能源的随机性和波动性,给电网调度运行带来诸多困难,如何提高电力系统灵活性已成各方关注的焦点。”据了解,截至去年底,辽宁省新能源总装机容量为1636万千瓦,预计到“十四五”末,这一数字将达到4000万千瓦,将对电网的支撑能力、消纳能力提出更高要求,也对辽宁统筹新能源和现货市场衔接提出了要求。

“一般情况下,光伏、风电等可再生能源机组功率曲线难控,电能商品品质低,但因环保效益显著,往往可被全额消纳,或根据电力系统的安全稳定要求,约束在一定功率波动范围内被消纳,并以市场最低价更低的价格结算电量。在这种情况下,系统总负荷扣除可再生能源机组出力后,可能形成功率缺口,增加了电力系统的灵活性需求和调峰难度。”陈皓勇表示。

有业内专家指出,调峰辅助服务在一定程度上提高了电网运行灵活性,能够减少弃风弃光。“业内有过讨论,在现货市场建立后是否应该取消调峰辅助服务市场。实际上,现货市场和调峰辅助服务市场应该是互补关系。”

电力系统配置电化学储能国标将出台

本报讯 记者卢奇秀报道:近日,全国电力储能标准化技术委员会发布关于征求国家标准《电力系统配置电化学储能电站规划导则》意见的函(以下简称《导则》),以规范电力系统配置电化学储能电站的规划技术原则,强化顶层设计,突出科学引领作用,促进新型储能与电力系统各环节融合发展,支撑新型电力系统建设。

“现阶段,新型电力系统中的储能如何规划还缺乏统一的标准规范。”清华四川能源互联网研究院系统混合仿真研究所所长张东辉向记者坦言,我国正在大力发展新能源,建设新能源占比逐渐提高的新型电力系统。而储能作为新型电力系统中的关键支撑元素,非常有必要及早纳入电网规划,或作为电网规划中一个重要专题,所以《导则》的出台十分必要和紧迫。

据了解,我国在电化学储能接入电力系统标准方面,已出台《电化学储能系统接入电网技术规定》《电力系统电化学储能系统通用技术条件》等国家标准和行业标准。但整体来看,储能规划还较为模糊,且缺乏通用的分析模型。

《导则》编制说明中也提出,为适应新型

电力系统发展需求,明确电化学储能电站在新型电力系统建设中的应用场景和功能定位,促进电化学储能发展与能源电力规划相协调,亟需规范电化学储能电站的规划配置原则与要求。对于电化学储能电站配置,从电力系统整体出发,面向调峰调频、紧急功率支撑等系统需求,确定整体储能规划总需求。风电场、光伏发电站、用户侧等基于平滑输出功率波动、跟踪计划曲线等自身应用场景,确定储能配置思路和方法;电网侧结合系统整体需求和电源侧、用户侧的储能布局,在电网中进行电化学储能电站的规划配置,以满足电力系统的总体需求,促进电力系统源网荷储协同发展。

《导则》规定了电力系统配置电化学储能电站的需求预测以及电源侧、用户侧、电网侧电化学储能电站配置方法。国家发改委、国家能源局此前印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确提出,到2025年,实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变,装机规模超过30吉瓦。

既然已有整体目标,为何还要进行需求预测和规范配置方法?张东辉认为,电力系统配置电化学储能电站要进行规划,第一

步就是要预测电化学储能电站的需求,有迫切、长期和全局性的需求才需要进行规划,“如何配置,行业还存在较多不明确和不统一的地方,导致各方对储能规划和配置难以达成一致的意见。”

而传统的电源规划方法,基本都是面向出力确定或相对确定、可控性较强的电源,比如大型火电、水电等,这些电源都可以自主支撑电网调峰运行,因此一般采用确定性的边界处理方法来规划。而新能源出力具有随机性和不可控性,需要其他电源或灵活性资源来配合,才能在电网中大规模运行。采用传统方法边界化处理,容易造成规划过于保守或激进。

张东辉表示,储能作为电力系统灵活性调节资源,是新型电力系统规划中不可或缺的组成部分。随着我国深入挖掘已有常规机组灵活性潜力、负荷侧需求响应能力,以及储能资源的调节经济性逐渐提升,储能在新型电力系统规划中将扮演越来越重要、越来越核心的角色。未来,如果有新能源,同时就得配套储能规划。《导则》是一个导向性标准,细则还有待进一步细化深化。