

石化行业多措并举发力碳减排

■本报记者 李玲

来自上海环境能源交易所的数据显示，4月24日，全国碳市场收盘价格首次突破百元大关，4月25日，碳价继续上涨，收盘价达102.41元/吨，相较2021年7月全国碳市场开市时的48元/吨，涨幅超100%。全国碳市场价格持续走高，对接下来可能被纳入全国碳市场的传统能源行业敲响警钟：减碳刻不容缓。

传统产业正加速减碳行动。《中国能源报》记者近日在由中国石油和化学工业联合会主办的“2024石化产业发展大会”上了解到，作为碳排放大户，石化行业正采取多种措施，发力碳减排。

■ 亟需解决

数据显示，近年来，我国原油对外依存度长期保持在70%以上，燃料型炼厂综合商品率90%—95%，炼化一体化炼厂综合商品率在85%—90%。随着炼油产能持续快速增长，炼厂平均开工率呈下降趋势，2022年原油加工量为6.8亿吨，炼厂平均开工率73.8%。与此同时，炼油行业面临新能源替代的冲击。当前，行业向化工转型是大势所趋，碳排放问题也亟需解决。

“石化行业既是能源消耗大户，也是二氧化碳排放大户，能源消费总量和二氧化碳排放总量都位居工业部门前列。绿色低碳加速转型给行业发展带来全新挑战。”中国石油和化学工业联合会会长李寿生表示。

北京大学能源研究院此前发布的《中国石化行业碳达峰减排路径研究报告》显示，2021年，我国石化行业二氧化碳排放量约4.45亿吨，占全国二氧化碳排放总量约4%。其中，来自净购入热力的碳排放7530万吨，约占石化行业碳排放总量的17.4%，来自净购入电力的碳排放6990万吨，约占石化行业碳排放总量的15.7%，来自工业生产过程的碳排放15069万吨，约占石化行业碳排放总量的33.9%，来自石化燃料燃烧的碳排放14708万吨，约占石化行业碳排放总量的33%。

具体来看，根据二氧化碳浓度可将碳排放分为

高、中、低浓度碳源，其中，中、高浓度碳源仅占比7%左右，比如合成氨和环氧乙烷装置产生的二氧化碳、制氢装置中变气（或解吸气）等；低浓度碳源占比93%左右，且烟气组分相对复杂，比如原煤燃烧烟道气、炼厂干气燃烧烟道气等。

■ 探索路径

当前，石化行业正多措并举，全面发力碳减排。探索通过产业结构调整、节能降耗、原料替代、电气化、CCUS（二氧化碳捕集、利用与封存）等多种方式，推动行业绿色转型。

比如，在产业结构调整方面，降低油品消费、转型化工。中国石化石油化学工业研究院低碳中心副主任吴昊指出，燃料型炼厂、炼化一体化炼厂、最大化化工品炼厂的化工品收率分别为6.96%、42.46%、71.76%，生产环节的碳排放强度分别为0.14、0.31、0.62，全生命周期碳排放强度分别为2.79、2.07、1.33。最大化化工转型时，企业生产碳排放提高4倍以上，但全生命周期碳排放降低50%以上。

在过程降碳方面，石化行业已开始通过工艺过程改造节能降耗、绿氢替代、提高设备电气化等方式推动绿色转型。

另外，当前石化行业也积极通过CCUS进行末端减碳。中国石油和化学工业联合会产业发展部总工程师翟辉给出的一组数据显示，碳达峰碳中和目标提出以来，我国已投运和规划建设中的CCUS示范项目规模明显扩大。截至2022年底，总项目数接近百个，其中以油气、化工行业居多。10万吨级以上项目超40个，50万吨级以上项目超10个，多个百万吨级以上项目在规划中。已投运项目超过半数，具备二氧化碳捕集能力约400万吨/年。2022年8月，中国首个百万吨级CCUS项目——齐鲁石化一胜利油田项目正式建成投产。



根据预测，依照石化行业目前的发展趋势，碳排放现状、相关节能降碳规划和发展目标，以及行业已经开始采取的降碳行动，在基准情况下，预计全行业将于2035年实现碳排放达峰，峰值在6亿吨左右。

■ 管理跟上

生态环境部副部长赵英民早前公开表示，已组织开展全国碳排放权交易市场扩围专项研究，争取尽快实现我国碳排放权交易市场的首次扩围。作为碳排放大户，石化行业被纳入全国碳市场只是时间问题，相关行业企业需要积极应对，为全国碳市场做好充足准备。

