

去年新增储能装机首次突破 10 吉瓦,其中新型储能装机首次突破 2 吉瓦——

储能产业实现超预期增长

■本报记者 卢奇秀 张金梦

核心阅读

《储能产业研究白皮书 2022》指出,储能作为能源革命核心技术和战略必争高地,有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业,成为新的经济增长点。保守预计,2026 年新型储能累计规模将达到 48.5 吉瓦,2022 年—2026 年复合年均增长率为 53.3%,市场将呈现稳步、快速增长的趋势。

“去年,国家及地方政府密集出台了 300 多项与储能相关的政策,产业链投资计划超过 1.2 万亿元,新兴储能企业在融资和技术上也实现较大突破。”在 4 月 26 日举行的 2022 全球储能行业发展回顾与展望研讨会上,中国能源研究会秘书长孙正运指出,2021 年我国储能产业实现了跨越式发展。

作为构建新型电力系统,推动能源绿色低碳转型的重要装备基础和关键支撑技术,储能行业在快速发展的当下还面临哪些问题?未来走向又将如何?

发展速度远超预期

2021 年,储能行业发展速度有多快?有一组数据可以直观展现。

中关村储能产业技术联盟统计数据显示,2021 年,我国新增投运电力储能项目装机规模首次突破 10 吉瓦大关,达到 10.5 吉瓦,其中,抽水蓄能新增规模 8 吉瓦,同比增长 437%;新型储能新增规模首次突破 2 吉瓦,达到 2.4 吉瓦,同比增长 54%。

会议发布的《储能产业研究白皮书 2022》指出,国家层面明确 2030 年 30 吉瓦的储能装机目标,14 个省相继发布了储能规划,20 多个省明确了新能源配置储能的要求。新增百兆瓦级项目(含规划、在建、投运)的数量再次刷新历年纪录,达到 78 个。技术应用上,除了锂电池,压缩空气、液流电池、飞轮储能等技术也成为国内新型储能装机的重要力量,特别是压缩空气,首次实现了全国乃至全球百兆瓦级规模项目的并网运行。

“储能发展超出业内预期。一系列利好政策颁布,技术不断突破,项目装机规模大幅增加。”中关村储能产业技术联盟理事长陈海生表示,我国储能产业实现了从商业化初期到规模化发展的转变。

从总量来看,我国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1 吉瓦,占全球市场总规模的 22%,同比增长 30%。其中,抽水蓄能累计装机规模最大,为 39.8

吉瓦,同比增长 25%,所占比重与去年同期相比再次下降,降幅为 3 个百分点;市场增量主要来自新型储能,累计装机规模达到 5729.7 兆瓦,同比增长 75%。

行业发展仍面临挑战

值得注意的是,在储能产业蓬勃发展的同时,仍面临较大挑战。“从已建项目来看,多数项目尚未形成稳定合理的价格机制,调峰、调频以及容量补偿的市场机制细则仍是空白。有些企业‘跑马圈地’,有些项目透支未来,强制配储项目闲置的现象普遍存在。”陈海生谈到新型储能时表示,继去年北京“4·16”大红门储能电站起火爆炸事故后,全球又陆续发生了 10 多起重大安全事故。时至今日,行业尚未能形成统一的安全标准和公认的解决方案。

国家能源局能源节约和科技装备司副司长刘亚芳表示,作为新技术、新业态,新型储能技术路线多样、应用场景丰富,遍布电力系统各个环节,产业规模化发展的相关标准和生产规程还有待进一步健全和修订。

经济性是行业规模化发展前提。“新型储能成本疏导机制涉及面广,实施难度较大。”刘亚芳坦言,新型储能规划布局与调度运行不协调,总体利用率较低。各单位要将规划设计与建设运行有机统一,把推动新型储能发挥其价值摆在首要位置,为各种创新技术、研发应用开拓更广大空间。

在清华大学电机系副教授钟海旺看来,目前,储能参与电力辅助服务的种类较为单一,“有些储能电站只参与调频,有些电站只参与调峰。但实际上,储能在不同时间段可以提供不同的辅助服务,通过‘分时复用’的商业模式,提升储能电站的收益。”

新的经济增长点

发展储能已成行业共识。国家电网副总工程师冯凯坦言,若没有储能等可调节资源的支撑,电网系

统调节能力存在较大缺额,不足以支撑高比例新能源高效利用和高占比变量替代,“按新能源利用率 95%测算,在不考虑新增煤电灵活性改造、新型储能以及需求侧响应资源的情况下,2025 年公司经营区的调峰缺口约 0.8 亿千瓦,2030 年调峰缺口约 1.6 亿千瓦。”

