

新能源如何“立得稳、靠得住”？

■本报记者 杨梓

我国新能源发展正处于快速上升期。国家能源局的数据显示,2023年,我国可再生能源发电新增装机超过全球的一半,累计装机规模占全球比重接近40%。不过随着高比例新能源的发展,新型电力系统的建设,新能源在开发、利用、经济性等多方面面临的挑战也不容忽视,需在基础设施建设、支持政策等多方面持续发力,进一步确保新能源“立得稳、靠得住”。

快速发展

近十年来,我国新能源快速发展。2013年到2023年,我国煤炭消费比重从67.4%下降到55.3%,累计下降12.1个百分点,风电、太阳能发电、水电、核电及生物质能等非化石能源消费比重从10.2%提高到17.9%,累计提高7.7个百分点。2013年到2023年风电发电装机从7600多万千瓦增长到4.4亿千瓦以上,增长了近5倍,光伏发电装机从1900多万千瓦增长到6亿千瓦以上,增长了30多倍。

今年以来,我国新能源装机从快速增长到系统协同增长同步,支撑性调节电源保持稳定增长。中国宏观经济研究院能源研究所可再生能源发展中心副主任陶治在日前由全联新能源商会举办的

2024新能源发展大会上指出,2023年抽水蓄能保持快速发展势头,对于保障电力电量平衡、促进新能源高水平消纳发挥了重要作用;2023年新型储能呈现装机规模大幅增长、分布地区快速扩大、技术路线更加多元、应用场景不断丰富、积极态势,有利于提升源、网、荷各侧灵活调节能力,满足新型电力系统发展的需要。此外,煤电加快向调节性电源转型,节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”取得积极进展。

值得注意的是,促进绿色电力供给消纳的政策和市场机制逐步完善,进一步推动了2023年新能源发展。陶治认为,随着新能源保障性收购政策与市场化消纳的衔接度逐步提升,存量项目和增量项目将遵循差异化路径稳步推动参与市场交易,支撑新能源参与电力市场的配套交易机制向精细化、短周期、高频率方向加快建立健全,建立了更加科学合理的新能源消纳的系统成本疏导机制。

多重难题待解

当前,新能源逐步取代传统化石能源成为发电装机主体,不过传统能源利用逐步减少必须建立在新能源安全可靠替代基础上。“既要大规模开发、要高

水平消纳,又要保障能源安全可靠供应,还要确保开发利用总体保持合理收益。可再生能源“立得稳、靠得住”面临多重挑战。”陶治表示。

在利用与运行方面,新能源装机持续扩大后,电力系统安全稳定运行将面临较大挑战,除新能源外的系统成本也会大幅上涨,同时系统支撑调节性资源不足影响新能源渗透率和利用量的提升。陶治提到,大量分布式电源接入,配电网形态发生变化。而在经济性方面,稳定新能源投资预期的政策与市场机制衔接仍需进一步完善。陶治指出,进入电力市场后,保障新能源投资收益,稳定新能源投资预期机制尚未健全。例如,新能源储能配置方式仍需优化,多元化发展格局尚未形成。

注重绿色价值

陶治表示,为保障新能源利用与安全稳定运行,需要坚强韧性的输配电网支撑。他建议,要对电网输电网络进行扩容和改造,适应波动性新能源功率传输。由于我国新能源开发建设集中在我国西部、北部,电力消费集中在中部东部,未来要持续加大跨省区输电通道规划建设。同时,针对新能源开发场址融合、发展场景融合特点,加强配电网建

设,提高市域、县域网分布式光伏、分散风电承载能力,提高源网协同等配电网优化配置能力。

值得注意的是,在业内人士看来,当前绿色电力消费需求刚性增长,进一步发挥新能源绿色价值可在一定程度上弥补新能源参与电力市场收益的下降。

国家能源局局长章建华近日在“推动高质量发展”系列主题新闻发布会上提到,要以可再生能源绿色电力证书核发和交易为抓手,促进绿色消费规模持续扩大,推动能源需求增量更多由非化石能源满足,推动非化石能源消费比重每年提高1个百分点。

“从去年开始,体现新能源环境价值的绿电、绿证及电碳协同政策体系逐步完善,国内对于绿电交易需求已明显大于海外,其中高耗能行业、制造业占多数。”陶治认为,在“十四五”末期及未来,无论是自身发展还是外部需求而言,新能源都会处在高速发展阶段,当前我国新能源绿色价值转化正迎来新局面。

“随着政策体系逐步完善,绿电交易范围逐步扩大范围,绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证作用进一步彰显,支持实现电力市场和碳核算之间绿色低碳贡献度互认的衔接模式有望初步形成,未来将起到重要作用。”陶治认为。

