

目前我国在运 LNG 接收站 22 座,接收能力超 9000 万吨/年;扩建和拟建接收站超 40 座,若全部上马,到 2025 年,接收能力将达 2.2 亿吨/年左右

LNG 接收站投资“过热”了吗?

■本报记者 李玲

核心阅读:

2017 年左右,我国天然气供不应求,且彼时国际市场 LNG 价格较低,很多企业看到建接收站有利可图,建站积极性大增。但现在形势已经发生变化,国家管网公司成立后,一部分未曾对外开放的接收站将向社会公平开放,并不需要大量新建 LNG 接收站。有专家表示,按照当前规划规模看,未来接收站或存在过剩风险,企业应谨慎投资。

近日,交通运输部批复同意了芜湖长江 LNG 内河接收站项目使用港口岸线,对项目码头工程的开工建设起到关键推动作用。作为我国首个核准的内河 LNG 接收站,芜湖长江 LNG 内河接收站工程由 3 座年接收能力 150 万吨的接收站、2 座 10 万立方米 LNG 储罐及配套设施组成,计划于 2023 年建成投产后,将为长江经济带发展建设提供清洁能源保障。

不止内河,近两年来,在我国天然气消费需求日益增长的背景下,沿海 LNG 接收站更是密集上马。据中金公司统计,按照目前的规划,截至 2025 年,我国沿海 LNG 接收站预计超过 60 座,是当前数量的 3 倍之多。

LNG 接收站集中上马

2017 年以来,我国 LNG 接收站数量快速增长。江苏启东、浙江舟山、广东揭阳、广西防城港、深圳迭福等项目有序推进,并陆续投产;曹妃甸二期、舟山二期、浙能温州、江苏滨海等项目陆续开工建设。

据了解,截至目前,我国已投入运营的 LNG 接收站共 22 座,其中华北地区 5 座、华东地区 6 座、华南地区 11 座,合计设计接收能力超过 7000 万吨/年,实际接收能力超过 9000 万吨/年,这些接收站运营主体中,除了石油央企外,还有 5 座接收站分别由新奥集团、广汇能源、深圳燃气、东莞九丰和申能能源控股。

今年 4 月,北京燃气天津南港 LNG 应急储备项目获得发改委批复。该项目总投资 201 亿元,主要包括 10 座 20 万立方

米 LNG 储罐及相关配套接卸、气化、装车等设施,并预留 2 座 20 万立方米储罐扩建用地,码头设计接卸能力达 500 万吨/年,将大幅增加其冬季应急调峰能力及气源获取能力。

5 月份,国家管网公司位于山东烟台的龙口南山 LNG 接收站开工建设,这也是该公司成立后的首个新建项目,项目建设总规模为年接收能力 2000 万吨,总投资 350 亿元,年供气能力 280 亿立方米,计划建设 LNG 码头、20 座 22 万立方米 LNG 储罐及其配套设施。项目一期工程规模 500 万吨/年,计划 2023 年建成投产。

来自中金公司统计的数据显示,目前我国扩建和拟建的 LNG 接收站多达 40 座以上(以二期、三期扩建也算一个新项目来统计),如果全部上马,到 2025 年,我国沿海 LNG 接收站预计超过 60 座,届时接收能力将达到 2.2 亿吨/年左右。

市场需求强力推动

“主要原因还是在于需求面,2017 年左右国内天然气供不应求现象突出,所以那段时间集中规划的接收站比较多,LNG 接收站建设的步子快了一些,到 2020 年以后就集中体现出来了。”隆众资讯分析师沙文波表示。

中国石油大学(北京)油气政策与法律研究中心主任陈守海也表达了相似看法:“前期规划这么多 LNG 接收站,实际上是建立在此前我国接收站不足,而‘三桶油’的公平开放也没有真正推行的基础上。2017 年左右,我国天然气市场供不应求,彼时国际市场 LNG 价格很低,而国内天然气市场价格相对较高,很多企业看到

建接收站有利可图,都一拥而上,建站的积极性大增。”

来自海关总署的数据显示,2017 年我国天然气进口量 6857 万吨,同比增长 26.9%,其中管道气 3043 万吨,液化天然气 3814 万吨,液化天然气进口量首次超过管道天然气,成为重要的天然气来源;2018 年,我国进口天然气超 9000 万吨,LNG 占据总进口量的 60%,超过 5300 万吨,创历史新高;2019 年,我国进口天然气 9656 万吨,同比上涨 6.9%,其中,液化天然气 6025 万吨,同比上涨 12.2%,管道气 3631 万吨,同比下降 0.8%。

另一方面,我国加强天然气产供储销体系建设的政策也对 LNG 接收站建设起到了促进作用。2018 年,国家发改委在《关于促进天然气产业协调稳定发展的若干意见》中提出,到 2020 年,供气企业形成不低于其年合同销售量 10% 的储气能力;城镇燃气企业形成不低于其年用气量 5% 的储气能力,各地区形成不低于保障本行政区域 3 天日均消费量的储气能力。

