

# 行业展望

2023 年 2 月

中诚信国际

# 中国城市燃气行业

## 目录

摘要	1
影响信用趋势的主要因素	2
结论	15

## 中国城市燃气行业，2023 年 2 月

供需缺口增大、地区间发展不均衡、燃气价格与可替代能源价格联动机制较弱等因素将对城市燃气行业发展产生一定影响，但天然气基础设施的投资建设及天然气价格改革持续推进将对燃气行业发展提供有力保障。

中国城市燃气行业的展望为稳定，中诚信国际认为未来 12-18 个月该行业总体信用质量不会发生重大变化。

### 摘要

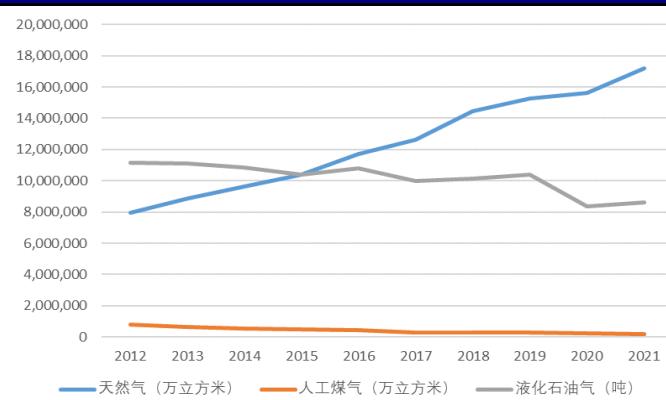
- 近年来天然气供气总量快速增加，但地域分布呈现不均衡的状态；随着城镇化和工业化的推进，作为清洁能源的天然气在能源消费结构中的占比将持续提升且需求继续保持增长。
- 我国天然气勘探程度无法满足快速增长的消费需求，且供需缺口有增加的趋势；东部地区天然气需求旺盛，但区域内供给相对较少，区域间的供需矛盾较大。我国一方面通过进口天然气来填充供需之间的缺口，另一方面通过“西气东输、川气东送”等工程缓解区域间供需不平衡。
- 稳步推进的居民天然气价格市场化改革，缓解了居民用气价格与成本倒挂的问题，为燃气运营企业良好运营提供了内生动力。
- 燃气行业上游高度集中；中游随油气体制改革推进，油气主干管网资产整合全面完成，实现了国内全部油气主干管网并网运行；下游市场化程度相对较高，参与主体众多，但格局较为稳定，近年通过向综合能源服务方向发展，以拓展新的利润增长点。
- 售气量和供气范围是影响燃气企业营业收入和利润的重要因素，跨区域经营的燃气企业盈利能力相对较强，省级管网投资企业和西部地区燃气企业盈利能力相对较弱。多数燃气运营企业杠杆处于中等水平，部分民营企业和管网建设投资规模较大的企业债务风险与资本支出压力仍有待关注。

## 影响信用趋势的主要因素

近年来天然气供气总量快速增加，但地域分布呈现不均衡的状态；随着城镇化和工业化的推进，作为清洁能源的天然气在能源消费结构中的占比将持续提升且需求继续保持增长

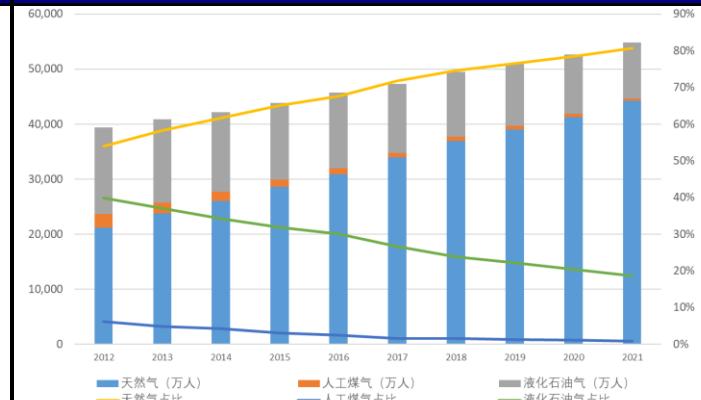
城市燃气作为城市能源结构和城市基础设施的重要组成部分，为居民生活、工商业提供燃料，在现代化发展中起着极其重要的作用。我国城市燃气包括管道气和瓶装气，前者主要包括管道煤气（即人工煤气）及管道天然气，后者主要是液化石油气（LPG）。从供气结构来看，2021年，人工煤气、液化石油气和天然气供气总量分别为18.72亿立方米、860.68万吨和1,721.06亿立方米，天然气供气总量是人工煤气供气总量的91.92倍，是城市燃气供应的主要品种。另外，人工煤气供气总量和液化石油气供气总量呈不断下降趋势，而天然气供气总量呈上升趋势，增幅较大且供气总量远超前两者。从城市用气人口来看，截至2021年末，人工煤气、液化石油气和天然气用气人口分别为455.77万人、10,180.49万人和44,195.53万人，占全部城市燃气用气人口的0.83%、18.57%和80.60%。从用量来看，我国城市燃气供应中天然气供气总量快速增长，目前已远超人工煤气和液化石油气；从用户人口数来看，我国城市燃气供应以天然气为主，且天然气供气用户持续保持增长。<sup>1</sup>总的来看，从城市燃气供应与使用端看，天然气已远超人工煤气与液化石油气。

图1：2012~2021年城市燃气供应情况分布



资料来源：Choice、中诚信国际整理

图2：2012~2021年城市燃气用户人口分布

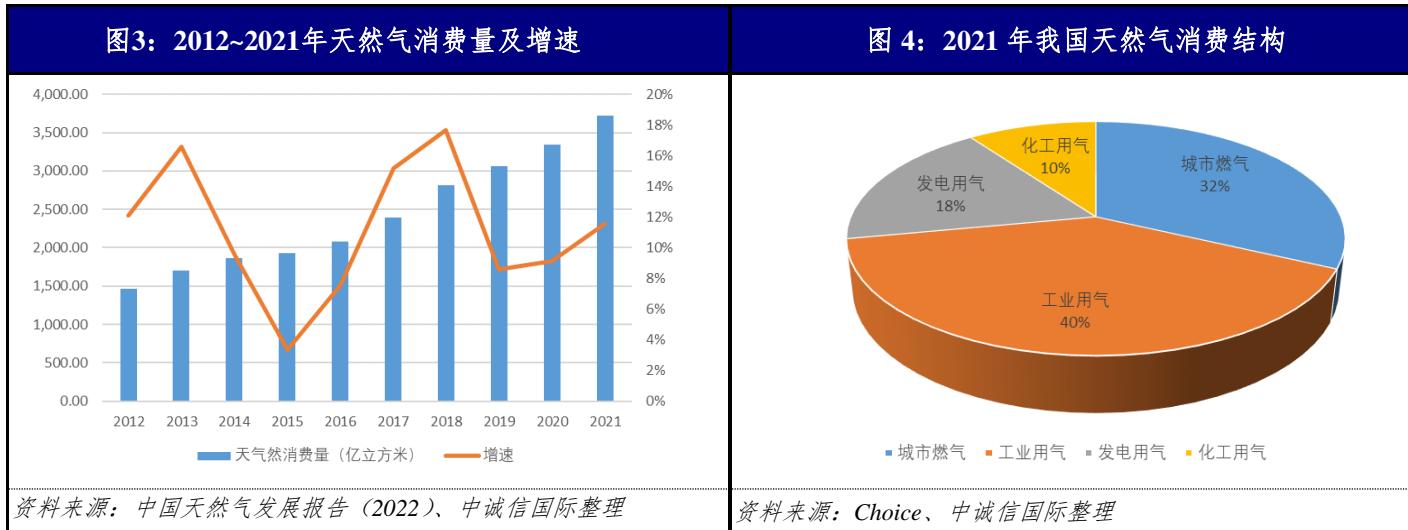


资料来源：Choice、中诚信国际整理

随着城市化和工业化进程的持续推进以及“煤改气”环保政策的持续落实，清洁能源、可再生能源等在我国能源消费结构中比重逐渐提高。其中，作为清洁能源的天然气在城市燃气中得到了大力推广，消费量逐年提升且增长迅速。数据显示，我国天然气消费量由2012年的1,463.00亿立方米增加至2021年的3,726.00亿立方米，增幅为154.68%。除2015年，2012年至2021年天然气消费量增速均保持在5%以上，年复合增长率为9.80%。截至2021年末，我国天然气消费占一次能源消费总量的比重为8.9%，较上年提升0.5个百分点。2022年3月，国家发改委和能源局联合下发了《“十四五”现代能源体系规划》，提出到2025年，全国集约布局的储气能力达到550亿~600亿立方米，占天然气消费量的比重约13%；国家能源局预计，2025年我国天然气消费量将达到4,300亿立方米~4,500亿立方米，预计未来天然气在能源消费结构中的占比还将持续提升。