一位石化行业碳减排专家此前在接受《中国能源报》记者采访时表示：“广大石化企业需要跟进碳市场相关政策趋势；同时，要加强碳排放数据管理，完善碳排放数据统计体系，提升数据质量，加强企业专职碳

核算、碳交易队伍建设，为全面参与全国碳市场积累人才。另外，可通过跟踪、积累、分析碳排放数据，识别碳排放重点环节及减碳潜力，并采取相关措施减少碳排放。”

在吴昊看来，石化行业绿色低碳转型，标准体系建设是基础。它为碳达峰碳中和工作提供行为准则，提升管理质量，有利于形成行业合力，助力石化行业高质量低碳发展。

据介绍，中国石化石油化学工业研究院开展了重点标准制定项目，深入调研国内外“双碳”标准研制现状、内容和应用情况，结合石油石化行业低碳发展现状和趋势，针对制约石油石化行业低碳转型发展的标准问题，组织相关单位专家学者研制石油石化“双碳”系列标准，在行业内部统一“双碳”工作方法论，推动建立健全、科学、合理的石油石化“双碳”标准体系。此外，碳盘查和碳足迹核算、数据库建设与低碳工具开发等管理体系建设也是行业减碳的重要抓手。

智能化成热电发展新动能

■本报记者 林水静

我国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋决定了煤电的主力电源地位。同时，清洁能源的高比例接入，也使得煤电在未来相当长时期内仍将承担“压舱石”的重要作用。但“双碳”目标下，煤电高碳排放量与能源保供之间矛盾日益突出。其中，作为高能源利用效率代表的热电联产机组发展尤其引发关注。

近日，热电厂行业未来趋势引发讨论。业内一致认为，对热电厂数字化、智能化升级，可使得热电厂更智能、更高效、更低碳。应采取有效措施大幅提升热电厂系统的自动化运行水平，减少二氧化碳排放，为保障能源安全、实现“双碳”目标作出贡献。

■ 热电占比逐步提升

我国能源资源环境和碳排放的约束日益趋紧，石化行业减排任务十分艰巨。中国石油和化工联合会党委常委、副秘书长庞广廉在日前召开的2024热电厂智能化发展论坛上表示，根据最新公开数据统计，我国石化行业碳排放量近14亿吨，约占工业碳排放量的18%，全国碳排放总量的12%。其中，生产时的燃料燃烧以及电力和热力供应占整个石化生产碳排放量的66.1%，工业生产过程碳排放只占33.9%，碳排放量的很大一部分来源是燃烧环节。“如何做到绿色低碳高质量发展是全社会迫切需要探讨解决的问题。”

热电联产是煤电机组的重要发展趋势，热电比重

也越来越高。山东省热电设计研究院院长刘博在接受《中国能源报》记者采访时表示：“当前全国煤电的总装机容量约13亿千瓦，其中，热电机组的比重越来越大。以山东省为例，热电比重占到全省煤电装机量的3/4以上，占比将近80%。”

“热电是传统产业，但传统产业不等于过剩产业，更不是夕阳产业。”刘博解释，“一方面，热电联产本身实现了能源的积极利用，是一种高效、节能的能源利用形式；另一方面，随着经济社会的发展，用能需求愈发多样化。市场需求促使煤电机组从只用电到将热也利用起来，总体更加节能。”

热电是能源转换行业。国务院国资委机械工业经济与管理研究院特聘研究员、全应科技董事长夏建涛同样向《中国能源报》记者表示：“煤电机组的理论发电效率只有48%，一旦机组既能发电又能供热，整机效率至少能提升到80%。燃烧同样数量的煤，能源转换让煤电机组所产生的有效能源量不可同日而语。”

■ 智能化解发展难题

2023年，我国可再生能源发电装机规模历史性超过火电。但由于风电、光伏等新能源固有的波动性、间歇性和随机性发电特征，如何大力提高新能源的利用率，减少对电网稳定性的不利影响，成为当前亟待解决的问题。

“风电、光伏的不稳定性对电网的冲击力极大，加大了对传统热电厂行业以及整个煤电行业的调峰调频需求。有时绿能的负荷波动过大，人工调整跟不上速度。只有通过智能化手段、数字化技术，才能将这些所有的特性精准匹配，实现综合能源的高效利用。”夏建涛表示。

与此同时，热电厂行业还面临着从单一热电供应商向“电、热、冷、水、气”等多品类能源供应主体转型。

刘博举例：“山东是煤电大省，但省内大多数30万千瓦以下热电机组几乎没有耦合掺烧污泥、垃圾、生物质或对余压余气利用，也没有实施清洁能源利用，只是单一地将煤炭作为燃料。但在控煤大环境下，热电企业产能用能方式转型升级将成为必然，这不仅是新旧动能转换的重要组成部分，更是以能源转型促进产业结构调整的重要手段。”

