

聚焦煤电生存发展系列报道之十八

电力新基建体系下,煤电增量或骤减

■ 本报实习记者 赵紫原

“当前,电力行业正面临转型机遇,而疫情影响可能改写‘十四五’电力需求增长的预期轨迹,客观上扩大了电力转型窗口。”华北电力大学近日发布研究报告《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择:煤电还是电力新基建》(以下简称《报告》)指出。

《报告》认为,电力传统基建规划下,风电、光伏等可再生能源正常发展,继续优先煤电建设。到2025年煤电装机增长至12.5亿千瓦,较2019年底净增2亿千瓦;但在电力新基建规划下,可再生能源加速发展,相对于传统情景减少部分煤电建设,到2025年煤电装机增长至11.5亿千瓦,较2019年底净增1亿千瓦,“十四五”新增的煤电装机将仅为“十三五”时期的1/4。

煤电批量重启难掩生存困境

中电联此前发布的数据显示,截至2019年底,全国煤电装机10.4亿千瓦,占发电装机总量的52%。上述《报告》指出,根据“十三五”规划,到2020年煤电装机应小于11亿千瓦,但今年年底煤电装机很可能接近11亿千瓦。

据记者了解,今年以来,大量煤电项目获得核准,多个省份的停建缓建煤电项目重启,煤电呈现“开闸”之势。

中电联行业发展与环境资源部副主任叶春表示:“尽管‘十三五’煤电装机大概率会在规划目标内,且今年以来煤电板块经营状况有所缓解,但国家近期为了对

核心阅读

在电力新基建规划下,可再生能源加速发展,到2025年煤电装机增长至11.5亿千瓦,较2019年底净增1亿千瓦,“十四五”新增的煤电装机将仅为“十三五”时期的1/4。

冲经济下行风险,加大固定资产投资,火电项目核准频繁,部分地区的电力供应可能将再现过剩。”

另一边,火电机组利用小时数普遍偏低,火电企业破产、亏损的消息屡见不鲜,煤电深陷生存困境。

“由于可再生能源运行不稳定,目前核准批复的煤电项目中,很大一部分是特高压配套电源,火电承担调峰功能,与风光打捆输送。但这种规划是否可行,大量可再生能源的接入,调峰成本又应该由谁买单,这都是‘十四五’规划中需要探讨的问题。”华北电力大学经济与管理学院教授袁家海指出。

传统基建利用效率不及预期

《报告》指出,煤电和主要用来输送煤

电的特高压线路属于传统基建,强调在硬件方面的投入,追求数量上的规模效益,是供给侧规模经济,而非新时代要求的供需互联的经济发展模式。“这种‘重发、轻供、不管用’的电力发展理念无法解决当前及未来长期面临的‘电量充裕、电力紧张’的结构性矛盾。”

对于电力新基建,《报告》指出,电力新基建突出结构调整和经济转型升级功能,电力加强与5G、物联网、大数据等创新技术的融合,实现电力系统的绿色、安全、高效、智慧发展。袁家海认为,基于此,电力新基建包括以光伏、风电为代表的可再生能源、储能技术、综合能源服务、配电网和数字电网等。“电力新基建将赋予需求侧响应和节电效率更高的水平。”

袁家海对比了电力传统基建与新基建的产业链,以及带来的投资效果与产出,认为与新基建相比,传统基建的性价比值得商榷。“目前煤电和特高压输送清洁能源的利用效率远不及预期。2019年,设计容量为680-1050万千瓦的浙福线路、1000千伏的晋东南-南阳-荆门线路、900千伏锡盟-山东线路,这三条通道利用率均仅有10%左右。”

“此外,特高压线路的建设虽旨在输送可再生能源电力,但在实际运行时,却需要大量配套煤电。以甘肃酒泉-湖南±800千伏输电工程为例,作为我国首条大规模输送新能源电力的特高压直流工程,其设计输送能力为800万千瓦,配

套的煤电高达600万千瓦。”袁家海说。

新基建或助力煤电高质量发展

自然资源保护协会高级顾问杨富强指出,为实现二氧化碳排放力争于2030年前达峰的中期目标和努力争取2060年前实现碳中和的远景目标,我国未来要推进形成以清洁可再生能源为中心的灵活清洁、安全高效的电力系统,新基建是必然选择。

袁家海也表示,电力传统基建投资取向偏好大型国企,相比之下,由于民企在电力新基建产业拥有更高的市场份额,能够充分拉动民间投资,创造就业机会。

《报告》建议,随着新能源接入电网,煤电的远距离输送应尽可能减少,建设特高压应优先考虑可再生能源消纳,优化配置全国能源资源。“明确增量特高压项目配套大规模煤电远距离输送不符合电力发展方向,需要支持的是‘风光水火储一体化’‘源网荷储一体化’的跨区消纳模式;传统的‘风火打捆’特高压输送模式,应明确特高压通道最低利用率和年输送新能源电量最低比例。”

