

# 浅析新型能源体系的四大形态

■雷成 梁宇 聂金峰 刘平 韩明宇

当前,我国经济已由高速增长向高质量发展转变,能源发展内涵也发生深刻变化,绿色低碳、质效优先成为能源发展主旋律。科学把握新型能源体系形态和发展趋势对推动能源革命、落实“双碳”目标具有重要意义。

## 新型电力系统是新型能源体系最为重要的组成部分

电力居于能源转换利用中心位置,新型电力系统是实现电力生产绿色化、能源消费电力化、生产和消费数字化的平台枢纽。

电力生产绿色化支撑非化石能源加速成为能源供应的主体。为有效应对气候变化、实现碳达峰碳中和目标,非化石能源将成为能源绿色低碳转型的主力军,预计到2030年我国非化石能源在一次能源中的消费比重将达到25%;到2060年占比进一步提高至80%以上。风、光等非化石能源密度低、资源分散,具有波动性和间歇性,转化为高品质的电能是其最为便捷高效的利用方式。2022年,我国非化石能源发电量31443亿千瓦时,比上年增长8.6%,占总发电量比重的36.2%,比上年提高1.7个百分点,非化石能源电能转化比重超过95%。未来随着新型电力系统的加快构建完善和非化石能源发电技术的持续进步,预计到2030年非化石能源发电量占比将达到50%,到2060年占比将进一步提高至90%,电力生产绿色化将带动非化石能源快速发展。

能源消费电力化引领用能方式绿色变革。我国经济由高速增长向高质量发展转型,用电需求仍将保持刚性增长,尤其是在数字经济时代,大规模算力基础设施部署,推动用电需求提升。与此同时,在碳达峰碳中和指引下,电能通过生产绿色化和成本优势加速在工业、建筑、交通三大领域应用,替代散烧煤、燃油的能源消费方式,终端用能电气化水平将大幅提升。根据相关机构预测,到2030年我国电能占终端能源消费比重将达到35%,到2060年比重将进一步提高到70%以上。

以数字电网为核心枢纽带动能源生产和消费数字化。数字电网综合运用云大物移智链等新一代数字技术,以能源和数据为关键要素,以电力算力深度融合为技术路径,贯通源网荷储各环节,在发电侧增强新能源的“可观、可测、可控”能力,在需求侧有效聚合海量可调节资源,在电网侧搭建云边融合的调控体系,使电网具备超感知能力、智能决策能力和快速执行能力,提升电网驾驭复杂系统的能力,支撑各种丰富的应用场景,比如新能源发电高精度预测和快速控制、电网运维广泛智能化、分布式能源智能调控、虚拟电厂、碳排放监测控制、综合能源服务等,统筹解决海量主体广泛、多维时空平衡、实时双向互动等难题,促进系统更加安全可靠、绿色高效运行。

## 氢能等新的二次能源系统将成为新型能源体系重要力量

氢能等新的二次能源作为能源领域的多面手,既是可再生能源规模化高效利用的重要载体,也是异质能源跨地域跨季节优化配置的联结纽带,将在能源供应安全、深度脱碳、能源互联互通中发挥重要作用。

氢能等新的二次能源是构建多元化能源供应体系的重要力量。我国能源资源呈现富煤、贫油、乏气、可再生能源丰富特征,油气对外依存度分别为71.2%和40.2%,供应安全及价格易受国际地缘政治等因素影响。氢能作为理想的二次清洁能源,未来将由高效低成本的可再生能源制取为主、化石能源+二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)制取为辅。丰富的绿氢及其衍生物可替代部分油气需求,增强我国能源保供能力。同时,在可再生能源富集地区部署制氢装置,将有助于改善可再生能源出力特性、促进可再生能源消纳、提高电力系统运行安全。

氢能等新的二次能源在深度脱碳中将发挥重要作用。氢能具有零碳排放、密度大、可储存等诸多优点,在重工业、交通运输、建筑供暖等脱碳难度大的行业发挥重要作用。在工业领域,氢能可以代替焦炭和