<sup>1</sup> 从世界能源低碳化进程来看，经济合作与发展组织成员国天然气消费比重已超过30%，未来天然气将是世界能源发展的主要方向，2030年有望成为第一大能源品种。从我国城市燃气行业发展来看，我国天然气用气人口数逐年增长，且用气人口约占全部城市燃气用气人口的4/5，城市燃气发债企业的主营业务亦以天然气的供销为主。基于以上因素，后文分析将以天然气为主。

从天然气消费结构来看，2021年，我国城市燃气占比为32%，工业燃料占比为40%，天然气发电占比为18%，天然气化工占比为10%，城市燃气和工业燃料是天然气需求的主要方向。



从天然气需求地区分布来看，随着经济的快速发展和天然气的推广，各地区天然气消费量均呈现快速增长的趋势。分省看，2021年广东、江苏、四川、山东和河北天然气消费量位居全国前五<sup>3</sup>，广东和江苏消费量均超300亿立方米，增速分别为25.5%和2.2%；四川、山东、河北和北京2021年消费量均超200亿立方米，各省消费量均有所增长。分地区看，2021年我国东、中、西部<sup>4</sup>天然气消费量分别为2,036.98亿立方米、643.73亿立方米和891.29亿立方米，东、中、西部天然气消费量占比分别为57.03%、18.02%和24.95%。经济发达地区燃气应用已从民用拓展到了汽车加气等领域，加之经济的快速发展使得工业用气规模快速增长，天然气需求地域分布呈现不均衡的状态。



总体来看，我国城市燃气用气人口以天然气为主，近年来天然气供气消费量快速增长，但地域分布呈现不均

<sup>2</sup> 因数据统计口径不同，天然气消费量中城市燃气消费量与天然气供应总量不一致。

<sup>3</sup> 2020年江苏消费量超过300亿立方米，广东、四川和山东3省份消费量超过200亿立方米，北京、河北、浙江、上海、重庆、河南、陕西、内蒙古、新疆等9省（自治区、直辖市）消费量超过100亿立方米。

<sup>4</sup> 本报告统计口径中，东部地区包括：广东、江苏、山东、河北、北京、浙江、上海、天津、辽宁、福建、海南、广西；中部地区包括：河南、山西、湖北、安徽、内蒙古、黑龙江、湖南、江西、吉林；西部地区包括：四川、陕西、新疆、重庆、甘肃、青海、宁夏、云南、贵州、西藏，未统计港澳台地区信息。

衡的状态。未来随着城市化和工业化进程持续推进，作为清洁能源的天然气在能源消费结构中的比重将持续提升，天然气需求将继续保持增长态势。

**我国天然气勘探程度无法满足快速增长的消费需求，且供需缺口有增加的趋势；东部地区天然气需求旺盛，但区域内供给相对较少，区域间的供需矛盾较大**

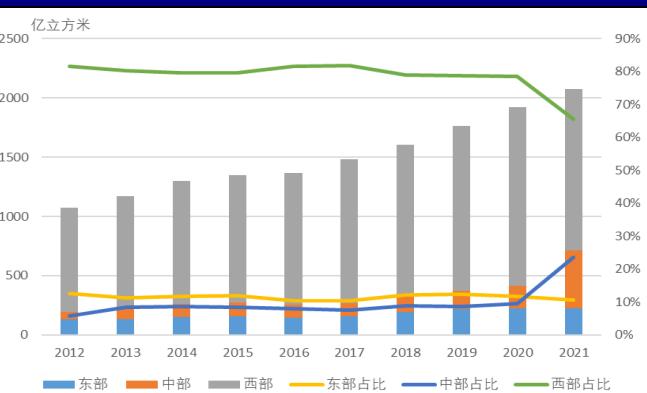
2021年，我国天然气新增探明地质储量1.63万亿立方米，其中常规气（含致密气）、页岩气、煤层气新增探明地质储量分别达到8,051亿立方米、7,454亿立方米和779亿立方米。截至2021年末，我国天然气已探明储量为6.34万亿立方米。根据英国石油公司(BP)评估数据显示，截至2021年底，世界天然气探明剩余可采储量192万亿立方米，其中我国天然气剩余可采储备量占世界天然气探明可采储量的3.30%，天然气探明程度较低。实际产量方面，我国天然气产量呈快速增长的趋势，2021年达到2,076亿立方米，同比增长7.8%，连续五年增产超100亿立方米，占当年世界天然气产量的5.14%，但是，国内天然气的勘探投入仍显不足，由于勘查主体少，部分区域内存在一定程度的“占而不勘”现象，同时国际油价波动也使得石油企业在上游的投资减少，直接影响天然气的产量及增储上产。根据《“十四五”现代能源体系规划》，到2025年，国内天然气年产量要达到2,300亿立方米以上，未来几年天然气产量将进一步增长；但产量仍明显低于消费量，产销之间存在一定缺口，且供需缺口整体会有所加大。

从天然气产量地区分布来看，2021年，我国东、中、西部天然气产量分别为221.62亿立方米、491.54亿立方米和1,362.65亿立方米，各地区天然气产量占比分别为10.68%、23.68%和65.64%，并呈增长态势。从省份看，同期，我国天然气产量最高的三个省份仍为四川、新疆和陕西，分别为522.21亿立方米、387.59亿立方米和294.13亿立方米，合计1,203.93亿立方米，占我国全部产量的一半以上，产量分布高度集中。我国陆气主要集中在塔里木、鄂尔多斯、四川、柴达木盆地、准噶尔盆地等地，西部地区气源充足，消费量却相对较低；东部地区天然气消费量较大，但气量较少，我国天然气供给存在地区发展不均衡的情况。

图 6：2012~2021 年天然气产量及增速



图 7：2012~2021 年天然气产量地域分布情况



资料来源：Choice、中诚信国际整理

资料来源：Choice、中诚信国际整理

总体来看，我国天然气存在供需矛盾，目前的勘探程度无法满足快速增长的消费需求，且需求的增速高于天然气产量增速，供需缺口有增加的趋势。此外，我国天然气呈现出西部气源充足而消费需求低、东部地区需求旺盛但区域内供给相对较少的不均衡发展格局，区域间供需矛盾大。

## 我国一方面进口天然气来填充供需之间的缺口，另一方面通过“西气东输、川气东送”等工程缓解区域间供需不平衡

受资源储量限制以及自产气不足等因素制约，自2006年开始，我国成为天然气净进口国，进口量从2006年的10亿立方米增长至2021年的1,680亿立方米，复合年增长率为40.72%，天然气进口量快速增长。地理与经济因素决定天然气贸易的形式和进出口方向，管道气广泛应用于短途运输，而LNG应用于跨洋运输。我国是以LNG为主，辅以中亚、俄罗斯管道气。目前，我国主要的进口天然气通道为西北-中亚、西南-中缅、东北-中俄进口天然气管道以及东南沿海进口LNG，2021年我国管道气进口量591亿立方米，同比增长22.9%，LNG进口量1,089亿立方米，同比增长18.3%；从进口来源国来看，2021年我国管道天然气进口来源前五的国家分别是土库曼斯坦、俄罗斯、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦和缅甸，LNG进口来源前五的国家分别是澳大利亚、美国、卡塔尔、马来西亚及印度尼西亚，其中澳大利亚占比39.4%、美国占比11.4%。2022年初俄乌战争爆发后，俄管道气对欧出口大幅下降，欧美深化LNG市场合作，欧盟及英国LNG在欧洲天然气<sup>5</sup>进口占比大幅提升，全球范围内LNG贸易量已经超越管道天然气。2022年上半年美国LNG出口量达576亿m<sup>3</sup>，占全球LNG出口份额的21%，超越澳大利亚和卡塔尔成为最大LNG出口国。未来我国天然气进口格局或将受上述因素影响有所变化。

