

2023年9月 25日

每周一出版

责任编辑:魏佳琪 电话:59963398
邮箱:weijiq@sinopec.com
审校:张晋徽 版式设计:赵博2023年国内
天然气市场形势分析与展望

天然气分公司天津LNG接收站。王军 摄

数字点击

2022年,全国天然气消费量3646亿立方米,较上年下降1.2%;天然气在一次能源消费总量中占比8.4%,较上年下降0.5个百分点。

从消费结构看,城市燃气消费占比增至33%;工业燃料、天然气发电、化工行业用气规模下降,占比分别为42%、17%和8%。

全国天然气产量2201亿立方米,同比增长6%,连续六年增产超100亿立方米,其中页岩气产量240亿立方米。全国新增探明地质储量保持高峰水平11323亿立方米。

进口天然气1503亿立方米,较上年下降9.9%。其中,管道气进口量627亿立方米,较上年增长7.8%;LNG进口量876亿立方米,较上年下降19.5%。

数据源自《中国天然气发展报告(2023)》

□ 马莉 孙欣怡

今年以来,国内天然气市场迎来复苏,但受经济复苏慢于预期、天然气供应整体充足影响,天然气价格逐步回落。下半年,国内天然气需求不确定性来自宏观经济、气候、能源替代、价格等诸多方面,但更关键的是厄尔尼诺气候及采暖季气温水平对“迎峰度冬”期间需求的影响。

上半年国内天然气市场运行特点

天然气消费复苏,结构性复苏特征明显。随着国内生产生活秩序恢复,宏观经济恢复性增长,特别是消费和服务业增速大幅反弹,叠加气价下跌和水电出力不足,驱动工商业、交通和发电等用气需求增长,但整体经济复苏慢于预期,制约了天然气消费的增长幅度,结构性复苏特征明显。1~7月,全国天然气表观消费2245亿立方米,同比增长6.5%,达136亿立方米;实际消费2198亿立方米,同比增长6.1%,达119亿立方米。一、二季度,全国天然气实际消费同比增长1.5%

和10.1%,二季度增速明显加快主要是因为去年同期全国多地受疫情影响产生了低基数效应(2022年二季度同比减少8.6%)。分结构看,疫情防控政策调整后,消费场景改善,商服、交通用气恢复较快;受需求复苏、出口放缓、成品库存较高等因素影响,工业增长乏力,特别是房地产投资下滑,部分削弱了疫情防控政策调整后市场需求集中释放、燃料价格下跌等方面形成的利好;经济回升和极端高温天气使峰值电量和峰值负荷创新高,叠加水电出力不足,燃气发电

与其他类机组多能互补,共同保障了能源电力的安全稳定供应;化工市场波动较大,用气表现平淡。天然气供应整体充足,市场价格呈下降走势。国外天然气进口价格水平持续高位,国内天然气生产积极性较高。1~7月,全国生产天然气1354亿立方米,同比增长5.8%。受中亚进口来源短供影响,采暖季国内管道天然气进口量同比下降,其中1~3月乌兹别克斯坦来源完全停供;哈萨克斯坦来源大幅减少;中俄东线供应量稳步提升。1~7月,进口管道天然气381

亿立方米,同比增长5.1%。此前签署的部分LNG进口合约开始执行,现货LNG进口依然低迷。1~7月,进口LNG共542亿立方米,同比增长9.5%。1~3月,全国储气设施累计采气92.4亿立方米,同比增长2.2%;4~7月,累计注气139亿立方米,同比增长15.8%。受市场需求动力不足影响,今年以来国内天然气价格总体呈现下跌走势,1~7月,全国LNG出厂价格指数平均5089元/吨,同比下跌1845元/吨;国内管道天然气价格在进入非采暖季后也逐渐下降。

下半年及今冬明春国内天然气市场形势分析

经济恢复对天然气市场复苏形成稳定支撑,气候变化影响是关键。宏观经济方面,下半年国内政策走势是在“稳健”基调之下保持一定的政策张力,仍然坚持以结构性政策为主。预计2023年国内GDP增速为5%左右,经济恢复将支撑天然气市场持续复苏,但出口疲弱、社会消费不足、房地产低迷等问题仍然会对天然气需求起到结构性抑制作用。气候方面,厄尔尼诺现象使冬季更高概率成为暖冬,或抑制采暖需求,但不确定性较大。能源替代方面,煤炭市场复苏对天然气消费恢复有一定冲击,在电力、建材、化工等行业有不同程度体现。价格方面,企业利润的下降直接导致对成本的敏感度上升,今年以来,虽然国际天然气价格总体呈现下跌走

