

《全球油气勘探开发形势及油公司动态(2023年)》显示——

油气投资小幅复苏 勘探开发小步慢跑

■ 本报记者 梁沛然

日前,国家油气战略研究中心、中国石油勘探开发研究院和中国石油国际勘探开发有限公司在北京发布《全球油气勘探开发形势及油公司动态(2023年)》报告(以下简称“报告”)。中国石油勘探开发研究院党委书记朱庆忠表示,作为全球最大的化石能源进口国和可再生能源投资国,我国在勘探对象日趋复杂、开发难度日益加大、能源转型加快推进的形势下,合理有效利用国外油气资源,缓解国内能源需求压力,顺应能源转型与绿色发展趋势,是当下亟需解决的重要战略问题。“在此形势下,报告对行业研判形势、转型发展具有重大意义。”

■ 勘探开发平稳复苏

报告指出,2022年,全球油气勘探投资483亿美元,继续维持在较低水平,但比2021年增加74亿美元,呈现出逐渐恢复到疫情前勘探投资水平的趋势。但与此同时,全球油气勘探工作量总体仍处于历史低位区,重磁勘探工作量略有增加,地震勘探工作量仍处于低谷期,勘探钻井工作量降幅减缓。其中,海上钻井数量增幅明显,陆上钻井数量降幅明显。

从勘探新发现储量看,2022年,全球新发现油气田259个,其中常规油气田239个,比2021年214个有所增加。新发现20个非常规油气田,可采储量为5672万吨油当量,储量规模远小于常规油气田可采储量。

在油气开发投资形势方面,中国石油勘探开发研究院工程师陈希表示,受俄乌冲突、世界经济缓慢复苏、OPEC产油逐步放松三重因素叠加影响,2022年国际油价高位波动运行,上游投资持续回升,油气



图为塔里木盆地克拉苏气田克探1井。

供需东西阵营分化。“陆上常规投资连续5年减少,海域油气储量逆势增加,北美非常规油气产量创历史新高。”

■ 有序挺入深水领域

报告显示,2022年,石油公司取得创纪录的营业业绩,尽管成绩优异,但各国际石油公司的策略仍趋于谨慎,油气产量规模持续下降,上游油气支出同比增幅仅30%,再投资水平仍然低迷。在此背景下,石油公司都在剥离非核心、碳排高、盈利能力

差的炼厂,压缩传统炼化销售,同时持续加强天然气综合利用方式及战略规划。

值得注意的是,报告今年聚焦全球深水油气勘探开发这一热点领域,深度总结了深水油气作业模式。其中提到,深水油气资源作为近年来油气增储上产的主力军备受青睐,对全球油气供给保障的贡献大幅增加,各大油公司也不断向深水挺进。

报告指出,全球深水油气资源十分丰富,未动用比例高,油气生产已进入超深水引领阶段,环非洲、南美洲大西洋、黑海和南里海,成为全球油气增储的重

点领域。

据《中国能源报》记者了解,在向深水业务挺进过程中,国际石油公司通过并购、主导与跟随战略并用等方式参与并深入勘探开发。对此,中国石油勘探开发研究院二级工程师张宁宁建议,要在全球先进技术整合、长期合作伙伴培养等方面持续加强。“未来石油公司在转型决策窗口期要敢于亮剑,持续做优做强海外油气业务,同时重视发挥国内市场优势,加强与国外油气资源获取协同考量。”

■ 低碳转型有迹可循

“在应对气候变化、推进能源转型和公司转型过程中,天然气业务获得普遍关注。通过不断强化天然气业务的战略地位,国家石油公司天然气业务规模和产量占比持续扩大。到2035年,中国石化、俄罗斯天然气工业等一批国家石油公司天然气占比将超过60%。”张宁宁说。

张宁宁表示,在推动低碳减排和低碳转型过程中,国家石油公司最关注CCUS和新能源两条路径。“一方面,通过CCUS尽可能降低油气生产带来的碳排放,目前包括中国石油、中国石化、卡塔尔国家石油在内的诸多国家石油公司均运营一定规模的CCUS项目;另一方面,通过大力发展新能源助力其从油气公司向能源公司转型,例如中国海油、马来西亚国家石油等公司正在大规模发展风电和太阳能光伏发电,中国石化、巴西国家石油等积极运营氢能、生物质能和地热能等项目。”

对于石油公司未来如何转型,报告认为,应顺应市场形势,结合自身发展,灵活调整转型细节,平衡发展与减碳关系。另外,还需将行业碳交易体系与碳税构建逐步推广,强化资源国碳政策跟踪研究。同时,要坚定能源低碳转型与绿色技术研发,推动油气与可再生能源融合发展。

