



山西省天然气发展形势月报

(2026 年 3 月)

第四十五期

山西省天然气利用协会
北京世创能源咨询有限公司

2026 年 4 月

目录

一、全国天然气市场供需现状.....	- 1 -
1 全国天然气资源供应.....	- 1 -
2 全国天然气市场消费.....	- 2 -
3 2026 年 4 月-5 月天然气需求预测.....	- 6 -
二、山西天然气月度供需现状.....	- 8 -
1 月度消费现状.....	- 8 -
3 月度供应现状.....	- 9 -
3 液态市场现状.....	- 9 -
三、山西省基础设施建设及运行情况.....	- 10 -
1 基础设施及利用工程建设情况.....	- 10 -
2 基础设施运行情况.....	- 11 -
3 山西煤层气远景.....	- 11 -
四、山西省天然气价格现状.....	- 14 -
1 三桶油价格政策.....	- 14 -
2 供应价格.....	- 15 -
3 终端销售价格.....	- 15 -
4 价格调整动态.....	- 17 -
5 LNG 地区到货价格.....	- 17 -
6 中石油直供西北液厂原料气竞拍结果.....	- 17 -
五、山西省 2026 年 4 月~5 月天然气供需预测.....	- 19 -
1 需求预测.....	- 19 -
2 供应预测.....	- 19 -
3 供需平衡.....	- 19 -

六、政策解读及行业动态.....	- 20 -
1 政策解读.....	- 20 -
2 行业重大事件.....	- 26 -
3 会员单位动态.....	- 27 -
七、专家洞见	- 30 -

一、全国天然气市场供需现状

2026 年 3 月份，全国天然气绝对消费量 364.4 亿立方米，较去年同期增加 4.3 亿立方米，同比上升 1.2%。其中液态消费量 390 万吨（折合 54.6 亿立方米），同比上升 4.6%；天然气供应量 351.5 亿立方米（不含储气库）；储气设施库存净变动为 23.4 亿立方米，其中储气库采气量 11.0 亿立方米。

1 全国天然气资源供应

3 月份，天然气供应量 351.5 亿立方米（不含储气库）。其中，国产气产量为 234.4 亿立方米，同比增加 2.2%；进口天然气总量为 124.1 亿立方米，同比减少 7.2%；出口天然气 7.0 亿立方米。

1) 国产气

本月国产气产量 234.4 亿立方米，较去年同期增加 5.2 亿立方米。其中，国产常规气产量 189.0 亿立方米；煤层气产量 14.5 亿立方米；页岩气产量 23.9 亿立方米；煤制气产量 7.0 亿立方米。1-3 月，国产气产量 680.4 亿立方米，同比增加 1.3%。

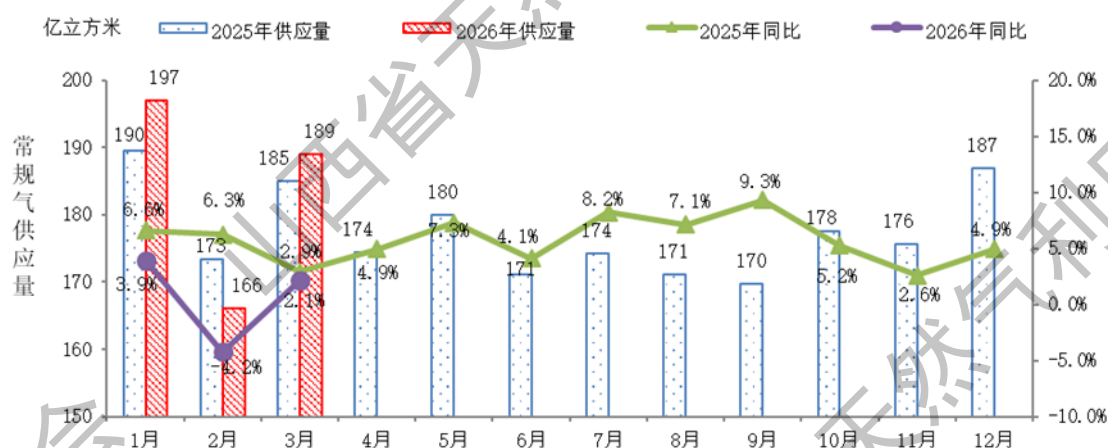


图 1.1-1 2025 年、2026 年我国国产常规天然气产量

2) 进口天然气

进口天然气总量 124.1 亿立方米，同比减少 7.2%。进口管道气 69.1 亿立方米，同比减少 0.3%。其中，进口中亚管道气 34.0 亿立方米，进口中缅管道气 3.5 亿立方米，进口中俄管道气 31.6 亿立方米；进口 LNG393 万吨（折合 55.0 亿立

方米），同比减少 14.6%。

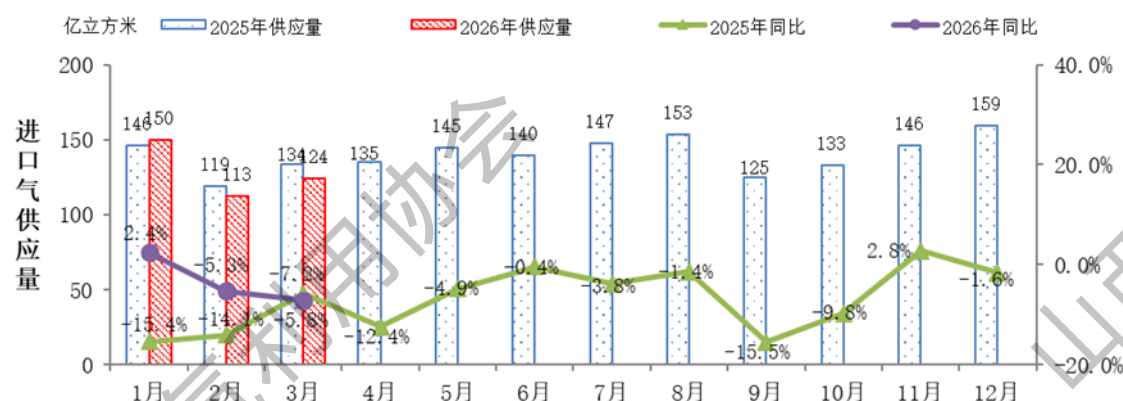


图 1.1-2 2025 年、2026 年我国天然气进口量

2 全国天然气市场消费

3 月份，全国天然气绝对消费量 364.4 亿立方米，较去年同期增加 4.3 亿立方米，同比上升 1.2%。受气温回升，大部分地区采暖季结束，供暖用气需求大幅收缩，天然气消费环比显著回落。3 月份总体来看，采暖需求大幅下降，假期影响完全消退，公服、交通、工业用气提振，对总消费量形成支撑。3 月 PMI 显示国内经济在一季度末有明显修复，制造业供需两端同步改善，其中需求修复的斜率甚至快于生产端，是本月数据最大的积极信号，新订单指数 23 个月来首次高于生产指数。从结构上看，修复主要由高技术制造、装备制造、消费品以及有色等中上游行业带动，背后既有出口韧性支撑，也有“两新”政策延续、基建和地产投资边际修复的推动

1) 宏观经济

一季度经济走势整体平稳，高技术产业增长较快，外贸环境变化，外需增长明显，但投资、实物消费增速放缓，叠加高基数效应。综合考虑，预计 2026 年一季度 GDP 同比增长 5.2%，较前期上涨 0.7 个百分点，较 2025 年同期下降 0.2 个百分点。

工业增加值：尽管制造业 PMI 扩张、高技术制造业增长和出口加快，但房地产低迷、中小企业疲弱以及传统行业压力，故预计 2026 年 3 月中国规模以上工业增加值同比增长 6.9%，较上月加快 0.6 个百分点。

消费：居民收入增速进一步下滑，居民收入、就业预期未有改变，2026 年促消费政策继续但有调整，引导智能、绿色、适老消费增加，叠加高基数效

应。综合考虑，预计 2026 年 3 月社会消费品零售总额同比增长 2.3%，较前期下降 0.5 个百分点。

投资：“反内卷”过剩产能去化继续，尤其房地产投资大幅下滑，叠加 11 月国常会释放信号，“两重”建设侧重软建设，对硬投资形成了相对的约束，阶段性抑制固定资产投资增速上行。综合考虑，预计 2026 年 1-3 月固定资产投资同比增长 2.3%，较前期上涨 0.5 个百分点。

出口：多国领导人率经济代表团访华，释放双边贸易环境修复的信号，推动出口额增速上行，但中美博弈继续，对美国出口额依然处于下降区间，叠加去年同期高基数效应。综合考虑，预计 2026 年 3 月出口总额同比增长 15.4%，较前期下降 6.4 个百分点。