天然气作为还原剂,消除炼铁、炼钢过程中的碳排放,也可作为化工原料,用于合成氨、甲醇、炼化、煤制油等,生成绿色甲醇和绿氨,减少碳排放。在交通运输领域,氢能作为零碳高密度燃料将在长距离、高载重运输场景中替代重卡和客车用油,也可通过其衍生物替代来自化石能源的燃料油、航空煤油,满足海运、航空领域深度脱碳需求。在建筑领域,氢能有望通过分布式燃料电池热电联供方式满足部分清洁取暖需求。根据中国氢能联盟预计,到2030年我国氢能占终端能源的消费比重将达到5%,到2060年比重将提高到20%左右。

以氢能作为桥梁纽带推动能源互联互通。氢能与电能具有很好的融合互补特性,制氢装置、氢燃料电池等电氢转换设备响应速度快,可快速抑制新能源出力波动,氢储能还可满足新能源跨周、跨季等长周期调节需求,电氢融合可全面提升电力系统灵活调节能力,支撑新能源安全高效消纳。氢能与传统化石能源也具有较好兼容性,配套CCUS的煤制氢、天然气制氢设施可以制取清洁氢,氢气可在安全比例范围内添加到天然气管网,也可掺到燃气轮机中燃烧发电,在充分利用传统能源设施的同时降低二氧化碳排放。氢能作为零碳能源载体,可利用管道运输、长管拖车、液氢罐车等灵活多样的储运方式,助力大规模能源资源优化配置。

## 化石能源零碳化利用系统将在新型能源体系中持续发挥兜底保障作用

化石能源是我国统筹能源绿色低碳转型和供应安全的基础,通过创新应用清洁高效利用技术、CCUS技术等,化石能源也能成为“零碳”能源,持续发挥作用。

化石能源在我国能源供应安全中仍发挥不可替代的作用。因此,要立足以煤为主的基本国情,推动煤炭和新能源优化组合。在新能源安全可靠替代之前,充分发挥煤炭的压舱石作用和煤电的基础性调节性作用,支撑能源保供和间歇性新能源消纳。新能源形成可靠替代之后,仍需发挥煤炭的战略资源储备和煤电的应急备用作用,守

住能源安全底线。2022年我国化石能源在一次能源中的消费比重为82%,随着碳达峰碳中和目标的深入推进,化石能源消费比重将不断下降,预计到2030年化石能源消费比重将下降到75%以下,到2060年进一步降到20%以下。

化石能源清洁高效利用是构建零碳化系统的重要支撑。建议推动提高煤炭用于清洁发电利用比例,开展煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”,科学推动现役煤电机组延寿改造,视条件将计划关停的煤电转为应急备用电源,积极支持煤电实施掺烧生物质、碳捕集等技术改造。有序推进天然气高效利用,发展天然气热电冷联供,因地制宜建设天然气调峰电站,推动重要城市分散布局一批调峰保安气电,支持氢(氨)燃气轮机技术、燃气轮机机组大比例掺氢燃烧技术研发。2022年,我国达到超低排放限值的煤电机组约10.5亿千瓦,占煤电总装机容量的比重约为94%。

低碳零碳负碳技术的创新应用是构建零碳化系统的必然要求。CCUS作为重要的碳减排技术,未来将在化石能源发电和工业过程中移除二氧化碳等方面发挥关键作用。根据国际能源署测算,全球若要在2070年实现碳中和,CCUS将从化石能源碳排放中捕集67亿吨二氧化碳,贡献全球累计减排量的15%。我国对CCUS技术也进行了诸多探索实践。2023年6月,亚洲最大的燃煤电厂燃烧后碳捕集工程——国家能源集团泰州电厂50万吨/年CCUS示范工程投产,标志着我国大规模CCUS技术日趋成熟,为后续开展更大规模的二氧化碳捕集利用奠定了坚实基础。

## 非化石能源综合利用系统是新型能源体系提质增效的重要途径

非化石能源综合利用是非化石能源发电利用的有益补充,可有效拓展非化石能源消纳途径和空间,推动非化石能源从单一的发电利用向综合利用转变,大幅提升能源利用效率,满足多样化的绿色用能需求。