“我国石油公司肩负能源保供与低碳减排双重责任,要继续稳油增气减碳,坚持自身的碳中和路径;强化CCUS业务,优先发展产业集群型CCUS;与新能源企业联合出海,促进国内外产业链融合。同时,注意寻求与国际石油公司合作,注重企业低碳形象,主动应对海外业务经营风险。”中国石油勘探开发研究院一级工程师王曦建议。

氢储运环节降本潜力待挖

■ 本报记者 张胜杰

氢储运是氢能产业中的重要一环,目前其成本在整个氢能产业链中的占比约为30%-40%,直接影响着氢能产业链的降本空间和规模化发展。在近期举行的多个氢能会议上,多位业内人士指出,目前我国氢能产业整体发展速度较为缓慢,主要原因就在于储运成本高企。

■ 储运成本中短期难下降

“事实上,我国氢能供给存在着错配关系。氢气资源‘西富东贫,北多南少’,而需求恰好相反。目前看,尤其在我国西部地区,如何将大量绿氢资源运输出来,储运技术就显得至关重要。”江苏国富氢能技术装备股份有限公司联合创始人、战略科学家魏蔚说。

氢储运是氢能产业发展中的重要一环。从现状看,高压气态储氢运氢仍是我国使用最多的方式。不过,由于氢气密度非常小,单车氢气运输量少,导致运输效率低、成本高。

中国科学院院士、国际氢能及燃料电池协会理事长欧阳明高算了一笔账:从氢能运输角度看,原料氢成本是11元/千克,如果用拖车运送20兆帕的氢气瓶,100公里需10元/千克,加氢站的成本费用为10元/千克,加氢车辆的最终费用为30元/千克以上。

“因此,提高储运压力是解决上述问题的途径之一。”欧阳明高表示,如果氢瓶的压力提高到50兆帕,单车运氢可接近1吨,运输成本就会大幅下降。“目前,车用氢瓶压强大多为35兆帕,中期看,成本不太可能突破。”

未势能源科技有限公司技术中心氢能技术开发部总监王东雨告诉《中国能源报》记者:“目前以最廉价的工业副产氢为例,出厂价为平均13元/千克,经过运输成本、加注分销成本及损耗分摊,枪口价达到30元/千克—35元/千克,致使整个燃料电池汽车的能耗成本远超燃油与电动车。”

也有氢能企业人士透露,以70兆帕氢瓶为例,储1公斤氢大概需6000元—7000元,但目前,只有20兆帕的长管拖车上路,单辆车只能运输200—300公斤,有时运输几百公里,价格就要翻一倍。“运输效率低不说,价格也难以承受。”

■ 掣肘产业链发展

氢储运就像人体的血管,将氢气供应给用氢端的各地区,一旦关键通道没有建成或无法匹配氢能上下游的供需需求,整

个行业发展就会像人体组织缺血一样“坏死”。

据魏蔚介绍,氢气和天然气的性质、特点、状态和应用场景高度相似,当前的氢储运问题和当初天然气面临的难题差不多,都有基础设施不完善的问题,这也是产业发展必经的阶段。“目前,我国有400多座加氢站,由于氢气储运难,使得部分加氢站加氢能力不足,使用效率也不高。”

王东雨也表示,车载储氢系统受制碳纤维价格影响,目前看不到成本下降的路径与时间,导致整车购置成本大于纯电动车辆。“此外,储运环节离不开氢安全保证,也导致储运环节技术突破较缓慢。”王东雨进一步分析,因为严苛的安全验证与准入要求,甚至对临氢的金属材料和非金属材料都要做大量试验,每种材料的更换也需要重新进行安全验证与准入申请,导致储运设备成本无法有效降低。

■ 管道运氢或成优选

如何破解氢储运难题?“管道运输将成为未来解决大规模、长距离绿氢运输的优选方案。”欧阳明高坦言。

浙江清华长三角研究院氢燃料电池汽车技术研究中心主任章桐介绍,目前氢的储运技术各式各样,存储中有固态、气态、液态,储运既有有机液体,也有固体储氢、液氢和高压氢气管网。

“总的来看,储氢方式多种多样,技术也是百花齐放,而从技术路径看,长距离大规模运输主要考虑管道和液氢运输方式。”章桐说,“从这个角度分析,技术手段已经具备,只考虑如何进一步加大规模化应用。”

《中国能源报》记者注意到,管道运氢作为大容量、低成本的运输方式,日益受到国内能源企业重视,甚至有企业负责人表示,未来管道输氢建设将促使氢能产业发生革命性变化。“一旦实现氢气管道运输,输氢成本将大幅降低。”

