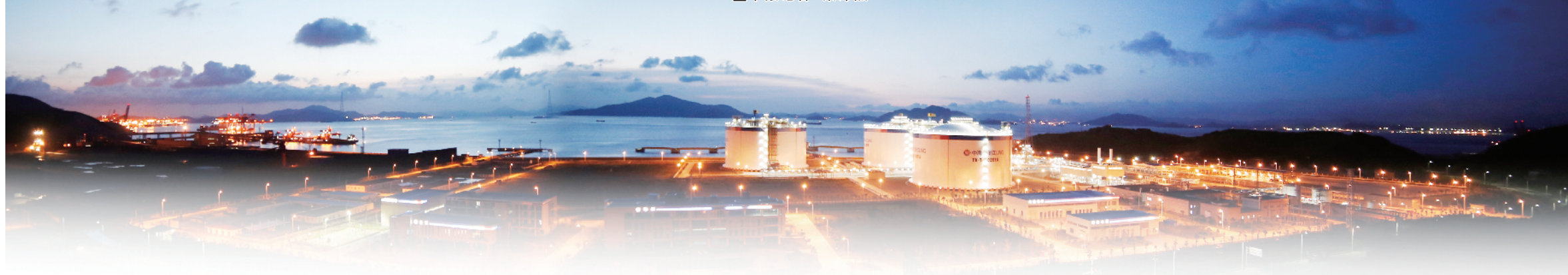


## 生态环境部叫停重点区域建设项目新建燃煤自备电厂——

# 燃气发电能否“借机上位”?

■ 本报记者 渠沛然



### 核心阅读

燃气发电运行灵活,机组启动快,像年轻人一样反应灵敏,既可基荷发电,也可调峰发电,便于接近负荷中心,提高供电可靠性,减少送变电工程量,具有极强的适应能力。

近日,生态环境部下发文件要求,重点区域建设项目原则上不得新建燃煤自备电厂,鼓励使用清洁能源。

随着可再生能源的快速发展及减碳目标的确定,“十四五”将是我国能源向清洁化转型的关键期,燃气发电配合可再生能源的发展思

路被认为是能源转型的有效路径。数据显示,2020年我国燃气发电仅占发电总量的3.2%,仍有巨大发展空间。

但同时,燃气发电还面临着环保要求偏高,调峰价值尚没有完全体现,维护成本过高等诸多问题。

未来,燃气发电该如何更好

地释放经济性,并找准定位优化运行,让每度电更有价值?中国能源研究会理事陈宗法表示,在市场化改革过渡期、能源清洁转型期、油气对外依存期,相关部门应保持对气电的政策支持力度,更稳妥、积极地推动气电竞价上网。

## 成本偏高,经济性优势不足

陈宗法介绍,“十三五”末我国燃气发电装机规模比“十二五”末增长了75%,但总装机量仍未达到“十三五”规划中设定的1.1亿千瓦目标。截至2020年底,我国燃气发电装机容量为9802万千瓦,占全国发电装机容量总量的4.5%,仅为火电装机容量的7.9%;发电量为2485亿千瓦时,占全国总发电量的3.26%,与欧美地区25%-35%的比例仍有一定差距。

“经济性优势不足制约其发展步伐,也导致其市场竞争力不足。用户能否用的上、是否用得起是燃气发电亟待解决的问题。”陈宗法说。

数据显示,2020年入冬以来,国

网区域气电最大发电能力仅为装机容量容量的40%,华东燃机缺气停机比例超70%,全国平均燃机利用小时数为2618小时,仅是煤机利用小时数的60%。

以热值计算,每立方米天然气大概可以发电3.3度。燃煤电厂的发电成本约为0.2—0.3元/千瓦时,只有当天然气价格在一元左右时才能勉强与煤电相抗衡。目前,燃气发电成本为0.6元—0.7元/千瓦时,是平价风电光伏的两倍。

“若利用小时数能达到4000小时,气电经济性才能得以释放。但以目前的利用小时数来看,气电平均

每度要比煤电贵0.4元—0.5元,毫无经济优势可言。”某证券公司市场研究人士指出。

与此同时,我国天然气对外依存度较高,关键装备主要依赖进口,过高的价格限制了其增长。目前各地燃气发电的燃料气价格约为2.2元—2.7元/立方米,天然气成本占气电总成本的80%,对气电企业带来较大经营压力。

“在碳达峰、碳中和目标下,未来‘新型电力系统’的构建已明确以新能源为主体,燃气发电还将面临新能源发电平价上网的竞争。”陈宗法说。

## 灵活性更强,调峰替代优势明显

受访人士均表示,尽管燃气发电面临诸多挑战,但也存在巨大发展机遇。

陈宗法表示,一方面,燃气发电项目承担的经济风险高于燃煤发电厂,特别是LNG发电成本一般远高于燃煤电站。“但燃气发电厂运行灵活,机组启动快,像年轻人一样反应灵敏;煤电开关机则像老年人一样迟缓,因此燃气发电既可基荷发电,也可调峰发电,便于接近负荷中心,提高供电可靠性,减少送变电工程量,具有极强的适应能力。”陈宗法说,“我在广东省调研时发现,燃气发电对于现货市场有更强的适应性和灵活性。”