进口：元首外交相对明显修复中国外贸环境，推动进口额增速上涨，但国内产业结构调整，国内经济下行压力犹存，部分行业产能去化继续，经济修复放缓，抑制了进口增速上行叠加本月存在相对高基数。综合考虑，预计 2026 年 3 月进口总额同比增长 12.8%，较前期下降 7.0 个百分点。

CPI：当前居民收入、就业预期并未发生明显改变，居民收入增速持续低迷抑制消费需求扩张，依法治理企业无序竞争，经济短期下行风险增加，叠加春节错月影响。综合考虑，预计 2026 年 3 月 CPI 同比增长 1.1%，较前月下降 0.2 个百分点。

PPI：一方面，中东战争导致原油等大宗商品供给终端，全球原材料价格上涨，同时“反内卷”推动落后产能退出，或缓解供给相对过剩问题；另一方面，国内产业结构调整，房地产等传统产业产能去化继续，减少对钢铁、煤炭的需求。综合考虑，预计 2026 年 3 月 PPI 同比增长 0.3%，较前月上涨 1.2 个百分点。

M2：尽管制造业 PMI 扩张、货币政策宽松和季末冲量有利，但房地产低迷、居民借贷意愿低迷以及中小企业融资疲弱，故预计 2026 年 3 月中国 M2 同比增长 9.1%，较上月提高 0.1 个百分点。

人民币汇率：一方面，相对来说，中东战争对中国经济影响较小，中国经济、社会相对稳定，高技术产业增长较快，对人民币币值稳定提供坚实支撑；另一方面，中东战争导致全球能源供给短缺，逆转了全球降息预期，利空人民币。综合考虑，预计 2026 年 4 月人民币汇率在 6.80~6.97 区间双向波动震荡。

2) 天然气市场

3 月份，天然气用气量呈现先涨后降的趋势。全月平均日均用气量 11.8 亿立方米，环比下降 4.5%，受气温回升，大部分地区采暖季结束，供暖用气需求大幅收缩，天然气消费环比显著回落。3 月份全月来看，上旬受较强冷空气影响，北方大部气温显著回落，内蒙古、黑龙江、甘肃、宁夏等地出现暴雪天气，寒潮叠加供暖末期，采暖用气短期反弹，同时春节假期结束后，商服工业用气随复工回升；中下旬气温快速上升，北方大部分地区供暖结束，采暖用气断崖式下滑，带动整体消费进入下行通道。同比来看，基础设施建设加快，市场调节作用增强，国内天然气用气结构持续优化，带动天然气需求增长，但 3 月全国气温同比偏高 1.2℃，天然气消费量增幅减少，3 月日均消费量同比呈上升态势。

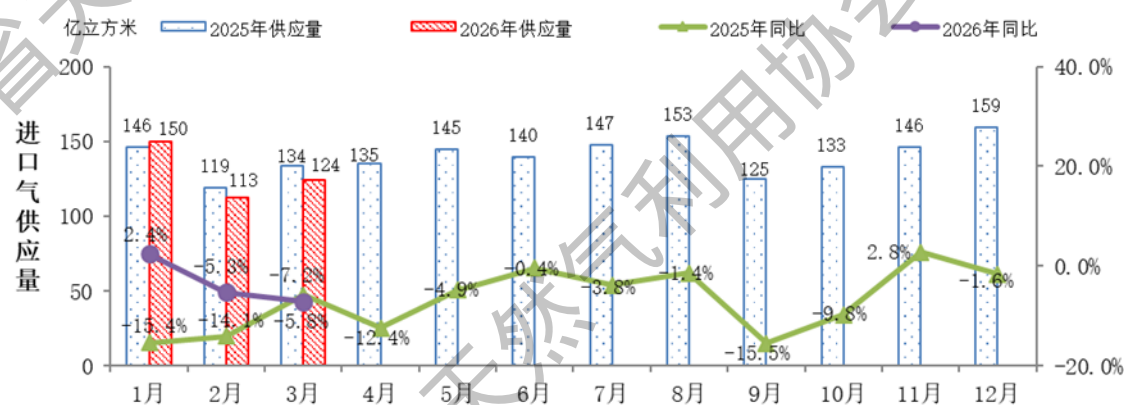


图 1.2-1 2025 年、2026 年我国天然气绝对消费量

3) LNG 消费量

2026 年 3 月，中国 LNG 表观消费量为 54.6 亿方，较 2026 年 2 月增加 7.9 亿方，环比增加 16.9%，同比增加 4.6%。3 月中石油原料气供应大幅减少，供暖季收尾，部分液厂开始检修，同时因原料气价格较高，液厂降负减少亏损，国产 LNG 产量下降。进口 LNG 方面上半月第二梯队托运商放量促销，需求回暖，进口 LNG 供应大幅增加。综合来看 3 月 LNG 消费环比增加。

国产供应方面：3 月份国产 LNG 产量为 40.3 亿方，日均产量 1.30 亿方，日均环比下降 0.8%，日均同比增长 15.8%。3 月，上游原料供应大幅减少，供暖季逐步收尾，液厂停产检修，同时因原料气价格过高，部分液厂降负减亏，综合导致国产 LNG 产量环比下降。行业开工率环比下降 0.7 个百分点至 63.3%。

海气方面：进口 LNG 液态供应量为 14.3 亿方，环比增加 43.0%，同比减少

19.7%。3 月下游用户复工复产，终端需求增加，第二梯队托运商因国网服务期临近大量促销，叠加国产气价格上升进口 LNG 价格优势显现，综合导致进口 LNG 供应量大幅上升。

4) 结构分布

城镇燃气方面，3 月为采暖季末向淡季过渡期，居民日常用气稳定，采暖用气随气温回升显著回落，餐饮、酒店、商超、洗浴等公服用气环比回升，物流恢复、LNG 重卡销量爆发、油气价差扩大，带动车用气大幅增长。同比来看，新型城镇化建设的持续推进，居民气化水平与气化率有所提升，居民公服用气常规增长，全国范围气温同比偏高，采暖用气同比下降。综合来看，3 月城镇燃气用气量 150.2 亿立方米，环比下降 17.8%，同比增长 1.0%。

工业燃料方面，3 月工业企业全面复工复产，开工负荷由春节后低位回升至常年水平，制造业采购经理指数（PMI）为 50.4%，比上月上升 1.4 个百分点；高技术制造业 PMI 为 52.1%，较上月上升 0.6 个百分点；装备制造业和消费品行业 PMI 分别为 51.5%和 50.8%，较上月分别上升 1.7 个和 2.0 个百分点，均重新升至扩张区间。综合来看，3 月工业用气量 128.6 亿立方米，环比增加 46.2%，同比增加 0.7%。

发电用气方面，环比来看，华东、华南等地多阴雨天气，光伏出力显著下降、风电运行不稳，电网对气电兜底依赖度提升，同时市场运行天数环比增加 3 天及工业用电拉动作用明显，3 月份全国日均发电量有所上升。同比来看，“双碳”背景下，天然气发电作为清洁能源发电方式之一，建设进程不断加快，气电装机规模不断扩大。本月共有 4 座燃气电厂机组投产，装机规模新增 170 万千瓦左右，燃气发电用气量同比呈上升趋势。3 月发电用气量 59.3 亿立方米，同比上升 3.1%，环比上升 11.8%。

化工用气方面，据中国氮肥工业协会数据显示，本月国内尿素市场偏强运行，返青肥、东北备肥等需求集中释放，经销商与农户刚需采购意愿较强，气头化肥开工率维持在高位，受国际尿素情绪外溢的影响，国内尿素市场心态偏强，价格整体保持坚挺，部分产区报价小幅上行，市场交投氛围持续活跃。3 月化工用气量为 26.3 亿立方米，同比增加 0.9%，环比增 25.6%。

