

# 规模上来了,碳排放量也大了 煤化工发展与减碳难题凸显

■本报记者 朱妍

临近岁末,一批煤化工项目再获进展,即将在来年“大干一场”:宝丰内蒙古300万吨/年烯烃项目环评获批,这是目前全球单厂规模最大的煤制烯烃项目;新疆慧能1500万吨/年煤炭分级分质梯级利用项目,于12月1日起就社会稳定风险分析征求公众意见;国家能源宁煤集团规划新建一套年产360万吨的煤制烯烃装置,投资高达211亿元……

从多地最新发布的规划可窥见产业发展的热度。“十四五”期间,云南将继续强化煤炭清洁高效利用,逐步推广“分质分级、能化结合、集成联产”的新型煤炭利用方式;河南将现代煤化工产业链列为8个具有引领性的特色化工产业链之首;贵州煤化工产业工业总产值将达到600亿元,新型煤化工产品比重提升到50%以上。

记者注意到,相比之前几十、百万吨左右的规模,新项目越来越走向大型化,原煤转化量明显提升。然而,用煤多了,难免加剧二氧化碳排放。在降碳大势之下,这一矛盾如何处理?

## 规模化、集约化是大势所趋

作为宝丰能源的“明星产业”,上述煤制烯烃项目一经公布便备受关注。记者了解到,该项目将采取整体一次性建设,计划用时18个月。届时,宝丰能源烯烃总产能将达到520万吨/年。“另外还有140万吨/年煤制烯烃产能,已经取得《鄂尔多斯市人民政府关于同意内蒙古宝丰煤基新材料有限公司使用鄂尔多斯市建设国家煤化工产业示范区总体规划中烯烃指标的批复》。未来几年,公司宁东100万吨/年烯烃项目、苯乙烯项目、针状焦项目等也将陆续投产。”宝丰方面表示,更多产能将提上日程。

在现有两套50万吨/年烯烃装置的基础上,宁煤集团规划一次性再上360万吨产能,目前正在进行第二次环评公示。“公司生产成本大幅增加,导致经营亏损严重,抗风险能力较差。烯烃一分公司积极探索多种方案,但均不能从根本上解决,最终拟引进新工艺、新技术替代原有工艺。”相关人士称。

在中国石油和化学工业联合会副会长傅向升看来,装置大型化、产业集群化,是煤炭清洁高效利用

的重要方向与发展趋势所在。“装置分散了,形不成规模化和集聚效应。如果做到了每一个基地、每一个园区,甚至每一套生产装置、每一套产业链,都能发挥出最充分的效果,不仅节省资源、降低成本,还会产出最大化、效益最大化。”

记者注意到,除了企业,此番思路在多地发布的产业规划中也有体现。例如,近日公布的《贵州省煤化工产业发展规划(2022年修订)》就提出,当地煤化工产业存在整体效能不高、产业集中度不高等问题。对此,将按照“专业化、大型化、集约化、一体化、现代化”方向,主要任务之一就是推动产业集聚融合发展。

## 节能降碳是当前最重要任务

规模上来了,意味着煤炭消费量大幅提升。随之又有新问题——煤化工本就属于典型的高碳产业,接下来多地扎堆推进、大项目增加用煤,会不会持续加剧碳排放?进而带来高碳锁定效应怎么办?

傅向升坦言,煤化工原料是煤炭,在制取化学品过程中,碳排放量远高于以天然气和石油为原料的项目,减碳挑战更为艰巨。“以合成氨和甲醇为例,以煤为原料的吨氨、吨甲醇,二氧化碳排放分别是4.5吨、2.9吨,以天然气为原料生产分别是3吨和1.1吨,煤头合成氨多排50%、甲醇多排1.6倍。可以说,节能降碳是煤化工产业目前最重要的任务。”

石油和化学工业规划院院长李君发也称,基于自身复杂性,行业门类复杂、生产企业多、产品数量多,不同细分领域的碳排放多寡悬殊。对此,企业节能降碳改造必须与绿色转型升级结合起来。