上述某证券公司市场研究人士指出,燃气发电是综合优势最强的调峰电源。“随着风电、光伏等可再生能源并网的比例和数量越来越高,其波动性和间歇性给电力系统提出大量调峰需求。燃气发电具有运行灵活、

启停时间短、爬坡速率快、调节性能出色等优势,相对于燃煤发电、抽水蓄能、电池储能等调峰电源,是响应特性、发电成本、供电持续性综合最优的调峰电源。”

另一方面,碳达峰、碳中和目标倒逼我国构建清洁低碳、安全高效的能源体系,倡导绿色低碳生活,燃气发电作为清洁的冷热源将发挥替代作用,成为辅助新能源发电的重要调峰手段。

“未来,沿海地区煤电退出步伐将快于内陆。随着火电供电优先级排位退后,燃气发电量也自然会因此提升。当然,这将是一个循序渐进的过程。”上述证券人士说。

“预计2025年实现碳达峰后,我国将稳步实施煤电退出计划。因此,燃气发电作为清洁能源,仍是未来替代传统煤电的重要选项。”陈宗法说。

## 优化存量气电,提高度电价值

业内人士普遍认为,燃气发电适合在沿海地区,以及峰谷差较大的电网中发挥作用,以其效率高、排放小、灵活性强的电源角色,实现与风电、光伏等新能源的协同发展。

陈宗法表示,燃气发电未来的命运在很大程度上取决于天然气,正确定位燃气发电是实现碳达峰、碳中和目标,构建“以新能源为主体的新型电力系统”的过渡能源、调节电源,是高碳能源向低碳能源转型的中间地带。“应在沿海城市、冷热电负荷中心、天然气产地及管输侧、LNG接收站周边布局。新项目选址应进行

科学论证,以降低投资风险。”

“要优化运行存量气电,提高度电价值。目前,我国气电规模已突破1亿千瓦时,如何进一步提高综合能效、开展辅助服务、增强市场竞争力,需要企业采取一系列措施。”陈宗法进一步指出。

受访人士均表示,未来要重视燃气发电设备技术迭代,打造一体化燃机发电产业链、供应链,形成差异化竞争优势,并将提高国产设备市场竞争力与政策扶持相结合,保障投资者积极性。

## 内河 LNG 接收站的三重考验

■ 本报记者 渠沛然

根据交通运输部编制的《全国沿海与内河码头布局方案(2035年)》,我国将在湖北、湖南、江苏、安徽、江苏五省规划布局6处港址建设内河LNG接收站。这些接收站由LNG运输船将海外LNG从海上运至内陆长江码头接卸,实现“海气进江”,一般LNG年周转能力在几十至上百万吨。

由于较沿海LNG接收站投资小又紧邻消费区,企业争相建设。然而内河LNG接收站建设并非一帆风顺。日前,“明星项目”江阴LNG接收站再遇建设主体纠纷。“建设LNG接收站会面临耗时长、政策变化、审批复杂和重复建设等问题。内河LNG接收站建设‘波折’背后还存在中小型运输船舱容限制、运输成本走高、监管政策待优化等制约因素,一定程度上限制了内河LNG发展步伐。”LNG行业资深人士盛苏建说。

### 考验一: 运输船运力不足

江阴LNG接收站建设存在的问题并非个例。据记者了解,除武汉港项目正有条不紊推进建设,芜湖长江LNG内河接收站项目获批使用港口岸线外,其他内河LNG建设也都面临或大或小的问题。

根据规划,内河LNG接收站肩负“重点服务本省液态及储气调峰需要”的重任。然而目前沿海LNG泊位及配套储设施缺乏规模化储运综合能力,普遍不具备调峰能力。

“长江2838千米通航里程的干线航道上仅规划布局6处港址,内河LNG接收站规模化、集约化程度不高,且配套储罐也仅够正常生产周转使用,不具备规模化的储备能力。”卓创资讯天然气分析师国建说。

提升储备能力需要接收站运营周转顺畅。但目前LNG接收站的配套运输船

通常为定制化项目船,内河LNG接收站接卸船舶运力不足。

江苏中油昆仑能源投资有限公司研究员杨坤指出,容量在3万方以下的中小型LNG运输船,适用于“二程转运”,随着“气化长江”“江海联运”等LNG船用市场发展,中小型LNG船需求会进一步增加。我国在2014年前后经历了一波中小型LNG运输船的建造热潮,但随着油价下跌,市场发展放缓。

“目前国内自建的LNG运输船仅有3万方的海洋石油301仍在运输,其余的(如1.4万方的华祥8轮、3万方的元和(原船名)轮和2.8万方的启元(原船名)轮均在海外‘服役’,新的中小型LNG运输船项目正准备启动,但无法如期衔接长江干线LNG接收站的运营。”盛苏建指出。

