

液化天然气供大于求仍将持续

■本报记者 梁沛然

市场咨询机构气库调研近日发布的数据显示，上半年国内LNG（液化天然气）消费量1688万吨，同比增长仅16.22%，且部分为置换管道气消费。在经济运行整体呈现恢复向好态势的大背景下，终端消费市场复苏目前暂未达到预期。与此同时，国产进口LNG资源价格同比下行，上半年国产LNG出厂成交均价为4863元/吨，同比下调29.61%；进口LNG出站成交均价为5470元/吨，同比下调25.19%。

受访人士指出，在经济复苏、煤炭供应相对宽松、油气价格频繁波动的背景下，今年天然气市场供过于求将持续。“需求拉动消费与价格弹性的联系越来越紧密，价格发挥的作用越来越大，未来市场复苏需要有效的价格机制。”气库资讯董事长兼首席信息官黄庆指出。

可供市场增量处较高水平

国家统计局日前发布的最新数据显示，上半年天然气生产平稳增长，进口增速较快。进口天然气5663万吨，同比增长5.8%。据悉，自今年1月以来，进口LNG就呈逐月增加趋势，目前占比已经达38%。同时，国内LNG产量1030.95万吨，同比上涨131.59万吨，涨幅14.63%。

在进口LNG不断上涨的同时，上半年我国生产天然气1155亿立方米，同比增长5.4%，其中6月生产天然气183亿立方米，同比增长5.5%。

值得注意的是，虽然天然气供应在不断增加，但下游终端需求未见大幅提升，

市场整体复苏仍有空间。

天然气市场资深从业者孙成龙表示，目前天然气消费量增速不及预期，LNG供应出现阶段性过剩，进口和国产LNG成本双双回落。

公开数据显示，2023年欧洲地下储气设施库存水平较高，国际LNG供应出现阶段性过剩，国际油气价格回落，国内长协以及现货成本联动走跌。其中，进口长协成本同比下调9.07%，进口现货成本同比下调49.12%。截至6月，LNG现货价格已基本贴近2021年的同期水平。

“除进口LNG和国产气增长外，为履约完成2021年欠提国家管网合约气，二三梯队密集进船出货；另一方面，现货成本降低一定程度上也刺激采购需求。”黄庆表示。

“目前，储气库储气水平约在70%左右，LNG接收站库存长期中高位，这是往年不曾出现的情况。”一位不愿具名的业内人士表示。

而据多家机构预计，今年中国天然气总供应量约为4054亿立方米，除去出口、库存差以及损耗，可供市场量为3875亿立方米，同比增加325亿立方米。可以看出，在2022年消费下降的前提下，今年可供市场增量超过300亿立方米，处于较高水平。

需求端抵触高气价

“天然气供需关系已经向供应宽松转变。除非今冬出现极端天气或突发供应中断问题，否则市场供过于求将在下半年持续。”黄庆说，“整体看，天然气消费需

求提振有限导致市场供应过剩，供大于求的局面可能延续至今年10-11月。”

为何需求端表现不及预期？据《中国能源报》记者了解，一方面，由于此前国际LNG现货价格大幅攀升叠加国内经济处于恢复期，工业用户用气积极性降低。“由于LNG价格高企不被接受，部分地区和行业出现煤炭对天然气替代的现象。同时，我国煤炭供应相对宽松，天然气发电企业使用天然气意愿有所降低。”黄庆表示。

另一方面，可再生能源发电量的增长也影响了电的用气量。目前，我国可再生能源发电领跑全球，水电、风电、太阳能发电和生物质发电装机均居世界首位，很大程度上影响了天然气发电。“今年国内电力缺口不大，新能源整体表现良好，电厂调峰需求就小了。加上天然气价格下不来，电厂采购意愿不足，影响了部分天然气消费。”孙成龙坦言。

“其核心还是需求端对高气价的抵触，价格与其他竞争的能源品种价格没有优势，自然使用意愿不强。”上述不愿具名的业内人士说。

中国石油学会石油经济专委会秘书长朱兴珊也表示，未来气电发展要更多依托国产气的产量增加和价格改革，以更好地



资料图

摊平用气成本。

受访人士均表示，工业燃料和天然气发电是用气需求弹性最大的两个行业，是决定市场能否走出低迷期的关键领域，如果没有有效的价格机制，市场复苏将面临阻碍。

供需平衡亟需“杠杆”

黄庆表示，LNG价格起伏和供需错配背后是天然气产供储销体系的现状脆弱性和战略必要性。

价格是平衡供需关系的杠杆。国家发改委今年2月下发《关于提供天然气上下游价格联动机制有关情况的函》，要求各地就建立健全天然气上下游价格联动机制提出具体意见建议。截至6月，已有15个省市建立了天然气价格联动机制。

