

电力行业碳减排需要持续提升可再生能源发电量,但目前,仅依靠大电网消纳可再生能源能力有限——

分布式发电:电力行业脱“碳”突破口?

■ 本报记者 赵紫原

“目前部分业内人士对电力行业碳减排过于乐观,忽视了非化石能源输电的技术难度。虽然‘风光’发电技术取得一定进步,显著降低了建设和运行成本,但电力行业碳减排不能仅靠可再生能源的装机规模,还有待于提高其在发电量中的占比。”中国人民银行原行长周小川近日在“30·60目标的实现路径和经济金融影响”研讨会上作出上述表示。

周小川进一步指出,我国“风光”资源丰富的地区往往不是人口和产业

聚集地区,需要长距离输电。尽管超高压输电技术已较成熟,但建设成本的摊入和线损成本(目前约6%)不可忽视。“从技术、经济性上看,通过大电网消纳高比例风光与‘弃风弃光’有一定内在联系。”

对此,有业内专家表示,在碳达峰、碳中和目标下,我国要构建以新能源为主体的新型电力系统,在增加可再生能源装机、依靠大电网输电的同时,还需要借助分布式能源,增加消纳途径,提高可再生能源在终端消费中的比重。

大电网消纳“风光”力度有限

据了解,我国大型清洁能源基地分布于“三北”地区,但目前这些地区的“风光”消纳比例难以大幅提高。那么,如周小川所言,特高压输电的技术和经济性如何会影响“风光”消纳?

一位不愿具名的业内人士表示,依托大电网消纳是现阶段高比例风光消纳的唯一选择。“根据规划,到2030年‘风光’发电装机占比将达40%以上,到2060年这个比例将接近70%。‘风光’发电的波动性和随机性造成其出力曲线与电力系统负荷曲线不符甚至是相反。为有效解决由此带来的波动,目前大电网通过储能解决平衡问题。”

但该人士也坦言,目前储能技术

尚不成熟,存在投资成本过大和运行成本高的缺陷。在电网托底的条件下,京津唐地区大负荷期间如需使用高比例“风光”电源,就需要具备存储50亿千瓦时电量的能力。按目前最经济的存储方式推算,至少需要5万亿的投资,类推到全国,就需要100万亿以上的投资,这个数额是目前全国电网资产的20倍以上。

“如不用电网托底,完全依靠配套储能的方式,投资还要有数十倍的增加。因此,近期来看,在经济性上尚无一种储能技术可以成为‘风光’发电消纳的主要手段,就是说‘电力不具备大规模经济存储条件’的规律仍然发挥作用。”该人士表示。

分布式能源开发优势明显

中国工程院院士余贻鑫告诉记者:“在负荷中心地区‘就地开发消纳’可再生能源,还是采用‘大规模远距离输送’,采取何种开发方式直接影响可再生能源的消纳比例。”

余贻鑫提出了解决“风光”消纳难题的方案:“经仿真测算,若采用大规模远距离输送的开发模式,‘风光’发电最大电量渗透率不到10%;若采用配网就地消纳,渗透率可达29.1%,采取一定技术措施,‘风光’发电比例可达60%以上。”

记者注意到,“十四五”规划提出“加快发展非化石能源,坚持集中式与分布式并

举,大力提升风电、光伏发电规模,加快发展东中部分布式能源”。对此,有业内人士指出,明确分布式能源在国家能源体系中的定位和空间布局,对电力行业实现碳中和意义重大。

中国大连高级经理学院特聘教授叶春认为,分布式电源改变了传统电力系统的供应方式,主要优点在于就近利用、清洁低碳、多元互动、灵活高效,是现代能源系统不可或缺的重要组成部分。“近年来,东部地区负荷保持稳定增长,部分省份出现供需紧张的局面。在能源‘双控’、

本地供应和外送供应有限的情况下,要支撑经济有序发展,在负荷中心建立分布式光伏、风电等发电系统是很好的选择,一方面可以解决经济发展需求,一方面能提高‘风光’消纳。”