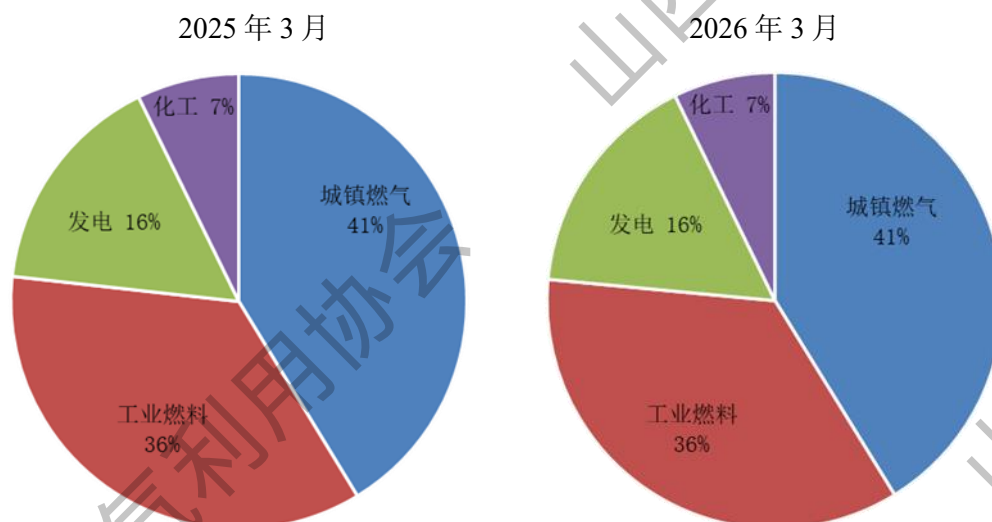


图 1.2-2 2025 年、2026 年 3 月份消费结构

3 2026 年 4 月-5 月天然气需求预测

4 月份，天然气需求主要受假期、气温、气价、可替代能源价格、工业形势、煤改气、下游产品价格等多个因素综合影响，综合考虑各影响因素，分别采用不均匀性预测法和类比预测法进行 4 月天然气需求预测。根据天然气消费历史数据，4 月需求量月不均匀性系数介于 0.84-0.95 之间，预计 4 月天然气需求量 308.7 亿立方米。类比预测法即根据去年同期及上月已发生现状，结合历史规律进行预测的方法。根据往年 3 月至 4 月的环比、同比变化情况，分析影响因素、用气需求特点，4 月为非采暖季，北方地区集中供暖基本结束，居民采暖用气大幅回落，冬季采暖带来的阶段性高需求退出，整体消费进入季节性淡季，需求结构由采暖拉动为主，转为工业、商业、居民炊事及热水等基础用气主导。预计 4 月日均用气需求较 3 月下降明显。考虑 2026 年国内经济形势向好，下游终端需求改善显著。预计 4 月随着气温逐渐回升，采暖季完全结束，天然气需求量显著减少。综合导致 4 月份日均用气 10.3 亿立方米，环比下降 12.3%，同比增加 4.1%，月度需求量 309.4 亿立方米。

5 月份，天然气需求主要受假期、气温、气价、可替代能源价格、工业形势、煤改气、下游产品价格等多个因素综合影响，综合考虑各影响因素，分别采用不均匀性预测法和类比预测法进行 5 月天然气需求预测。根据天然气消费历史数据，5 月需求量月不均匀性系数介于 0.82-0.93 之间，预计 5 月天然气需求量 319.9 亿立方米。类比预测法即根据去年同期及上月已发生现状，结合历史规律进行预测的方法。根据往年 4 月至 5 月的环比、同比变化情况，分析影响因素、

用气需求特点，5月处于采暖季完全结束、夏季制冷尚未启动的传统淡季，工业用气随制造业持续复苏保持稳中有升；气电以调峰需求为主；化工用气受夏季用肥备肥带动，气头化肥企业开工率维持高位，刚需表现坚挺。整体来看，5月天然气市场淡季特征明显，工业、化工、交通刚需支撑，同比保持稳健增长。此外，虽有五一小长假提振公服用气，但工作日较4月少3天，增幅有限。预计5月日均用气需求较4月小幅下降。考虑2026年国内经济形势向好，下游终端需求改善显著。预计5月受假期、气温、自然日影响，综合导致5月份日均用气10.3亿立方米，环比下降0.4%，同比增加3.6%，月度需求量318.6亿立方米。

表 1.3-1 影响未来2月天然气需求的主要因素

4月同比影响因素	4月环比影响因素	5月同比影响因素	5月环比影响因素
气化率不断提高	温度回升	气化率不断提高	温度回升
基础建设不断加快	清明假期	基础建设不断加快	五一长假
国际地缘政治	自然天数减少	国际地缘政治	自然天数增多
国际天然气价格下降		国际天然气价格下降	

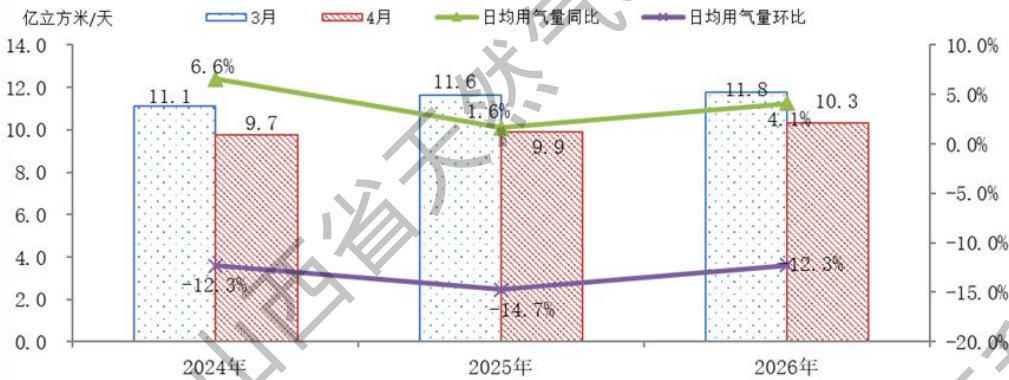


图 1.3-1 我国 2026 年 3 月、2026 年 4 月份天然气日均用气量

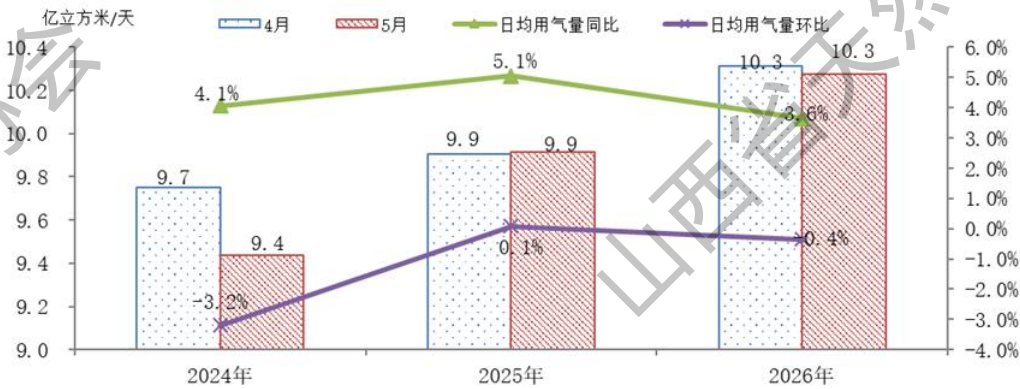


图 1.3-2 我国 2026 年 4 月、2026 年 5 月份天然气日均用气量

二、山西天然气月度供需现状

3 月份山西省天然气消费量为 8.5 亿立方米，环比减少 0.7 亿立方米，降幅 8.0%；同比减少 0.9 亿立方米，降幅 9.3%。3 月份总体来看，用气以城市燃气和工业燃料为主。液体消费量 2.49 亿立方米。3 月份天然气供应量 12.38 亿立方米，其中煤层气资源占总供应量的 76.3%，较上月增加 8.3 个百分点。

1-3 月，山西省天然气消费量 29.6 亿立方米，同比减少 12.3%，天然气供应量 42.1 亿立方米，同比增加 1.8%。

1 月度消费现状

3 月份消费量环比下降。3 月份气温开始回升。综合来看，3 月份山西省天然气消费量为 8.5 亿立方米，环比减少 0.7 亿立方米，降幅 8.0%；同比减少 0.9 亿立方米，降幅 9.3%；其中液态消费量 2.49 亿立方米，同比增加 0.95 亿立方米，增幅 62.3%。

