

新增和累计装机均创新高,但消纳难问题凸显——

分布式光伏也要“弃电”?

■本报记者 董梓童

近日,随着河南低压分布式光伏配合调峰消息传出,分布式光伏消纳问题又一次被推到聚光灯下,成为行业讨论的焦点。分布式光伏参与调峰,意味着在一段时间内限制部分用户光伏发电系统的发电量,减少随机性、波动性、间歇性电力对电网安全稳定运行的影响。这凸显了分布式光伏发展面临存量消纳难、新增装机并网空间不足的挑战。

分布式光伏保持快速增长,年均增速超过50%,在业内人士看来,在集中式新能源难以满足系统调峰需求的情况下,分布式光伏参与电网调峰或成常态。未来,预计分布式光伏仍将密集接入配电网。在此背景下,如何提高分布式光伏最大容量接入成为行业必答题。

■ 持续加强政策管理

“新能源的间歇性、波动性及反调峰特性是影响新能源消纳的主要原因。”中国电力科学研究院新能源研究中心新能源调度运行室主任张金平指出,光伏出力呈现“夏

秋大、冬春小、晚峰无光”的特点。随着新能源装机占比提升,日内、日间波动性显著增强,2023年国网新能源日内最大波动2.56亿千瓦,日间波动2.81亿千瓦。

针对分布式光伏,中国光伏行业协会发布的数据显示,2023年全年,我国分布式光伏新增装机规模超100吉瓦,同比增长近50%。一方面,分布式光伏新增和累计装机规模都创下新高。另一方面,部分地区出现了反送电、变压器过载的情况。去年10月以来,广东、福建、黑龙江等省先后发布了省内分布式光伏接入电网承载力评估和低压分布式光伏接网预警。

评估结果和预警等级公布了该地区剩余可接入的分布式光伏容量,为此,市场一度出现承载力不足,分布式光伏无发展空间的担忧。

“承载力不是技术能力,而是一个管理政策。”一位不愿具名的业内专家表示,“分布式光伏最大的特点是就近利用,就近利用也意味着,由于每个地区配电网承载力不同,消纳情况也就各异。承载力的存在让分布式光伏就近消纳成为更现实的选

择,也因承载力水平不尽相同,才让部分地区面临消纳挑战。”

■ 提升“四可”能力

2021年,在分布式光伏“整县推进”政策驱动下,我国分布式光伏新增装机规模历史上首次超越集中式光伏,随后一直和集中式光伏并驾齐驱,维持高速增长趋势。

张金平认为,新能源高速发展背景下,需要持续关注新能源消纳问题。提升新能源预测水平,提高电力系统调节能力,开展新能源消纳评估是实现高效消纳的重要保障。

“风光出力的随机性、波动性,加之电力系统运行灵活性限制,当电力供应超过负荷需求的时候,就可能造成新能源消纳受限。一般中午光伏会出现大发,新能源发电渗透率超过临界值,新能源整体利用率下降。这是客观规律,也是我国分布式光伏大省山东、河北、河南面临的现实问题。”张金平提出,为促进新能源消纳提升,就要提升分布式光伏

“四可”能力,即“可观可测可调控”。“首先在可观可测方面,主要是针对海量的380伏、220伏分布式光伏,要建设和分布式光伏发展相适应的配网能力,构建一体化分布式光伏功率预测模型。而在可调控方面,基于分布式光伏的处理特性,考虑电力系统平衡和备用的相关需求,包括常规电源、抽蓄储能的运行约束,将分布式光伏和集中式新能源协同纳入电力系统平衡。同时考虑分布式光伏的运营主体,还有设备状态和承载力因素,制定科学限电策略。”

■ 激励用户参与消费

发电就要用电。电力作为可消费商品,使用是其重要特点。为此,业内人士还表示,除了新增并网线路、扩容原有线路、改造逆变器等手段外,应进一步完善新能源消纳的市场机制。进一步扩大绿电交易规模,探索分布式电源参与绿电交易,激励更多市场主体主动消费绿电。基于光伏发电规律,山东、河北、浙江

等省份提出了分时电价政策。以浙江为例,该省份全年在中午11时至下午13时区间对光伏电力执行低谷电价,促进用户在光伏大发时段用电。将光伏主要出力时段设为低谷时段,有助于提升光伏消纳能力,是将光伏降本红利向需求端消纳能力传导的必要手段。

河南省产业发展研究会新能源专委会秘书长姚峰称,当前不管是政府、电网还是行业,都在积极想办法解决消纳难题。2024年河南已经做出峰谷时段调整,鼓励中午光伏大发时段用电,增加负荷,可能会释放出相当一部分消纳空间。

山东省太阳能行业协会常务副会长兼秘书长张斌斌提出,2024年,建议用户光伏从业者与电网协同发展,紧跟电网的思路。工商业从业者要尽快摆脱低压接入,因为未来趋势不管低压、高压都要接受调峰,无论大小电站都应该配合电网相关工作。

