

新能源利用率下调 装机空间有望扩大

◎本报记者 王禹涵

近段时间以来,为新能源利用率“松绑”的政策信号引发关注。国务院印发的《2024—2025年节能降碳行动方案》、国家能源局发布的《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》(以下简称《通知》),都为新能源利用率提出了一个更宽松的目标——90%。业内坚持多年的新能源95%利用率红线下调。

新能源利用率指的是在新能源发电过程中,实际被有效利用的电量占总发电量的比例。这个比例越高,说明新能源利用效率越高,浪费的电量越少。制定新能源利用率目标,有助于解决弃风弃光等问题,但鉴于新能源消纳的特殊性,过高的目标反而可能限制新能源发展规模。

多位业内专家在接受记者采访时表示,此次新能源利用率目标的下调,释放出新能源产业高质量发展信号,新能源装机空间有望进一步打开,市场化方式消纳是大势所趋。

面临消纳难题

“双碳”目标提出以来,我国风电、光伏发电装机规模开启新一轮爆发式增长。截至2023年底,全国累计风电装机容量约4.4亿千瓦,光伏发电装机容量约6.1亿千瓦,合计占全国电源总装机比重达36%。全国新能源消纳监测预警中心发布的数据显示,2023年全国风电利用率97.3%、光伏发电利用率98%。

但也要看到新能源消纳面临新挑战。“随着新能源技术经济性快速提高,新能源度电成本普遍降至0.3元/千瓦时左右,部分地区甚至已低于0.2元/千瓦时。若按照100%利用率考虑,为利用价值0.3元/千瓦时的1度电支出0.5元储能成本,在经济上不合理。”水电水利规划设计总院副院长张益国分析,过高的新能源利用率目标将提高系统灵活资源需求和电力供应成本,不利于新能源行业发展。

伴随新能源装机持续高速增长,局部地区消纳问题逐渐显现。国家能源局数据显示,截至今年3月底,全国可再生能源装机达到15.85亿千瓦,同比增长26%,约占我国总装机的52.9%。其中,风电和光伏发电之和突破11亿千瓦,消纳需求大幅增加。而全国新能源消纳监测预警中心发布的《2024年3月全国新能源并网消纳情况》显示,今年1—3月,全国风电利用率96.1%、光伏发电利用率96.0%,均同比下降。部分地区、部分时段消纳压力已有所显现。

据初步预测,“十五五”期间,我国新能源装机总规模仍将大幅增长。张益国认为,新能源高速发展将再次面临消纳问题,必须未雨绸缪,在源网协同、调节能力裕度、管理机制等方面提前布局、超前谋划,为实现碳达峰目标和新能源行业健康发展奠定坚实基础。

“从长远看,适度下调新能源利用率目标有利于新能源产业发展。目前新能源建设成本已低于火电等传统能源建设成本,此举可使电网在原有火电、储能等调节电源基础上,接纳更多新能源,从而增加新能源在电网中的占比。”中国电建中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司副总工程师丁雨说。

惠及全产业链

国网能源研究院有限公司新能源与统计研究所所长李琼慧认为,新能源利用率目标的下调意味着国家对新能源产业采取更加科学合理的管管理方式。

“此举将投资决策权交给了企业,不仅可引导新能源



图为华严第一储能电站。

西安奇点能源股份有限公司供图

企业理性投资,还可防止电网“一刀切”式管理。”光伏行业分析师、智汇光伏创始人王淑娟认为,在风、光度电成本大幅下降的前提下,下调新能源利用率目标,是通过市场手段平衡弃电与装机增量、促进风电和光伏装机容量增长、驱动全产业链升级发展的有效手段。

很多新能源企业从中看到了市场机遇。协鑫能源科技股份有限公司日前发布全新的光储充数智一体化云平台,可通过清洁能源与电网深度融合、搭建城市虚拟电厂、参与电网需求响应和辅助服务,帮助企业获取最大收益。在分布式户用光伏领域,公司开发全套解决方案,采用“自发自用、余电上网”模式,推动光伏发电与户用储能一体化发展。该公司旗下鑫阳光伏用公司总经理孙海鹏说,为适应新消纳指标,企业将进一步提升技术水平、优化成本控制,保持市场竞争力。

下调新能源利用率目标,意味着放松新能源发电接入电网的限制。随着新能源发电量增长,对储能技术的需求也会增加。“新能源发电由环境而非负荷决定,具有间歇性和不稳定性,可能出现能源大量浪费或供应不足等情况,影响新能源消纳。”西安奇点能源股份有限公司产品推广总监邱兵认为,储能技术在新能源消纳过程中不可或缺,既能帮助解决新能源在发电过程中出现的弃风弃光问题,又可平滑系统波动、提升电力系统稳定性。

储能技术发展、储能成本降低,有利于推动电力价格合理化分布,为用户带来利好。“电力成本占大型制氢项目成本70%以上,新能源发电成本一直是氢能行业发展的瓶颈。”江苏天合元氢科技有限公司总裁段顺伟表示,如果能获得更便宜的可再生能源电力,将大幅降低制氢成本,推动氢能广泛应用。

