

“减碳”当前,煤电高质量发展迎来关键抉择——

做好压舱石 多路径转型

■ 本报记者 卢彬

高煤价、低电价、低利用小时数……“十三五”以来,煤电行业的生存、发展压力持续至今。据不完全统计,截至2020年底,全国发电装机超过21.3亿千瓦,其中非化石能源发电装机占比超过43%。随着碳达峰和碳中和目标提出,煤电市场份额或将进一步收缩,煤电角色转变已成定势,煤电企业提质、降本、增效诉求愈加迫切。

作为保障电力系统运行的“压舱石”,煤电的一举一动牵动着整个电力系统的运行状态,因此改革转型并非朝夕之功。煤电行业想要走好转型之路,仍面临很多关键抉择。

碳减排: 技术瓶颈仍需突破

碳减排,是煤电行业“十四五”面临的最现实挑战。由于资源禀赋以及煤炭的物质特性,煤炭生产、加工、利用等环节产生的碳排放是我国碳排放的主要构成部分,占煤炭消费量一半以上的煤电,更占据了我国碳排放的“大头”,是我国实现脱碳目标的关键所在。

“对应碳中和目标,意味着单位供电碳排放必须从600克/千瓦时下降到100克/千瓦时,甚至50克/千瓦时。”全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰直言,要实现2030年碳达峰、2060年碳中和目标,我国煤电装机必须在“十四五”达峰,并在2030年后快速下降。

作为目前乃至中长期我国电力供应的主力,煤电的生产方式决定了其必然会产生大量二氧化碳,而碳捕获、利用与封存(CCUS)二氧化碳被视为解决这一短板的的关键技术。不过,CCUS技术目前尚未展现出足够的商业化可行性。“根据目前情况测算,煤电应用CCUS将使能耗增加24%到40%,投资增加20%到30%,效率损失8%到15%,综合发电成本增加70%以上。”周原冰指出,CCUS在实现碳移除、碳中和中不可或缺,但在煤电领域难有大规模应用可能。“即便没有CCUS,煤电未来的竞争力都将大大减弱,难以承受CCUS带来的成本高企。”

但业内对于CCUS的研究探索仍在继续。华润电力海丰公司建设了年产2万吨的碳捕集项目,希望找到更经济的材料和技术路线。2020年11月,华能清洁能源技术研究院开发的我国首套1000吨/年“相变型”二氧化碳捕集工业装置成功实现72小时连续稳定运行。专家测算,该技术可使碳捕集所需再生溶液量减少40%-50%,可显著降低CCUS成本。

相比花费高昂成本降低煤电生产环节碳排放强度,通过控制煤电装机规模来控制碳排放总量,是更切实有效的方案。“十三五”期间,国家发改委、国家能源局先后印发一系列政策文件,严控煤电产能扩张,全国停建、缓建煤电产能1.5亿千瓦,淘汰落后产能0.2亿千瓦。

“煤电供给侧改革近年取得了显著成效,仍有必要继续实施,优化存量,主动减少无效供给。”华电集团副总法律顾问陈宗法指出,煤电产能过剩仍是发电行业的“风险源”,煤电要实现脱困、转型,增量要严格控制,存量要先完成淘汰关停与重组整合,再分类实施升级改造。“从企业角度,希

控总量:转变思路避免极端

望国家能建立起帮助煤电退出、促进能源清洁转型的公平长效机制。”此外,陈宗法强调,“十四五”规划制定时应防止出现“两个倾向”。“一个是为实现碳中和远景目标,几乎全部只发展新能源;另一个是把‘十三五’未安排的煤电进度照单全收,不加以限制。两者都不可取。”

对地方政府而言,由于煤电项目审批权已下放,一些煤炭大省能否扭转“靠煤吃煤”发展思路,成为煤电产能控制的关键因素。山西省能源局一级调研员高道平表示:“山西正努力调整‘一煤独大’格局,着力调整电力结构,加强电网配套建设,合理布局外送通道建设,扩大晋电外送能力。预计

‘十四五’新能源和可再生能源装机占比达到40%左右,外送电能力达到5200万千瓦左右。”