同时，为缓解天然气区域间供需矛盾，我国也已形成“西气东输、川气东送”的供气格局，现已投产的长输管道主要有西气东输线、陕京线、川气东送、忠武线、中贵线、中缅线和涩宁兰线等。截至2021年末，国内天然气管道长度为92.91万公里，其中全国主干天然气管道总里程达到11.6万公里，长岭—永清管道、南北中通道柳州—韶关段、海南管网东环线、粤东LNG外输管线等建成投产；西气东输三线中段、永清—上海管道全面开工；西气东输四线完成核准，川气东送二线正加快推进。适度超前加快天然气基础设施投资建设，能更好促进天然气行业持续稳定发展。

图8：2012~2021年天然气进口情况



图9：2012~2021年天然气管道长度



资料来源：国家统计局、中诚信国际整理

资料来源：Wind、中诚信国际整理

在合理配置天然气资源方面，2020年5月，国家发改委、财政部等五部门联合印发《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》，提出多项支持储气设施建设的措施，加大了储气方面的政策支持力度，有力保障了天然气储备能力建设。我国正依据全国天然气管网布局规划建设储气设施，主干管道配套建设地下储气库，地下储

<sup>5</sup> 欧洲是以管道气为主，LNG为辅。2021年欧洲77%的天然气以管道气形式供给，挪威、俄罗斯及北非国家主要以管道气形式向欧洲市场提供天然气，其中俄气占比达37%。

气库和LNG接收站与全国管网相联通，打造华北、东北、西南、西北等数个百亿方级地下储气库群，加强城市燃气应急调峰能力建设，构建储气调峰服务市场。储气设施建成后，一方面，可以有效保障供气安全、平抑价格波动，显著减轻天然气用户因供气安全得不到保障而带来的损失，大幅缓解因缺乏储气设施带来价格波动风险。另一方面，能够实现淡季低价储存、旺季入市销售，在保障国内供气安全的同时，促进削峰填谷，平抑企业旺季气源采购价格。2021年，全国已建成储气能力同比增长15.8%，三年多时间实现翻番。

我国持续争取进口更多的LNG，并在沿海地区加速建造LNG接收终端、天然气管道和贮存设施。近年来，我国进口LNG接收站及地下储气库建设逐步加速。除中国石油、中国石化和中国海油三大石油公司持续布局建设沿海LNG接收站外，地方国资企业申能集团、深圳燃气集团、北燃集团布局建设的LNG接收站，民营企业九丰集团、广汇集团和新奥集团建设的LNG接收站相继投产。截至2022年末，国内已投产的进口LNG接收站26座，总接收能力11,957万吨/年，储罐能力达1,562万立方米。考虑已获国家发改委批准的7座LNG接收站，总设计产能将新增3,775万吨/年，储罐能力将新增716万立方米。

此外，按照“海陆并进、常非并举”的工作方针，我国将加大国内油气勘探开发，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，围绕塔里木、鄂尔多斯、四川和海域四大天然气生产基地，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。在加强常规天然气开发的同时，积极扩大非常规资源勘探开发，加大致密气、页岩气、煤层气等低品位、非常规天然气科技攻关和研发力度，以突破技术瓶颈、实现规模效益开发、形成有效产能接替。

总体来看，我国一方面进口天然气来填充供需之间的缺口，在建、拟建LNG接收站项目完工后将进一步提升我国进口LNG接转能力；另一方面通过“西气东输、川气东送”等工程缓解区域间供需不平衡的矛盾。未来，我国还将继续加强勘探开发，加快天然气管网和储气设施建设，以提升天然气输送能力和供给能力。

## 稳步推进的居民天然气价格市场化改革，缓解了居民用气价格与成本倒挂的问题，为燃气运营企业良好运营提供了内生动力

我国天然气气源较多，其中国内天然气供应主要以常规气开采为主；进口天然气分为进口管道气和进口LNG，进口LNG又分为进口LNG长协和LNG现货，进口管道气和进口LNG长协绝大多数签署“长约协议”，即买卖双方依据“照付不议”<sup>6</sup>原则签订为期20年左右的供需协议，此类协议采用与国际油价挂钩的价格公式。进口LNG现货的交易价格机制，主要参照全球三大天然气标杆价格<sup>7</sup>随行就市。2021年进口LNG现货占到天然气总消费量的10%左右，部分高价进口管道气，占到天然气总消费量的5%左右。

长期以来，我国天然气终端销售价格由出厂价、管道运输价格和燃气经营企业城市配气管网成本构成，其中出厂价指管道输气公司自天然气生产商（或进口商）处以井口价格购进天然气的价格，由国家发改委制定，通常称为上游门站基准价；跨省的长输管道的管输价格亦由国家发改委制定，各省发改委则根据区域情况制定省内输送价格，城市配气管网成本是由城市燃气经营公司将天然气通过城市配气管网系统送到最终用户的成本费用。因定价机制差异，我国天然气价格与可替代能源价格之间缺乏联动，与国际市场价格相比也处于较低的水平。

<sup>6</sup> 所谓“照付不议”，是天然气供应的国际惯例和规则，指在市场变化情况下，付费不得变更，用户用气未达到此量，仍须按此量付款；供气方供气未达到此量时，要对用户作相应补偿。

<sup>7</sup> 全球三大天然气标杆价格指的是 Henry Hub (HH) 北美天然气价格指数、荷兰 TTF 天然气价格指数、普氏日韩标杆指数(JKM)。

近年来，国家发改委多次推出非居民用天然气价格调整方案，按照市场化取向建立起与可替代能源价格挂钩的动态调整机制，逐步理顺与可替代能源的比价关系，实现存量气、增量气价格并轨；并进行市场化改革试点，逐步放开天然气直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价、逐步放开非居民用天然气气源价格，落实页岩气、煤层气等非常规天然气价格市场化政策。

2018年5月，国家发改委发布《国家发展改革委关于理顺居民用气门站价格的通知》（发改价格规[2018]794号），将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率10%）安排，同时提出供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。方案实施时门站价格暂不上浮，实施一年后允许上浮。居民用气价格理顺后，对城乡低收入群体和北方地区农村“煤改气”家庭等给予适当补贴。补贴由地方政府承担主体责任，中央财政利用大气污染防治等现有资金渠道加大支持力度。这是居民天然气价格首次实现市场化改革，解决了居民用气价格与成本倒挂的问题。

2020年7月，国家发改委、市场监管总局发布《关于加强天然气输配价格监管的通知》，各地要合理制定省内管道运输价格和城镇燃气配气价格，天然气输配价格按照“准许成本+合理收益”原则核定。根据《关于加强配气价格监管的指导意见》制定配气价格管理办法并核定独立的配气价格，准许收益率按不超过7%确定，地方可结合实际适当降低。2021年5月，国家发改委发布《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》，通知指出要稳步推进天然气价格改革，根据天然气管网等基础设施独立运营及勘探开发、供气和销售主体多元化进程，稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。积极协调推进城镇燃气配送网络公平开放，减少配气层级，严格监管配气价格，探索推进终端用户销售价格市场化。2021年6月，国家发改委发布了《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（暂行）》，进一步明确了跨省天然气管道运输价格的定价原则、定价方法和定价程序。

此外，2020年12月，国务院办公厅《转发国家发展改革委等部门关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展意见的通知》要求自2021年3月1日起取消燃气企业应通过配气价格回收成本的收费项目，严格规范价格经营者收费行为，不得由用户承担建筑区划红线外发生的任何费用，严禁供水供电供气供热企业实施垄断行为，对违反反垄断法、妨碍市场竞争、损害其他市场主体和消费者利益的，按照相关法律法规予以处罚。通知有利于水电气价费关系得到理顺，有利于规范、透明的价格机制建立。

表1：近年我国天然气价格改革政策

时间	发布主体	政策名称	具体内容
2013年6月	国家发改委	《关于调整天然气价格的通知》	平稳推出价格调整方案，区分存量气和增量气，增量气价格一步调整到与燃料油、液化石油气（权重分别为60%和40%）等可替代能源保持合理比价的水平；存量气价格分步调整，力争“十二五”末调整到位。
2014年8月	国家发改委	《关于调整非居民用存量天然气价格的通知》	非居民用存量气门站价格适当提高。非居民用存量气最高门站价格每千立方米提高400元。广东、广西存量气最高门站价格按与全国水平衔接的原则适当提高。居民用气门站价格不作调整。
2015年10月	中共中央、国务院	《关于推进价格机制改革的若干意见》	到2017年，竞争性领域和环节价格基本放开，政府定价范围主要限定在重要公用事业、公益性服务、网络型自然垄断环节。具体到天然气领域，就是放开天然气气源和