浙江省太阳能光伏行业协会秘书长沈福鑫强调,未来光伏发展趋势一定是对电网友好,这样才能把光伏应用市场做大做强。

■ 图片新闻



国网兰州供电公司员工在330千伏海石湾变电站春检作业现场开展第六串3362断路器、33621、33602隔离开关更换工作,为迎峰度夏工作打下基础。

史双绚丽/摄

电氢协同将有效支撑新型电力系统

■本报记者 苏南 姚美娇

“双碳”目标引领下,我国电力系统进入了构建新型电力系统的发展阶段,而新能源发电的波动性、间歇性要求电力系统必须具备灵活性,通过电氢协同发展,可以实现能源生产、储存、转化、应用等多层面应用,有效实现平抑新能源波动。在近日召开的“绿氢技术与氢电协同发展”论坛上,多位业内人士一致认为,氢能作为一种高效的清洁能源载体,储运形式灵活多样,且具有跨季节、跨区域和大规模存储优势,将在新型电力系统建设中发挥重要作用。未来,氢能与电力协同发展,将为新型电力系统建设提供有效支撑。

■ “电氢协同”成趋势

据了解,氢能与电力协同发展可在发挥各自优势的同时,有效解决高比例间歇性和波动性的可再生能源与刚性负荷之间的矛盾,保证新型电力系统安全稳定运行。

多位业内人士认为,氢电协同发展已成为大势所趋。“随着能源技术不断发展,电能和氢能作为具有广泛应用前景的清洁二次能源,逐步经历了技术萌芽阶段、独立发展阶段和协同推进阶段。2020年至今,氢气的能源属性逐步凸显,在清洁低碳、安全高效的发展要求下,电能与氢能出现与对方协同发展的需要。”国网能源研究院能源互联网研究所所长代红才指出。

中国电力科学研究院技术战略研究中心主任康建东也认为,未来氢能将在新型电力系统中扮演重要角色。在技术、成本、政策等推动下,氢能将应用于新型电力系统的“源、网、荷”各环节,呈

现出电氢耦合发展态势。

“结合氢能供需预测分析,通过对2030年、2060年我国氢能发展需求、目标、发展趋势、技术成熟度等进行分析研判,可得出适应新型电力系统的氢能发展技术路线图。”康建东说,“2030年之前,重点突破风光波动性制氢、低成本大容量质子交换膜及固体氧化物燃料电池等技术,氢能技术达到国际先进水平,关键产业链技术自主可控。2030年之后,着力推动大规模储氢、可逆燃料电池等技术研究,核心装备达到国际领先水平。”

业内认为,我国氢电协同发展空间广阔,随着我国能源结构不断优化,氢能在我国能源体系中的作用将发生显著变化,由传统支撑性和调节性能源逐步成为能源体系的重要组成部分。至2060年,我国氢能年需求量将超过1亿吨,在终端能源体系中占比达到20%以上,并发挥氢能长周期、大规模、非对称的优势,支撑新型电力系统的跨时间、跨空间的资源协调统筹,为新能源消纳提供巨量的空间和灵活性。届时,氢能将与电力协同互补,共同成为我国终端能源体系的消费主体,并带动形成十万亿级的新兴产业。

■ 具备多重应用价值

在业内人士看来,“电氢协同”具备多重价值潜力。一方面,氢能作为高度可调节负荷,有效提升电力灵活性和安全性,促进新能源消纳利用。据康建东介绍,电氢耦合的电源侧应用场景包括并网型电制氢、集中式可再生能源自发自用制氢+余电上网、可再生能源离网型

电制氢、传统火电与可再生能源耦合制氢、海上风电制氢等。这些场景可促进能源高效消纳利用,提升可再生能源并网友好性。

代红才表示,通过电制氢运行功率与新能源出力波动的紧密耦合,可实时追踪新能源波动性出力,扩大新能源消纳空间。在快速发展预期下,预计2030年、2060年我国制氢用电量有望达到0.3万亿、4.0万亿千瓦时,其中大部分来自新能源发电。

电氢协同发展还可分担能源保供压力,提升经济效益。“电、氢能在终端能源消费中的规模逐步扩大,在部分场景替代进口石油、天然气,降低我国能源整体对外依存度。预计2060年电、氢能在终端能源消费结构中的占比将提升至60%和10%以上,石油占比将降低至7%—10%左右,天然气占比将降低至2%—8%左右。”代红才指出。

另外,经济效益方面,代红才表示,从绿氢项目来看,通过将设备的调节价值转化为经济价值,可有效提升项目经济性;从电力系统来看,“电氢协同”丰富了灵活性资源选项,可实现对其他灵活性资源投资的部分优化替代,降低整体系统建设成本。