事实上,部分企业已开始着手应对减排压力。以宝丰内蒙古300万吨/年烯烃项目为例,其也是全球目前唯一的规模化用绿氢替代化石能源生产烯烃的项目。“我们打造了集制、补、储、运、加、用于一体的绿氢全产业链,未来将形成年产百亿立方的绿氢产业规模。利用风光互补发出的绿电,电解水制取绿氧、绿氢气,以此分别替代煤作为原料和燃料,直供化工系统。”宝丰能源总裁刘元管解释。

国家能源集团化工公司相关负责人告诉记者,充分利用煤化工项目碳排放浓度高、集中度高、易于低

成本捕集的优势,正在推进百万吨级碳捕集、利用与封存不同地址条件选址及关键技术研究,为碳中和阶段启动大规模减碳提供支撑。此外,公司还在探索二氧化碳资源化利用新途径,包括制合成气、绿色甲醇、可降解塑料等,建立技术储备。

## 破解发展与减碳的双重压力

“发展现代煤化工,不仅可以缓解我国油气对外依存度过高的局面,为国家能源安全提供必要支持,还能实现我国能源化学品生产的多元化,推进煤炭消耗由燃料向原料转变,提升国际油气价格波动的抵御能力,并弥补石油化工不足,推进化工行业形成更加合理的结构。”上述化工公司负责人进一步称,稳步推进“双碳”目标,离不开煤炭清洁高效利用。尽管面临着发展与减碳的双重压力,产业方向不可动摇。

如何寻求破解之道?该人士提出,规模化布局的思路,不仅限于煤化工项目本身,还可建设煤、油、化、新能源一体化的综合能源基地,由此提升集约化水平,推动煤炭清洁高效转化,在发挥规模效应、降低总体投资的同时,打造能效高、排放少、效益好的转型升级样板工程。“与传统煤化工相比,现代煤化工项目的碳排放已有所减少,但在原理上仍不可避免。与清洁能源深度耦合,则可以大幅降低排放。以60万吨/年煤制烯烃项目估算,当补入足够绿氢和绿氧后,吨烯烃产品的碳排放下降约70%。”

傅向升认为,煤化工产业与绿氢的耦合,应成为当前重点探索的路径。“《工业领域碳达峰实施方案》已提出,鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢,优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构。若绿氢价格和所需量都适宜,采用补充绿氢的方法来调整碳氢比,煤化工面临的减碳压力能够降低不少。”

“但也要注重节能降碳措施的可行性。”李君发提醒,若是片面追求减碳效果,大量采用不成熟的技术或设备,反倒会影响项目“安稳长满优”运行。“推荐采用相关领域内的共性能降碳技术,提高技术的推广价值,同时也要结合项目实际,摸清家底,分类施策,分步实施。”

## 新型电力系统技术创新联盟专栏①7

# 协同调度提升蒙西“网对网”外送能力

——访内蒙古电力(集团)有限责任公司副总经理闫军

■本报记者 董梓童 苏南

为实现碳达峰碳中和目标,内蒙古正持续推进新能源倍增行动。按照相关规划,“十四五”时期,内蒙古可再生能源发电装机将达到1.35亿千瓦以上,其中风电8900万千瓦,光伏发电4500万千瓦,新能源装机规模超过火电装机规模,内蒙古新能源发电量占总发电量的比重超过35%。“十四五”期间,可再生能源新增装机达8000万千瓦以上,占全部新增装机的比重超过60%,成为新增装机的主力。预计到2030年,内蒙古新能源装机容量超过2亿千瓦,新能源发电量总量超过火电发电总量。

那么,作为华北电网的主要送端,随着新型电力系统建设提速,蒙西电网(即内蒙古电力(集团)有限公司)把提升清洁电力输送效率作为其未来发展的重要任务。日前,本报记者采访了我国最大的地方电网企业——内蒙古电力(集团)有限公司副总经理闫军,他就蒙西电网的现状 & 未来发展目标发表了见解。