2015年11月	国家发改委	《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革》	销售价格，政府只监管具有自然垄断性质的管道运输价格和配气价格。非居民用气最高门站价格每千立方米降低700元。其中，化肥用气继续维持现行优惠政策，价格水平不变。将非居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理。降低后的最高门站价格水平作为基准门站价格，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格。
2016年8月	国家发改委	《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》	通知要求从五个方面进行：第一，全面梳理天然气各环节价格，包括气源价格（购进价格）、省内管道运输价格、配气价格和销售价格；第二，降低过高的省内管道运输价格和配气价格；第三，减少供气中间环节；第四，整顿规范收费行为；第五，建立健全监管长效机制。
2016年10月	国家发改委	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》	构建起较为科学完善的天然气管道运输价格监管体系。一是调整了价格监管对象，不再以单条管道为监管对象，而是以管道运输企业为监管对象。二是明确了新的定价方法，按照“准许成本加合理收益”的原则，确定年度准许总收入，进而核定管道运输价格。三是细化了价格成本核定的具体标准，准许收益率、负荷率、职工薪酬、管理费用、销售费用等均明确了具体核定标准。四是调整了价格公布方式，由国家公布具体价格水平改为国家核定管道运价率（元/立方米·千公里）。五是推行成本公开。
2017年6月	国家发改委、科技部、工信部等十三部门	《加快推进天然气利用的意见》	提出要完善天然气价格机制，深化天然气价格改革。推进非居民用气价格市场化改革，进一步完善居民用气定价机制；要健全天然气市场体系，坚决杜绝新建管道“拦截收费”现象；建立用户自主选择资源和供气路径的机制，鼓励天然气市场化交易。
2017年8月	国家发改委	《关于核定天然气跨省管道运输价格的通知》	核定中石油北京天然气管道有限公司等13家跨省管道运输企业管道运输价格。要求相关管道运输企业要根据单位距离的管道运输价格（运价率），以及天然气入口与出口的运输距离，计算确定并公布本公司管道运输价格表。
2017年8月	国家发改委	《关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知》	通知提出，非居民用气基准门站价格每千立方米降低100元。一要精心组织方案实施。二要尽快落实降价措施。三要推进天然气公开透明交易，鼓励天然气生产经营企业和用户积极进入天然气交易平台交易。四要保障天然气市场平稳运行，天然气生产经营企业要认真落实非居民用气降价政策。各级价格主管部门要加大价格检查和巡查力度。五要加强宣传引导。
2018年5月	国家发改委	《国家发展改革委关于理顺居民用气门站价格的通知》	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平（增值税税率10%）安排，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。方案实施时门站价格暂不上浮，实施一年后允许上浮。居民用气门站价格理顺后，终端销售价格由地方政府综合考虑居民承受能力、燃气企业经营状况和当地财政状况等因素，自主决策具体调整幅度、调整时间等，调价前须按规定履行相关程序。
2019年3月	国家发改委	《关于调整天然气跨省管道运输价格的通知》	根据增值税税率调整情况，自2019年4月1日起，调整中石油北京天然气管道有限公司等13家跨省管道运输企业管道运输价格。要求管道运输企业根据单位距离的管道运输价格（运价率），以及天然气入口与出口的运输距离，计算确定并公布本公司管道运输价格表。要求各省（区、市）结合增值税率调整，尽快调整省（区、市）内短途天然气管道运输价格，切实将增值税改革的红利全部让给用户。
2019年3月	国家发改委	《关于调整天然气基准门站价格的通知》	根据增值税税率调整情况，自2019年4月1日起，调整各省（区、市）天然气基准门站价格。
2020年4月	国家发改委、财政部、自然资源部、住房和城乡建设部、能源局	《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》	聚焦解决储气能力建设和运营中统筹规划不足、行业标准不够完善、储气价值没有充分体现等瓶颈问题，从规划布局、运营模式、体制机制、政策支持等方面有针对性地提出了政策措施。

2020年7月	国家发改委、市场监管总局	《关于加强天然气输配价格监管的通知》	各地要合理制定省内管道运输价格和城镇燃气配气价格，天然气输配价格按照“准许成本+合理收益”原则核定。根据《关于加强配气价格监管的指导意见》制定配气价格管理办法并核定独立的配气价格，准许收益率按不超过7%确定，地方可结合实际适当降低。
2021年5月	国家发改委	《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	通知指出要稳步推进天然气价格改革，根据天然气管网等基础设施独立运营及勘探开发、供气和销售主体多元化进程，稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。积极协调推进城镇燃气配送网络公平开放，减少配气层级，严格监管配气价格，探索推进终端用户销售价格市场化。
2021年6月	国家发改委	《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（暂行）》	提出，在坚持“准许成本加合理收益”定价原则不变的基础上，适应“全国一张网”发展要求，根据我国天然气市场结构和管道分布情况，把跨省管道分为西北、西南、东北、中东部四个价区，分区核定运价率，实行“一区一价”。
2022年5月	国家发改委	《关于完善进口液化天然气接收站气化服务定价机制的指导意见》	指导各地进一步完善气化服务定价机制，规范定价行为，合理制定价格水平。明确了气化服务价格定义及内涵，将气化服务价格由政府定价转为政府指导价，实行最高上限价格管理，鼓励“一省份一最高限价”，并明确按照“准许成本加合理收益”的方法制定最高气化服务价格。准许收益率由省级价格主管部门统筹考虑区域经济发展水平、行业发展需要、用户承受能力等因素确定，原则上不超过8%。

资料来源：国家发改委管网、中国智能工业网、中诚信国际整理

居民天然气价格变动方面，2012年以来，天然气价格呈现出缓慢增长的趋势，36个大中城市居民用天然气平均价格从2011年12月的2.38元/立方米升至2022年12月的2.67元/立方米，年复合增长率仅为1.05%。与国际天然气价格相比，我国居民天然气价格存在一定价差。未来定价若由可替代能源定价向市场化定价机制转变，价差将会缩小。