“从今年开始,中石化、中石油分别都进行了管道送氢,每公斤氢运输100公里,成本从10元降到0.5元,变成原来的5%。”亿杰能源执行董事王海峰说,“这个结果很好,相当于在内蒙古制氢运到北京,管道输送成本基本在3元/公斤—4元/公斤,而制氢成本为8—10元,运到北京加5元。个人认为,这是未来打通产氢和消纳能源不平衡的重要环节。”

“低成本运氢方式,一方面会促使氢能大规模应用;另一方面,可再生能源投资大幅增加后,将极大优化能源结构。”王海峰说。

核心阅读

克拉玛依全年平均日照时数约2800小时,具备建设千万千瓦级大型光伏发电基地的优越条件,可再生能源制氢潜力超百万吨。另外,两大石油化工产业聚集区全年用氢量超过10万吨,绿氢替代空间巨大。

氢兼具负荷、储能、电源多种角色,其对绿电的大规模消纳作用重大。在加快绿氢基础设施建设方面,克拉玛依拥有建设绿氢大基地的广阔平台。

“以新疆为代表的西部地区,具有丰富的传统能源和新能源优势,具有发展氢能特别是绿氢产业的良好条件。”中国科学技术协会主席万钢近日在新疆克拉玛依市举办的2023中国西部氢能大会上表示。据《中国能源报》记者了解,此次大会发布“氢二十条”,成立氢能产业发展联盟,建立了10亿元氢能产业基金,并签约380亿元的40个氢能项目。

新疆不仅是能源资源大区,更是新能源蕴藏大区——太阳能资源技术可开发量居全国第一,风能资源技术可开发量居全国第二。近年来,依托风光等资源优势,新疆在八大产业集群建设中专门布局氢能重点产业链,在技术研发、项目布局、政策支持等方面出台了一系列措施。

今年8月,为推动新疆氢能全产业链集聚发展,新疆印发《自治区氢能产业发展三年行动方案(2023—2025年)》,并出台支持氢能产业示范建设的若干政策措施。

新疆维吾尔自治区发改委党组成员、副主任鲁鹏指出,新疆将加大统筹协调力度,以工作协调机制和产业发展联盟两大机制保障氢能产业发展,并立足新疆资源禀赋和产业基础,推进多元化场景应用,聚力突破能源消纳、氢能消纳输送等瓶颈问题,从示范区建设、企业培育、风光资源配置等多方面支持建强氢能全产业链。

鲁鹏还公布了新疆氢能产业发展示范区名单——克拉玛依市、哈密市、乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州成为新疆氢能产业发展示范区。其中,“石油之都”克拉玛依优势明显。

公开信息显示,克拉玛依全年平均日照时数约2800小时,具备建设千万千瓦级大型光伏发电基地的优越条件,可再生能源制氢潜力超过百万吨。另外,其雄厚的工业基础也为氢能全产业链发展提供强力保障——两大石油化工产业聚集区全年用氢量超过10万吨,绿氢替代空间巨大。目前,克拉玛依正在推进“一主多元”现代化产业发展,其中氢能是重要的战略方向。

据克拉玛依市委常委、副市长韩敏介绍,克拉玛依将围绕“风光制氢、石化用氢、氢电供能”产业链,推进氢能调峰电站、绿电制氢、零碳城区等先行项目建设,力争到2025年基本形成氢能“制、储、运、加、用”的产业生态,打造“新疆氢能港”示范区,形成以“中国西部氢都”为名片的国家级氢能产业示范城市格局。

今年5月,由源网荷储新能源科技(上海)有限公司投资350亿元建设的氢能调峰电站示范项目落地克拉玛依,该项目带动7家氢能调峰电站配套企业落地。该公司董事长王舰说,该项目的应用贯穿氢能全产业链,可有效地将克拉玛依丰富的资源优势与上海的技术优势相结合。

在中国科学院院士邹才能看来,绿氢是新能源革命中的一匹“黑马”。“氢气可将风光等进行储存、运输和转换利用,对克拉玛依这座石油石化城市来说,油气公司发展绿氢具备先天优势。氢兼具负荷、储能、电源多种角色,对绿电大规模消纳发挥着重要作用,在加快绿氢基础设施建设方面,要像开发大气田那样建设绿氢大基地。”

中国工程院院士干勇也建议,未来的绿氢布局中,要将石油化工和煤化工进行耦合,通过水煤气转换,得到氢气的同时,还能减排至少69.3%的二氧化碳。

“克拉玛依将成为中国氢能产业新的增长极。”中国发明协会独角兽企业创新分会相关负责人表示。

新疆加码氢能产业布局

■ 本报记者 张胜杰