势,但仍然较前几年水平偏高,下游用气积极性偏弱,市场增量气需求十分有限。但是,煤电企业持续亏损,导致技改检修投入不足带来的设备风险隐患上升,增加了煤电生产供应的不确定性,关键时刻能迅速发挥作用的主要是气电。综合预测下半年国内天然气需求约1920亿立方米,同比增长8%左右。随着“七下八上”迎峰度夏关键期结束,生产旺季和采暖季即将相继来临,工业和城市燃气有望交替接替发电推动天然气需求复苏。预计三季度国内天然气需求约875亿立方米,同比增长8.5%。采暖季,我国出现暖冬的可能性较大,同时多地陆续启动天然气价格上下游联动机制,居民用气价格上涨明显,对采暖用气量或有一定影响。

冬季气温正常情景下,预计四季度国内天然气需求约1060亿立方米,同比增长8.9%,采暖季国内天然气需求约1910亿立方米,同比增长7.8%。冬季气温明显偏暖情况下,预计四季度国内天然气需求约1040亿立方米,同比增长6.8%,采暖季国内天然气需求约1870亿立方米,同比增长5.5%。

天然气供应总体充足,LNG现货缺口有限。国外天然气进口价格水平继续高位,国内天然气生产保持上产势头,预计2023年全年国内天然气产量约2320亿立方米,同比增长5.4%。中亚管道天然气出口国与我国新疆、内蒙古等地纬度相近,随着天气转冷,天然气需求将逐渐增加,或对管道天然气出口有不利影响。

在国内天然气需求大幅增长动力不足、国产气持续增长、中俄东线增供、新增LNG进口长协履约等条件下,LNG现货缺口有限。

气价将在采暖季季节性上涨,下半年总体呈“先低后高”趋势。按照当前的供需预测结果分析,预计下半年全国天然气供需基本平衡,且LNG现货需求量或不及去年同期。采暖季,各类储气设施,以及生产、进口等环节的季节性调节作用已基本保障用气需求,供需紧张情况以短时局部为主。预计8~10月全国LNG出厂均价为每吨3900~4200元;进入采暖季气价季节性上涨,全国LNG出厂均价为每吨4700~5000元。

(作者单位:中国石化经济技术研究院)

企业行动

天然气分公司科学统筹
整体保持良好发展态势

本报讯 今年以来,天然气分公司积极应对激烈的市场竞争,紧扣高质量大发展主题,以实现年度经营目标为主攻方向,不断创新经营策略,科学统筹量效目标,推动实现稳健经营、效益发展。1~8月,天然气分公司累计经营天然气290.31亿立方米,完成全年计划的66%,主要经营目标均顺利实现,整体保持良好发展态势。

不断夯实资源基础。天然气分公司按照“量效并重、以效为主”思路,立足国内外两种资源、两个市场,经营好每立方米天然气。妥善安排中长期资源船期计划,结合生产经营实际不断优化LNG船舶接卸,同时紧盯国际LNG进口价格走势,提前开展现货资源采购。积极参加LNG国际展会,寻求国际化经营合作机遇,加速国际化经营。积极统筹自产资源,加大外采资源攻关力度,扩大国产气规模,资源结构持续优化,构建完善“石化资源—石化物流—石化气站—终端用户”的一体化直供经营模式,推动LNG全领域协同创效。

稳步推进重点工程。按照资源、设施、市场相匹配的原则,天然气分公司不断优化设施布局,调整设施在建节奏,加快推进青岛LNG接收站三期、天津LNG

接收站二期等重点工程建设。其中,青岛LNG接收站已建成国内首座27万立方米LNG储罐,将于年底前投入使用,届时该站供气能力将提升至165亿立方米,成为国内同期年接转能力最大的LNG接收站。天津LNG接收站二期项目将于今年供暖季前投入使用,总储气能力将达到10.8亿立方米,在国内已投产的LNG接收站中居首位,可进一步增强区域调峰能力,确保所供区域天然气市场稳定有序。

此外,烟台龙口LNG、山东管道东干线、皖东北管道等重点工程建设有序推进。

全力保障民生用气。天然气分公司紧盯市场需求变化,合理优化资源配置,精准服务用户需求,将“保民生”作为重中之重,持续提升天然气供应能力。今年迎峰度夏期间,天然气分公司编制专项保供预案,不断调整完善运行调度模式,以保供合同为基础充分筹措天然气资源,并提前在储气库、LNG储罐储备了充足的调峰资源,7月累计向直供燃气电厂用户供应2.44亿立方米天然气,同比增长22%,创历史新高。同时,该公司扎实做好应急调峰工作,在成都“大运会”期间,额外增加非采暖季天然气合同量9500万立方米,保障用能所需。