图 10：2011 年 12 月-2022 年 12 月 36 个大中城市居民用天然气平均价格

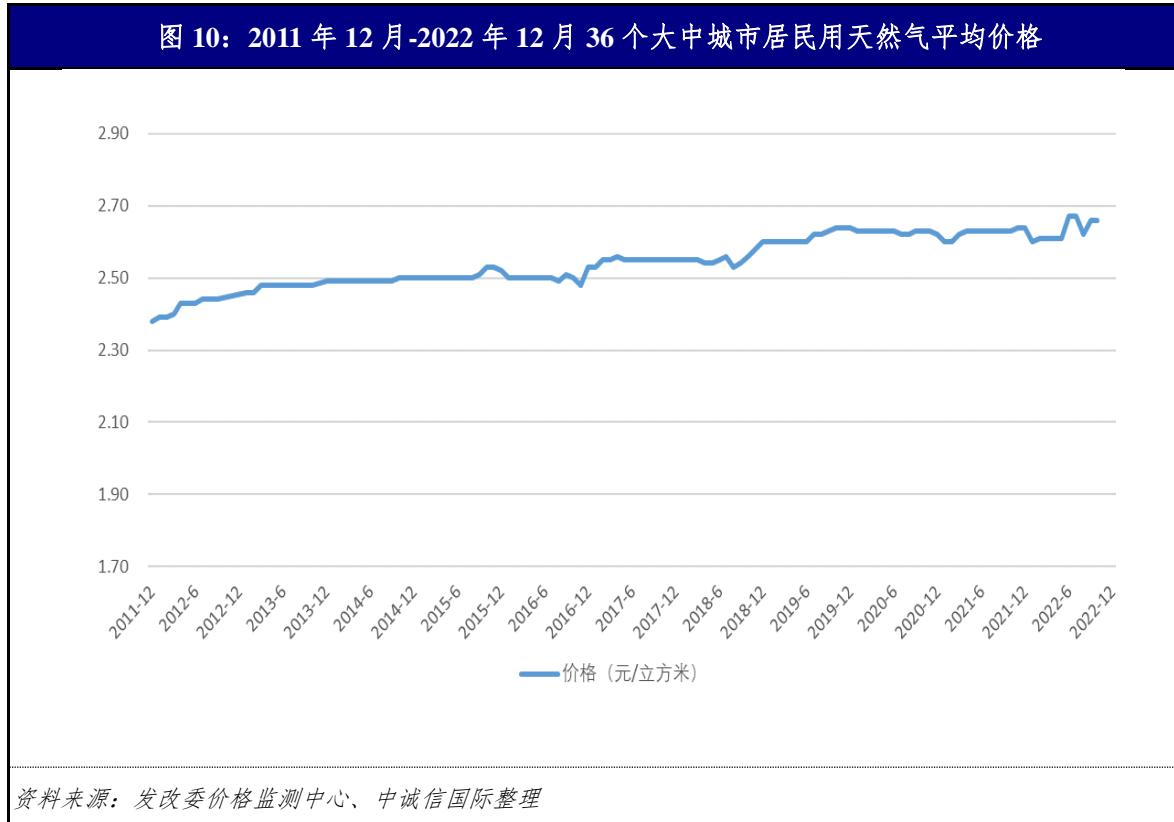
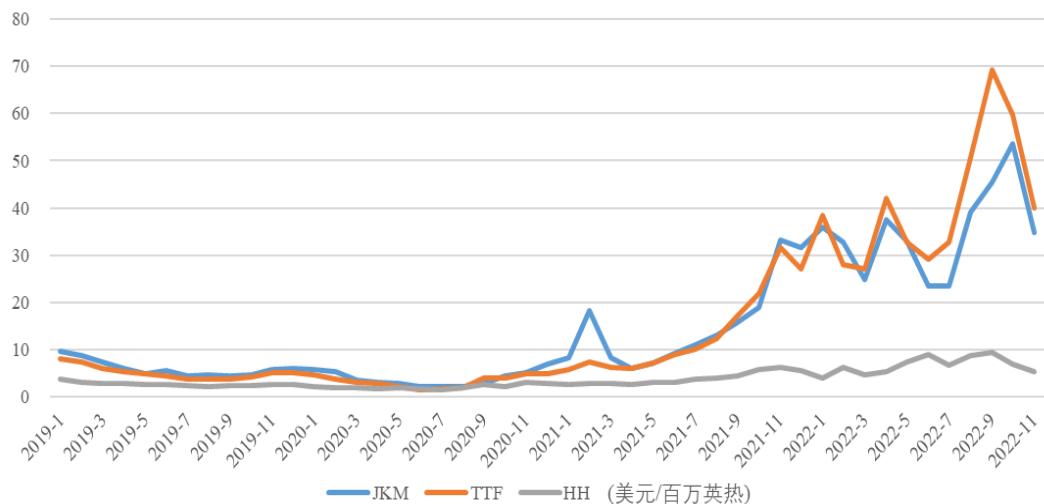


图 11：国际三大天然气价格指数月均价格走势



资料来源：Bloomberg、中诚信国际整理

总体来看，近年来天然气价格市场化改革不断深化，为燃气运营企业良好运营提供了内生动力。长期看，我国天然气定价将由可替代能源定价向完全市场化定价机制转变，从而推动国内天然气市场深度融入全球市场。

燃气行业上游高度集中，中游随油气体制改革推进，油气主干管网资产整合全面完成，实现了国内全部油气主干管网并网运行；下游市场化程度相对较高，参与主体众多，但格局较为稳定，近年通过向综合能源服务方向发展，以拓展新的利润增长点。

天然气行业分为上游生产、中游输送及下游分销三个环节。我国天然气生产由中国石油天然气集团有限公司、中国石油化工集团有限公司和中国海洋石油集团有限公司等大型天然气勘探企业进行，上游天然气开采商及供应商基本被“三桶油”把持；中游输送包括通过长输管网、省级运输管道等；下游分销商主要是各个城市的燃气公司。

为发挥市场在资源配置中的决定性作用和更好发挥政府作用，以保障国家能源安全、促进生产力发展、满足人民群众需要为目标，建立健全竞争有序、有法可依、监管有效的石油天然气体制，实现国家利益、企业利益、社会利益有机统一，2017年5月，中共中央、国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》明确深化油气勘查开采、进出口管理、管网运营、生产加工、产品定价体制改革和国有油气企业改革，释放竞争性环节市场活力和骨干油气企业活力，提升资源接续保障能力、国际国内资源利用能力和市场风险防范能力、集约输送和公平服务能力、优质油气产品生产供应能力、油气战略安全保障供应能力、全产业链安全清洁运营能力。通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率，实现安全、高效、创新、绿色、保障安全、保证供应、保护资源、保持市场稳定。为响应油气体制改革，2017年中石油已正式启动东西部油田矿权内部流转，并于2019年1月启动第二批矿权内部流转工作（本次矿权流转将启动区块对外合作的模式）。上述企业内部的市场化改革有利于盘活现有资源资产、提升企业运营效率。

中游行业格局方面，在国家政策支持下，基本实现了“管住中间，放开两头”。其中2019年3月，中央全面深

化改革委员会第七次会议审议通过了《石油天然气管网运营机制改革实施意见》，提出组建国有资本控股、投资主体多元化的石油天然气管网公司，推动形成上游油气资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争的油气市场体系。同年4月，国家发展改革委、国家能源局、住房城乡建设部、市场监管总局联合印发《油气管网设施公平开放监管办法》，落实改革要求，推动油气管网设施运营企业公平公正地为所有用户提供油气管网设施服务。同年12月，国家石油天然气管网集团有限公司（以下简称“国家管网公司”）正式成立，负责干线管网互联互通和与社会管道联通，实现基础设施向用户公平开放，“X+1+X”<sup>8</sup>油气市场格局初步形成。2020年10月国家管网公司进入实质性运营，2021年3月中国油气主干管网资产整合全面完成，实现了国内全部油气主干管网并网运行，改革目标初步落地，油气基础设施公平开放格局进一步夯实。

此外，广东、海南、湖北、湖南、福建等省级天然气管网以多种形式融入国家管网，构建“全国一张网”取得阶段性进展；首次开放跨省管线托运能力、接收站等中长期窗口申请机制，为参与方在资源采购、储存、供应等方面增加更多灵活性。同时，为规范管网设施运营企业开放服务行为，2021年6月，国家先后出台《天然气管网和LNG接收站公平开放专项监管工作方案》、《天然气管道运输价格管理办法(暂行)》等相关政策，以进一步推动天然气管网设施公平开放，促进管网设施高效利用，加速推动中国天然气市场化改革。

下游行业格局方面，目前已形成央企、国企、外企和民企等不同类型所有制为主体的多元化市场竞争格局；由于城市管道燃气实行特许经营权政策，具有较强的区域垄断性，多以获取更多特许经营权形式进行竞争；且具有较稳定气源供应和销售渠道的城市管道运营商在竞争中得以保持相对优势的竞争地位。如行业上游的中石油下属昆仑燃气收购了中石油的燃气资产，进入了下游分销领域，覆盖全行业产业链；拥有地方政府背景的国有燃气运营企业供气范围以我国直辖市或大型省会省市为主，如北京市燃气集团有限责任公司（以下简称“北京燃气”）、深圳市燃气集团股份有限公司（以下简称“深圳燃气”）、陕西燃气集团有限公司（以下简称“陕西燃气”）等；而民营资本则多布局在二三线城市中，如新奥天然气股份有限公司（以下简称“新奥燃气”）、奥德集团有限公司（以下简称“奥德集团”）、百川能源股份有限公司、河南天伦燃气集团有限公司、贵州燃气集团股份有限公司等（以下简称“贵州燃气”）；此外，以港资为主的外资以参股、收购等方式获得国内部分城市燃气市场20~30年的独家经营权，如南京港华燃气有限公司。

城市燃气行业属于资金密集型产业，投资额较大、回收期较长，且需要特许经营权方可经营，进入壁垒较高，经过多年发展国内空白的尤其是优质的特许经营区域已较少，随着包括价格监管、反垄断、燃气安全等越来越严格的监管，城市燃气企业也面临更多经营压力，天然气主业虽然有着较大发展空间，但仅靠燃气业务带来的盈利增长空间正在收窄。从当前国内城市燃气企业发展方向来看，充分利用自身优势向光伏、氢能、分布式能源等综合能源供应商转变，由原有单一天然气供能服务向以满足消费者多元化能源生产和消费需求的一体化综合能源服务转变，将是未来城市燃气企业发展的重要方向。例如深圳燃气于2021年公司控股全球第二大光伏胶膜企业江苏斯威克新材料股份有限公司，开辟光伏新能源赛道；新奥燃气以天然气为切入，根据客户当地风、光、地源热、生物质等可再生资源禀赋，将天然气与多种可再生能源相融合，通过投运的分布式能源项目向客户销售能源获取收益。