华北电力大学教授袁家海指出,调研发现一些煤炭资源大省仍保持着以煤电及其他煤炭相关产业链为主导方向的传统发展思路。“如果按2060年前实现‘碳中和’的目标,到2050年,没有加装CCUS设备的煤电机组可能将失去市场空间。而在新建的煤电机组,其服役期限可能将延续至2060年以后,这与目前碳减排的中长期发展目标之间存在矛盾。地方有必要在经济发展、能源转型和应对气候变化三者之间做好统筹,尽快推进能源清洁转型。”

转角色:灵活性改造亟待机制保障

应该为灵活性付费,这种逻辑实际上并不清晰。”

王志轩认为,目前电力系统的灵活性提升问题主要在于机制未理顺。“现在煤电灵活性改造在技术层面不存在障碍,有些电厂的锅炉最低稳燃负荷可以达到额定出力的20%。但是,目前深度调峰辅助服务补偿标准偏低、政策执行力度和连续性不足、政策制定与实施未充分考虑地区实际情况等问题,导致煤电企业已实施的灵活性改造项目收益不及预期。”

“提高电力系统灵活性,或许并不需列出具体技术路线图,也不需要具

体实施方案。”南方电网能源发展研究院能源战略与政策研究所所长陈政认为,理顺市场机制后,电力系统灵活性提升的路径自然能够走通。

“要让市场主体知道,为系统灵活性做贡献可以受益,同时还要建立利益兑现机制。”陈政表示,“一方面,建立小时级别的电力现货市场,以反映实时供需情况的分时段价格信号激励市场主体主动参与调节;另一方面,要建立容量补偿、容量市场等机制,帮助灵活性资源回收投资建设成本,并实现系统调节能力总量目标引导和市场化配置。”

碳市场:减煤需统筹考量

值将在统一的市场中确定,煤价也将在全国层面形成产业链价格市场传导。但目前,电力价格并非全国统一市场形成,如何设计各省及省间的电价特别是煤电电价机制,将成为电力市场建设需要思考和突破的问题。”

“现在各省都在研究制定碳达峰、碳中和的规划,但对于一些为其他地区承担能源供应的省份,在探索清洁能源转型的同时,减煤、减碳不能盲目。”薛静直言,一些能源、资源输出型地区可能无法单独实现碳达峰和碳中和。“例如,山西的煤炭、电力不只属于山西,还要供应全

国其他省份,这是山西作为资源型省份必然的特点,需要从国家层面统筹考量。山西省要作为后援,提供实现向碳达峰、碳中和目标过渡过程中的电力安全并保证供应。”



再电气化需要系统变灵活

■ 本报实习记者 赵紫原

正值迎峰度冬关口,各地用电需求呈现快速增长态势,电力负荷屡创新高。

国家电网和南方电网近日发布的数据显示,国家电网经营区最高负荷、日发电电量均创历史新高;南方电网全网负荷同比增长26.71%,其中广东1月7日冬季负荷首破1亿千瓦大关,较去年负荷首次破亿提前5个月。

业内专家指出,除寒潮天气等因素外,再电气化也是推高电力负荷的原因之一。

据了解,再电气化指在传统电气化基础上,实现以清洁能源为主体的高度电气化,是我国能源转型的根本路径。不过,再电气化比例逐步提升或进一步推高尖峰负荷的峰值和峰谷差,同时整个电力系统对灵活性的诉求也更迫切。

再电气化是能源转型的根本途径且不可逆

业内普遍认为,电气化水平每增加一个百分点,单位GDP能耗可减少2到4个百分点。

“电能替代行动加速了我国终端电气化发展。经测算,2014—2019年,全国累计实现替代电量1.33万亿千瓦时,电气化率从2013年的21.4%推升至2019年的26.1%。”华北电力大学经济管理学院教授袁家海表示。

记者注意到,近年来行业测算电气化比例数据不尽相同,但比重提高早已是共识。中电联预计,我国2035年电气化水平达到36%—38%;国网能源研究院预测,2050年我国电气化水平将超过50%,

再电气化的内核由非化石能源驱动,是以清洁电力为中心的高电气化能源利用格局。为应对大规模新能源并网消纳和用电负荷尖峰化,需加快提升我国电力系统的灵活响应能力,挖掘各类电力资源尤其是煤电的价值潜力。