(王卓然 白清华)

中原油田坚持一体化运行
天然气实现超计划生产

本报讯 今年以来,中原油田坚持勘探开发一体化、地质工程一体化,积极开拓陆相建产阵地,稳步推进老区调整挖潜,实现高效平稳运行,1~8月已生产天然气46.97亿立方米,超计划1.64亿立方米。

“针对制约油田高质量可持续发展的瓶颈,加强科研攻关与技术创新是重中之重。”中原油田副总经理李中超表示。

中原油田以科技攻关为手段,加强老区控硫控水精细管理,深化周边分层系评价潜力研究,全力提升气藏动用率和采收率。实施的7口井中,两口井已成功投产,日增气35万立方米,充分证实了气藏认识和挖潜水侵区剩余气的有效途径,对于下一步加快Ⅲ类层、粒内孔先导试验,扩大对Ⅲ类层和水淹区的调整规模,具有重要指导意义。

同时,中原油田主抓天然气效益开发对策,建立多学科跨专业联合攻关模式,高质量研究编制区块调整方案。“以普光气田大湾区块为例。该区块已稳产12年,生产上表现为产量逐渐下降,井间动用差异大、压力下降趋势加快……这些指标意味着,大湾区块即将进入递减阶段。”中原油田气藏工程领域专家余启奎介绍。

为进一步提高储量动用程度、延长大湾区块的稳产期、保持海相产量稳定,普光气田与石油勘探研究院联合攻关,确定了控制场流减少储量损失和调整挖潜增加储量动用等两个挖潜方向,编制完成了调整方案。“整体方案预计可新建年产能8亿立方米以上,气田采收率提高1.43个百分点。”余启奎说。

此外,中原油田优化生产运行,坚持“前瞻思考、全局谋划、整体推进”工作基调,重点从“高效建产、运行提效、优化施工、时率提升”等方面开展工作,持续健全协同一致的生产大运行机制,全力提升组织效能,为完成各项生产任务奠定坚实基础。

工艺技术上,中原油田本着不断提升产能建设速度的原则,聚焦产能建设优质高效实施,开展钻采降费提速攻关,确保在最短时间内、最优状态下实现安全投产。“钻井工艺方面,优选‘PDC复合钻头+大扭矩螺杆’,完井周期平均缩短5天以上;采气工艺方面,优化钻完井工序,采用一趟管柱下入、设备国产化及管材材质降级等工艺,工期缩短22%,费用降低34%。”中原油田副总工程师刘长松说。

(杨敏 孙照勇)

西南油气精准营销
天然气实现量效双增

本报讯 面对复杂多变的市场形势,西南油气坚决落实集团公司各项决策部署,突出效益导向,灵活制定营销策略,通过不断拓展资源渠道、全力保障客户用气、提升供气保障能力等方式,实现天然气量效双增。目前,该公司日供气量超过2400万立方米,今年累计销售天然气58亿立方米,同比增长12%。

西南油气动态优化气源结构、市场布局,强化稳产拓市。销售管理人员深入市场前沿,调研区域产业发展规划和潜在客户,并与生产部门密切配合,对产销情况进行综合分析,逐月制定销售调度方案,细化至每个客户,全力做到产销平衡。

为有力保障外输畅通,该公司加大市场拓展力度,统筹做好四川、重庆、贵州等地企业资源优化配置;深化与兄弟企业的“互联互通”,建立气源点,紧盯重点产能建设项目投产进度,量身定制销售方案,做好市

场储备,实现即产即销。同时,该公司加强与重庆石油天然气交易中心、下游用户的沟通联系,采取用气专场交易、挂牌、协议交易等方式,创新天然气网上交易模式,今年已开展天然气线上交易24场,累计交易天然气2.74亿立方米。

为增强供气能力,西南油气加大勘探开发力度,启动“奋战五个月,冲刺拼产量”专项行动,围绕产量目标,分解任务指标,落实重点措施,狠抓川西中浅层和元坝气田等老区高产稳产,加快推进威荣页岩气田、河坝气田等新区上产,为供应备足“粮草”。

在开足马力全力增储上产的同时,该公司全力保障民生用气,成立天然气保供领导小组,统筹编制产能、销售、运行方案,细化天然气保供具体措施和应急预案,建立保供协调机制,持续强化运行保障,优化资源配置,实现天然气输送精调配。

(冯柳 范伊娜)