中国国际工程咨询有限公司总工程师杨上明表示，上下游价格联动将成趋

势，应该持续推进天然气市场化改革。“一是推进天然气门站价格改革，全面放开进口天然气价格管制，建立与国际油价挂钩的天然气门站价格调整机制，完善终端销售价格与采购成本联动机制，同时加强天然气管道运输价格监管，按照合理收益核定管道运输价格；二是完善天然气保供制度，压实各方保供责任；三是完善城镇燃气特许经营政策，提高特许经营准入门槛，强化安全经营及合同履约能力考核评估，建立特许经营权退出机制。”

也有业内人士建议，要有序放开竞争性环节，鼓励各类资本进入天然气基础设施建设和利用领域，加快推进天然气价格市场化，充分调动生产积极性，提高国内天然气产量和调峰能力。此外，顺价销售和价格联动还要有一系列的配套措施才能有效实施。比如，适用顺价销售政策的商品，其成本与费用要公开透明，涉及的企业要履行竞争性采购流程，以及终端产品价格稳定机制等。



图片新闻

入夏以来，重庆气温持续攀升。为做好迎峰度夏电力保供，国网重庆江津供电公司合理安排电网运行方式，积极落实迎峰度夏各项保电措施，对线路、设备开展全覆盖巡视。图为7月18日，该公司员工高温下在江津区10千伏李慈线开展无人机线路巡检。
王化全/摄

山西煤电转型路径求新求变

■本报记者 仲蕊

“双碳”目标要求下，为保障电力系统安全和民生供热需求，“十四五”及未来一段时间，山西省煤电装机总量仍将保持一定增长，同时新能源发展进程也将加快。山西科城能源环境创新研究院与自然资源保护协会近日联合发布的《碳中和目标下山西省煤电产业转型发展和定位研究》(以下简称《研究》)指出，在上述背景下，山西煤电行业需从产业链角度出发，在求新求变中适应新的转型目标及相关政策，稳步推进转型升级。

转型需求更迫切

山西是全国大型煤电基地之一，截至2022年底，全省发电装机容量12079.5万千瓦，其中煤电7106.7万千瓦，占比58.8%，排名全国第五，肩负京津冀、华中、华东送电的任务。“双碳”目标下，山西省在继续发挥电力安全保障托底作用的同时，将由提供电力、电量的主体性电源逐步向提供可靠电力的调节性电源转变，并实现全流程深度降碳。

《研究》指出，未来短期内，山西省煤电装机总量仍将保持一定幅度增长，预计2030年达到8300万千瓦-8700万千瓦。到2030年，预计山西省可再生能源装机规模将达到2022年的3倍左右，可再生能源发电量占比升至40%。到2060年，山西风电、太阳能发电装机容量预计将分别达到2022年的4倍和12倍，可再生发电量占比提升

至80%以上。新能源的快速发展将加速山西煤电定位转变和合理退出进程。

山西省能源局发展规划处处长刘峰前指出，山西作为全国重要的能源重化工基地，能耗强度、能耗总量都偏高，能源产业转型、绿色转型刻不容缓。推动“双碳”目标实现的阶段是山西推动能源转型发展和能源安全保障并行不悖的契合期，也是二者环环相扣的关键期。

山西科城能源环境创新研究院理事长袁进认为，资源型经济转型是山西努力20多年的一件大事，进入“十四五”时期，重点行业转型目标、面临的形势以及相关政策都发生了很大变化，如果之前行业转型面临的是自身的可持续发展问题，现在煤炭、电力这样的产业面临的则是竞争力逐渐衰退状态下对区域经济的影响问题转型更加迫切。

低碳与融合相辅相成

在国家发改委能源研究所可再生能源中心副主任郑雅楠看来，以煤为主的资源优势，让山西电力系统具有转型底子厚、电网基础牢等特点。而且，山西对新能源的规划发展位列全国前列，预计“十四五”期间，风光发电装机容量达到8000万千瓦左右，2030年达到1.2亿千瓦左右。

“从发展角度看，山西整个电力系统未来的转型发展应围绕融合与低碳两方面进行。”郑雅楠认为，融合分为新能源与煤电

的融合发展，以及实现新能源与新型调节资源的融合配置两方面。

初步估算，未来10年左右，山西煤电将从原来主要的基荷电源慢慢全面过渡到调节型电源。郑雅楠指出，在此过程中，山西煤电要与新能源进行很好的搭档融合。“其中涉及煤电职能的转换和煤电改造，既有技术方面的改造，也要尽快推进整个煤电的‘三改联动’，同时完善配套机制，保证煤电的合理收益和整个系统的运行。在煤电和新型资源的融合发展方面，需保持有序发展节奏，不能抢快，也不能过慢。”