总体来看，我国燃气行业上游高度集中；中游随油气体制改革推进，油气主干管网资产整合全面完成，实现

<sup>8</sup> 1 是“全国一张网”，全国统一高效集输的油气管网，形成强大的“中间”。上下游市场充分竞争，形成 X 面面，上游是多元气源，下游是终端销售。

了国内全部油气主干管网并网运行；下游市场化程度相对较高，参与主体众多，但格局较为稳定，近年通过向综合能源服务方向发展，以拓展新的利润增长点。

跨区域经营的燃气企业盈利能力相对较强，省级管网投资企业和西部地区燃气企业盈利能力相对较弱。多数燃气运营企业杠杆处于中等水平，部分民营企业和管网建设投资规模较大的企业债务风险与资本支出压力仍有待关注。

燃气行业上游主要集中在“三桶油”，均为巨型企业，与中下游燃气运营企业不具有可比性，故本文主要选取中下游燃气运营企业。因财务数据的可得性，本文选取的12家燃气运营企业均为发债企业或上市企业，包括新奥天然气股份有限公司等全国性布局的燃气企业4家，北京市燃气集团有限责任公司等以地方布局为主的燃气企业8家。

从规模来看，燃气行业需求大于供给，下游分销商争取到的气源基本能够被终端用于消化。从2021年财务数据来看，新奥股份、中国燃气控股有限公司（以下简称“中国燃气”）、中燃投资有限公司（以下简称“中燃投资”）和奥德集团等跨区域城市燃气运营商，特许经营权数量较多，燃气项目多分布在天然气储量富足地区、经济较发达地区以及人口密集的省会城市或新兴城市，具备极强的盈利能力，售气量和售气收入表现均较高。北京燃气、山西天然气有限公司（以下简称“山西天然气”）、陕西燃气和深圳燃气等燃气运营公司在直辖市、省内或经济特区处于垄断地位，售气量和售气收入规模处于第二梯队；其余燃气公司的供气范围仅辐射某些地级市或者周围地区，售气量和售气收入相对较少。此外，供气范围所在区域也会影响燃气公司的售气收入，东部地区的燃气价格相对较高，使得当地的燃气运营公司的售气收入相对较高。

表2：2021年样本城市燃气运营企业运营及财务指标比较（亿港元/亿元、亿立方米、%）

公司名称	售气收入	售气量	总资产报酬率	总资本化比率	EBITDA	总债务/EBITDA	EBITDA利息保障倍数	FFO/总债务
新奥股份	870.95	372.18	8.87	41.21	179.04	1.81	15.62	0.43
北京燃气	463.35	169.35	4.57	21.55	67.30	2.09	8.44	0.24
中国燃气	359.36	253.72	5.78	44.46	175.67	3.91	10.14	0.16
奥德集团	179.14	63.92	6.53	37.16	54.46	2.40	8.54	0.34
中燃投资	163.15	70.99	6.59	28.72	49.67	2.21	8.53	--
山西天然气	123.25	40.28	-0.59	85.00	17.15	13.02	1.79	0.07
深圳燃气	121.43	44.01	5.17	42.66	29.87	3.50	12.12	0.26
佛燃能源	119.94	38.92	5.70	46.17	13.47	3.56	6.49	--
陕西燃气	105.62	68.53	2.06	45.79	11.86	5.80	5.14	--
江西天然气	50.28	20.62	1.05	52.57	3.95	10.70	2.70	0.08
大众公用	45.45	13.61	1.64	46.59	13.36	6.54	3.94	0.06
贵州燃气	39.28	14.51	2.01	55.87	7.04	6.77	4.39	0.14

注：1、“佛燃能源”为“佛燃能源集团股份有限公司”简称，“大众公用”为“上海大众公用事业（集团）股份有限公司”简称；2、中国燃气采用数据年份为2021财年，单位为亿港元；3、总资产报酬率=净利润/平均资产总额；4、未公开披露的数据已杠掉。

资料来源：中国货币网，中诚信国际整理

从盈利能力与效率来看，近年来，样本企业整体的营业总收入随业务规模的扩大呈增长态势，其中2020年受疫情影响，售气量增速不及上年，营业总收入增速有所下滑，净利润较上年则出现下降；2021年随着疫情形势缓和，售气量同比有所回升，且由于各地天然气销售价格随采购成本增长出现增长，样本企业营业总收入和净利润

实现明显增长。毛利率方面，2019年和2020年样本企业平均毛利率基本持平，2021年由于天然气市场价格波动导致燃气采购成本大幅增长，而终端销售价格涨幅有限，样本企业平均毛利率水平有所下降。2022年以来，受俄乌战争影响，国际能源价格持续保持在相对高位，大部分样本企业2022年前三季度毛利率同比均出现下滑。近年来，在降本减费及收入提升驱动下，样本企业期间费用率总体呈下降趋势，费用控制能力尚可。总资产报酬率方面，由于营业毛利率的下降，近年来样本企业整体总资产报酬率持续下降；跨区域经营燃气企业的总资产报酬率普遍较高，如新奥天然气、奥德集团和中燃投资的总资产报酬率位于前列，均高于6.5%。而负责省级管网建设投资的燃气企业以及西部地区的燃气企业总资产报酬率相对靠后，如山西天然气、陕西燃气、江西省天然气集团有限公司（以下简称“江西天然气”）和贵州燃气的总资产报酬率均不超过3.00%。

图 12：近年来部分样本企业营业收入情况

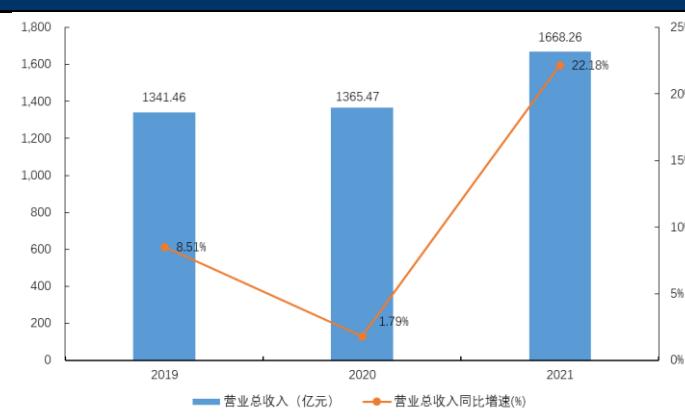
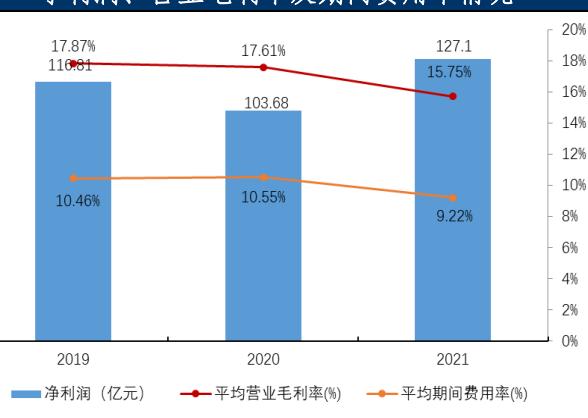