《报告》还强调,在电力新基建体系下,应逐步退出落后煤电机组,优先开发消纳清洁能源,提升电力供给质量,配电网和数字电网建设提升电网供给效率,煤电灵活性改造和延寿管理扩大有效供给,促进新能源消纳。

关注

我国环形核燃料组件研发获重大进展

本报讯 日前,由中国原子能科学研究院牵头承担的“压水堆环形核燃料组件研制”项目临界热流密度(CHF)试验正式启动并成功获得首批数据,标志着环形核燃料组件研发取得重要进展,为后续系统开展试验以及评价、开发适用于环形燃料的临界热流密度关系式等工作奠定了坚实基础。本次试验采用5×5环形燃料全长小组件,在国内外均属首次开展。

环形燃料是一种由内、外两层包壳和环形芯块构成的先进核燃料元件,是压水堆创新型先进核燃料组件的重要发展方向。压水堆环形核燃料研发是中国原子能科学研究院“十三五”科技发展规划的重要内容之一,也是国家先进核能创新的主要内容。临界热流密度是压水堆核电站堆芯安全的核心指标,其试验难度大,是环形核燃料研发中必不可少的重要试验,也是安全评审中最关注的试验之一。

据悉,截至目前,“压水堆环形核燃料组件研制”项目相继完成了专用软件开发、全尺寸试验组件设计制造、零功率物理实验等关键内容。(段明慧)

雅砻江两河口水电站完成工程蓄水验收

本报讯 水规总院日前在成都组织召开雅砻江两河口水电站工程蓄水验收委员会会议,开展工程蓄水验收工作,并形成《雅砻江两河口水电站工程蓄水验收鉴定书》。

验收结论认为,两河口水电站工程建设符合国家有关法律、法规和审批文件的规定,工程设计满足国家及行业规程规范要求;枢纽工程建设形象面貌满足今年11月两条初期导流洞下闸封堵的要求,少量未完项目已做妥善安排,不影响下闸蓄水;已完土石工程施工质量、金属结构设备的制造与安装质量总体满足有关规程规范和设计要求;工程蓄水阶段建设征地移民安置专项验收已完成;工程蓄水规划方案(包括向下泄流量措施)及2021年防洪度汛方案、下闸蓄水应急预案可行。工程蓄水质量监督、安全鉴定(第一阶段)已有明确可下闸蓄水的结论。据此,工程蓄水验收委员会同意两河口水电站工程今年11月择机进行1、2号初期导流洞下闸封堵、第一阶段水库蓄水。两河口水电站工程在第一阶段蓄水后,应分阶段完成后续水位抬升的工程相关安全监测分析、质量监督、安全鉴定等工作,并经验收专家组检查确认后,方可进行第二、第三阶段工程蓄水。

两河口水电站位于四川甘孜藏族自治州雅江县境内的雅砻江干流上,为雅砻江中、下游的“龙头”水库,电站装机容量300万千瓦,多年平均发电量110亿千瓦时,以发电为主,兼顾防洪。(凡伟)

湖北:“十四五”发电处理垃圾量占比将超七成

本报讯 湖北省发改委近日发布的《湖北省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划》环境影响评价公示(以下简称“公示”)称,预计到2025年,湖北省城市生活垃圾焚烧处理率(焚烧发电处理垃圾量占总处理量的比重)达到70%以上;到2030年,这个比重达到80%以上。

据悉,2020-2030年,湖北省共规划生活垃圾焚烧发电项目55个,总处理能力47200吨/日,总装机容量92.35万千瓦,总投资2841977万元。其中,在建项目12个,总处理能力10850吨/日,总装机容量20.75万千瓦,总投资615915万元;拟建项目43个,总处理能力36350吨/日,总装机容量71.6万千瓦,总投资2226062万元。

上述公示要求,拟建项目应提前3年完成项目选址工作,严格执行《生活垃圾焚烧处理工程技术规范》和《生活垃圾焚烧发电建设项目环境影响评价(试行)》的要求,厂址选择应满足相关要求。

环境影响减缓措施方面,公示提出,从建立健全环境管理体系、设定环境准入条件、加强环境社会风险化解措施、避让禁止和限制建设区域以及推广垃圾分类的政策等方面,提出环境影响预防措施;从污染控制设施建设方案方面提出环境影响最小化措施,从垃圾焚烧设备选型方面提出环境影响源头控制措施。(鄂讯)