从综合能源服务角度看，智能化发挥空间更大。夏建涛表示：“如果说煤电运行还可以通过训练有素的专家来调节，那么既要感知太阳、风力发电情况，又要感知末端负荷、储能系统的综合能源则更为复杂，甚至已经超出了人所能运行的范围，必须依靠人工智能系统。情形越复杂，智能化运作的的作用越大，效果越好。”

■ 能效水平持续提升

用智能化技术提供燃料端系统节能方案已可行

业共识。

“圈内流行一句老话，‘节约下来的能源就是最绿色的能源’。这揭示了节能减排的核心理念——通过提高能效和优化能源使用，在不牺牲经济发展的前提下，实现环境保护和资源可持续利用的目标。随着技术的不断进步，智能化管理系统、高效的能源设备、先进的节能技术以及员工节能意识的培养，都是推动能源效率提升的重要因素。多措并举减少对传统化石燃料的依赖，降低温室气体排放，减少企业的运营成本，更能提升市场的竞争力。”庞广廉表示。

刘博以山东省为例给记者算了一笔账。“如果按照综合能效提升3%，也就是节煤3%来计算，当前全省现有30万千瓦以下机组装机容量2100万千瓦，若现有装机全部通过智能化提升3%效率，全省能节省20万吨以上的煤，相当于至少减排二氧化碳约80万吨。”

山东正和热电有限公司副总经理王宪军告诉《中国能源报》记者，公司已实施智能化改造，最初进行智能化改造只是为了节能降碳、提高效率。但改造完成后，更多效果显现出来。“在节能的前提下，智能系统对供热蒸汽压力、等级压力的控制参数、温度控制、锅炉汽机等运行参数的控制比人工更加精准，使得运行工况更加平稳。同时，以前每台炉1个监盘的人员，在上班8小时工作时间需要一刻不停地看盘操作，现在监盘人员的劳动强度大大降低。从公司角度来看，也可以把一部分监盘人员调来做设备的维护保养，提升生产的安全性。”

夏建涛坦言：“新型能源体系下，对新能源的综合利用是支撑我国长远发展无法回避的道路。但在发展新能源的同时，也必须共同加强煤炭兜底保障作用，如同车的两轮，共同进步。只有让新能源与传统煤电实现一体化精准匹配，新能源发电的利用率才能稳步上升，从而实现真正意义上的绿色低碳。”

江西永新：荒山建设光伏 推进绿色发展



图片新闻

4月23日，航拍江西省吉安市永新县华能光伏电站，蓝色光伏组件与绿色植被交织映衬，蔚为壮观。该光伏电站总装机容量133兆瓦，全年总发电量达1.6亿度。永新县充分利用荒山坡地等砂砾地层，大力发展光伏能源产业，运用“绿色能源+农业”模式，形成产业效益互补融合，助推当地能源结构优化和经济社会高质量发展。

人民图片

拦洪超1200万方 广东抽水蓄能电站机组安全稳定运行



本报讯 4月22日从南方电网储能股份有限公司（以下简称“南网储能”）了解到，受近日广东强降雨影响，在运6座抽水蓄能电站降雨量持续攀升，截至4月22日8时，12个水库拦截洪水超过1200万立方米，31台机组运行安全稳定。

4月18日以来，位于广州、清远等地的6座抽水蓄能电站拦截洪水达到1236万立方米，其中水库蓄洪895万立方米，错峰泄洪341万立方米。“6座抽水蓄能电站的有效调节库容为2.5亿立方米。汛情发生以来，我们加强了电站的水情实时监测，严防水淹厂房、水库漫坝等险情发生。目前，总的蓄洪空间仍有1.3亿立方米，安全裕度较大”，南网储能运行公司水工水情中心副总经理黄文浩表示。

抽水蓄能电站具有上下两个水库，电力系统负荷低谷时用电抽水蓄能，负荷高峰时放水发电。为在蓄洪的同时电站抽水发电功能不受影响，广州抽水蓄能电站18日以来持续错峰泄洪，安全腾空库容255万立方米。

汛情发生以来，南网储能公司共组织660人的24支应急抢险队伍，重点加强对大坝、电站厂房、地下洞室等重要防汛部位的巡视维护。“除了加强电站现场的巡视维护，公司抽水蓄能远程集控中心也采取24小时‘不间断’值班，实时监控31台抽水蓄能机组的设备状态。18日以来机组正常启动441次，发电1.16亿度，均在安全稳定运行”，南网储能运行公司集控中心副总经理张海洋介绍。（黄昉）