## 新能源消纳任务艰巨

**中国能源报:**如何定位蒙西电网在新型电力系统建设中的地位与作用?

**闫军:**蒙西电网作为全国唯一独立的省级电网,与相邻省(区)之间的电网界面清晰,同时网架结构完善,体制机制相对灵活,建设新型电力系统的电网平台优势显著。内蒙古作为国家重要的能源和战略资源基地,新能源资源丰富,开发潜力巨大,新能源电力装机占比高,建设新型电力系统基础条件优越。因此,率先在蒙西地区建设新型电力系统,具有先天优势,也将推动国家能源电力清洁低碳发展具有重要意义,也将为推动能源产业转型升级积累重要经验。截至今年10月底,蒙西电网装机容量达8068万千瓦,其中火电4665万千瓦,风电2075万千瓦,太阳能1099万千瓦,水电209万千瓦,新型储能20万千瓦,新能源装机占比达到39.81%。

随着我国能源供应的清洁低碳高质量发展及负荷的持续增长,未来各主要负荷地区对清洁能源的需求将不断增加。蒙西地区具有距离京津冀鲁、华中和华东等负荷中心较近区位优势,将成为重要的能源外送基地。同时,随着清洁能源装机占比逐步提高,因新能源发电具有间歇性、波动性等特点,蒙西电网肩负的新能源消纳任务将更加艰巨。

**中国能源报:**“双碳”目标下,如何推动蒙西电网改革升级?

**闫军:**随着大型风电、光伏发电基地加速建设,内蒙古逐渐成为保障全国绿电供应的重要外送基地。

内蒙古确立了“两率先、两超过”发展目标,按照目前的发展形势,到2030年,蒙西地区新能源装机占比将达60%以上,新能源发电量占比超50%。蒙西电网将形成坚强的“四横五纵”500千伏主网架结构,对内蒙古经济社会发展的支撑能力将进一步增强,同时具备支撑8条“网对网”特高压直流外送通道的能力,可向华北、华中、华东地区高比例输送新能源。



闫军

“十四五”以来,我们积极协助政府构建蒙西新型电力系统,完成了多项重要规划发展研究工作,促进网源协同发展。此外,我们还开展了蒙西电网未来发展格局研究,明确蒙西未来“网对网”电力外送格局,配合内蒙古自治区编制《新能源开发布局与有序利用规划》《蒙西四大沙漠新能源基地开发布局方案》。

## 实现源网荷储协同调度

**中国能源报:**如何提升蒙西电网清洁电力输送效率?

**闫军:**未来新型电力系统将更大化满足用户交易需求,需在各环节管理上进行更灵活的调整,以适应新型电力市场运行的新需要,确保能经受得住局部时段电力平衡紧张、保供保电、新能源消纳矛盾交织的极端场景考验。

要适应电源侧高比例新能源接入、负荷侧高电气化及电网侧潮流大幅变动等新态势,就需要不断提高新能源预测、多类型储能协调控制、需求侧响应及负荷自动控制、源网荷储市场化协同四个方面的调度能力。

具体而言,电网侧,要进一步加强、延伸主网架结构,保障通道利用率,形成安全、高效、绿色的“网对网”电力外送格局。同时,建设坚强智能电网,主动适应分布式电源、新能源微网及多元负荷发展需要。此外,还要加大科技创新力度,围绕构建新型电力系统开展关键核心技术攻关,推动成果转化应用。2020年8月,全国首台500千伏磁控型可控高抗在蒙西电网投运,实现无功补偿和系统电压可控调节,有力保障了地区新能源送出和系统的安全性、稳定性。

电源侧,要加快配套送出工程建设,积极做好新能源项目并网服务,推动新能源在更大范围消纳。同时,保障电力供应安全,加快推动煤电项目配套电网工程建设,提升新能源预测水平、智慧化调度运行能力。此外,还要健全完善电力需求侧响应机制,激励市场主体挖掘调峰资源。目前蒙西电网新能源场站广泛使用的 SVC(静止无功补偿器)可