《储能产业研究白皮书 2022》指出,储能作为能源革命核心技术和战略必争高地,有望形成一个技术含量高、增长潜力大的全新产业,成为新的经济增长点。保守预计,2026 年新型储能累计规模将达到 48.5 吉瓦,2022 年—2026 年复合年均增长率为 53.3%,市场将呈现稳步、快速增长的趋势;在理想场景下,储能供应链配套、商业模式日臻成熟,预计 2026 年新型储能累计规模将达到 79.5 吉瓦,2022 年—2026 年复合年均增长率为 69.2%。

中科院物理研究所研究员李泓进一步表示,“十四五”时期电化学储能发展有具体目标,与“十三五”时期相比,度电成本预计由 0.4 元—0.6 元降低到 0.2 元以下;服役寿命由 8 年—10 年,提升至 20 年。“储能电站有智能控制、智能监测检测和智能感知,在突发系统事故时,不存在起火爆炸问题。”

行业发展,少不了榜样的力量。会议还发布了“2021 年度中国储能企业排行榜”,宁德时代获得储能技术提供商、储能电站出货量双料冠军;上能电气储能变流器装机规模排名第一。



氢能“缺氢”解药在哪

■本报记者 仲蕊

近日,氢能“缺氢”问题再受热议。国家发改委、国家能源局联合印发的《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》(以下简称《规划》)提出,初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系,有序推进加氢网络体系建设。

记者了解到,氢气供应短缺问题并非新鲜事,在地方鼓励和补贴政策带动下,我国氢能物流和公交车辆快速增加,保有量已超过 7700 辆,但受资源分布不均影响,部分地区并没有匹配合适的氢源。据中国氢能联盟预测,到 2060 年,我国氢气年需求量将增至 1.3 亿吨,占终端能源消费比重约 20%。面对庞大的需求,氢能供需错位问题如何解决?

氢气“制得出却用不了”

据北京佳安氢源科技股份有限公司总经理江风介绍,2021 年我国氢气总产量约 3300 万吨,居全球第一。工业副产氢的体量很大,我国在氢气供应方面有着得天独厚的优势。“以焦化行业为例,我国是全球最大的焦炭生产国,国内焦炭产量约 4.4 亿吨,占全球产量的 60%。但长期以来焦化行业对副产焦炉气的利用方式较为单一,以作为燃料燃烧为主,并未发挥其最大价值,近年来开始成为重要氢气来源。”

既然不缺氢气产能,那么氢能“缺氢”问题为何始终难以解决?海卓动力(青岛)能源科技有限公司总经理朱维认为,缺氢的主要原因在于氢气的供需错位,即氢资源丰富的地区与氢能车辆的投放地区不匹配。目前国内大部分加氢站采用外供氢源,需要依靠高压气态的运输方式,20 兆帕的长管拖车每车运输 250 千克—350 千克氢气,运输半径覆盖在 200 公里范围内,超过 200 公里氢气的运输成本会达到 10 元/千克以上,从而限制氢气稳定供应。

中集安瑞科氢能研究院院长、安瑞科集成氢能事业部总经理李怀恩认为,工业副产氢在现阶段氢能供应方面有很大挖掘潜力。需要注意的是,除了氢气从生产端到使用端的中间环节存在储运建设、成本问题外,由于一些化工项目在建设初期并没有考虑到氢气对外供应的路径问题,导致氢气的提纯、净化等装备投资不足,部分工业副产氢直接燃烧或作为废气放空,未被充分利用。

江风也指出,对工业氢气和燃料氢气的要求完

全不同,需要跳出传统工业制氢的工艺限制,通过专用的装置来进行专门处理,解决燃料氢气中如一氧化碳、硫的深度脱除难题,打破工业氢气和燃料氢气之间的技术壁垒。

应增加制氢环节补贴

根据中国氢能联盟的统计,截至 2021 年底,我国已建成运营加氢站 255 座,增量和保有量均位居全球第一。张家港氢云新能源研究院院长魏蔚表示,目前我国加氢站建设速度加快,加氢站氢气需求将持续增加,但与此同时,规模化储运体系的建立迟缓,缺氢矛盾将更加突出,随着氢能产业的发展,很快会出现供不应求的局面。