2060年“碳中和”愿景下,非化石能源预计将占能源消费总量的80%以上,终端电气化率将达到70%—76%。

短期来看,袁家海预测,“十四五”时期新建、电能替代、数字经济、交通与居民生活电气化等因素将推动我国2025年再电气化率达到31%。

作为电气化的进阶版,再电气化比例未来“水涨船高”已成大概率事件。中国社会科学院2019年发布的《世界能源蓝皮书:世界能源发展报告(2019)》曾指出,再电气化将成为不可逆转的趋势潮流。袁家海认为,本质上看,再电气化与能源清洁化有相同的内核,均围绕电能为中心,以非化石能源为驱动力,而且都隐含着能源安全的要义。“由此来看,再电气化是能源转型的根本途径。”

除此之外,再电气化还肩负减碳重任。中国工程院院士舒印彪曾公开表示,按照碳达峰和碳中和要求,非化石能源消费比重将超过80%,清洁能源发电比重将超过90%。在此趋势下,再

电气化成为实现上述目标的关键路径。

再电气化推高电力需求,或致负荷高峰周期变模糊

袁家海表示:“电气化的推动力主要来自工业和交通等化石能源比重较高的部门,迎峰度冬/度夏电力负荷的压力则主要来自于终端温度负荷。北京今冬最大负荷达到2451万千瓦,刷新了2018年夏季2356万千瓦的历史最大纪录,其中居民采暖用电负荷占比高达48.2%。”

随着“风光”发电向着年增1.2亿千瓦装机的目标进发,我国再电气化比例也将逐步提高。那么,“风光”间歇、波动等特性是否会增加高峰期的电力负荷压力?

在袁家海看来,短时尖峰负荷过高、用电负荷峰谷差过大是电力供应安全的一大挑战。“在部分地区,全年最大负荷95%以上的尖峰持续时间低于24小时,97%以上的持续时间则更短。随着再电气化水平提高,需求侧资源的电力价值将提升,终端用户需要深度参与电力系统调节工作,发挥削峰填谷作用,平抑用电负荷峰谷变化,减轻电力供应压力。”

再电气化比例提高,会不会导致电力负荷高峰时段的季节周期性逐渐模糊?

对此,一位业内人士告诉记者:“再电气化进程发展到一定程度,终端用能设施将主要由电能来驱动,出现诸如商业建筑虚拟电厂、智能有序充电桩、储能、综合能源云平台等需求侧资源,充分融入电力系统的实时调度体系中,使用电负荷变得可控,自然也就模糊了负荷波

动的时间边界和季节周期。”

深挖煤电价值潜力,发展其他灵活性资源

迎峰度冬/度夏电力负荷承压,如何稳步提高再电气化比例?

在袁家海看来,再电气化的内核由非化石能源驱动,是以清洁电力为中心的高电气化能源利用格局。“为应对大规模新能源并网消纳和用电负荷尖峰化,需加快提升我国电力系统的灵活响应能力,挖掘各类电力资源尤其是煤电的电力价值潜力。”

“作为我国的主力电源,煤电在电力供应与需求均发生结构性变化的情况下,要承担起基荷机组保电量、腰荷机组保消纳、峰荷机组保缺口的多重任务,加快机组功能的差异化定位,而非继续将规模扩张作为发展重点。”袁家海说。

上述业内人士告诉记者,电力系统快速响应能力的提升,还需依靠调峰气电、抽蓄、电化学储能等灵活资源,满足大规模新能源并网消纳和用电负荷尖峰化的需求。

“需求响应对电力系统的友好性在各国实践中已有充分证明,适度发展可降低电力成本、提高供电可靠性、促进可再生能源消纳、推进用电服务个性化等。此外,还需要加快完善电价机制,理顺电力服务的价值关系,实现现货市场、辅助服务市场和容量市场机制协作运行,共同为电力供需平衡提供健全的价格信号。”上述专家表示。

白鹤滩水电站 四成坝段浇筑到顶

本报讯 1月9日,白鹤滩水电站大坝13个坝段浇筑到顶。截至1月12日,混凝土浇筑量达773.3万方,累计浇筑2114余仓混凝土。据了解,白鹤滩大坝主体混凝土浇筑总量达800万立方米,共分为31个坝段。

