

内河 LNG 接收站建设困局待解

■本报记者 渠沛然



《全国沿海与内河 LNG 码头布局方案(2035年)》已多次征求意见,意见稿中提及,将重点研究接近长江中下游湖北(宜昌三峡大坝以下)、湖南、江西、安徽、江苏5个省份沿江 LNG(液化天然气)码头布局方案。按照规划引导、规模适度、集约布局的原则,长江 2838 千米通航里程的干线航道上仅规划布局 6 处港址,内河码头稀缺性和战略重要性不言而喻。

江苏省在无锡(江阴港)、苏州港各布局 1 处港址,重点服务苏南地区液态及储气调峰需要。其中江阴 LNG 接收站位于长江三角经济带,水陆交通便捷。预计该接收站年周转 LNG 约 200 万吨,天然气门站可输送 28 亿立方米/年,两个泊位年通过能力 500 万吨,承担无锡全年平均 3 天用气量的应急储备。

然而,作为“保护长江、绿色长江”的首站和清洁能源集散中心,江阴港 LNG 接收站项目却“命运多舛”,先后面临建设主体濒临破产、外水外电工程和码头建设推进停滞等问题。

民企建设 LNG 项目是否真的困难重重?内河 LNG 是否面临发展困局?民企又该如何提高自身抗风险能力“难”中取进?

明星项目一波三折

江阴 LNG 项目是江苏地方经济发展的重大标志性项目,在工程已完成逾九成、预计 2021 年投产使用时,投资主体一长春中天能源股份有限公司(下称中天能源)却濒临破产。

作为国内为数不多布局油气全产业链的民营上市公司,中天能源在国家金融政

策调整后,由于负债结构相对较高,其全资子公司江阴 LNG 项目建设主体公司江苏鸿海面临破产,中天能源股票亦面临停牌。随后中国森田集团出资相救,挽救了江苏泓海的财务恶化局面和破产危机。

就在中天能源以为项目可以继续推进之时,却面临项目外水外电和相关码头建设停滞的问题。中天能源表示,当地政府外水外电资金不到位和配套的 LNG 码头审批滞后对 LNG 项目发展造成阻碍。

对此,江阴市委宣传部和江阴临港经济开发区在给记者的回复函中称,此前在签订供电工程 EPC 框架协议后,由于鸿海能源资金链问题未签订正式施工合同。“今年 6 月,泓海能源向供电公司提出减容申请,供电公司应企业申请正在调整方案。项目供水方案泓海能源与江苏江南水务股份有限公司也在进一步优化确认中。8 月 24 日也与相关部门和企业召开了项目推进会,该项目外水外电建设完成后,临港开发区将按照工程造价审核后支付相应款项,具体双方可签订补充协议予以确认。”

而对于 LNG 码头审批滞后的质疑,相关部门表示,因政策变化码头项目报批全面停止。

“2018 年出台的《江苏省国家级生态保护红线规划》将该项目拟新建 LNG 码头 758 米岸线中的 600 米纳入国家级生态保护红线的政策情况下,新建 LNG 码头审批全面停止,通过改造现有码头是唯一途径,临港开发区将加快协调推进 LNG 码头的改造审批及建设,保障鸿海能源后续投产运营。”回复函称。

某知情人士表示,目前来看,除武汉港项目正由湖北民生石油有条不紊推进建设、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 建设均面临或大或小的问题。“建设 LNG 接收站就会面对耗时长、投入高、政策变化和重重审批和重复建设等问题。未来,LNG 市场竞争将更加激烈,政企应充分沟通,在政府和政策规范引导下,企业协同合作共赢。”该人士说。

内河 LNG 项目喜忧参半

“民企普遍存在资金实力较弱的问题,融资能力与国企相比也有较大差距。金融政策向来是锦上添花,不会雪中送炭,因此一旦资金出现问题,对民企来说是不小的挑战。”上述知情人士说,“就外部风险来看,近年来 LNG 价格与原油挂钩并不稳定,企业需要及时把握价格起伏做好预判才能规避风险。”