值得注意的是,未来氢能产业将涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态,氢气需求将进一步上扬。江风表示,在过去的一段时间内,氢能相关体系都是围绕燃料电池而展开,氢气作为能源还有更加广泛的应用场景,包括交通运输领域的车辆、船舶、航空器,以及储能、分布式发电等。

以上海为例,上海舜华新能源系统有限公司总工程师阮伟民指出,上海化工园区的化工企业比较集中,工业副产氢产能可达 100 吨/天左右,不过单是上海临港地区规划的燃料电池汽车数量,一天就需要约 38 吨氢气。随着氢能汽车规模进一步扩大,未来对氢气的需求将持续增加,同时,燃料电池产业链中其他环节氢气需求量也将同步上升,如燃料电池电堆制造企业需要氢气用于测试,燃料电池整车制造企业需要氢气用于气密试验和氢气置换等。“双碳”目标下,除原有的用氢行业之外,更多的行业将涉氢,因此,未来用氢市场将出现“僧多粥少”的局面,现有的工业副产氢产能可能无法满足持续增长的需求。

除了供应不足,氢气补贴政策也让加氢站氢气采购面临价格竞争。阮伟民指出,虽然地方政府给予加氢站相应的氢气价格补贴,但加氢站的运营成本较高,一般不低于 200 万元/年,设备折旧、人工、能源消耗费用等都要平摊到每千克氢气中,为保证加氢站氢气零售价格控制在补贴政策规定的价格以下,同时又要保持一定的销售毛利率来分摊费用,加氢站只能压低氢气的到站价。加氢站对氢气的质量

要求很高,至少要达到高纯氢甚至超纯氢的标准,在市场的推动下,工业副产氢供应企业可能会优先选择氢气采购价格更高、更能带来效益的其他工业用户,从而进一步导致加氢站缺氢。

阮伟民建议,为加快氢能汽车的发展,突破缺氢瓶颈,政府除了对加氢站进行补贴外,还应增加制氢环节的补贴,如水电解、天然气、甲醇、氨制氢,尤其要加大可再生能源制氢的补贴,鼓励燃料电池汽车产业发展较快但可再生能源匮乏的地区,通过绿电交易平台购买西部地区绿电来制氢。

以“制氢加氢一体化”为突破口

记者了解到,考虑到用氢成本高企,氢储运瓶颈仍存等因素,制氢加氢一体化被视为推动氢气利用降本、解决部分地区用氢荒问题的有效路径。

“制加氢一体站的优势在于,将制氢站与加氢站建在一起,可以减掉氢气运输带来的成本增加;另外,相比长管拖车的运氢方式,电解水设备可以提供稳定压力的气源,并延长后端氢气压缩机的维护时间,降低整站的运营和维护成本。”北京中电丰业技术开发有限公司氢能事业部经理高超介绍。

在阳光氢能科技有限公司营销总监方伟看来,推广和开展在站制氢的应用还需进一步建立健全标准和规范;同时,面对可再生能源制氢“远水难解近渴”局面,可建立绿电交易或绿电置换机制,采取远电近氢的运输模式。

记者了解到,近年来我国在制氢加氢一体化的标准制定和实际落地方面已取得一定突破。2021 年广东省共有两座制氢加氢一体站投入运行,分别为佛山市南庄制氢加氢一体化站和韶关制氢加氢一体站。深圳也开始在妈湾电厂建设制氢加氢一体站。

与此同时,电解水制氢设备市场不断发展,为氢气规模化商用提供支撑。据考克利尔竞立(苏州)氢能科技有限公司总经理马军介绍,《规划》明确了氢的能源属性,可再生能源制氢在国内已获得认可,目前电解水制氢设备市场迎来了大幅增长。碱性电解水制氢设备的国产化现已成为现实,国内外市场容量大幅增长,绿氢装备行业受到的资本关注度、金融领域的支持力度以及人才的虹吸效应显著增加,企业整体实力和竞争力也在同步增长。

未来 9 年装机总量将在现有装机规模上翻两番——

抽水蓄能开发时间紧任务重

■本报记者 苏南

近日,国家发展改革委、国家能源局联合印发通知,要求加快“十四五”时期抽水蓄能项目开发建设。不少省份按照通知要求,能核尽核、能开尽开,加快推进 2022 年抽水蓄能项目核准工作。例如,湖北罗田平坦原抽蓄项目正在开展各项建设前的准备工作、浙江省庆元抽水蓄能电站将很快开展可研设计,国网华中分部刚调研究湖北白莲河抽水蓄能电站。