叶春表示,根据测算,东部地区发展分布式光伏的资源潜力占全国可开发装机的一半以上。“十四五”期间,东中部用电负荷中心地区稳步发展分散式风电、低风速风电、分布式光伏,依托新能源微电网等先进电网技术可实现分布式清洁能源的高效利用。

“发输配送”全产业链需发力

构建以新能源为主体的新型电力系统,离不开电力发输配送全环节发力。

余贻鑫表示,应强化分布式“风光”电源的开发,聚焦高度自动化和广泛分布式的智能电网和能源互联网的建设。“实施智能电网发展战略不仅能使用户获得高安全性、高可靠性、高质量、高效率 and 价格合理的电力供应能力,还能提高国家的能源安全水平,激励市场不断创新。”

叶春建议,用电环节要推进电力消费端电气化程度。“统筹国家生态环保要求、

能源消费结构调整与各类电能替代技术经济性,采用以电代煤、以电代油、农业电气化等多种方式积极推进电能替代工作。从输配电环节。加快对传统电网升级改造,加快建设适合大规模新能源并网、多样化新型电力设备接入的多元高弹性智能电网。”

叶春指出,“十四五”期间,在碳达峰、碳中和目标约束下,煤电将加快向提供可靠容量、电量和灵活性调节型电源转型,为新能源发展腾挪空间。“在储能技术未实质性突破、电网消纳高比例新能源受限

的情况下,应以安全为基础、需求为导向,充分发挥煤电的托底保供作用。”



电力观察

海南昌江核电3号核岛基础浇筑完成

图片新闻



4月3日,经过近70个小时的连续施工,海南昌江核电二期项目3号机组完成核岛基础8366立方米混凝土浇筑,实现核岛基础大体积混凝土整体浇筑目标。

昌江核电二期项目规划建设两台120万千瓦“华龙一号”融合技术机组,建设工期60个月,两台机组间隔10个月开工建设,拟于2026年底全部投入商运。图为施工现场。

华能核电/图

中电联召开今年首次电煤形势研讨会——

电煤价格淡季非理性上涨引关注

本报讯 记者卢彬报道:中电联燃料分会日前组织召开今年首次电煤形势研讨会。肯定去冬今春发电企业电煤保供工作的同时,会议指出,去年下半年以来,电煤价格持续波动上涨,总体价格水平连创多年来新高,尤其今年3月以后,市场价格在煤炭需求淡季再次非理性上涨,囤积炒作、期货拉升特征明显,需引起有关部门高度重视和关注。

与会代表普遍反映,持续半年多的电煤高价已经导致电厂采购成本大幅上升,亏损面、亏损额持续扩大,电厂继续高价采购电煤的能力已经大幅降低,给今年电煤保供埋下很大风险隐患。参会企业呼吁,要加快释放国内煤炭优质产能,增加国内煤炭产量,保持进口煤政策连续性,加强电煤中长期合同履约和监管,维护市场秩序,打击市场炒作和期货操控,稳定市场预期,确保电煤供应稳定和引导价格回归到合理区间。

中电联中国电煤采购价格指数(CECI)编制办公室4月6日发布的《CECI指数分析周报》(2021年第11期,以下简称《周报》)显示,当期CECI沿海指数5500大卡、5000大卡现货成交价分别比上期上涨37元/吨、57元/吨,涨幅环比分别扩大9元/吨、25元/吨。综合价分别比上期上涨16元/吨、19元/吨。3月份,5500大卡、5000大卡月度综合价分别为614元/吨和537元/吨。从样本价格分布看,由于市场价格快速上涨,价格成交区间分布有所扩大。

《周报》分析称,主产地煤炭供应持续紧张,周边区域煤矿销售较好,带动坑口煤价继续上涨。北方港煤炭调入略低于调出,库存略有下降,但秦皇岛港库存快速下降至440万吨低水平。工商及建筑业生产持续火爆带动用电及煤炭需求较为旺盛,电厂日耗淡季有所减少,动力煤期货主力合约继续大幅