快速、平滑地进行电压调节,极大改善了新能源场站接入区的无功电压水平。

负荷侧,要健全完善新型电力市场,开展绿色电力中长期交易试点,不断完善现货市场交易规则,积极探索与区外现货市场衔接,研究更加灵活的市场价格调节机制,推动碳市场与电力市场协同发展。同时支持新能源多种应用场景,如工业园区低碳零碳园区试点、源网荷储一体化微电网等建设,促进新能源就地、就近开发消纳,推动终端用户绿电替代,提升新能源消纳能力。

储能侧,力争2025年建成和开工的抽水蓄能电站规模740万千瓦,到2030年达到1000万千瓦。同时,做好已建成新型电化学储能集中调用,提高电网调峰能力。此外,还要统筹规划电网侧新型储能建设,启动一批电网侧关键节点储能示范电站建设,力争到2025年蒙西电网新型储能规模超过500万千瓦。

## 建立灵活能源配给平台

**中国能源报:**您如何看待数字化技术对构建新型电力系统的意义?

**闫军:**“大云物移智链”等新技术加快应用,将推动传统电网数字化转型升级。数字电网将显著提升电网透明化水平,支撑实现系统层面电网状态、设备状态、管理状态的全景透明,构建起更加灵活和柔性的用户能源配给平台,提升新能源发电的可观、可控能力和消纳利用水平。

我们制定了“十四五”数字化转型“1-3-5”工作方案,即围绕数字蒙电推动构建新型电力系统一条工作主线,聚焦电网运营数字化、客户服务数字化、企业经营数字化三大核心任务,实施新型数字基础设施建设工程、电网智能运营能力提升工程、客户用电服务能力提升工程、企业数字经营能力提升工程、电网数字产业发展培育工程五项重点工程。

目前我们正加快大数据中心、数据中台、人工智能平台、物联网管理平台、区块链服务平台等基础平台建设,开展能源(电力)大数据平台建设。同时,参与国家重点研发计划并承担了内蒙古“双碳”科技创新重大示范工程“揭榜挂帅”项目等一批电网重大技术攻关项目,全力打造源网荷储调度技术等数字蒙电示范工程。

实现“双碳”目标,能源是主战场,电力是主力军,电网是排头兵。“十四五”期间,我们将在大型新能源基地建设、大规模新能源消纳、新能源电力系统稳定控制等方面发挥场景优势及技术优势,积极投身新型电力系统建设,坚定不移走“生态优先、绿色发展”之路,明确“责任蒙电、绿色蒙电、数字蒙电、开放蒙电”战略发展定位,与新型电力系统技术创新联盟成员齐心协力实现共建、共享、共赢,助力内蒙古推进能源和战略资源基地绿色低碳转型,为内蒙古在全国率先建成新型能源体系作出贡献。

上接1版

## 能源系统拥抱智能新时代

“比如,智能化不仅直接体现在生产上,也涵盖大数据应用、系统集成。但目前,与之匹配的算力资源和数字化技术,煤炭企业普遍缺乏。一些已经开展的智能煤矿项目,未能形成数据资产,一次性巨额投入后难以带来持续效益,很容易影响数字化进程。距离真正意义上的数字化、智能化,目前还有较长距离。”

在油气领域,中国工程院院士刘合认为,智慧油田建设需要三大支撑体系,包括数字化基础、标准规范及技术产业支撑体系。其建设历程复杂而艰巨,当前仍面临一系列挑战。基于此,需要业务主导、需求驱动,精准提出影响智慧油田建设全局的关键性业务问题,制订科学合理的解决方案。同时以形成有效数据为重点,统筹规划数据资产管理工作,将数据价值与业务价值目标对齐,扭转油田数据应用零散、价值目标不清晰等现状,夯实智慧油田建设基础。

在吴文超看来,未来电网智能化建设,还需从多方面进一步加强。“要夯实基础设施建设,应用新型嵌入式传感等智慧传感及人工智能设备,促进能源互联网基础设施信息物理融合和智能化发展,实现源、网、荷、储各类能源要素可控。通过对生产设备状态感知,实现终端设备可用、可查、可控,支撑能源生产更安全。同时,要深入推进数智技术与传统电网的深度融合,重点围绕生产运行、经营管理、客户服务等本质业务,全力推动电网企业业务向智慧化发展。”