除企业自身风险外,内河 LNG 项目发展还面临成本优势困境和终端市场布局的问题。就成本方面来看,水运由于其规模经济效益,运输成本低于陆运,这是内河接收站的潜在优势。以江苏为例,若常规 LNG 运输船直接从资源国海运进江接卸至码头,其成本相对江苏沿海如东、启动等接收站毫无竞争力。

而对于安徽、江西、湖北、湖南四省而言,有业内人士指出,由于桥梁限制,仅允许小型 LNG 运输船通航。运输过程势必会出现中转,中转成本也会抬高 LNG 成本。“在此情况下,无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,内河接收站的成本优势几乎消失。”上述知情人士说。

北京世创能源咨询公司首席研究员杨建红认为,“在国内天然气消费增速放缓、供需矛盾明显缓解的背景下,如果气源端无明显优势,又与内陆周边河、附近沿海接收站形成直接竞争,拓展下游市场存在一定困难。”

不过,内河 LNG 接收站发展仍值得期待。随着 LNG 进口接收站的建立和运营向第三方放开,国内接收站建设模式不断革新。除传统码头、设备、储罐等一起全面投资外,近年利用现有码头进行扩容改造、内陆小型 LNG 接收站和租用码头建设储罐等模式不断涌现。同时,作为沿海接收站的有力补充,内河接收站仍具前景。

“作为投资建设主体,民企自身具备灵

活果断的决策机制,加之不用承担刚性进口任务要求,更容易把握市场节奏,适时把握商机,仍可有所作为。”清燃智库首席信息官黄庆说。

预判风险找准“出路”

在黄庆看来,缺乏投资可行性规划研究和风险预判是民企容易陷入困境的主要原因。

“投资建设 LNG 接收站和码头需要庞大的资金和技术支持,因此对风险的预判和控制也要全面到位。”黄庆说,“不论是央企还是外资,在建设之前都投入了大量的时间和金钱进行产业和市场调研,但部分民企追逐逐利忽视前期市场调研,得不偿失。”

杨建红认为,企业对风险有明确认识的同时,打造“一体化”的经营模式最抗压。此前,天然气需求旺盛,产业蛋糕很大,企业纷纷抢滩 LNG 建设,随着国家政策放开,竞争主体随之增加,气源选择增多。

“未来,LNG 建设其实无需区分国企还是民企,不论哪个公司来做,‘一体化’和产业链捆绑才是可持续发展的最佳模式。”杨建红说,“现在天然气市场已由卖方市场转为买方市场,像‘三桶油’这样的一体化公司才能在需求放缓、竞争激烈的产业环境中应对挑战。”

“不具备一体化产业链的企业,可以跟上游勘探捆绑、中游管道捆绑,或者跟燃气公司、下游销售捆绑,找到气源‘出口’,仅依靠接收站很难盈利。”杨建红补充说。

多位受访专家认为,尽管 2025 年前管道气进口量将大幅增长,但中长期来看,2025 年之后,LNG 进口需求量将快速攀升,LNG 接收站接受能力缺口仍将扩大,已建、在建及拟建的接收站项目或不能满足需求,我国仍需新建 LNG 接收站。“希望不论央企还是民企都能以更积极的态度建设 LNG 接收站,资源必将改变供应格局,但目前很多接收站仍在进行前期工作,说 LNG 接收站建设过热为时尚早。”上述知情人士说。

关注

涩宁兰管道累计输气突破 580 亿方

本报讯 截至日前,涩宁兰管道涩北压气首站安全向下游用户累计输送天然气突破 580 亿立方米。

涩宁兰管道工程是国家实施西部大开发的首批重点工程之一,也是目前世界上海拔最高的长距离输气管道,全长近 1000 公里,途经青海、甘肃两省。涩北压气首站是涩宁兰管道的龙头站,位于海拔 2750 米的柴达木盆地无人区,主要负责从涩北气田接收来气,增压后向下游管网输送。