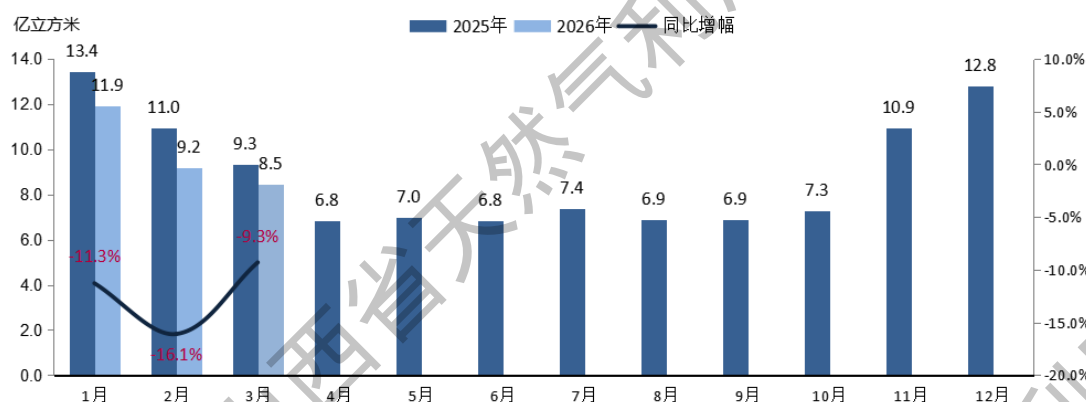


图 2.1-1 山西省天然气月度消费量走势（亿立方米）

城镇燃气方面，环比来看，温度回升，用气量大幅减少；同比来看，气化人口增加，公服用气量增加。全月整体来看，3 月城镇燃气消费量 4.42 亿立方米，环比下降 26.7%，同比增加 50.9%。

工业燃料方面，生产旺季来临，企业复产复工、装置集中投产，整体开工率稳步回升。同比来看气温回升带动工业生产活跃度提升，工业用气需求同步增加、用量走高。综合来看，本月工业用气消费量 1.56 亿立方米，环比增加 15.5%，同比减少 68.0%。

液体主要用于交通和点供，消费量 2.49 亿立方米，较上月增加 0.67 亿立方米。

表 2.1-1 天然气消费结构

结构	消费量 (亿立方米)	结构 占比	环比 波幅	同比 波幅
城镇燃气	4.42	52.3%	-26.7%	50.9%
工业燃料	1.56	18.4%	15.5%	-68.0%
液体消费量	2.49	29.4%	36.9%	62.3%

注：省内消费情况为各地市统计城镇消费量和直供液化，中游输差、自用及损耗未统计在内，与省内供应量存在差距。

3 月度供应现状

3 月长输管道气供应量减少，煤层气供应占比增加。3 月份，省内天然气总供应量 12.38 亿立方米。其中，中石油供应量 2.33 亿立方米；中石化供应 0.60 亿立方米；省内煤层气供应 9.45 亿立方米；煤制气供应 0 亿立方米（仅统计进入省网消费气量，液化生产及其他直供未统计入内）。3 月份煤层气资源占省内供应量的 76.3%，较上月提高 8.3 个百分点。

3 月份，山西省煤层气产量 12.29 亿立方米，其中供应省内 9.45 亿立方米（包括液化厂），占产量的 76.9%。

表 2.2-1 天然气供应情况

气源	供应量 (亿立方米)	环比 变化	同比 变化
中石油长输管道气	2.33	-28.6%	-6.4%
中石化长输管道气	0.60	-50.0%	20.0%
省内煤层气	9.45	12.4%	-1.4%
省内煤制气	0.00	-	-
合计	12.38	-3.4%	-1.5%

3 液态市场现状

山西省共有 LNG 液化工厂 53 家，产能 3305 万方/日。3 月，山西省液化厂生产量减少，液化厂生产 3.02 亿立方米，与上月相比增加 1.5 亿方；其中山西省内消费量 2.49 亿立方米。

三、山西省基础设施建设及运行情况

经过多年发展，山西省天然气管网架构已基本成型。截至 2022 年底，山西省天然气管道里程为 10238 公里，其中，过境管道西气东输一线、陕京一二三线、榆济线、神安线等，省内里程 2210 公里，省级管道里程 8028 公里，输气能力 300 亿立方米/年。全省“横贯东西、纵穿南北”的“三纵十二横”管网格局基本形成。

1 基础设施及利用工程建设情况

1. 两大非常规天然气重点项目环评公示，夯实产能提升基础

3月9日，山西省生态环境厅集中公示两大非常规天然气重点项目环评审批推进信息，为全省天然气产能提升奠定基础。其中，落地临汾的大吉煤层气田二期产能建设项目总投资约 154.6 亿元，规划年产煤层气 15 亿立方米，将通过新建采气井、集输管线等配套设施放大晋南核心产区优势；同步公示的吕梁兴县临兴东区致密气开发项目，覆盖超 1000 平方公里矿权范围，规划形成年均 9 亿立方米致密气生产能力，两大项目同步推进将进一步巩固山西全国煤层气主产地地位。

2. 1-2 月非常规天然气产量创新高，气源供给保障有力

3月25日，山西省统计局正式发布全省能源产业运行数据，数据显示 1-2 月全省非常规天然气总产量达 32.8 亿立方米，同比大幅增长 20.2%，创下历年同期产量最高水平。这一成绩的取得，得益于全省煤层气、致密气、矿井瓦斯等多元气源开采技术的持续升级，以及各类产能项目的稳步落地，充足的气源供给也为省内工业燃料替代、民生用气保障及跨区域外输提供了坚实支撑。

3. 兴县液化调峰提氢二期项目推进施工，完善调峰保供布局

3月中下旬，吕梁兴县煤层气液化调峰提氢二期项目持续推进全面施工，该项目作为山西省天然气综合利用与储气调峰的重点工程，预计年底实现投产。项目建成后，将新增年产 48 万吨 LNG 液化天然气及 40 万方氢气产能，不仅能完善晋西地区天然气调峰储备设施布局，还能提升全省天然气季节调峰与极端天气应急保供水平，实现煤层气资源的高值化利用。

2 基础设施运行情况

1.大吉气田产能突破关键节点，筑牢上游供给根基

3月5日，位于山西省的全国最大煤岩气田——大吉气田宣布年产能突破40亿立方米，成为我国天然气增产保供的重要接替资源。截至3月，该气田新钻井16口，新建产能2.5亿立方米，日产气量突破1100万立方米，同比增长32%，作为全国首个百万吨油气当量深层煤岩气田，其产能持续释放进一步巩固了山西全国煤层气主产地地位，为全省天然气基础设施稳定运行提供了充足气源支撑。

2.天然气长输管道改建项目启动招标，保障管网运行安全

3月19日，山西省公共资源交易平台发布应山天然气长输管道大黄巍乡—古城镇段改建项目招标公告，该项目位于朔州市山阴县、应县，因G336国道改扩建导致原有管道存在交叉、占压、安全间距不足等隐患需实施改迁。项目改建总长度约8.68千米，设计压力4.0MPa，设计输量 $2.55 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，控制价总金额9410803元（不含税），计划工期160天，建成后将进一步保障晋北区域天然气管网安全稳定运行。

3.LNG项目环评受理、储气保供推进，完善中游设施布局

2026年3月，山西省天然气中游基础设施运行稳步推进，多项重点工程取得实质性进展。3月27日，古县盛隆泰达6.5万吨/年焦炉煤气制LNG项目环评文件正式受理，项目预计6月开工，建设周期18个月，投产后将提升全省LNG保供能力；同时，华新液化所属10座在运液化工厂满负荷运行，储气量达到6062万立方米，全力保障民生及工业用气稳定，进一步完善全省天然气储气调峰设施布局。

3 山西煤层气远景

根据《山西省煤层气资源勘查开发规划（2021—2025年）》，到2025年，煤层气勘查开发利用布局与结构更加优化，节约集约和高效利用水平明显提升，绿色矿山建设全面普及，矿山地质环境显著好转，矿山生态保护修复日趋完善，矿业绿色发展的格局基本形成。①资源保障能力显著提升。力争煤层气新增探明地质储量5000亿~8000亿立方米，累计超过1.5万亿立方米、达到1.6亿~2.0万亿立方米；力争探明一批新的接替矿区，为下一规划期提供新的探明地质