可再生能源综合利用可开拓清洁能源

消纳途径和空间。相比可再生能源发电,可再生能源清洁供热、可再生能源制氢、生物天然气、生物质液体燃料等非电领域目前发展相对较慢,产业规模较小。但可再生能源综合利用不存在风电、光伏发电因出力不稳定所带来的消纳难题,与依赖化石燃料燃烧的现有能源技术相比,具有较好的兼容性,可降低能源企业资产搁浅风险,同时也能作为化工行业的清洁原料替代化石原料等,发展前景广阔。根据《“十四五”可再生能源发展规划》,到2025年我国地热能供暖、生物质供热、生物质燃料、太阳能热利用等可再生能源非电利用规模将达到6000万吨标准煤以上。未来随着可再生能源制氢、生物天然气、纤维素乙醇、藻类生物燃料等可再生能源综合利用技术进步和规模化应用,可再生能源燃料和原材料将在工业、交通、建筑等领域碳减排过程中发挥更加重要的作用。

核能综合利用的应用场景多样、发展空间大。核能是我国清洁能源供应体系的重要一员,除传统发电之外,还可用于区域供暖、工业供热(冷)、核能制氢等多种应用场景。目前,核能供暖和供汽是核能综合利用的最主要途径,国内已实现核能供暖面积559万平方米,有效替代燃煤取暖;供汽方面,我国正在有序推进江苏田湾核电厂工业供汽改造,项目建成后每年可为连云港石化基地节省70多万吨碳排放指标;核能制氢也具备广阔市场前景,核电站与氢能需求中心在空间分布上具有较好的匹配性,沿海核电制取的氢气可就近满足沿海地区工业、交通等领域脱碳需求。随着高温气冷堆、多用途小堆等新一代核能系统的建立,核能综合利用的安全性将得到更高保障,核能项目将从以往单一的供电向供暖、供汽、制氢、制冷等领域大规模发展,推动能源行业绿色低碳转型。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)



# 我国天然气产业还有四大潜力市场

## 核心阅读

尽管2022年我国天然气消费量首次出现负增长,但这并不意味着我国天然气消费市场就此萎缩。在碳达峰碳中和目标背景下,作为最清洁的化石能源,天然气消费在农村用气市场、城镇居民采暖市场、工业燃料领域以及交通能源领域仍有较大增长空间。

■郭宗华

不久前,中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于进一步深化石油天然气市场体系改革提升国家油气安全保障能力的实施意见》,提出加强产供储销体系建设。在支持政策利好下,预计我国天然气消费量仍有较大增长空间。

天然气的商品属性是燃料,具有热效率高、排放清洁、使用简便、火势易控等优点,深受人民群众和工业用户喜爱。我国天然气产业自上世纪九十年代大规模发展以来,已走过三十多年历程。目前,年产量为2000多亿立方米,进口量约为1700多亿立方米,年消费量近3700亿立方米,产业发展迅猛,消费量增长率曾连续多年高达两位数。但是,2022年,我国天然气消费量首次出现负增长。这一现象并未在行业内外引起足够重视。业内普遍认为,原因在于疫情导致经济增长放缓影响了天然气消费。但事实上,价格才是影响天然气消费的主要因素。

近期,国家相关部门推动制定天然气上下游价格联动机制,以疏导理顺天然气价格。其实,该理顺的不应只是天然气产业上下游之间的关系,理顺天然气供应方与消费者之间的价格关系才是重点。一个产业健康发展的标志是产销两旺,而要实现这一目标,合理定价是基本要素。2022年,我国天然气消费总量为3663亿立方米,比

上年下降1.7%。在我看来,这是一个被“抑制”的数字。

《世界能源统计年鉴2022》显示,2021年全球天然气消费量在一次能源消费总量中的占比为24%,但我国的这一数据仅为不到9%。从世界人均天然气消费量来看,我国仅是世界平均水平的44%。而欧洲天然气年消费量约为5000亿立方米,人均1000立方米,是我国的4倍;美国天然气年消费量约为9150亿立方米,人均2739亿立方米,是我国10.5倍。努力培育天然气市场、发展壮大天然气产业,是中国油气人的责任和使命。