上接1版

## 新能源踔厉奋发向未来

加快实施可再生能源替代行动,持续扩大清洁能源供给,做好风、光、水、核等清洁能源供应体系建设工作。同时发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用。

展望2023年,放眼“十四五”,王大鹏指出,在生产方面,我国将继续优化发展方式,大规模开发可再生能源。在“三北”地区大力推进风电和光伏发电基地化开发,在中南部地区积极推进风电和光伏发电分布式开发,在西南部地区统筹推进水风光综合基地一体化开发,在东部沿海地区积极推动海上风电集群化开发。

在消费方面,促进存储消纳,高比例利用可再生能源。加快建设新型电力系统,提升可再生能源存储调节能力,强化电网基础设施支撑,加强可再生能源终端直接利用,扩大可再生能源非电利用规模,推动可再生能源规模化制氢。

在技术方面,坚持创新驱动,高质量发展可再生能源。加大可再生能源技术创新攻关力度,补齐技术装备短板,加快培育新模式新业态,提高产业链现代化水平,提升供应链弹性韧性,持续巩固提升我国可再生能源产业国际竞争力。

在体制方面,健全体制机制,市场化发展可再生能源。深化“放管服”改革,完善可再生能源电力消纳保障机制,健全可再生能源市场化发展机制,建立健全绿色能源消费机制。

在国际合作方面,坚持开放融入,深化可再生能源国际合作。积极参与全球能源转型变革,深度融入共建“一带一路”高质量发展和构建人类命运共同体战略布局。

## 观点

### 中国能源研究会理事长史玉波: 充分考虑技术成熟度和成本 优化储能配置

**本报讯**中国能源研究会理事长史玉波在日前举行的2022第七届中国储能西部论坛上,针对西部地区储能与可再生能源协同发展,提出应从系统角度谋划布局清洁能源、调峰电源、储能电站项目,加快一体化能源开发建设和储能产业结构优化。

史玉波表示,应充分考虑各类储能技术成熟度和建设成本,优化技术配置,创新储能电站运营模式,同时,要完善电力市场体系,充分体现储能多元化价值,建立合理的新型储能成本疏导机制。

随着碳达峰碳中和目标的提出,为西部地区利用资源禀赋加快发展和可再生能源带来新的机遇。作为新型电力系统在源、网、荷、储三侧协调发展的关键性支撑,储能类电源以其快速灵活的调节能力,能够在调峰、调频乃至电压支撑等方面,为西部地区电网提供丰富的辅助服务,缓解电力供应压力,有力提高可再生能源消纳水平。

近年来,国家及地方层面针对储能产业发展着力探索政策上的突破,从顶层规划、电价政策、管理规范、储能与可再生能源协同发展等方面出台一系列政策,为大规模新能源应用与储能协同发展,提供了强有力的政策保障。

史玉波认为,针对西部地区储能与可再生能源协同发展,需注意以下几点:一是西部各区域应当加强统筹协调,从系统角度谋划布局清洁能源、调峰电源、储能电站项目,加快一体化能源开发建设和储能产业结构优化。二是西部地区要借助新能源基地建设,将储能产业作为“强工业”“强科技”的重要链条,打造储能装备制造产业集群,打造千亿级储能产业链。三是需要充分考虑各类储能技术成熟度和建设成本,优化技术配置,创新储能电站运营模式,积极协同西北地区大规模新能源基地建设。四是完善电力市场体系,充分体现储能多元化价值,建立合理的新型储能成本疏导机制,明确成本回收途径,促进储能类电源的建设。五是在大力推进新能源发电并网配置储能及源网荷储一体化的建设过程中,加快推动新型储能项目设计、建设、运营、安全管理等全流程的标准化体系建立,保障储能产业在西部地区规范健康发展。(王海滨)