储量，接续煤层气产业发展的资源保障奠定良好基础。②资源开发利用稳步发展。煤层气、致密砂岩气、页岩气开发协调推进。地面开采煤层气年产量新增 65 亿~115 亿立方米，累计达到 145 亿~195 亿立方米，新增产能 150 亿~230 亿立方米/年（含煤矿瓦斯地面抽采 40 亿立方米/年），其中煤炭采空区煤层气产能新增 1 亿~2 亿立方米/年。建成一批高标准煤矿瓦斯抽采示范工程，煤矿瓦斯年抽采量达到 100 亿立方米，利用量达到 55 亿立方米（计入总产量指标）。到 2025 年，分别建成 3 个年产 50 亿立方米、3 个年产 10 亿立方米以及 3 个年产 3 亿~5 亿立方米的煤层气气田，形成大、中、小气田全面开发的新格局，力争煤层气抽采量达到 250 亿立方米，地面开采产能建设稳定在 290~370 亿立方米/年。煤层气勘探、抽采、运输、转化全产业链条产值超过 1000 亿元，在全省能源结构中占据重要位置。③绿色矿业格局基本形成。完善煤层气勘探评价、地面抽采利用、井下分级利用、废弃矿井再利用的标准体系和规程规范，资源利用水平和综合效率明显提高。整体推进矿区土地复垦和生态环境保护，减少油气开发对水资源环境影响，钻探抽采废水利用率达 80%。煤层气地面抽采采收率达标，致密砂岩气地面抽采采收率达标，抽采利用率达到 98%。煤矿瓦斯利用量达到 55 亿立方米/年，利用率达到 50%。推动新建矿山按照绿色矿山标准要求进行建设，矿区碳汇能力明显提升。④科技创新能力显著提高。引进国内外先进技术，推动央企省企民企全方位技术交流，加强与科研院校的全面合作，搭建煤层气产学研平台，瞄准支撑高效勘探、高效建产、长效稳产、提质增效等关键技术，加强深部煤层气基础理论研究，探索深部煤层气高效勘探开发关键技术关键设备，开展深部煤层气储量精细评价研究，推动重点矿区不断增储扩产，使煤层气企业逐步由生产型向创新型、高附加值型转变。⑤资源管理体系逐步完善。不断完善和优化煤层气资源管理运行机制和配套制度，形成可复制、能推广的先进经验，为全国矿产资源管理制度改革提供样板。不断优化符合社会主义市场经济条件的矿业权公开出让、有偿使用、社会监管、有序退出的完整机制，与生态保护、社会发展、区域协调的统筹机制，使政府宏观调控与市场调节机制实现有机结合。

2035 年远景目标：到 2035 年，预计增加探明地质储量 1 万亿立方米，力争煤层气抽采量达到 350 亿立方米以上。煤层气产业布局 and 结构更加优化，煤层

气、煤炭开发协调关系更加合理，综合勘查开发机制更加完善，开发技术全面提升，开发利用效率进一步提高。煤层气与致密砂岩气、页岩气“三气共探共采”和深部煤层气找矿基础理论、关键技术进一步完善，煤层气矿业权市场管理更趋规范，资源开发与环境保护更加协调发展，煤层气对经济社会发展的保障能力持续增强。

四、山西省天然气价格现状

1 三桶油价格政策

1. 中石油--2026年管道气定价：居民气量与非居民气量并轨

3月10日，2026-2027年中石油管道气价格政策正式出台，较为明显的是本次管道气合同量中居民气量与非居民气量并轨为管制气量。其中非采暖季期间，管制气量占比下调5个百分点至60%，价格上浮比例维持18.5%不变；非管制气固定量部分占比上调1个百分点至33%，内陆和沿海地区价格上浮比例均为70%，前者维持不变，后者下调了10个百分点。

采暖季期间，维持管制气量55%的占比和18.5%的上浮比例不变；将非管制气量占比下调了4个百分点至38%，并将沿海地区非管制气价上浮比例下调10个百分点至70%，内陆地区维持70%上浮比例。

浮动价格方面，该部分资源气量比例由3%提升至7%，定价进一步挂钩上海石油天然气交易中心发布的中国进口现货LNG到岸价格（CLD）；调峰气量价格上浮比例则从上一周期的100%降至90%。

合同量内气源类型		非采暖季 (2026年4月-2026年10月)		采暖季 (2026年11月-2027年3月)	
管制气		量	价	量	价
		60%	18.5%	55%	18.50%
非管制气	固定量	33%	70%	38%	70%
	浮动量	7%	浮动定价，与进口现货价格联动	7%	浮动定价，与进口现货价格联动
	调峰量		基准门站价格基础上上浮90%		基准门站价格基础上上浮90%

2. 中石化--2026年管道气定价：常规合同、一口价、三年小长协合同并存

中石化开始推出2026-2027年管道气年度合同方案，分别为常规合同、“一口价”合同及“三年小长协”合同。其中，三年长协合同价格根据进口与国产资源配比构成，进口资源价格挂靠中石化进口长协定价，国产资源根据基准门站价格上浮定价。

2026-2027 中石化管道气合同定价			
类别	量		价
政府指导价	30%		18%

基础量	35%	非采暖季（2026年4月-2027年10月）	$\geq 30\%$
		采暖季（2026年11月-2027年3月）	$\geq 50\%$
定价量	30%	参考中石化进口长协价格定价	
顺价量	5%	参考 JKM 或上海天然气石油交易中心价格	

3. 中海油--2026 年夏季合同价格方案：与国际现货价格(JKM)挂钩

中海油 2026 年夏季合同价格方案具体如下：当 JKM 价格 8.05-10.05 美元/百万英热之间，电厂到厂价折约 2.99 元/方、城燃 3.0 元/方；当 JKM 价格高于 10.05 美元/百万英热，电厂到厂价上浮 5%，折约 3.14 元/方、城燃 3.15 元/方；当 JKM 价格低于 8.05 美元/百万英热，电厂到厂价下浮 5%，折约 2.84 元/方、城燃 2.85 元/方。

中海油 2026 年夏季合同价格方案		
JKM 价格区间 (美元/百万英热)	电厂到厂价格 (元/方)	城燃 (元/方)
8.05-10.05	2.99	3
>10.05	3.14	3.15
<8.05	2.84	2.85
以上中海油电厂价格均按热值 0.0385 吉焦/方折算至体积计价估算		

综上所述，综合三大油管道气政策来看，中石油管道气价格上下游价格联动机制逐步完善，上游定价政策更利于管道气市场化推进。而中石化三类合同的推出更利于下游自由选择合适自身情况的合同，可单独签订常规年度合同，或与“三年期小长协”并签。中海油南方电厂板块定价与 JKM 现货价格密切联动，且有相当一部分资源以液态形式对外销售，气态政策相对较少。

2 供应价格

省内煤层气气：省内煤层气销售气价为 2.03-2.50 元/方之间。

液化厂出厂价：3 月份山西省液化厂出厂价格处于 4180-4780 元/吨之间。月内价格来看，第一周价格最低，第二周最高。

3 终端销售价格

2019 年 3 月 27 日，国家发改委发布天然气基准门站价格调整通知，自 2019 年 4 月 1 日起全国 29 个省（直辖市）门站价格下调。山西省非居民用气基准门站价格调整为每立方米 1.77 元。在采暖季，居民门站价格上浮 5%，为 1.859 元/立方米，非居民门站价格上浮 20%-47%，为 2.124-2.602 元/立方米。

表 4.3-1 天然气终端销售价格

单位：元/立方米

序号	地市	区（市、县）	居民	非居民（采暖季）
1	太原市	六城区、清徐县、阳曲县	2.94	4.39~4.98
		娄烦县	2.7	3.2
2	大同市	全域	2.94	4.47
3	朔州市	朔城区	2.51	3.98
		平鲁区	2.16	3.45
		怀仁市	2.61	3.89/4.97
		应县	2.1455	3.89
		右玉县	2.797	4.47
4	阳泉市	城区、矿区、郊区、盂县	2.84	4.19
		平定县	2.4	4.6
5	忻州市	忻府区、原平市、宁武县	2.65	3.88
		五台县	3.06	3.31
		定襄县、繁峙县	2.26	2.93~3.31
		五寨县、岢岚县、神池县、代县	2.61	2.93
6	晋中市	榆次区、太谷区、祁县、平遥县、和顺县	2.7	4.35~4.9
		介休市、昔阳县	2.85	4.2
		左权县	2.64	4.5
		灵石县	2.61	3.8
		寿阳县	2.51	3.85
7	吕梁市	孝义市、文水县	2.7	3.49/4.29
		汾阳市	2.6	3.49
		交城县、岚县	2.61	5.137/4
8	长治市	四城区、壶关县、黎城县、武乡县、沁源县、长子县	2.7	3.56~4.46
		潞州区、襄垣县	2.61	4.3
9	晋城市	市区	1.40	2.85
		高平市	1.9	3.5
10	临汾市	尧都区、蒲县、隰县、安泽县、古县、洪洞县、霍州市、侯马市、襄汾县、翼城县	2.88	3.75~4.50
		乡宁县、曲沃县	2.65	3.93
11	运城市	盐湖区、万荣县、稷山县、新绛县、绛县、垣曲县、夏县、平陆县、芮城县、永济市、河津市	2.9	2.97~4.97
		闻喜县、临猗县	2.9	