■ 协同效应待充分发挥

不过,氢能源董事长李辉接受《中国能源报》记者采访时提到,虽然电氢耦合具有极大发展潜力,但市场化进程尚未达到理想水平。“‘电—氢—电’的氢储能形式可有效解决弃风弃电现象,质子交换膜电解水技术路线因能够有效适应风光电波动性、间歇性而被广泛看好。

但目前成本问题亟需解决。我们正通过产品技术创新、产能规模化、共建产业链等方式进行降本,进而推动电氢耦合市场化应用落地。”

代红才指出,从当前产业探索和示范项目来看,电氢协同发展仍面临项目经济性较差、认证体系与技术标准不健全、部分关键技术有待突破、尚未实现电氢基础设施协同规划等关键问题。

那么,未来如何发挥“电氢”的协同效应?代红才建议,政策体系上,应以提升项目经济效益、健全认证方法与技术安全标准、突破关键技术释放降本潜力、推动电氢基础设施协同规划为政策目标,加强关键技术研发投入为关键着力点,构建推动电氢协同发展的政策体系。“另外,还要完善相关价格与市场机制,助力绿氢项目绿色价值与调节作用的充分发挥。在碳市场方面,设定灰氢项目碳排放量标准,引导绿氢项目碳减排量进入碳市场,助力绿氢的绿色价值转化为经济价值。在电力市场方面,推动形成可充分反映不同时空价值差异的电能量价格信号,形成合理的价差空间,逐步扩大辅助服务市场规模,促进绿氢项目的调节价值转化为经济价值。”

展望未来,代红才表示,要有计划、分步骤推进电氢协同发展。“以2030年、2040年、2060年为‘电氢协同’发展的重要时间节点,形成‘三步走’发展路径。例如当前至2030年为示范探索期,2030年至2040年为发展成熟期,2040年至2060年为深度协同期。”

“氢能在电力系统的产业化还处于导入期,未来具有广泛的发展前景。”康建东说。

本报讯 3月26日上午,国家电网有限公司在京组织召开国际电工委员会(以下简称“IEC”)可持续电气化交通系统委员会(以下简称“SyC SET”)秘书处成立大会,在国家市场监督管理总局、国务院国有资产监督管理委员会、国家能源局、工业和信息化部、交通运输部等相关部委的见证下,IEC SyC SET秘书处成功揭牌。

会议指出,SyC SET是我国标准化发展史上,第一个由我国主导成立并承担秘书处的IEC系统委员会,具有重要里程碑意义。2023年9月,在国内相关各方共同努力下,SyC SET成功落户中国,由国家电网有限公司所属南瑞集团承担秘书处工作。SyC SET致力于可持续电气化交通领域国际标准的顶层设计,开展IEC内部相关技术委员会工作协调。由中国承担SyC SET秘书处,实现我国承担IEC系统委员会秘书处“零”的突破,对于我国引领可持续电气化交通领域标准国际化发展方向、参与国际标准制定、助力产业发展具有重要意义。

会议强调,要切实履行国际秘书处职责,积极践行“共商、共建、共享”全球治理观,以全球视野推进可持续电气化交通国际标准化工作,营造友好的合作氛围,服务好各成员协同共建国际标准体系,不断提升秘书处国际影响力;要立足我国在可持续电气化交通领域的产业优势和技术优势,充分利用我国在动力电池、轨道交通电气化、智能电网等关键领域积累的丰富经验,进一步整合国内外优势资源,推动全球交通电气化转型进程,贡献中国智慧和方案;要以承担IEC系统委员会秘书处为起点,在新兴前沿技术领域国际标准路线图制定、推动中国标准“走出去”和培育中高端国际标准化人才等方面持续发力、作出表率,不断谱写能源电力标准国际化事业发展新篇章。

会议还分享了国家电网有限公司标准数字化创新实践,发布了电网数字标准业务模型、国家电网公司标准数字化白皮书等成果。标准数字化是贯彻落实数字中国战略、《国家标准化发展纲要》的担当之举,是支撑能源电力数字化、智能化转型的必然要求,是赋能企业高质量发展关键一招。电网数字标准以业务需求为导向,围绕标准文本数字化、标准研制数字化、标准实施数字化“三条主线”,着力打造标准在线协同编制、标准数据智能服务等“十大能力”,构筑国家电网标准数字化发展生态。国家电网公司标准数字化白皮书提出国家电网机器可读标准等级模型、电网企业标准数字化能力等级评价方法,围绕7大核心业务,提出26个电网标准数字化典型应用场景,赋能电网业务质效提升,全方位服务新型电力系统建设。

来自行业协会、研究机构、高等院校、国家电网有限公司系统单位共计140余人参加会议。

我国首个IEC系统委员会秘书处成立

(姜义平)