多位业内人士认为,随着风、光等新能源大规模高比例发展,新型电力系统对调节电源的需求更加迫切,抽水蓄能因能够平抑新能源出力波动性、随机性,减少对电网的不利影响,是当前及未来一段时期满足电力系统调节需求的关键方式。

新型电力系统特征不断强化

按照国家提出的“十四五”末可再生能源发电装机占比超过 50%的目标,新能源将呈现超常规、跨越式发展。“随着新能源占比的不断提升,新型电力系统的特征不断增强,新能源对系统调节资源的需求越来越大。尤其是大规模‘靠天吃饭’的风电、光电并网后,呈现高电力电子化的特征,风光光电在高峰时段难以发挥顶峰作用,在极端天气条件下,新能源出力受限。”南方电网调峰调频发电有限公司总经理李定林表示。

业内人士认为,电力系统实时平衡越来越难把控,随着新能源快速发展,高电力电子化特征日趋明显,系统转动惯量持续下降,系统调频和调压能力将显得不足,加上新能源的随机性、波动性和间歇性特征,电力系统实施平衡的难度会越来越大。李定林直言,在碳中和条件下,电力系统约束了煤电电量,进而约束了在网煤电机组容量。正常情况下,可以通过新能源预测提前增加在网备用容量以应对新能源出力波动,由于预测难以保证 100%准确性,或将存在小时乃至十小时级实际出力与预测偏差的情况。水电受制于水库的调节能力和地理分布,气电与煤电一样受制于碳排放约束容量。“相比之下,抽蓄是目前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发潜力的绿色低碳的清洁能源,可以在所有场景中,发挥电力支撑和电量保障作用。”

实际发展严重滞后

抽水蓄能在新型电力系统中的作用不言而喻,然而,其开发建设规模与需求相差甚远。数据显示,我国 2010 年风能和太阳能发电装机仅有 2984 万千瓦,然而到 2021 年底,两项新能源装机总量达到 6.34 亿千瓦,增长 21 倍之多。而同期抽水蓄能电站装机从 2010 年的 1691 万千瓦增加到 2021 年的 3639 万千瓦,增加仅 2.1 倍。

“大量稳定性差的风、光电进入电力系统,带来了电网稳定性和安全性的巨大隐患。”中国大坝工程学会理事长矫勇表示,由于抽水蓄能电站发展严重滞后,燃气发电成本高,调蓄能力有限,电力系统调峰能力严重不足,不得不大力推动煤电机组灵活性改造,承担电网调峰任务。“要实现 2030 年抽水蓄能电站投产 1.2 亿千瓦的目标任务,未来 9 年,现有装机规模几乎需要翻两番,远超过去 10 年翻一番的水平,时间紧、任务重。”

为加快抽水蓄能电站开发建设进度,记者了解到,不少电网侧企业采取了一系列行动,提升电网弹性。例如,国网浙江电力,正着力加快推进全省抽水蓄能开发建设。“我们正在研究探索风光储一体化发展模式,广泛吸引社会资本参与开发,促进新能源+抽水蓄能联合开发,通过市场帮助投资主体获取收益、回收成本,拉动市场积极性。”浙江电力相关负责人表示。

“抽水蓄能工程开发最大的风险是半途而废。例如,论证不充分、开发目标不明,导致系统风险。”中国电建集团总工程师周建平坦言,抽水蓄能建设的难题是,复杂工程地质与水文地质条件、复杂地基处理及建筑结构形式等均会使建设成本超支。

打造良好的产业生态环境

随着抽水蓄能规划资源约束和电价瓶颈的解决,加上地方政府的支持,目前,各类社会资本积极布局、抢占规划资源,抽水蓄能开发建设热情空前高涨。

中国电建北京院总规划师靳亚东接受记者采访时建议,地方政府主管部门应做好监督工作,避免无序开发和资源浪费。同时,抽水蓄能项目在各省份核准的前置要件有所不同,需加强与各省发改委的沟通,建议国家能源局积极推进《抽水蓄能项目管理实施办法》出台,规范前期设计、项目核准以及运行管理的相关要求,优化审批流程,确保抽水蓄能行业高质量发展。

周建平直言,健康的产业离不开良好的产业链生态环境,相关企业务必认识到,抽水蓄能开发没有捷径,没有暴利,没有超额利润。唯有贯彻落实国家战略,践行责任使命担当,维护市场秩序,才能实现抽水蓄能产业效益和社会效益的最大化。