陕西省太阳能行业协会近期正在开展隆基绿能科技股份有限公司陕西地区“光伏+取暖”示范项目,特变电工西安电气科技有限公司电力直流输电(柔直)技术的推广工作。

陕西省太阳能行业协会会长安福成认为,此次消纳红线的下调,将为新能源产业链上下游带来更多机遇。这一政策变化反映出我国电力体制改革正在加速推进,将为虚拟电厂、调峰辅助服务等新兴技术和服务模式发展创造有利条件。

国内首个百兆瓦时钠离子储能项目一期工程投产

大唐勇闯电池技术“华山险路”

◎本报记者 李诏宇

近日,我国首个百兆瓦时钠离子储能项目——大唐湖北潜江100兆瓦/200兆瓦时钠离子新型储能电站科技创新示范工程(以下简称“大唐钠离子储能项目”)建成投产。项目投产规模50兆瓦/100兆瓦时,实现钠离子电池储能技术在全球的首次大规模商

业化应用。

大唐湖北能源公司董事长王建伟接受记者采访时介绍,大唐钠离子储能项目投产后,每年可充放电300次以上,单次充电可储存10万千瓦时电量;在电网高峰期释放电能,可满足约1.2万户家庭一天用电需求,年减排二氧化碳1.3万吨。

国家能源局数据显示,截至2023年底,已投运锂离子电池储能占比97.4%。与广泛应用的锂离子电池储能技术相比,钠

离子电池储能技术有何优势?大规模应用需攻克哪些难题?

具有潜在优势

“目前在电化学储能技术中,发展最成熟的是锂离子电池储能技术。”大唐湖北能源公司副总经理陈立新说。

同时,钠离子电池在工艺和产业链等方面不如锂离子电池完善。

大唐钠离子储能项目为何选择闯钠离子电池储能这条“华山险路”,而非继续走锂离子电池储能的“平坦大道”呢?陈立新解释,钠离子电池技术有许多潜在优势。

一是钠离子电池原材料储量丰富、成本低廉。“我国锂资源储量有限,而钠资源储量非常丰富。”陈立新说,“钠离子还易于获得,甚至可以从食盐水中提取。”

二是钠离子电池的低温性能比锂离子电池更好。在零下20摄氏度以下的低温条件下,钠离子电池仍有较高容量保持率和放电保持率,在寒冷地区的适用性更强。

三是钠离子电池通常安全性更高且循环寿命较长,能有效降低相关项目运营成本。

攻克技术难题

虽然钠离子电池有诸多潜在优势,

但由于技术成熟度不足、供应链成本高、缺乏行业标准等因素,尚未实现大规模应用。在以往的小规模应用中,钠离子技术存在电池芯容量小、集成度不高等现象。

如何扫除这些“拦路虎”?记者来到位于湖北省潜江市熊口管理区的大唐钠离子储能项目寻找答案。蓝天绿水间,只见一个个银色方盒子格外显眼。

“这些方盒子是储能电池仓,它们可是‘大功臣’。”陈立新介绍,大唐钠离子储能项目的储能系统由42套储能电池仓和21套升压变流一体机组成,配套建设一座110千伏升压站。电池仓中的电池选用185安时大容量钠离子电芯,容量可观。

陈立新说,项目采用中国大唐集团有限公司与中国科学院物理研究所、中车株洲电力机车研究所等单位联合研发的钠离子储能系统解决方案,核心技术装备攻克工艺系统集成等诸多难题,实现100%国产化。电能管理系统关键技术自主可控,系统效率可达80%以上。“项目在规模、技术含量等方面均有突破。”陈立新说。

“钠离子电池储能技术有望成为建设新型电力系统和新型能源体系的关键技术。”王建伟说,下一步,公司将与有关机构合作开展钠离子储能大规模商用化技术、安全性等领域的研究,助推钠离子储能上下游产业链进一步发展。



图为大唐钠离子储能项目现场。

中国大唐供图

新看点

我国东南地区

再添天然气输送大动脉

科技日报讯(记者刘园园)记者7月28日从国家管网集团获悉,国家天然气基础设施互联互通重点工程——漳州液化天然气(LNG)外输管道工程全线近日正式投产运行。该管道年输气量约42亿立方米,与漳州LNG接收站共同组成完整的天然气储运网络。

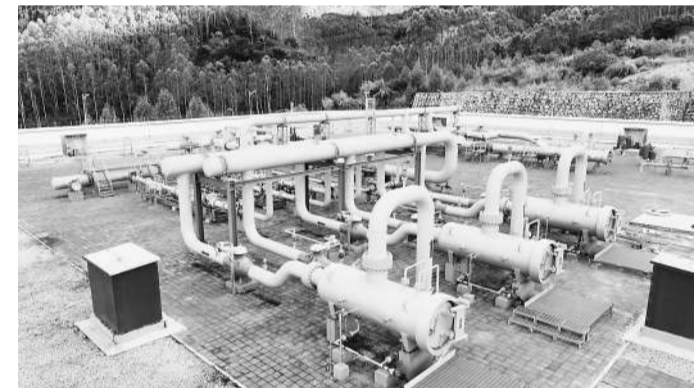
这意味着,我国东南地区再添天然气输送大动脉,天然气供应能力显著提升,将为区域经济发展提供强大动能。