大坝是水电站枢纽工程的核心建筑物,承担着挡水与泄洪的重要任务。白鹤滩水电站大坝为300米级混凝土特高双曲拱坝,坝顶高289米,坝顶弧长709米;坝身布置有6个导流底孔、7个泄洪深孔和6个泄洪表孔,结构复杂;大坝主体混凝土浇筑总量达800万立方米,共分为31个坝段,于2017年4月启动主体浇筑,至2020年11月26日首批坝段浇筑到顶。

白鹤滩水电站大坝自开浇以来未出现一条温度裂缝,各项指标均满足“精品工程”标准。2019年大坝取出25.7米混凝土长芯,混凝土芯样光滑密实、骨料分布均匀,气泡少,提交了一份高质量混凝土“成绩单”。目前,白鹤滩水电站大坝春节期间不间断施工计划和保障措施已明确,下一步重点关注表孔7个坝段等关键部位的施工,预计今年5月实现大坝全线浇筑到顶。(黄克璠)

三代核电站堆芯 仪表系统实现国产化

本报讯 近日,国核自仪联合国内相关制造单位,成功完成国和一号示范工程核电站堆芯仪表系统的国产化攻关任务,相关设备均通过堆上试验和我国核安全设备监管要求的全部鉴定试验,标志着我国具备了该系统的国产化制造供货能力。

堆芯仪表系统用于测量反应堆堆芯内部三维中子注量率分布,从而实现堆芯三维功率分布监测。堆芯仪表系统由信号处理机柜、矿物绝缘电缆组件和布置在反应堆压力容器内的堆芯探测器组件组成。该系统作为核电站反应堆安全运行监测的关键设备,其探测器组件安装在核电站反应堆堆芯中,需承受反应堆的高温、高压和高辐照,运行环境苛刻,测量信号弱,容易受到干扰、技术要求高,研发难度大。在我国目前运行的49台核岛中,探测器组件均由国外公司供货,是我国三代核电自主化关键设备的技术难题之一。

据了解,三代核堆芯仪表系统均使用在线式的自给能探测器测量堆芯功率分布。因自给能中子探测器具有寿命长、体积小、结构可靠和不需要外部电源供电的优点,在线式堆芯测量仪表将成为今后反应堆装置监测的主流趋势。上世纪60年代,国外就已开始研发并投入使用自给能中子探测器,其中俄罗斯、法国和加拿大生产的自给能探测器制造工艺较成熟、性能较稳定,而我国的相关研究起步较晚。据悉,国产化堆芯仪表系统将在国和一号等新一代核电站堆型上投入工程使用,同时也具备为我国在运非能动核电站进口堆芯仪表系统实现国产化替代或改造升级的能力,对提升我国三代核电国际竞争力具有重要意义。(张悦文)

全球首批高温气冷堆核燃料元件发货

本报讯 近日,全球首条工业化规模、我国完全拥有自主知识产权的高温气冷堆核燃料元件生产线首批产品从中核北方核燃料元件有限公司启运,发往我国拥有自主知识产权的山东荣成石岛湾高温气冷堆核电站示范工程,为其后续并网发电提供燃料动力。

高温气冷堆作为世界公认的四代堆型,发展前景广阔。目前高温气冷堆示范工程成功完成双堆冷试,进入双堆热试阶段。此次发往示范电站的球形燃料元件为7.8万个,是首批交付87万个球形燃料元件的一部分,这些球形燃料元件预计将于今年4月份正式入堆。

球形燃料元件是高温气冷堆固有安全的重要基础,其制造技术是高温气冷堆发展的主要技术挑战。国家重大科技专项“大型先进压水堆及高温气冷堆示范工程”配套建设项目——中核北方高温气冷堆核燃料元件生产线,我国具有完全自主知识产权,生产线设计能力为年产30万个核燃料球,是世界首条,也是唯一一条具有工业规模的球形燃料元件生产线,这也是中核北方“十三五”期间正式投料运行的一条核燃料元件生产线。截至目前,按照生产计划,生产线已生产出合格的球形燃料元件73万余个,产量、质量和产品合格率等指标均达到甚至是超越了设计水平。(林丽圆 乔子洋)