存在较大过剩风险

不过,在多位受访者看来,按照当前的规划,未来接收站或存在过剩风险,企业应谨慎投资。

“我去年到广东去调研时,包括已建、在建、拟建和做前期调研工作的,一个省有 20 多个站,根本不需要这么多,属于资源浪费。”陈守海直言,“在比较好的港口,航道不受限制、储罐又比较容易建的话,接收站的接收能力可以很快实现翻倍,比如广东大鹏 LNG 接收站初始

设计能力 300 万吨/年,现在实际可以到 700—800 万吨/年,也就是说,现在可能远远不需要像此前很多人想的那样,需要建设很多的接收站。”

“现在形势已经发生了变化,国家管网公司成立后,一部分接收站划到国家管网手里,就会实现向社会公平开放,从需求端来讲,其他想要进口 LNG 的企业,并不需要再过多新建 LNG 接收站了。”陈守海说,“过去是想用但没接收站可用,将来需要担心的是,建了接收站谁来用的问题,建的站太多,利用率就成了问题。”

“一个大型接收站投资上百亿元,每年运营成本也很高,通常 20—30 年都不一定能收回成本,有些接收站能不能赚钱都很难说。前两年接收站是稀缺资源,但将来是什么样不好说。按照目前的规划来看,广州、山东这些地方肯定是过剩的。若终端市场没有落实,将来会有很大问题。”LNG 行业资深人士盛苏建对记者表示。

中金公司在分析报告中指出,长期来看,未来五年中国沿海 LNG 接收站综合利用率会从 2019 年的平均接近 70% 下降到 2025 年的 50%。



中国工程院院士舒印彪:

“再电气化”将重构能源体系

■本报记者 苏南

核心阅读:

再电气化将使能源发展摆脱资源、时空、环境约束,实现大规模清洁能源高效开发利用,推动清洁能源成为主导能源。深入推进能源生产和消费革命,需要从国家层面制定实施再电气化战略,主动适应和引领我国再电气化进程。

“再电气化是有情怀有担当的命题。”中国工程院院士、中国华能集团有限公司董事长舒印彪 8 月 15 日在中国工程院国际工程科技发展高端论坛暨第五届紫金论电国际学术研讨会上表示,随着中国清洁低碳、安全高效能源体系的构建,探讨能源转型的再电气化道路、推动电力系统创新发展尤为重要,深入推进能源生产和消费革命,需要从国家层面制定实施再电气化战略,主动适应和引领我国再电气化进程。“再电气化将重构能源体系,使能源发展摆脱资源、时空、环境约束,实现大规模清洁能源高效开发利用,推动清洁能源成为主导能源。”

数据显示,过去十年中国的电能终端消费比重从 19.6% 增加到 26%,增幅是世界同期平均水平的 2.7 倍。业内专家普遍认为,未来电能的利用规模和范围将不断拓展和深化,全社会电气化水平将再上新台阶。

电力将成绿色发展引擎

近年来,中国积极开发利用清洁能源,持续优化能源消费结构,能源转型成效显著。以新能源发展为例,截至 2019 年底,风电、太阳能发电装机分别达到 2.1 亿千瓦、2.05 亿千瓦。新能源已成为我国第二大电源,2019 年新能

源利用率达 96.8%。中国电网是目前新能源发展最快、装机规模最大的电力系统,新能源装机规模居世界第一位,局部富集地区装机占比超过 40%。多家研究结构预测,“十四五”期间我国电源结构将继续向清洁方向深化。以全球能源互联网发展合作组织近日发布的《中国“十四五”电力发展规划研究》报告为例,未来电源清洁发展是主导,“十四五”期间,风电、太阳能发电装机规模将超 10 亿千瓦。

“到目前,我国已经建成投运 11 回交流、14 回直流特高压工程,2019 年输送电量 4650 亿千瓦时,其中清洁能源占比超过 70%。”舒印彪认为,未来 15—30 年,中国新增清洁能源装机将达到 16 亿—32 亿千瓦,电是唯一可与其他能源直接大规模转换的能源。随着低碳转型和数字经济经济发展,电力不仅是经济增长的动力保障,还是绿色发展的引擎。

对电力系统提出更高要求

虽然我国电力需求保持较快增长,然而一个不容忽视的问题是,我国的清洁能源发展尚无法完全满足新增电力需求,与此同时,再电气化对电力系统灵活性、智能互动、安全可靠提出更高要求。

在国网一位不愿具名专家看来,能源转型下,交流网架的功能更加复杂,电

网要为电力电子设备提供短路容量支撑、为大功率输电的汇集和疏散提供支撑、为大功率故障冲击提供支撑、为大功率随机波动性新能源提供大范围消纳平台。“新能源的大量接入以及直流输电的大规模发展,导致调频能力下降、系统转动惯量降低、有功波动冲击增大等问题突出。”

“尤其是现代电力系统电压问题逐渐凸显。”上述专家表示,新能源和直流不具备常规电源的动态无功支撑能力,系统整体电压支撑能力因此降低。多直流密集馈入,新能源高占比并网、负荷中心受电比例加大,导致送受端电网电压矛盾逐渐加剧,过电压控制、电压稳定问题的范围扩大。加之新能源具有“极热无风”“晚峰无光”等特点和“大装机、小电量”特征,随着占比提高,调峰和电力电量平衡保障的难度加大。