“漳州LNG外输管道是漳州LNG接收站的配套设施,也是该站天然气外输的唯一通道。”国家管网集团漳州项目分部副经理沈晓敏说,漳州LNG外输管道全长123公里,起自漳州LNG接收站,终至西气东输三线漳州末站,每年可来自海上约42亿立方米天然气,输送到全国骨干油气管网。

据介绍,国家管网集团践行绿色低碳发展战略,推动漳州LNG外输管道投产过程数据可视化和管理精细化,成功实现投产期间天然气零放空,减少二氧化碳排放1.41万吨当量,实现绿色投产。

“漳州LNG外输管道工程投产后,将有效发挥‘全国一张网’优势,为周边省份提供区域调峰和应急保供气源,进一步巩固福建省海陆‘双气源’供应格局,提升管网供气稳定性和可靠性。”沈晓敏说,管道有利于海峡西岸经济区推进节能减排工作,对改善环境质量、建设资源节约型和环境友好型社会,实现可持续发展有深远意义。

目前,我国天然气骨干管道系统已经基本成型,形成以西气东输、陕京系统、川气东送、中缅管道和中俄东线为主的骨干管网系统,总里程超5万公里,每年输气能力超3200亿立方米。



图为漳州液化天然气(LNG)外输管道。国家管网集团供图

陕西出台新规:

新老分布式光伏项目全部参与调峰

◎本报记者 王禹涵

日前,陕西省发展改革委印发《关于进一步推动分布式光伏发电项目高质量发展的通知》(以下简称《通知》),从接网、消纳、项目管理及并网等方面提出新规,要求新建或存量分布式光伏项目全部参与电网调峰。

《通知》将分布式光伏项目类型明确分为地面分布式、屋顶分布式光伏两大类。为避免地面光伏电站“化整为零”逃避集中监管、无序争抢土地资源、挤占电力消纳空间等行为,《通知》明确要求,统筹做好集中式和分布式光伏项目并网规模管理,对新建地面分布式光伏电站全部纳入省级年度新增新能源项目规模管理,按照相应要求进行开发建设。屋顶分布式光伏发电系统应满足电网接入相关规范要求,经调试、检测合格后并网运行,由电网企业按照国家相关规定进行统一调度控制。

《通知》提出,新建屋顶分布式光伏项目应具备“可观可测可控”功能,不具备该功能的存量屋顶分布式光伏项目由电网企业进行功能改造。“存量项目改造由电网免费进行技术升级。”陕西省发展改革委相关负责人介绍,在影响电网安全稳定时,调度机构可对项目采取限制出力等措施。

《通知》还要求,对于户用光伏项目,签订合同(协议)时,必须明确“企业不得利用居民信息贷款或变相贷款,不得向居民转嫁金融风险”的相关条款;户用自然人项目,则需提供光伏设备购置发票以确保备案主体的一致性。

近年来,分布式光伏发展势头迅猛。2023年,陕西省分布式光伏新增并网容量同比增长约28.9%。目前,山东、江西、安徽、河南、江苏等多个省份也对分布式光伏提出了可观、可测、可控、“四可”功能的要求。光伏行业分析师、智汇光伏创始人王淑娟认为,“四可”功能有望成为分布式光伏技术发展新趋势。

“超级充电宝”在浙江建德并网

科技日报讯(叶江媛 王振东 记者杨雪)记者7月27日获悉,35千伏电网侧储能电站一期项目近日在杭州建德正式并网。储能电站全站总储能为10万千瓦时,一期项目实现存储5.5万千瓦时电能。投入运行后,储能电站通过调频调峰手段提高电网稳定性。

记者从国网杭州供电公司了解到,储能电站采用低压储能系统,直流侧采用电池串联后变流变电压输出实现充放电,一期项目年峰(平)时段放电电量预计4000万千瓦时以上,相当于一个“超级充电宝”,将极大程度满足区域能源发展需求。为推进项目顺利实施,国网杭州供电公司建立重大项目服务专员机制,组织开展多轮次踏勘细化方案,按照并网时间节点倒排实施计划,及时开展并网验收并指导用户整改消缺,推动项目顺利并网。

该项目被浙江省能源局列入新型储能项目重点推进清单,也是浙江省2024年以来首个完成并网的电网侧储能项目。储能电站在用电低谷时段从电网侧充电,用电高峰时段向电网放电,有效缓解电力负荷高峰时期的电网压力,提高区域电网调控能力。在大力发展光伏等新能源的背景下,储能电站可提升新能源资源和用电负荷的匹配度,促进“源网荷储”协调互动,进一步提升电网安全性、可靠性。