图片新闻

华能兴安热电提前开栓供热

日前,华能内蒙古兴安热电提前开栓供热,116个具备条件的热电厂开启二次网阀门,提前供热面积达530万平方米。

今年,兴安热电聚焦提升机组健康水平,共组织实施供热机组大修、技改项目381项,保障优质供热能力。图为华能兴安热电员工开栓供热。陈玮/图文

国家发改委等十四部委联合发布《近期扩内需促消费的工作方案》,明确通过进一步扩大电力市场化交易、推动转供电改直供电、加强转供电环节价格监管等措施,进一步降低5G基站运行电费成本——

5G用电成本下降空间大

■ 本报实习记者 姚美娇 杨梓

国家发改委等十四部委近日联合发布的《关于印发<近期扩内需促消费的工作方案>(以下简称《方案》)的通知》指出,通过进一步扩大电力市场化交易、推动转供电改直供电、加强转供电环节价格监管等措施,进一步降低5G基站运行电费成本。

国家能源局日前也在回复政协委员《关于电网企业支持服务5G发展的提案》时表示,支持5G基站在保障通信系统安全运行和用电安全可靠的前提下,通过一定组织形式,按照经营性电力用户参与市场的有关要求参与电力市场化交易;支持由售电企业将多个5G基站负荷聚集,“打捆”参与电力市场化交易。

作为通信领域重要的革命性技术,5G是我国经济社会信息化战略发展的重要基础设施。不过,当前5G基站建设运营成本备受关注,尤其是用电成本高昂问题,成为通信和电力行业讨论的焦点。

耗电量和转供电比例“双高”

工信部此前发布的数据显示,截至今年6月底,三大运营商在全国已经建设开通5G基站超过40万个,近期每周平均新开通的基站都超过1.5万个。而据业内人

士介绍,5G用电成本高的主要原因在于耗电量和转供电比例“双高”。

据了解,在同等信号覆盖水平条件下,5G基站安装数量是4G的1.5至2倍。同时,5G单站单制式通信设备的用电负荷是4G的2.5至3.5倍。另外,目前5G基站供电方式主要有电网企业直接供电和第三方转供电两种,其中直供电执行一般工商业电价,而转供电电价一般比直供电高出61%至120%。

“5G基站数量庞大,加之需长期运行,用电量巨大,导致成本高昂。”华南理工大学电力学院教授余涛告诉记者。不过,余涛对5G耗电量下降持乐观态度:“5G基站未来可以通过电力交易,重新利用被闲置和弃置的新能源,以交易方式利用电网剩余的资源,减少用电成本。”

今年全国两会期间,全国政协委员余明建议推广采用直供电,降低5G基站用电价格。“在公共区域新建的5G基站,原则上应由电网企业直接供电;存量5G基站,应尽量改造为电网企业直接供电;实行第三方转供电的5G基站,要大力清理转供电环节的违规加价和收取不合理费用的现象。”

负荷聚集具备交易优势

对于国家能源局提到的“支持由售电企业将多个5G基站负荷聚集,‘打捆’参与电力市场化交易。”一位不愿具名的业内人士告诉记者,5G基站的运营公司可以与当地发改部门联系,在满足条件的情况下,争取尽快取得电力市场化交易资格。

该人士进一步指出,5G基站的数量庞大,位置分散,单个基站用电量不大,通信运营商在各省公司又下设市公司、县公司,实际上单一公司名称下的基站数量并不多,月度和年度用电量较小,加之不熟悉电力市场化交易,难以直接与发电厂达成较低的电价。“但是售电公司可以实施‘打捆’操作,通过代理多个小用户,聚合成一个‘大用户’,再与发电厂协商较低的电价,期间再收取相应的服务费,与5G基站形成双赢。”

余涛也表示,5G基站目前用电量巨大且需持续供电,较难参与电网调节,确实需要一个聚合商将多个基站的负荷实现聚集,由小变大,进行统一交易。“‘打捆’交易需要强大的技术支撑,可以借助已有的5G通道来实现远程数据的通讯和控制,进而对其用电能力进

行远程聚合。”余涛还解释,5G基站用电量巨大,参与电力交易时会拥有一些议价权,所以5G用电买方将具备一定优势。

电网应积极参与5G建设

在售电侧实现聚合后,5G该如何参与电力交易?

余涛告诉记者,5G基站属于长期稳定的电力用户,有条件做出一年的用电计划,完全可以及早参与电力交易。“售电侧聚合后,5G用电越早参与电力交易,电网方面就可以更好地调度和安排,交易稳定,才会有更优的价格。”

上述业内人士表示,售电侧聚合后,依照交易周期,用户向售电公司提出下一个交易周期的电量需求,售电公司汇总各个用户需求以后,与发电厂协商电量需求和对应的电价,并在各省的电力交易平台上完成交易。

余涛认为,目前工业互联网、物联网等都借助5G上升到较高水平,并且可以延伸出很多新的销售模式、商业模式以及行业和社会服务体系。“建议电网企业积极与5G厂家合作,共同参与5G基站建设。”