发展天然气产业符合我国“减煤、控油、增气”的能源发展政策,符合“双碳”目标背景下的绿色发展理念。碳中和,意味着化石能源与各种碳汇的“中和”,亦即与可再生能源的“相伴”。在实现“双碳”目标过程中,作为最清洁的化石能源,天然气无疑是最佳“伴随能源”。

放眼世界,欧盟整体自1990年宣布实现碳达峰,至今已过去30多年,目前天然气仍占有重要地位。近两年,欧洲陷入能源危机,因为高度依赖进口,欧洲天然气价格一度暴涨800%。面对“要温饱要生存”的民众游行队伍,欧洲多国绕过天然气发电,直接重启燃煤发电。化石能源是能源安全的基石,当前保障能源安全还离不开化石能源。在实现“双碳”目标过程中,天然气对可再生能源起到扶持托底作用,将伴随可再



生能源一起发展很长时间。我国的能耗现状和资源条件,决定了与欧洲能源转型之路有别,燃煤发电在相当长的一段时间内不可能完全退出,天然气可作为调峰资源,助力解决冬季电力调峰和城镇集中供热。

这意味,我国天然气消费市场仍有较大增长潜力,主要表现在以下四个方面:

首先,农村用气市场有待进一步开发。当前,在我国农村生活的5亿居民中,有近1亿农户尚未使用天然气。因为空心村的不断出现,农村用气发展将经历一个较长过程,但随着农民收入的增加及乡村振兴战略的推进,预计农村居民每年生活和采暖用气量将新增约300亿立方米。

其次,城镇居民采暖用气仍有增长空间。目前,我国北方城市中约有一半居民使用燃煤热电厂或燃煤供热站采暖,全国城市的集中供暖用煤约为1.5亿吨标准煤,折合天然气1200亿立方米。南方城市供热正逐步展开,预计到2030年,将有近7000万户南方居民实现供暖,需要天然气350亿立方米,南方采暖将是一个巨大市场。在此背景下,建议大力推动城镇天然气供热

和调峰热电项目建设,解决燃煤供热引起的大气污染。在此过程中,应从气源供应价格或税收方面予以适当优惠,以照顾到收入较低者,特别是农村居民。

再次,工业燃料用气市场仍有开发潜力。综合有关资料分析,目前部分建材小窑炉、工业小锅炉等由于各种原因仍在使用煤炭作燃料,2022年消耗的散煤量约为1.6亿吨标准煤,折合天然气1280亿立方米。

最后,交通能源领域也是天然气产业的巨大市场。得益于重型货运车船“油改气”,目前我国LNG车船有了一定的保有量。部分产煤重镇,如山西、内蒙古、陕西、新疆的LNG重卡占比在60%左右。但我国东南部地区的LNG重卡数量极少,一个重要原因是LNG加注站偏少,尚未形成完整的供应网络。目前,我国重卡保有量约为900万辆,其中,LNG重卡仅有约80万辆。如果再发展300万辆LNG重卡,每年用气量将新增200亿立方米。此外,全国内河沿海内贸船舶每年消耗柴油约1500万吨,在治理船舶污染背景下,考虑到LNG的清洁性及较高性价比,如果这些船舶中的一半改为使用

LNG,LNG年用量将达到约85亿立方米。

综合上述四方面市场潜力,可新增用气6415亿立方米,叠加目前已有的3663亿立方米的天然气消费量,共计10078亿立方米。当前,我国工业化进程不断加快,随着工业化水平的逐步提高,工业用气量还将继续增加。有研究机构预测,我国天然气消费将于2040年达峰,峰值约为5000亿—6000亿立方米。笔者认为,这一数字过于保守。天然气消费量超过万亿立方米并非“空穴来风”,如果按年增长率10%计算,用10年左右的时间即可达到。

在此背景下,大力增加天然气产量,是重要任务。建议一方面努力提高开采水平,放开采矿权,加大开发力度,大力开发海上油气田,特别是南海油气田,另一方面积极参与国际油气田开发,提高天然气进口话语权。同时,大力发展生物质制气,提高可再生能源占比。此外,考虑到我国资源禀赋,还应适度发展煤制气,作为战略储备。

(作者系陕西省燃气设计院有限公司顾问、全国石油天然气标准委员会LNG分会委员)