“在低碳方面，目前山西承担着京津冀地区的电力保供职能，随着其能源结构转变，对外保供可能会逐步转换为保供和绿电双重职能。未来，希望山西能够成为京津冀的绿色电力来源，帮助这些地区实现更多绿电利用。”郑雅楠表示，另外在低碳发展过程中，由于山西自身的区位优势，未来也可能成为“西电东送”的部分枢纽或作为一个承接区，一方面承接宁夏、甘肃甚至新疆的电力输送，另一方面将电力输送到京津冀和华东地区。

分类推进煤电转型

国电山西省电力规划院正高级工程师齐月文指出，山西目前在积极推动煤电机组降低煤耗、供热改造以及灵活性改造三项工作。“现在要求大机组能够低负荷运

行，但在改造过程中发现，大容量机组在低负荷、超低负荷阶段排放普遍偏高，即使在标准范围内也不是处于最佳运行状态，希望煤产业下一步能够推动各类型机组协同发展，建设合适的机组，而不是非要‘以大代小’。”

对此，《研究》建议，通过“上大压小”“关旧建新”提升山西省百万千瓦级高参数、大容量、低能耗、低排放机组占比，充分发挥高效优势，保障特高压配套新能源基地的电力系统安全，培育区域大型综合能源服务商。同时，要发挥山西60万千瓦及以下中小型机组市场响应快、调节能力强的优势，遵循现货市场交易规则，加强成本管控，不断提质增效，通过淘汰关停、“三改联动”、科学延寿、强化“煤电+”耦合发电技术创新与产业链优化升级，推动由电量主体电源向调节性电源转型。

齐月文提醒，碳捕集技术也不容忽视。实际上，二氧化碳收集技术已越来越成熟，相关示范工程很多已投产，成本也逐步降低，但在下游产业，二氧化碳的储存及利用尚未得到解决，需要全产业链持续探索。

《研究》指出，要充分发挥企业主体作用，推动煤电企业转变观念，积极适应电网调峰，主动探索市场服务型盈利模式，提升煤电企业的多维价值与存续发展能力。同时，强化企业碳资产管理，充分用好碳金融产品，减轻企业转型资金压力。

关注

铁路增运助力 东北地区冬煤夏储

本报讯 中国铁路哈尔滨局7月17日透露，7月以来，全国各地迎来电高峰，在保障迎峰度夏电煤保供的同时，该公司协助企业开展冬煤夏储，日均完成电煤装车3509车，同比增长30.7%。

进入暑期，中国铁路哈尔滨局利用夏季铁路运力相对宽松和煤炭价格低位运行的有利时机，启动冬煤夏储工作，引导企业早储煤、多储煤，缓解季节性运力紧张问题。同时，优化滨洲、富嫩、嫩林等煤运重点通道车流径路，统筹解决夏季铁路线路养护期间运力紧张问题。此外，加大内蒙古东部煤炭主产区“西煤东运”运力供给，增加电煤装车比重，伊敏铁路开通后通道运输能力提升50%，每日可多运煤炭2万吨。

截至目前，黑龙江省、呼伦贝尔市铁路直供电厂电煤库存同比增加119.6万吨，长吉地区外储煤炭运量完成1271万吨。中国铁路哈尔滨局发挥铁路运输绿色低碳优势，开发嫩江铁路、鸡东至鸡西电煤运输等5个“公转铁”项目，锁定运量近百万吨，帮助企业降低物流成本。保障电煤中长期协议兑现率保持在95%以上，确保在供暖季前冬煤夏储运量不低于700万吨。(周晓舟)

上半年云南火电 及时发挥调峰作用

本报讯 云南省统计局7月20日通报，今年上半年，云南全省规模以上工业发电量1552.82亿千瓦时，同比下降10.3%。其中，火力发电339.19亿千瓦时，同比增长45.9%。尤其6月，全省火力发电61.91亿千瓦时，同比增长196.9%。

作为水电大省，云南水电装机8202万千瓦，装机规模仅次于四川，位居全国第二位，水电在其电力结构中的占比逾70%。但今年上半年，受极端天气影响，云南水力发电1022.77亿千瓦时，同比下降23.6%。在此情况下，火力发电量大幅增长，充分发挥了调峰作用。不过，随着汛期到来，水电降幅开始收窄，6月水力发电251.49亿千瓦时，下降31.2%，降幅较上月收窄11.9个百分点。

随着新能源开发建设步伐不断加大，新能源成为云南增量电源主力。

截至6月底，云南省新增新能源并网装机达711.65万千瓦，是2022年全年新增新能源装机的4.8倍。至此，云南省新能源并网装机累计达2070万千瓦，新能源成为其仅次于水电的第二大电源。数据显示，今年上半年，云南全省风力发电161.34亿千瓦时，同比增长16.0%；太阳能发电29.52亿千瓦时，同比增长50.1%。特别是5月，风光日最高发电量超过2亿千瓦时。(陈永强)