### 考验二: 成本逐渐走高

除了船力不足的问题,部分业内人士对内河LNG接收站的经济性也表示担忧。

以经济性和适航条件为考虑因素,理论上的运输模式是远洋大型LNG运输船将进口LNG接卸至沿海LNG接收站,再通过沿海接收站将LNG中输给内河小型LNG运输船,最后送至对应内河码头。“但这一过程中涉及‘一出一进’两个环节,无形中增加了成本。”盛苏建说。

盛苏建给记者算了一笔账:“以芜湖接收站为例,若气源用1.5万方江海直达型LNG船,通过江苏滨海LNG接收站中转进江,其运输成本包括三部分:一程远洋运输成本、滨海接收站储运中运费和二程转运运输成本,比国内沿海LNG接收站至少高出500元/吨,要维持其经济性,基本没有可能。这个价格不

论与沿海接收站槽车运输,还是与沿海接收站气化管理至内陆相比,都不具备优势。”

气从何处来、成本如何降的问题倒逼企业重新考量。国建指出,“以江苏省为例,江阴港和苏州港若从日本、韩国进口LNG,通过海运进江直接接卸至码头属于转供,其成本也拼不过沿海的江苏如东、启动等接收站。若LNG资源国运距更远、进江更复杂,其成本可能更高。价格没有优势就不利于下游市场拓展,经济性成为一大考验。”

“此外,若江阴LNG接收站坚持用4万方的LNG运输船接卸海外气源,绝大部分的国外LNG出口终端将无法兼容此舱容范围的LNG运输船,因此内河LNG接收站诸多问题待解。”盛苏建补充说。

### 考验三: 监管政策与现实脱节

“‘海气进江’内河LNG发展受限的另一制约因素是监管过于保守。”一位不愿具名的业内人士说。

“目前,随着国内航道‘卡脖子’工程不断推进和完善,LNG运输船航道条件不断提升,限制逐步放宽。但部分地区对船舶规模限制苛刻,并不利于内河LNG发展。例如,江苏省政府曾发布《省政府关于深入推进全省化工行业转型发展的实施意见》,严禁在长江干流及主要支流岸线1公里范围内新建危化品码头,表明监管部门对待LNG船舶的安全性疑虑过高。”上述人士说,“LNG属于低温液体,LNG船在60多年的海运实践中保持着最好的安全记录,比化学品、LPG和汽



柴油更安全。但国内监管似乎一直将LNG船‘重点’对待,也影响了公众对此的科学认知。”

杨坤指出,在LNG运输船进港作业时,海事部门要管制周边水域交通,因此限制了其他船舶通航能力,也为LNG运输船推广带来影响。此外,海事监管部门尚未建立统一、标准化的监管体系,相关政策亟待突破。

“LNG运输船进江,可以用容量为8万立方米或4万立方米的船,但监管部门‘压大上小’,在相同年运量情形下,原本用50艘8万方的船就可完成,现在却非要以4万方船运输100船次。船舶运输流量虽然增大了一倍,但小船运输一定比大船运输安全吗?”上述业内人士补充说。

受访人士均指出,要在《船舶载运危险货物安全监督管理规定》的基础上,进一步细化LNG运输船内河运输、加注站建设、船舶过闸等相关标准及操作规程,以解决LNG运输船舶发展的最后政策短板,保证行业正常发展。同时,应由统一的部门牵头解决涉及水利、航道、海事、港口、地方审批等跨部门的配合、衔接工作,系统、科学地评估进江LNG运输船安全风险,简化项目审批程序,推动内河LNG接收站建设。

### 关注

## 柴达木盆地英雄岭西部喜获高产工业油气流

本报讯 6月26日,青海油田英雄岭狮新52-3井用4mm油嘴控压生产,日产油289.36立方米、日产气1.4万立方米,喜获高产工业油气流,以保障能源安全的实际行动献礼中国共产党百年华诞。

狮新52-3井位于柴达木盆地英雄岭西部构造南带E32油藏,是今年部署的一口重点开发井,该井设计井深4750米,2020年10月1日开钻,2021年5月23日钻穿目的层完钻,钻进过程中见到良好油气显示。英西区块钻探难度大,在钻井过程中,青海油田坚持地质工程一体化,应用精细控压钻井,降低漏喷转换风险,确保了狮新52-3井的高效成功钻进,创造了平均机械钻速6.29米/小时、钻机月速937米/台·月的该区块最好指标,形成了配套的钻完井工艺技术体系,奠定了下一步规模开发的工程技术基础。

狮新52-3井获得高产工业油气流,进一步表明英西区块具有丰富的资源基础和开发潜能,证实了英雄岭构造南带E32油藏的开发潜力。下一步,青海油田将根据英西构造南带油藏特征,结合前期已投产生产情况,探索不同生产制度下油井生产动态,确保持续稳定生产;进一步加强三维地震资料处理,精细刻画构造,深化成藏研究,系统评价认识英西南带油藏特征、有效储层展布特征及油气分布规律,为油藏开发部署奠定基础,确保实现高效建产。

(李凌波 鄂剑锋)