拉涨至接近740元/吨,市场预期炒作继续发酵,贸易商看涨预期高涨,带动北方港现货价格高位继续大幅上涨。“但是,下游电厂陆续进入淡季检修,高煤价超出下游电厂承受能力,交易双方分歧较大,实际成交有限。CECI曹妃甸指数(日)、CECI沿海指数(周)现货成交价、CECI进口指数到岸综合标煤价格均有较大幅度上涨;CECI采购经理人指数及其分指数均处于扩张区间,综合指数及价格和航运分指数环比下降,供给、需求和库存分指数环比上升。”

数据显示,3月29日—4月2日(以下简称“当周”),曹妃甸港区电煤现货价格高位继续上涨,涨幅继续扩大。4月2日,CECI曹妃甸指数5500大卡、5000大卡和4500大卡价格分别比3月26日上涨63元/吨、58元/吨和52元/吨,增幅分别比前一周涨幅扩大23元/吨、20元/吨和18元/吨。当周,CECI曹妃甸指数

5500大卡、5000大卡和4500大卡平均价格分别为717.2元/吨、631.0元/吨和552.2元/吨,分别比上周平均价格上涨65.2元/吨、59.2元/吨和51.0元/吨。

进口煤方面,CECI进口指数到岸综合标煤单价连续两周小幅上涨,目前到岸价格持续在历史较高水平小幅波动。

《周报》指出,未来一段时期,国内工商业生产及经济社会活动持续向好,非电行业用电、用煤需求旺盛,北方部分地区供暖季结束,随着水电及新能源发电出力增加,预计电煤消耗将继续季节性回落,电煤需求进入传统淡季。煤炭主产地安全环保大检查等影响仍然存在,但月初煤管票较充裕,产量恢复或将有所好转。建议有关部门务必高度关注淡季价格大涨的异常情况,坚持增加供给特别是优质高卡低硫煤供给,稳定市场预期,加强市场监管,严厉打击市场炒作,确保价格尽快高位回归。

关注

去年四川省内市场化交易电量超1061亿度

本报讯 四川电力交易中心近日发布的《2020年度四川电力市场运营报告》显示,2020年四川省内市场化交易电量1061.28亿千瓦时,同比增长21.63%,创历史新高。其中,常规直购514.56亿千瓦时,战略长协164.94亿千瓦时,铝电合作83.94亿千瓦时,电能替代9.4亿千瓦时,自备替代36.29亿千瓦时,富余电量74.94亿千瓦时,低谷弃水22.15亿千瓦时,水电消纳示范45.67亿千瓦时,留存电量80亿千瓦时,居民替代29.4亿千瓦时,燃煤机组关停替代34.75亿千瓦时。

《报告》显示,截至2020年底,该中心共注册市场主体12359家,其中发电企业313家,售电公司245家,电力用户11801家,售电公司在市场化交易中的地位和作用更加显著。

通过市场化交易,四川有效降低了用户用能成本,合计达121.97亿元,较用户目录电价平均减少0.115元/千瓦时。此外,共计103家售电公司参与市场化交易,代理用户8790家,占参与市场用户总量的98.81%,同比提高2.43个百分点;交易电量835.99亿千瓦时,占市场用户电量的96.32%,同比提高3.99个百分点。(川交)

江苏电力短期可调负荷辅助服务市场试运行

本报讯 江苏省能监办4月8日发布消息称,自2月1日江苏电力市场用户可调负荷辅助服务市场启动试运行以来,各市场主体积极申报短期负荷预测数据,数据规范完整,为进一步提高用户参与度,促进可再生能源消纳,江苏能源监管办在清明节期间组织启动短期可调负荷辅助服务市场试运行。

据悉,4月4日12时至15时,江苏省共3家一类用户、1家售电公司代理1家二类用户中标,最大中标上调负荷15.7万千瓦,交易过程事前发布交易通知,事后及时公示交易结果,全程公开透明。最终,通过电力短期可调负荷辅助服务市场交易,电力市场用户以减少自备发电或临时增加生产方式,累计增加可再生能源消纳84.7万千瓦时,中标电力用户和售电公司共获得辅助服务市场补偿约40万元。(苏能)