图 13：近年来部分样本企业净利润、营业毛利率及期间费用率情况



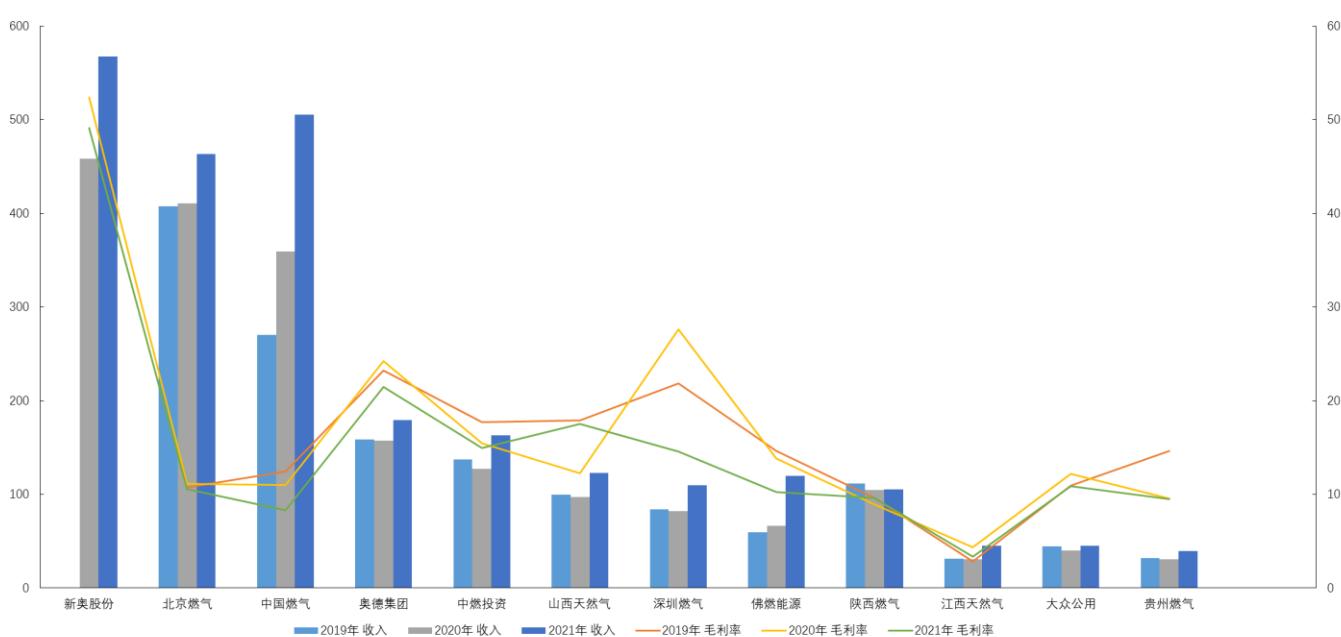
注：由于新奥股份于2020年经历重大资产重组，收入较上年变动较大；中国燃气财务数据单位为港元，均不具有可比性，因此该图中样本企业整体营业收入数据不包括新奥股份、中国燃气。

资料来源：Choice，中诚信国际整理

注：净利润数据不包括新奥股份、中国燃气。

资料来源：Choice，中诚信国际整理

图 14：近年来样本企业城燃业务收入及毛利率情况（亿元、%）



注：新奥股份2019年未开展城燃业务；中国燃气收入数据单位为“亿港元”。

资料来源：Choice，中诚信国际整理

表3：近年来样本企业盈利能力变化

企业名称	净利润（亿元/亿港元）				营业毛利率（%）				期间费用率（%）				总资产报酬率（%）		
	2019	2020	2021	2022.1~9	2019	2020	2021	2022.1~9	2019	2020	2021	2022.1~9	2019	2020	2021
新奥股份	11.84	78.33	105.3	68.40	17.59	18.52	16.74	14.63	10.63	6.22	5.82	7.04	4.95	11.70	8.87
北京燃气	39.37	27.11	38.79	-	10.95	11.21	10.61	-	7.88	6.50	6.68	-	10.38	3.47	4.57
中国燃气	102.61	116.72	87.83	-	28.72	25.87	17.84	-	9.85	9.33	8.19	-	9.25	9.23	5.78
奥德集团	22.56	24.21	26.1	-	25.56	25.68	23.43	-	9.26	9.10	8.43	-	6.66	6.43	6.53
中燃投资	27.22	30.97	31.22	23.48	25.25	22.15	20.00	18.05	7.44	5.83	4.72	5.19	6.78	7.28	6.59
山西天然气	0.43	-9.45	-1.68	-3.12	18.50	12.92	18.17	10.31	20.00	22.38	20.24	16.05	0.15	-3.36	-0.59
深圳燃气	11.09	13.82	15.4	11.1	21.52	25.78	19.79	14.77	12.30	14.76	10.74	9.68	5.17	5.67	5.17
佛燃能源	5.1	5.72	6.44	3.95	15.51	15.49	11.98	9.12	5.36	6.37	6.30	4.77	8.15	7.29	5.70
陕西燃气	2.78	2.58	4.04	-	8.76	9.22	10.12	-	5.62	5.64	6.03	-	1.54	1.35	2.06
江西天然气	0.01	0.58	0.94	0.90	5.18	6.63	6.35	5.05	5.33	5.75	6.62	3.52	0.01	0.75	1.05
大众公用	6.34	5.94	3.92	-0.62	14.16	16.04	15.07	15.84	17.15	21.96	18.59	13.53	2.87	2.57	1.64
贵州燃气	1.91	2.20	1.93	-1.10	20.58	19.63	17.03	9.08	15.73	14.25	12.31	10.87	2.20	2.39	2.01
合计/平均数	128.65	182.01	232.4	-	17.69	17.43	15.59	-	10.55	10.67	9.56	-	4.84	4.56	4.12

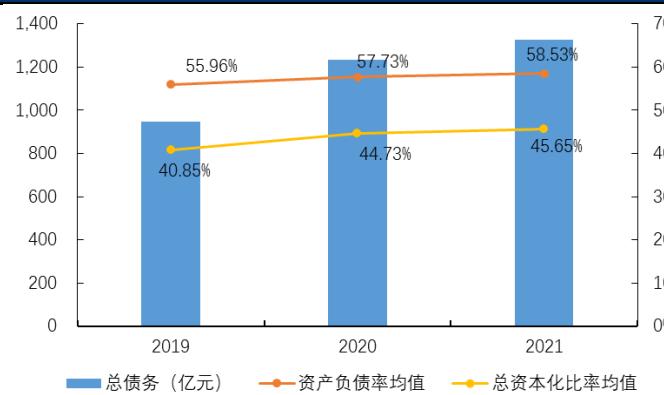
注：1、尾数差异系四舍五入所致；2、“合计/平均数”栏中净利润为合计数，营业毛利率、期间费用率和总资产报酬率为平均数；3、中国燃气净利润单位为“亿港元”；4、净利润合计数不包括中国燃气；5、未公开披露的数据已杠掉。

资料来源：中诚信国际通过公开资料整理

**资本结构方面**，近年来，随着项目建设持续推进，城市燃气企业仍保持一定规模的资本开支，且随着燃气价格上升导致采购成本增长，样本企业总债务规模呈持续上升态势。2019~2021年末，样本企业的有息债务合计分别为947.92亿元、1,232.63亿元和1,327.20亿元（未包含港股上市公司的有息债务）。财务杠杆方面，债务增长和资产规模基本匹配，样本企业整体的财务杠杆水平略有提升且表现相对稳健。截至2021年末，12家燃气企业总资本化比率平均值为45.65%，较上年末微增0.92个百分点，其中山西天然气、陕西天然气和江西天然气3家企业因承担省内管网投资建设，杠杆水平较高，总资本化比率在50.00%以上，后续资本支出压力有待关注；7家企业总资本化比率在30%~50%之间，2家企业总资本化比率低于30.00%。考虑部分城燃企业布局综合能源、新能源赛道，未来仍有一定规模的投资支出，行业整体财务杠杆或将进一步上升。

**现金流偿债指标方面**，2020年以来，受燃气采购成本上升影响，城燃企业经营活动现金流出规模增长明显，样本企业整体的经营活动净现金流持续减少。以样本企业经营活动净现金流中位数/总债务的中位数值粗略测算，2021年该指标达到0.12倍，较前两年较大幅度下降，未来城燃企业现金流对总债务的保障能力有待关注。短期偿债能力方面，截至2021年末，货币资金可以对短期债务实现完全覆盖的企业有4家；覆盖倍数低于0.4的企业有1家，样本企业的短期偿债能力出现分化，但由于城燃行业经营获现能力较强，短期偿债压力相对可控。