近年来,涩宁兰管道沿线天然气需求不断增长,对管道安全高效运营管理有了更高要求。涩北压气首站不断夯实站场基础管理水平,积极深化设备完整性管控,持续推进应急处置能力以及员工综合素质能力提升,优化管道运行和作业方案,加强与上下游及地方政府部门沟通协调,及时调整输气量,全力保障管道安全平稳运行,保证下游用气平稳可靠。(董云龙)

山东部署油气管道智能化六大任务

本报讯 为加快山东石油天然气管道智能化建设,推动油气行业高质量发展,山东省发展改革委、省能源局联合制定了《关于加快石油天然气管道智能化发展的意见》,提出建立健全油气管道智能化发展的长效机制,调动社会资源,营造良好环境;整合优势资源,提升油气管道智能化发展整体水平,根据各类资源条件,因地制宜实施油气管道智能化建设,有序推进智能化发展。

《意见》提出,到 2025 年,初步形成全省统一的数字化和智能化标准体系。新建管道全面实施数字化交付,在役管道逐步实现数字化恢复。推广一批先进的智能化技术和装备,建成一批不同类型和规模的试点示范项目,培育一批居于行业领域领先地位的示范企业。

《意见》部署六大任务。其中提出,提升智能化技术装备水平。加强油气管道智能化基础理论研究,支持建设油气管道智能化技术创新研发平台,加快智能化管道关键技术和装备的研发应用,将智能化技术融入到管道设计、建设、运行、改造、管理的全过程。鼓励引进国际先进技术,推动建设自主可控可信技术和装备,重点突破新型智能感知、基于数字孪生体的实时动态仿真、故障预测、生产运营数据挖掘、人工智能综合决策和管道工业互联网技术与装备。制定智能化技术与装备推广目录,推动智能化技术与装备的产业化应用。

此外,加快智能化改造应用。加快在役管道线路、站场及附属设施等数字化恢复,推进管道周边环境的空地一体化智能安全监测技术应用,提升管道的智能感知能力及自动化水平,在运营调度、隐患排查整治、巡检、应急处置等环节进行功能完善和优化,推动在役管道智能化改造。推行新建管道数字化集成设计、智能工程建设,加快构建管道数字孪生体,创新智能化管理模式,建设数据管理、运行管理、完整性。(经导)

上海石化清洁汽油组分装置建成投产

本报讯 日前,中国石化上海石化油品清洁化项目产出烷基化油合格产品,实现新装置投料开车一次成功的目标。

上海石化油品清洁化项目 40 万吨/年清洁汽油组分装置自 2019 年 7 月开工建设,主要包括新建 1 套 40 万吨/年硫酸法烷基化装置,并配套建设 3.5 万吨/年待生酸再生装置。该项目既是中国石化年度重点汽油提质升级工程之一,也是上海石化实现炼油产品结构调整及油品质量升级重要组成部分。主要产品为烷基化油,是航空汽油和车用汽油的理想调和组分,具有辛烷值高、不含烯烃及芳烃、敏感性小、调和性好、挥发性和燃烧清洁等优点,在油品质量升级过程中发挥至关重要的作用。(胡拥军 李文青)

全球最大涤纶短纤维生产基地建成



图片新闻

8 月 31 日,随着 20 万吨熔体直纺环保型短纤维项目的全面建成,中国石化仪征化纤涤纶短纤维年产能突破 100 万吨,成为产销量全球第一的生产基地。涤纶短纤维是棉花的替代产品,其百万吨产能可替代 2000 万亩优质棉田的产量。