国家绿证核发交易新系统启用

■本报记者 林水静

近日,为切实提升绿证核发效率,推动绿证核发全覆盖,国家能源局综合司发布《关于启用国家绿证核发交易系统的公告》,于6月30日正式启用国家绿证核发交易系统。业内人士认为,此次启用的新系统将是对新能源电力发展起到积极作用。

厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺告诉《中国能源报》记者,国家绿证核发交易新系统启用,将推动绿证核发效率大幅提升。“一方面,对于完善可再生能源绿色电力交易机制具有重要意义,更为精准的绿证核发信息能够推动可再生能源电力消费和绿证市场化交易,进一步促进绿色能源的推广和应用;另一方面,对于发电企业而言,国家绿证核发交易系统使得企业申请和管理绿证的成本明显下降,对于用电企业而言,系统的透明性和可信度提高使得采购交易成本降低。”

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎也向《中国能源报》记者表示:“新系统的上线,在核发机构、交易平台更加清晰的情况下,用户的使用体验并没有特别大的不同,不会对此前用户的交易习惯造成影响。”

不过,从交易发展来看,绿证在价格发现、国际化认证等方面还存在一些挑战。“首先是市场价格。中国绿证市场交易逐渐增加,市场供需不平衡以及价格发现机制存在不足,未来将导致市场价格出现波动。其次是中国绿证与国际认可。当前核发交易系统逐步完善,如何推动绿证与国际互认、提高中国绿证的国际影响力也是不容忽视的一个挑战。”孙传旺表示。

“未来,我国绿证交易需进一步通过市场化定价完善价格发现机制,真实反映出市场供需。同时,完善与国际标准接轨的互认机制。加强绿色电力领域的国际合作,推动全球绿色能源市场发展。此外,还要积极利用人工智能、云计算和区块链等技术进一步提高数据系统的安全性和稳定性。”孙传旺建议。

在彭澎看来,目前绿证主要交易渠道有交易平台以及北京、广州等地的交易中心,后续还需进一步拓展交易渠道,明确碳排放双控、非水可再生能源比例的考核。“同时,绿证有效期为两年,而当前交易必须使用本年度绿证,后续是否可交易两年有效期内的绿证,证书的弹性调配还需进一步明确。”

闽粤电力联网工程首次实现双向满功率送电

本报讯 7月4日17时,闽粤电力联网工程首次以200万千瓦满功率向福建送电,标志着该工程实现广东送福建、福建送广东的双向满功率送电,发挥了电力资源在全国范围内优化配置的重要作用。

“此次满功率送电福建,不仅缓解了福建7月入夏以来的电力供应压力,同时充分展示了国家电网、南方电网两大电网的互联互通、高效互济能力。”南方电网电力调度控制中心方式处经理刘春晓表示,未来,南方电网将继续与国家电网协同配合,进一步优化闽粤电力联网工程的送电安排,提高广东、福建电网资源优化配置能力和电网经济运行水平。

闽粤电力联网工程是国家重点能源工程,自2022年9月投产以来,广东、福建不断扩大省间电力互济互惠成果,今年5月首次实现满负荷向广东送电,缓解了广东电力供应压力。至今,该工程已累计完成26次电力互送交易,累计输送电量超68.2亿千瓦时。

广东、福建同为经济大省、经济强省,也是能源电力负荷中心,两省来水和负荷特性存在一定的时间差,具有跨区域和季节互补性。据刘春晓介绍,广东近30%的电力由西南水电等地输入,受气候影响,西南水电来水期集中在7到9月份,而福建来水期较广东早两个月。当福建进入汛期,盈余水电可以送至广东,补充广东因西南水电输入不足导致的缺额;当西南水电大发时,广东电网电力盈余可送入福建,缓解福建夏季负荷高峰期的供电压力。

近年来,自然灾害频发,对电网安全和电力供应带来挑战。“闽粤电力联网工程可以增加电网的抗风险能力,有效提高闽粤两地在遭受自然灾害时的紧急支援能力,加快事故后恢复速度。”刘春晓说。

(黄勇华 彭虹桥 周永灿 张菁)

宁波舟山港:推进智慧港口建设,实现绿色低碳转型



图片新闻

宁波舟山港货物吞吐量连续15年位居全球第一,集装箱吞吐量稳居全球第三。近年来,宁波舟山港大力发展新能源,以风电、光伏、智能卡车无人驾驶等多种方式,实现港口低碳化运转。宁波舟山港梅山港区码头采用光伏技术为部分设备供电,码头泊位的岸电覆盖率达到100%,为在港期间的船只提供清洁能源。图为梅山港区码头一角。

水电水利规划设计总院:

中国人均可再生能源装机规模突破1千瓦

本报讯 记者卢奇秀报道 水电水利规划设计总院近日在北京发布《中国可再生能源发展报告2023年度》《中国可再生能源工程造价管理报告2023年度》,对2023年中国可再生能源发展态势进行总体分析和未来展望。报告显示,2023年我国可再生能源累计装机规模突破15亿千瓦大关,占全国发电总装机比重的51.9%,在全球可再生能源发电装机中占比近40%。其中,太阳能发电、风电装机跃升为我国第二、第三大电源。人均可再生能源装机规模突破1千瓦。

我国可再生能源发电量达2.95亿千瓦时,占社会用电量的32%,超过欧盟27国全社会用电量的总和。分种类来看,全国风电保持高速增长,2023年全国新增装机7566万千瓦,创历史新高,累计装机4.41亿千瓦,占全国电力总装机容量的15.1%。其中,海上风电仍是新增装机主体,年度新增6933万千瓦,累计并网装机3728万千瓦,连续三年位居全球首位;太阳能发电装机规模增长再创历史新高,2023年全国新增装机2.16亿千瓦,累计装机6.09亿千瓦,占全国电力总装机容量的20.9%。其中,新增集中式光伏装机1.2亿千瓦,新增分布式光伏装机9629万千瓦。

水电方面,双江口、叶巴滩、玛尔挡等常规水电积极稳妥推进,新增常规水电装机243万千瓦,年底累计装机达3.71

亿千瓦,在建大型常规水电站容量3064万千瓦;抽水蓄能总规模再上新台阶,装机突破5000万千瓦。2023年新增投产抽水蓄能515万千瓦,西北地区抽水蓄能投产实现零的突破,年度核准抽水蓄能电站49座,总容量超过6300万千瓦;生物质能发电方面,实现规模稳步增长,2023年新增装机282万千瓦,累计装机达4414万千瓦;新型储能装机规模快速增长,2023年新增装机2260万千瓦/4870万千瓦时,累计装机达3139万千瓦/6687万千瓦时,新能源配储、独立共享储能、用户侧工商业储能等开发模式不断丰富;可再生能源制氢发展步伐加快,绿氢制备技术路线多元化发展,总产能达7.8万吨/年。

水电水利规划设计总院预计,2024年可再生能源项目建设将保持良好发展势头,常规水电新增规模600万千瓦左右;大型常规水电核准规模约300万千瓦;抽水蓄能新增规模600万千瓦左右;全国风电新增装机约7000万千瓦;全国太阳能发电新增装机约1.9亿千瓦。

工程造价管理是全面提升工程建设投资效益的重要抓手。《中国可再生能源工程造价管理报告2023年度》是行业首次发布的技术经济类报告,对各可再生

能源工程造价水平进行分析和预测。风电方面,陆上风电项目平均单位造价约4500元/千瓦。受益于整体规模化开发、大容量机型广泛应用、市场竞争充分,2023年末陆上风机不含塔筒平均中标价约1200元/千瓦,较2022年进一步下降;海上风电项目施工难度大、船舶成本高,受不同海域建设条件差异影响大,项目平均单位造价在9500—14000元/瓦时区间。预计“十四五”后期,随着风电行业竞争性配置等一系列政策调整,投资将趋于理性,在不考虑政策性因素及大宗设备供货价格大幅波动的情况下,陆上风电预计短期内成本下降趋势将逐步放缓。当前部分海上风电已经实现平价上网,后续整机大型化趋势仍将持续,伴随着整机技术、生产制造能力和工程建设能力的持续增强,“十四五”末期海上风电项目将实现全面平价。

光伏方面,常规水电受河段控制性工程影响,平均单位千瓦总投资为20344元,单位造价相对较高。其中,地质地形等建设条件对工程投资影响最大,土建工程占静态投资比例达46.5%

—56.9%。受站点开发难度逐步增加和物价波动等因素影响,抽水蓄能项目单位造价将呈总体缓慢上涨趋势,造价水平总体可控。压缩空气储能项目单位造价进一步下降,利用盐穴或矿井巷道储能项目单位造价已降至5500—6500元/瓦时。

随着电力市场建设快速推进,可再生能源市场化交易比例逐步扩大。在全国统一电力市场的建设目标导向下,新能源加速入市。2023年新能源市场化交易电量6845亿千瓦时,占新能源总发电量的47.3%。在平价上网基础上,甘肃、云南、河南、广西、四川、内蒙古等地结合电力供需形势及新能源发展情况,相继发布2024年电力交易方案,鼓励新能源参与电力市场化交易,实现竞价上网,并对新能源入市比例及电价予以明确。

今年3月,国家发改委发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》明确了保障收购范围,将可再生能源发电项目的上网电量划分为保障性收购电量和市场交易电量。

报告认为,新政对可再生能源项目成本控制带来新的挑战和要求。构建以新能源为主体的新型能源体系,将加快推进各类能源开发利用技术及产业的融合发展,降低系统运行成本,并通过规模效应及施工建设、运行维护等方面的经验提升,提高整体经济性。