电网需更注重跨领域研究

应对再电气化对电力系统的挑战,多位受访者表示,必须从“系统”的角度思考现代电力系统的“重构”问题。应按照交流电力系统的基本原理和技术规律,构建科学合理的电源结构和电网结构,并加快重构电力系统的认知、控制和故障防御体系,实现现代电力系统的科学发展和运行协调。

“建议研究分布式电源集群控制,综合能源协调利用及储能技术,实现负荷侧从单一用电向发电一体化方向转变,提高综合能源利用效率。”上述专家说。

中国工程院院士薛禹胜在接受记者采访时表示,“电力系统在整个能源链中处于枢纽环节,得益于信息技术与电力技术的深度融合,以前只要放在电力系统本身研究即可,但随着电网运行边界条件的改变,其研究方向需要更注重跨领域交叉研究,更需要考虑社会元素,比如气候变化、环境污染、国际形势多变等因素。”

此外,还有专家认为,需要研究电价导向、激励导向、新能源消纳导向、电网安全导向等需求侧响应技术,实现精准负荷控制,提高调峰、调压能力,构建负荷侧深度调节特性与互动潜能。“建议加快建立全国统一、灵活高效的电力市场,完善电力现货市场建设,逐步向‘中长期市场+现货市场’过渡,消除省间壁垒,促进清洁能源灵活参与市场交易。”舒印彪表示。



关注

第五批增量配电改革试点项目公布

鼓励具备条件的省(区、市)自行确定和公布试点项目

本报讯 记者贾科华报道:8 月 26 日,国家发展改革委网站发布《国家发展改革委 国家能源局关于开展第五批增量配电业务改革试点的通知》,79 个增量配电业务改革试点项目名单公布。至此,我国前五批增量配电网改革试点项目总数已达 483 个。

《通知》要求,各地主管部门要高度重视试点项目的落地实施工作,建立统筹协调推进机制,加强对试点项目的指导,强化对试点工作情况的跟踪研究,积极协调相关部门、电网企业、项目业主等有关方面,妥善解决试点过程中遇到的困难与问题,推动各方加强沟通协作,同心协力做好试点项目的落地实施工作,确保试点工作扎实推进、取得实效。

《通知》在信息报送方面明确提出,2020 年 9 月起,国家电网、南方电网应于每季度末向国家发展改革委、国家能源局报送本经营区内前五批增量配电业务试点项目推进情况;各地试点牵头单位应通过电规总院开发的“增量配电业务改革监测评估平台”,于每月 20 日前报送前五批增量配电业务改革试点进展报告,及时反映试点过程中存在的问题和建议;电规总院应于每季度末向国家发展改革委、国家能源局报送前五批增量配电业务试点项目进展分析报告,以便发挥平台“按月监测、按季分析”的功能。

《通知》还指出,由于目前国家发展改革委正在开展第二轮输配电价核定工作,2021—2022 年各省级电网、区域电网输配电价即将出台,第五批增量配电业务改革试点项目可以根据出台后电价开展经济性评价和风险评估之后再行启动。

此外,《通知》明确,鼓励具备条件的省(区、市)自行确定和公布试点项目;对前期增量配电业务改革试点工作取得明显成效,且制度健全、操作规范、监管有力、未出现明显问题的地方,鼓励其自行确定和公布后续新增试点项目,相关材料抄报国家发展改革委、国家能源局。

《通知》还就“坚持务实规范”“强化风险自担”“健全完善通报和督办机制”“健全完善评估和调整机制”等提出了明确要求。

主管部门就开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”对外征求意见

电力领域酝酿“两个一体化”

本报讯 记者贾科华报道:8 月 27 日,国家发改委、国家能源局对外发布《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见(征求意见稿)》(下称《指导意见》),向社会公开征求意见。

《指导意见》称,党的十八大以来,我国电力工业发展取得了举世瞩目的成就,有力支撑了经济社会平稳有序发展。但同时电力系统综合效率不高、源网荷各环节协调不够、各类电源互补互济不足等深层次矛盾日益凸显,亟待统筹优化。《指导意见》旨在提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率,更好指导送端电源基地规划开发和源网荷协调互动,积极探索“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”实施路径。

其中,“风光水火储一体化”侧重于电源基地开发,将结合当地资源条件和能源特点,因地制宜采取风能、太阳能、水能、煤炭等多能源品种发电互相补充,并适度增加一定比例储能,统筹各类电源的规划、设计、建设、运营,积极探索“风光储一体化”,因地制宜开展“风光水储一体化”,稳妥推进“风光火储一体化”。

“源网荷储一体化”侧重于围绕负荷需求开展,将通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源要素,以储能等先进技术和体制机制创新为支撑,以安全、绿色、高效为目标,创新电力生产和消费模式,为构建源网荷高度融合的新一代电力系统探索发展路径,实现源、网、荷、储的深度融合,主要包括“区域(省)级源网荷储一体化”“市(县)级源网荷储一体化”“园区级源网荷储一体化”等具体模式。