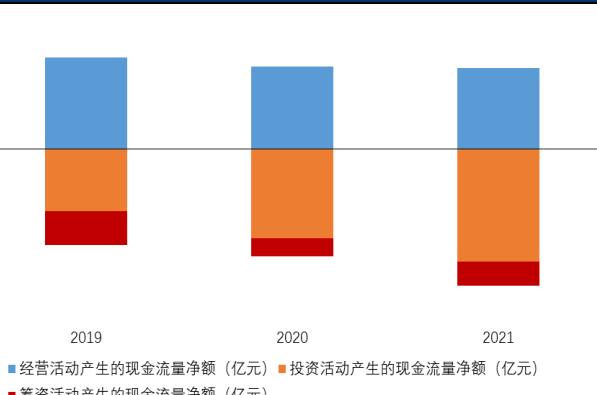
图 15: 近年来部分样本企业总债务及财务杠杆水平



注：总债务数据不包括中国燃气。

资料来源：Choice、中诚信国际整理

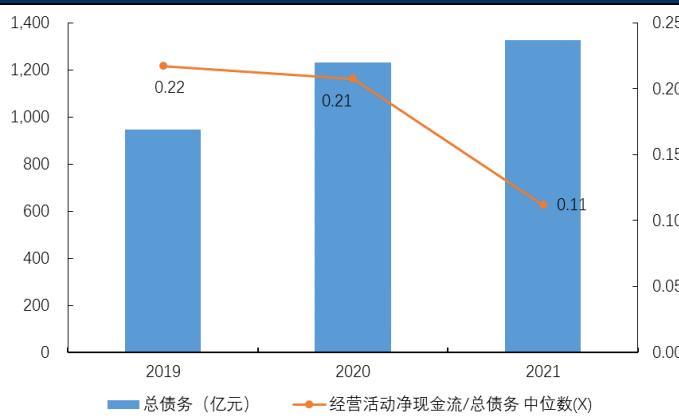
图 16: 近年来部分样本企业现金流情况



注：现金流数据不包括新奥股份、中国燃气。

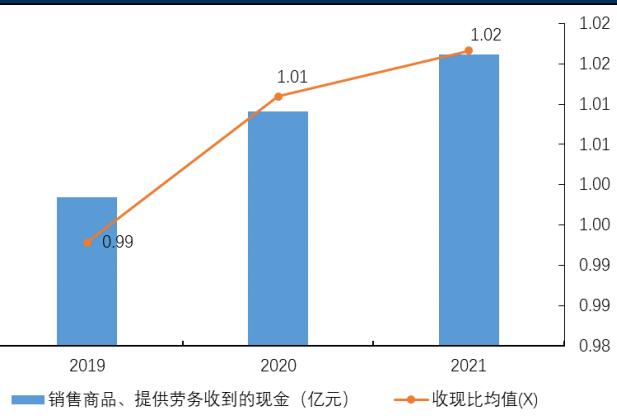
资料来源：Choice、中诚信国际整理

图 17: 近年来部分样本企业经营活动净现金流中位数/总债务 中位数



资料来源：Choice、中诚信国际整理

图 18: 近年来部分样本企业获现情况



资料来源：Choice、中诚信国际整理

表4: 近年样本企业资本结构和偿债能力变化

企业名称	总债务（亿元）			总资本化比率（%）			经营活动净现金流（亿元）			经营活动净现金流/总债务（X）		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021	2019	2020	2021
新奥股份	92.96	333.10	323.65	47.86	48.57	41.21	14.08	124.48	135.10	0.15	0.37	0.42
北京燃气	112.71	125.12	140.78	19.69	20.88	21.55	52.20	58.44	61.78	0.46	0.47	0.44
中国燃气	399.22	507.05	576.99	46.58	45.86	44.46	64.86	82.79	98.76	0.16	0.16	0.17
奥德集团	132.51	146.15	130.87	43.66	42.83	37.16	35.12	29.23	37.68	0.27	0.20	0.29
中燃投资	107.39	104.97	109.84	33.37	30.10	28.72	48.73	42.38	42.49	0.45	0.40	0.39
山西天然气	216.70	216.70	223.27	45.42	87.17	85.00	7.75	1.41	12.03	0.04	0.01	0.05
深圳燃气	60.54	59.59	104.66	34.36	32.37	42.66	24.45	30.28	13.37	0.40	0.51	0.13
佛燃能源	16.73	22.49	47.99	30.96	35.97	46.17	8.70	8.43	3.90	0.52	0.37	0.08
陕西燃气	66.49	67.29	68.76	47.85	47.07	45.79	17.98	14.48	6.59	0.27	0.22	0.10
江西天然气	24.94	32.11	42.30	40.10	45.97	52.57	1.84	3.75	3.14	0.07	0.12	0.07
大众公用	77.67	86.42	87.38	45.64	46.67	46.59	12.18	2.29	6.74	0.16	0.03	0.08
贵州燃气	39.29	38.68	47.70	54.67	53.36	55.87	6.68	3.15	3.20	0.17	0.08	0.07

合计/平均值/中位数	947.93	1232.62	1327.20	40.85	44.74	45.65	229.71	318.32	326.02	0.22	0.21	0.12
------------	--------	---------	---------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	------	------	------

注：1、尾数差异系四舍五入所致；2、“合计/平均值/中位数”栏中总债务及经营活动净现金流为合计数，总资本化比率为平均数，经营活动净现金流/总债务取中位数；3、总债务和经营活动净现金流合计数据不包括中国燃气；4、总债务=短期借款+以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债/交易性金融负债+应付票据+一年内到期的非流动负债+长期借款+应付债券+租赁负债+其他债务调整项。

资料来源：中诚信国际通过公开资料整理。

## 结论

从需求角度来看，我国城市燃气用气人口以天然气为主，近年来天然气供气消费量快速增长。未来随着城镇化和工业化进程持续推进，作为清洁能源的天然气在能源消费结构中的比重将持续提升，天然气需求将继续保持增长态势。从供给角度来看，我国目前的勘探程度无法满足快速增长的天然气消费需求，且区域间的供需矛盾较大。当前主要通过进口天然气来填充供需之间的缺口，并通过“西气东输、川气东送”缓解区域间供需不平衡的矛盾。燃气价格改革持续推进，为燃气运营企业良好运营提供了内生动力；但天然气价格体制仍有待进一步改进。行业格局方面，上游高度集中，中游全国油气主干管网资产整合全面完成，实现了国内全部油气主干管网并网运行；下游市场化程度相对较高，参与主体众多，整体格局较为稳定，近年通过向综合能源服务方向发展，以拓展新的利润增长点。财务表现方面，近年来城燃企业经营受能源价格波动影响较大，净利润水平和偿债能力均有所弱化，部分民营企业和管网建设投资规模较大企业的债务风险和资本支出压力有待关注。综上，中诚信国际认为中国城市燃气行业信用水平在未来12~18个月将保持稳定。

## 附表一：中诚信国际行业展望结论定义

行业展望	定义
正面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将有明显提升、行业信用分布存在正面调整的可能性
稳定	未来 12~18 个月行业总体信用质量不会发生重大变化
负面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将恶化、行业信用分布存在负面调整的可能性
正面减缓	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“正面”状态有所减缓，但仍高于“稳定”状态的水平
稳定提升	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所提升，但尚未达到“正面”状态的水平
稳定弱化	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所弱化，但仍高于“负面”状态的水平
负面改善	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“负面”状态有所改善，但尚未达到“稳定”状态的水平

中诚信国际信用评级有限公司和/或其被许可人版权所有。本文件包含的所有信息受法律保护，未经中诚信国际事先书面许可，任何人不得复制、拷贝、重构、转让、传播、转售或进一步扩散，或为上述目的存储本文件包含的信息。

本文件中包含的信息由中诚信国际从其认为可靠、准确的渠道获得，因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。特别地，中诚信国际对于其准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。在任何情况下，中诚信国际不对任何人或任何实体就 a) 中诚信国际或其董事、经理、雇员、代理人获取、收集、编辑、分析、翻译、交流、发表、提交上述信息过程中可以控制或不能控制的错误、意外事件或其他情形引起的、或与上述错误、意外事件或其他情形有关的部分或全部损失或损害，或 b) 即使中诚信国际事先被通知该等损失的可能性，任何由使用或不能使用上述信息引起的直接或间接损失承担任何责任。

本文件所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。中诚信国际对上述信用级别、意见或信息的准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的担保。信息中的评级及其他意见只能作为信息使用者投资决策时考虑的一个因素。相应地，投资者购买、持有、出售证券时应该对每一只证券、每一个发行人、保证人、信用支持人作出自己的研究和评估。

作者	部门	职称
李转波	企业评级部	高级分析师
李 喆	企业评级部	分析师



中诚信国际信用评级有限责任公司  
地址：北京市东城区南竹杆胡同 2 号  
银河 SOHO 5 号楼  
邮编：100010  
电话：(86010) 66428877  
传真：(86010) 66426100  
网址：<http://www.ccxi.com.cn>

CHINA CHENGXIN INTERNATIONAL CREDIT RATING CO.,LTD  
ADD:Building 5, Galaxy SOHO, No.2 Nanzhuagan Lane,  
Chaoyangmennei Avenue, Dongcheng District, Beijing, PRC. 100010  
TEL: (86010) 66428877  
FAX: (86010) 66426100  
SITE: <http://www.ccxi.com.cn>