4 价格调整动态

1. 忻州城区居民天然气价格调整，明确执行时间及标准

2026年3月28日，忻州市燃气有限公司发布通知，根据忻州市发改委相关文件要求，对忻州城区居民管道天然气销售价格进行调整，同步明确新价格执行时间。其中，居民生活用气（含独立采暖用气）销售价格调整为2.93元/立方米，执行居民气价的非居民用户销售价格调整为3.16元/立方米，新气价标准自2026年4月10日起正式执行，此次调整严格遵循天然气上下游价格联动机制，兼顾民生承受能力与燃气企业运营需求，保障居民用气稳定供应。

2. 洪洞县非居民天然气采暖期价格执行至3月底，明确协商定价范围

2026年3月，洪洞县持续执行2025年8月公布的非居民用管道天然气销售价格政策，采暖期价格执行至3月31日。根据政策，2025年11月1日至2026年3月31日采暖期内，非居民用气销售价格为4.21元/立方米，其中工业用气和集中供热用气价格可在不超过该标准的基础上，由供需双方协商确定具体价格，执行过程中按成本核算实行多退少补，保障非居民用气稳定供应与燃气企业良性运营。

5 LNG地区到货价格

3月份，山西省液体价格开始提高，3月份受中东局势影响，终端需求增加，资源供应收紧，LNG价格升高。山西省LNG全月整体价格波动范围较小，波动范围为4184-4780元/吨，全月均价为4501元/吨，均价较2月（3523元/吨）提高978元/吨。

表 4.5-1 LNG地区到货价格

单位：元/吨					
	第一周	第二周	第三周	第四周	平均
2月	3936	3596	3339	3221	3523
3月	4184	4643	4395	4780	4501

6 中石油直供西北液厂原料气竞拍结果

2026年3月1日-2026年3月31日中石油直供西北液厂原料气竞拍结果如下：

3月1日-10日：成交量8800万立方米，成交价格1.95-2.00元/立方米，折算液厂成本3480-3552.5元/吨；

3月11日-20日：成交量2000万立方米，成交价格3.52-3.81元/立方米，折算液厂成本5756.5-6177元/吨；

3月21日-31日：成交量2200万立方米，成交价格2.85-3.15元/立方米，折算液厂成本4785-5220元/吨；

山西省共有LNG液化工厂53家，产能3305万立方米/日，3月份山西省液化厂开工率56.2%，较上月增加2.3个百分点。液化厂出厂价：3月份山西省液化厂出厂价格处于4180-4780元/吨之间。月内价格来看波动范围较大。

表 4.6-1 中石油直供西北液厂原料气竞拍结果

时间	成交量 (万立方米)	原料气价格 (元/立方米)	液厂生产成本 (元/吨)
3月1日-10日	8800	1.95-2.00	3480-3552.5
3月11日-20日	2000	3.52-3.81	5756.5-6177
3月21日-31日	2200	2.85-3.15	4785-5220

五、山西省 2026 年 4 月~5 月天然气供需预测

1 需求预测

根据历史经验，4、5 月用气不均匀系数环比减少。同时考虑同比情况，工业复产、LNG 车辆等影响。综合预计 4、5 月天然气需求量分别为 6.5 亿立方米、6.8 亿立方米。

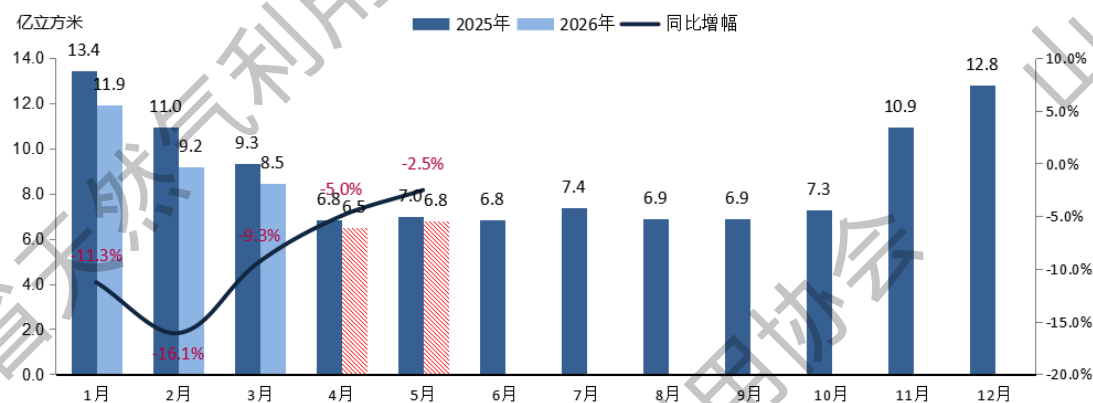


图 5.1-1 山西省天然气消费量预测

2 供应预测

根据历史供应数据，4、5 月份长输管道气供应量、煤层气供应量下降，预计 4、5 月份供应量分别为 7.5 亿立方米、8.0 亿立方米。

3 供需平衡

结合省内未来两个月资源及市场形势，预计未来两个月随着假期到来，终端需求增加。资源能够满足市场需求，且有一定富裕。

六、政策解读及行业动态

1 政策解读

新版《危险化学品安全法》对城燃企业的具体监管要求

新版《中华人民共和国危险化学品安全法》，2026年5月1日正式施行。将天然气（含 LNG/CNG）明确纳入危险化学品监管范畴，构建了“生产-储存-输配-经营-使用-废弃”全生命周期闭环监管体系。与原《危险化学品安全管理条例》相比，监管要求更细、标准更高、责任更重、处罚更严，所有城燃企业必须逐条对照落实。

一、许可准入监管：从“形式审查”到“实质准入”

1. 经营许可强制要求

城镇燃气经营的特殊适用规则：国家对危险化学品经营实行许可制度。但根据新法第一百二十一条的规定，法律、行政法规对燃气的安全管理另有规定的，依照其规定。依据《城镇燃气管理条例》及《危险化学品经营许可证管理办法》，城镇燃气作为燃料使用的经营活动，不需要办理危险化学品经营许可证，但城燃企业应当依法取得燃气经营许可证，并在许可事项规定的范围内经营。未取证擅自经营的，最高处1000万元罚款，没收违法所得与工具设备。

许可条件实质审查：新增“安全管理体系健全、本质安全水平达标、应急处置能力合格”三项准入条件；对老旧管网改造未完成、重大隐患未整改、发生过较大及以上安全事故的企业，不予核发或延续经营许可证。

许可变更与注销：企业分立、合并、变更经营地址或经营范围的，必须在30日内重新申请许可；终止经营活动的，必须妥善处置剩余燃气与设施，办理许可注销手续，否则处50-200万元罚款。

2. 人员资质强制要求

关键岗位持证上岗：企业主要负责人、安全总监、分管安全负责人必须经应急管理部门考核合格，取得《危险化学品安全管理资格证书》；一线巡检、维修、安检、充装人员必须取得相应特种作业操作证，无证上岗的，每人次处1-5万元罚款。

全员安全培训：每年至少组织一次全员安全培训，新员工上岗前必须进行

三级安全教育；培训记录必须留存 3 年以上，未按规定培训的，处 10-50 万元罚款。

安全总监专职化：从业人员超过 100 人的城燃企业，必须设置专职安全总监，直接对主要负责人负责；安全总监有权直接向监管部门报告重大安全隐患。

二、储存与场站安全监管：从“定期检查”到“实时监控”

1. 重大危险源管理

分级管控：对 LNG 储配站、CNG 加气站、高压调压站等重大危险源，必须进行红/橙/黄/蓝四级风险分级，建立“一档”，明确管控责任人与管控措施。

定期安全评价：每 3 年必须委托具备资质的机构进行一次整体性安全风险评价；评价报告必须报当地应急管理部门备案，评价发现的重大隐患必须立即整改。

自动化监控全覆盖：所有重大危险源必须安装压力、温度、液位、可燃气体浓度四参数实时监测系统，实现数据自动采集、超限自动报警、紧急切断自动联动；严禁关闭、破坏、篡改监控数据，违者处 50-200 万元罚款。

2. 场站安全管理

安全距离管控：场站与周边居民楼、商业建筑、学校等人员密集场所的安全距离必须符合 GB50183 标准；已建成的不符合安全距离要求的场站，必须在 2028 年底前完成搬迁或改造。

作业安全管控：动火、受限空间、高处、临时用电等特殊作业，必须实行作业票制度，安排专人现场监护；严禁无票作业、超范围作业，违者处 20-100 万元罚款。

储存安全管控：LNG 储罐严禁超装、超压运行，充装量不得超过储罐容积的 90%；CNG 气瓶必须定期检验，严禁使用超期未检、报废气瓶；场站必须配备足够的消防器材与应急救援设备。