项目全部建成投产后,仪征化纤涤纶短纤维生产线达到 48 条,拥有世界上最全的生产线和产品品种,替代的棉花相当于可给全国人民每人每年做 2 套新衣。刘玉福/摄

中海油与道达尔达成首单国际 LNG 线上交易

LNG 国际贸易拥抱数字化

■本报记者 渠沛然

行业前沿

8 月 28 日,上海石油天然气交易中心国际 LNG(液化天然气)线上交易系统开始试运行。中海油与道达尔在线上达成交易,摘得首单。

中石油国际事业有限公司副总裁张永祥表示,国际 LNG 交易业务上线,为国内外 LNG 市场参与者搭建了合作平台,也为深化国际合作、促进能源资源国内外双循环提供了渠道,有利于形成数字经济时代天然气贸易新规则。

交易再添新模式

据了解,石油公司、城市燃气企业等国内买家只要符合买方条件、具备接收站窗口期等条件,均可申请参与线上交易。试运行当日,中石油、中石化、中海油、道达尔嘉能等企业参与报价,中石化、中海油分别成交 1 船 LNG 资源,合计交易

量约 13 万吨。

中石化天然气分公司代表、执行董事段彦修表示,国际 LNG 线上交易业务是我国天然气市场化进程中重要的一步。中石化第一个注册成为国际 LNG 交易会员,将充分利用 LNG 贸易数字化工具,逐步把采购业务从线下转到线上。在国际 LNG 线上交易平台上,中石化可以更高效、快捷地接触到更多的国际资源商,更顺畅地进行沟通,获得更有竞争力的 LNG 资源。

“LNG 在我国天然气供应体系中扮演越来越重要的角色,已从调峰气源转变为主力气源之一。上海石油天然气交易中心推出国际 LNG 线上交易,必将为国际 LNG 市场增添交易新模式、新动能,对中国乃至全球天然气行业数字化发展都具有重要的里程碑意义。”中海油气电集团董事长武文来表示。

国际采购问题与机遇并存

中海油气电集团贸易分公司副总经理

武洪昆表示,我国天然气市场需求特点要求进口 LNG 资源供给更加灵活,但现阶段 LNG 国际采购在定价机制及资源供应方面与国内天然气市场之间存在不匹配问题,给产业发展带来风险和不确定性。

武洪昆指出,一方面,LNG 中长期合同资源价格与油价挂钩的定价机制与我国相对稳定的价格机制完全脱钩,国内 LNG 企业为此承担了巨大的经营风险和不确定性。另一方面,国际 LNG 价格的剧烈波动也会挑战产业链下游市场价格承受力,不利于 LNG 下游市场的培育和发展。与此同时,我国采购的 LNG 中现货资源占比 33% 左右,受当期市场供求、价格波动频繁且难以预测。

多位业内人士表示,线上竞卖的方式将在线促成 LNG 资源商和国内买家,比线下交易更透明、便捷、高效,有利于促进市场充分竞争,活跃国际 LNG 贸易。

“对于构建中国天然气价格指数,扩大 LNG 交易规模和主体,推进市场化和信息化有积极意义。”武洪昆指出。

数字化融合是趋势

中石油天然气集团有限公司信息管理部副总经理官立新认为,数字化可实现最优策略,创造最大化经济效益,交易新模式将以现实交易情况为基础,优化交易。利益关联的成员之间,在大数据分析的引导下,沟通更加精准、沟通成本更低、效益更好。

武洪昆指出,产业与数字化融合,可根据买方需求制定更加符合中国市场需求合同条款,实现 LNG 国际采购端与国内销售端的有效衔接,根据淡旺季实际需求确定各月船期数量,降低接收站生产运行风险和售压压力,减少冬季现货采购的附加成本。

“线上交易和数字化让实体经济下的产业集群逐步转移到线上,参与者将更加多元化,可共享客户资源、市场资源,共同维护环境利益,实现业务合作共赢,比外部同业者能获得更多利益、降低更多成本。”官立新指出。