三、管网运行安全监管：从“被动抢修”到“主动预防”

1. 老旧管网改造强制要求

改造时限：2027 年底前必须全面完成灰口铸铁管、运行超过 30 年的钢管、存在严重腐蚀泄漏隐患的管网清零任务；未按时完成的，处 100-500 万元罚款，

并暂停新增用户接入。

改造标准：新建管网必须采用 PE 管或耐腐蚀钢管，同步安装智能压力传感器、泄漏监测装置；改造后的管网必须进行压力试验与气密性检测，合格后方可投用。

废弃管网处置：废弃的燃气管网必须进行吹扫、置换、封堵，并在地下管线信息系统中注销；未按规定处置废弃管网导致事故的，追究企业主要负责人刑事责任。

2. 管网巡检与保护

巡检频次：高压管网每日巡检不少于 1 次，中压管网每 3 日巡检不少于 1 次，低压管网每周巡检不少于 1 次；人口密集区、施工区域、易发生第三方破坏区域必须加密巡检频次。

第三方施工保护：在燃气设施保护范围内进行施工的，建设单位必须与城燃企业签订《燃气设施保护协议》，制定专项保护方案；城燃企业必须安排专人现场监护，发现违规施工立即制止并报告监管部门。

加臭管理：天然气必须进行加臭处理，加臭剂浓度必须符合 GB50028 标准，确保泄漏时能被及时察觉；未按规定加臭或加臭浓度不达标的，处 20-100 万元罚款。

3. 数字化管网建设

智能监测全覆盖：2030 年底前必须实现中压以上管网智能监测全覆盖，安装管网哨兵、激光泄漏监测等设备，构建管网数字孪生系统，实现泄漏预警、故障定位、智能调度。

地下管线信息管理：必须建立完整的地下燃气管线信息数据库，实现管线位置、走向、埋深、材质、运行年限等信息的数字化管理；管线信息必须及时更新，并与当地城市地下管线信息系统共享。

四、用户端安全监管：从“指导责任”到“管控责任”

这是新法对城燃企业影响最深远的变化，用户端安全不再是用户的单方责任，城燃企业必须承担起指导、检查、督促与管控的法定责任。

1. 入户安全检查强制要求

检查频次：居民用户每年至少 1 次，工商业用户每半年至少 1 次，餐饮场

所、群租房、独居老人等重点用户每季度至少 1 次。

检查内容：必须检查燃气表、管道、阀门、软管、灶具、热水器等所有设施，重点排查软管老化、私改管线、燃气具超期、无熄火保护等隐患；检查记录必须由用户签字确认，留存 3 年以上。

入户保障：对拒绝入户检查的用户，必须书面告知并留存证据；连续 3 次拒绝入户的，必须向当地燃气管理部门和社区居委会报告，并采取限制供气措施。

2. 隐患整改闭环管理

隐患分级处置：

一般隐患：当场告知用户，指导用户立即整改；

较大隐患：下达书面整改通知书，限期 7 日内整改；

重大隐患：立即采取停气措施，同时向当地燃气管理部门和应急管理部门报告，隐患整改合格后方可恢复供气。

整改跟踪：对下达整改通知书的用户，必须在整改期限届满后进行复查；用户拒不整改的，必须依法采取停气措施，并报告监管部门，不得放任隐患存在。

责任划分：因城燃企业未履行安全检查、隐患督促整改义务导致用户端发生事故的，企业承担主要责任；用户拒不整改隐患导致事故的，用户承担主要责任，但企业仍需承担相应的监管责任。

3. 重点用户特殊管理

餐饮场所：必须督促安装可燃气体报警装置和燃气泄漏安全保护装置，并确保其正常运行；未安装的，不得供气。

群租房、出租屋：必须与房屋出租人签订安全责任书，明确出租人对燃气设施的维护责任；定期对出租屋进行安全检查，发现隐患及时督促出租人整改。

独居老人、残疾人等特殊群体：必须建立专门台账，提供免费的安全检查和隐患整改服务，安装智能报警器和紧急呼叫装置，确保其用气安全。

五、运输与配送安全监管：从“资质管理”到“全程追溯”

1. 车辆与人员资质

运输车辆：必须取得《危险化学品道路运输许可证》，安装卫星定位装置

和防疲劳驾驶系统，悬挂或喷涂危险化学品警示标志；车辆必须定期进行安全技术检验，不合格的不得上路行驶。

从业人员：驾驶员、押运员必须取得相应的从业资格证书，持证上岗；严禁无证运输、超装超载、不按规定路线行驶。

2. 全程数字化追溯

电子运单制度：所有燃气运输必须使用电子运单，记录发货单位、收货单位、运输车辆、驾驶员、押运员、运输数量、运输路线等信息；电子运单必须实时上传至监管部门平台。

实时监控：运输车辆的位置、行驶速度、驾驶状态必须实时传输至企业监控平台和监管部门平台；发现超速、疲劳驾驶等违规行为的，必须立即纠正并记录。

六、应急管理监管：从“事后处置”到“事前准备”

1. 应急预案与演练

应急预案：必须制定完善的生产安全事故应急救援预案，报当地应急管理部门和燃气管理部门备案；预案应当包括事故类型、应急响应程序、应急处置措施、应急队伍与装备等内容。

应急演练：每年至少组织一次综合应急演练，每半年至少组织一次专项应急演练；演练记录必须留存3年以上，未按规定演练的，处10-50万元罚款。

2. 应急救援能力建设

应急队伍：必须建立专职或兼职的应急救援队伍，配备必要的应急救援器材、设备和物资；规模较大的城燃企业应当建立24小时应急值班制度。

联动机制：必须与当地政府应急管理部门、消防救援机构、医疗机构建立应急联动机制，定期开展联合应急演练，提升协同处置能力。

3. 事故报告与处置

事故报告：发生燃气安全事故后，必须在1小时内向当地应急管理部门、燃气管理部门和公安机关报告；不得迟报、漏报、瞒报、谎报事故，违者处100-500万元罚款，主要负责人终身禁入本行业。

事故处置：接到事故报告后，必须立即启动应急预案，采取有效措施组织救援，防止事故扩大；事故调查处理期间，不得擅自离职守，不得拒绝、阻碍调

查。

七、数字化监管要求：从“人工监管”到“智慧监管”

新法强制推行全生命周期信息化管理，要求城燃企业将所有安全管理数据实时上传至监管部门平台，实现“非现场监管、精准执法”。

1. 数据上传要求

必须实时上传以下数据至当地危险化学品安全监管平台：

场站运行数据：压力、温度、液位、泄漏浓度、监控视频；

管网运行数据：压力、流量、泄漏监测、巡检记录；

用户安全数据：入户安检记录、隐患整改记录、停气记录；

运输数据：车辆轨迹、电子运单、驾驶员状态；

应急数据：应急预案、演练记录、事故报告。

2. 数据安全要求

必须建立数据安全管理制度，采取加密、备份等措施，确保数据真实、准确、完整；

严禁篡改、销毁、泄露监管数据，违者处 50-200 万元罚款；

监管部门有权随时调取企业的所有安全管理数据，企业不得拒绝。

八、法律责任监管：从“违规罚款”到“违法追责”

1. 双罚制全面落实

所有违法行为均实行“既罚企业，更罚个人”：

企业违法的，处 10-1000 万元罚款；

直接负责的主管人员和其他直接责任人员，处 2-10 万元罚款；

导致事故的，依法追究刑事责任，并终身不得担任本行业主要负责人。

2. “现实危险”即可入刑

存在下列重大安全隐患、具有发生重大伤亡事故的“现实危险”，即使尚未造成实际事故，也可依照刑法第 134 条之一追究刑事责任：

老旧管网严重腐蚀泄漏，拒不整改的；

重大危险源监控系统瘫痪，无法正常运行的；

未取得经营许可证擅自从事燃气经营活动的；

瞒报、谎报重大安全隐患的。

3. 特许经营一票否决

存在重大安全隐患未整改、发生较大及以上安全事故、安全管理体系不健全的企业，直接吊销燃气经营许可证；

在 2026-2030 年特许经营权集中续约中，安全履约能力不合格的企业，一律不予续约。

2 行业重大事件

1.去冬今春天然气调峰保供任务圆满完成，储气库采气量创新高

2026 年 3 月，随着北方地区供暖季正式结束，我国去冬今春天然气调峰保供任务圆满收官，本轮供暖季全国天然气消费量达 1800 亿立方米，同比增长超 2%，为群众温暖过冬和企业生产提供了坚实气源保障。期间，多座储气库采气量创下历史新高，其中西北地区首座储气库群——吐哈油田温吉桑储气库群第三轮采气量达 6 亿立方米，较第二轮提高 170%，日采气量突破 620 万立方米；中原油田储气库群累计供气突破 4.3 亿立方米，日采气峰值达 850 万立方米。同时，国家管网集团全力推进天然气管网冲峰能力建设，天然气“全国一张网”最高日供气量突破 11 亿立方米，创历史新高，全国 5.7 万公里主干天然气管网安全平稳运行，圆满完成保供任务。

2.天山气田累计产气量突破 10 亿立方米，超深层气藏开发技术获突破

2026 年 3 月 18 日，央视网发布消息称，位于新疆准噶尔盆地南缘的天山气田，累计生产工业天然气突破 10 亿立方米，标志着我国超深、超高压复杂气藏开发技术取得重大突破，为保障国家能源安全和民生用气增添重要支撑。该气田于 2021 年 2 月投入开发，气藏埋深达 7000 米以上，地层压力系数 2.0 以上，是典型的超深、超高压碎屑岩凝析气田，地质构造复杂、储层致密，开发难度极大。目前，气田已形成完整的生产处理体系，同步投运液化天然气工厂、天然气处理站等配套设施，预计 2026 年将新投产气井 8 口，实现日产气量翻番，达到 340 万立方米，进一步扩大产能规模。

3.3 月份全国天然气产量稳步增长，一季度总产量达 681 亿立方米

2026 年 3 月 25 日前后，国家统计局及相关部门陆续发布全国天然气生产数据，显示 3 月份全国规模以上工业天然气产量达 234 亿立方米，同比增长 3.0%，增速较 1—2 月份加快 0.1 个百分点，日均产量达 7.5 亿立方米；1—3 月份，全

国规上工业天然气总产量达 681 亿立方米，同比增长 3.0%，天然气生产增速持续加快。数据表明，我国持续加大天然气勘探开发力度，全力推动增储上产，各类气田项目稳步发力，天然气供给能力持续提升，既保障了国内民生及工业用气需求，也为全国天然气产业高质量发展奠定了坚实基础。

3 会员单位动态

1. 华新液化：满弦开工 实干开局

华新液化紧扣高质量发展主线，以“满弦开工、实干开局”的奋进姿态，统筹推进保供稳链、降本增效、改革创新与风险防控，实现首季“开门红”，为全年目标完成筑牢坚实根基。

能源保供扛牢“新担当”

华新液化始终坚持“人民燃气为人民”的宗旨，面对冬季保供考验，科学统筹上游气源，精细优化生产调度。截至目前，所属 10 座在运液化工厂满负荷运行，储气量达到 6062 万立方米，以实际行动守护民生温暖。

气电业务实现“新突破”

华新液化主动适应电力市场化改革，灵活参与电力现货交易。昔阳热电成功复制寿阳热电运行模式，首次参与采暖季供热，有效带动发电量增长，新增供热面积约 30 万平方米，年度发电量同比增长 171%，成为效益增长新引擎。同时，各燃气电厂充分发挥削峰填谷调节作用，高效配合电网调度，圆满完成区域调峰任务，保障民生用电用暖稳定。

重点项目攻坚实现“新进展”

华新液化坚持项目为王、质量为先，全速推进重点工程建设。大同液化二期项目按下“快进键”，储罐主体、消防系统及工艺装置区按计划高效推进，外罐安装完成率达 100%。通过倒排工期、明确责任、优化方案，为项目早日投产奠定了坚实基础。

2. 山西压缩气：多点发力冲刺首季开门红

2026 年以来，山西压缩气紧扣首季经营目标，直面市场挑战、抢抓新能源发展机遇，在生产经营、市场开拓、项目建设等领域精准施策、主动作为，以实干实绩全力冲刺首季开门红，为全年高质量发展筑牢根基。

精准施策破难题，传统业务提质增效

山西压缩气靶向施策，打出提质增效“组合拳”，全方位激活发展动能。聚焦“两头在外”业务破冰，上游深化与陕西延长等合作方合作稳固气源，以井口气业务为抓手开拓新优质气源；下游组建专业营销队伍，全覆盖摸排重点工业企业、物流园区，稳固省外用户合作，推动新增重点客户签约填补销量缺口。1—2月累计实现销气1.16亿立方米。在此基础上，山西压缩气多元提升加气站运营效益，创新“固定收益+收益分成”合作模式，推动具备条件站场叠加增值配套服务。同时系统梳理闲置土地、场站资源优先用于充换电站等项目建设，提升资产运营质效。

聚力布局新能源，充电项目多点突破

山西压缩气将新能源业务作为转型核心抓手，通过深化政企协同、创新合作机制、因地施策等方式，不断推进充电站网络布局，取得阶段性成果。山西压缩气临汾公司两座重卡充电站率先投运，为合作模式复制推广积累宝贵经验。20余个项目正加快前期工作，晋东公司双阳路项目取得接电函，探索形成标准化审批流程，大幅提升项目推进效率；运城公司多个站点快速完成营业执照增设充电桩业务经营范围，为后续项目快速落地奠定坚实基础；忻州公司与时代骐骥新能源科技(忻州)有限公司深化合作，取得换电站企业投资项目备案证，为新能源重卡补能开辟新路径。1—2月，累计完成售电185.72万千瓦时。

下一步，山西压缩气将以咬定目标的韧劲、攻坚克难的干劲，全力冲刺首季开门红，以转型发展新成效为推动集团公司成为一流现代化绿色能源企业注入新动能。

3. 华新交通首座重卡物流 9S 综合能源示范站项目加速推进

近日，华新交通首座重卡物流 9S 综合能源示范站—晋西北公司三岔站建设现场一片热火朝天的繁忙景象，机械轰鸣不绝于耳，施工人员各司其职、干劲十足，一场与时间赛跑的项目攻坚战正酣然展开。

该项目是华新交通推进新能源转型、加快枢纽级大型光储充换一体化项目建设的重要举措。由原 CNG/LNG 合建站转型升级打造，总占地 77 亩，升级集成 LNG 加气、重卡换电、重卡充电、光伏和微风发电、储能电站、司机之家、新能源重卡展销、车辆维检修及电池检测、V2G 车网反输互动九大核心功能，构建全场景、一站式重卡物流综合能源服务体系。

目前，项目 LNG 加气、重卡充电桩及宁德时代一期换电设施、新能源重卡展销中心、司机之家和重卡维修车间建筑主体已完工；宁德时代二期换电、储能电站、光伏发电等配套工程陆续开工建设，整体项目预计今年三季度正式投入运营。项目建成后，将成为集清洁能源供给、新能源装备服务、储能调峰调频、车网互动协同、人车综合服务于一体的标杆型综合能源枢纽。华新交通将力争今年再开工两座大型光储充换一体站建设，重点围绕省内绿电园区进行布局，形成“绿电产出、储能缓冲、充换电消纳”稳定的绿电就地产销闭环，全力构建清洁低碳、安全高效的现代综合能源服务体系，为全省绿色低碳转型贡献“华新力量”。

七、专家洞见

2026 年 3 月，山西省天然气市场随供暖季结束转入淡季，消费总量与结构呈现明显调整。全省天然气消费量 8.5 亿立方米，同比下降 9.3%、环比下降 8.0%，用气结构持续分化。城镇燃气依托气化人口增加、公服需求支撑，占比达 52.3%，仍是消费端核心支柱；工业燃料受生产淡季、企业检修及开工率下滑影响，消费量同比大幅下降 68.0%，成为拖累整体消费的主要因素；液态消费保持强势，消费量 2.49 亿立方米，同比增长 62.3%，在交通用气、点供市场刚性需求带动下，成为市场增长亮点。

国际局势方面，3 月中东地缘冲突加剧，全球 LNG 贸易与航运物流受阻，国际气价波动上行，进口气源成本抬升、供应稳定性减弱，进一步凸显本土低成本气源的战略价值。山西煤层气凭借资源自主、供给稳定、价格可控的优势，在对冲国际能源市场风险、保障区域能源安全中发挥关键作用。

当前，山西非常规天然气产业正加快由资源优势向产业优势转化，大吉气田产能稳步提升，重点勘探开发项目有序推进，深部煤层气开发、智能排采等技术持续突破，全省“三纵十二横”管网架构日趋完善，储气调峰设施不断补强。随着后期工业复工复产、下游需求逐步回暖，叠加国际能源市场不确定性仍存，山西煤层气增储上产潜力将持续释放，为区域能源保供、能源结构转型及国家“双碳”目标实现提供更强有力的“晋气”支撑。