

2017 年季节性供气紧张的原因与对策

张书铨 孙竹 刘扬

中国石油大学(北京)工商管理学院

摘 要 研究 2017 年冬季季节性供气紧张形成过程,对于认识我国天然气行业的市场化现状,促进行业平稳发展具有重要意义。为此,基于大量数据分析了 2017 年我国冬季季节性供气紧张的演变过程和严重程度,进而在前人研究成果的基础上,依据天然气供求框架系统分析了供气紧张的形成原因,并提出了应对策略。结果表明:① 2017 年季节性供气紧张从 9 月初见端倪,10 月开始出现,11 月集中爆发,12 月持续发酵,并演变为全国性供气紧张,其严重性体现在供气量缺口巨大、波及区域广以及 LNG 价格大幅度上涨等方面;② 经济回暖与“煤改气”导致天然气需求量的增长超过国内外气源的生产与储运能力约束下的供给增长,从而形成季节性供气紧张。最后,提出了针对性的应对策略:① 以中游为突破口,上下游配合,有序推进天然气行业的市场化改革是解决季节性供气紧张的根本途径;② 统筹推进旧管网的开放与新管网建设,有序建设联络线、核心管网、区域管网等新管网;③ 减缓经济波动与煤改气的冲击,增强供给的保障能力;④ 实行季节差价、峰谷差价等手段调节用气高峰需求,取消交叉补贴,推动气价并轨,出台区域性的应急调峰预案与建立区域性市场等。结论认为:2018 年天然气供求形势预计将有所好转,但形势依然不容乐观。

关键词 季节性供气紧张 演变过程 对策 市场化改革 新旧管网 传导路径 分流 交叉补贴

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.07.017

Reasons and countermeasures for the seasonal gas shortage in 2017

Zhang Shuquan, Sun Zhu & Liu Yang

(School of Business Administration, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 7, pp.120-128, 7/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Studying the formation process of seasonal gas shortage in the winter of 2017 is of great significance to understand the current marketization situations of natural gas industry in China and promote its steady development. In this paper, the evolution process and severity of gas shortage in the winter of 2017 were analyzed based on a large amount of data. Then, the reasons for the gas shortage were studied systematically in the framework of natural gas supply and demand based on the previous research results, and the corresponding countermeasures were put forward. It is shown that the seasonal gas shortage in 2017 began to take shape in September, occurred initially in October, broke out intensively in November, developed continuously in December and eventually evolved into gas shortage all over the country. And its severity is embodied as a huge gas supply gap, a wide range of affected areas, a significant LNG price rise and so on. It is indicated that the reason for the seasonal gas shortage is that the increase of natural gas demand caused by the economic recovery and that the coal-to-gas conversion exceeds the increase of domestic and foreign natural gas supply under the constraint of production, transportation and storage capacity. And the corresponding countermeasures were put forward as follows. First, the fundamental way to solve the seasonal gas shortage is to promote the market-oriented reform of natural gas industry orderly by coordinating the upstream and the downstream with the midstream as the breakthrough point. Second, the opening of old pipe networks should be promoted and the new pipe networks should be constructed orderly, such as tie-lines, core pipeline networks and regional pipeline networks. Third, the impacts of economic fluctuations and coal-to-gas conversion should be alleviated and supply capacity should be strengthened. Fourth, some other measures are also helpful to solving gas shortage like accommodating the peak gas demand by means of seasonal price difference and peak-valley price difference, abolishing cross subsidy to promote gas price merging, making the regional emergency peak shaving plan and constructing regional markets, etc. In conclusion, the natural gas supply and demand is expected to be improved in 2018, but the situation is still not optimistic.

Keywords: Seasonal gas shortage; Evolution process; Countermeasures; Market-oriented reform; New and old pipe network; Conduction path; Shunt; Cross subsidy

基金项目: 国家自然科学基金项目“页岩气开发环境影响量化评估与管理政策研究”(编号:71503264)、国家社会科学基金重大项目“非常规油气开发利用对国家能源安全和社会经济的影响”(编号:13&ZD159)。

作者简介: 张书铨, 1994 年生, 硕士研究生。地址:(102249)北京市昌平区府学路 18 号。ORCID: 0000-0003-2014-0601。E-mail: 18718274103@163.com

通信作者: 孙竹, 1965 年生, 教授, 博士; 研究方向为国际能源经济与金融。地址:(102249)北京市昌平区府学路 18 号。E-mail: zhusun1231@163.com

2017年是天然气发展史上不寻常的一年。2017年5月天然气水合物试采成功,同年7月开始,LNG与管道气先后在上海公开竞价交易,而2017年冬季又发生了严重的季节性供气紧张。

中国的天然气行业历经了十几年的快速发展,尽管有了巨大进步,但无论是硬件设施还是管理机制,都还存在很多问题,市场化改革远未完成。自2009年季节性供气紧张之后,对其系统研究较少,分析2017年冬季的季节性供气紧张过程,对于认识天然气行业的发展现状与思考未来发展的方向都具有重要意义。

1 2017年季节性供气紧张演变过程与严重程度

全面认识2017年季节性供气紧张,可以从其动态演变过程及各地区严重程度等方面进行分析。

1.1 由局部到全国的演变过程

2017年季节性供气紧张可分为几个阶段。2017年9月,天然气的火爆竞价说明季节性供气紧张已经接近。到同年10月份,诸多小县城开始限气,宣告季节性供气紧张真正到来。

季节性供气紧张集中爆发是在2017年11月供暖开始之后。伴随着天然气非居民用气门站价上浮与竞价,季节性供气紧张很快席卷华北华中许多大城市。11月21日,覆盖陕西、山东、湖北等地的中国石油天然气销售北方分公司宣布日均压减 $1\,450 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。作为“煤改气”主力地区,河北省于11月28日首次拉响全省天然气供应橙色预警,开始限气、停气。继河北省之后,湖南省于12月11日发布湖南省天然气迎峰度冬黄色预警(Ⅲ级)。12月上旬,季节性供气紧张已经蔓延到华东地区与西南地区。川渝、云南等地化肥化工企业已经从12月8日开始限气,这意味着2017年的季节性供气紧张已演变为全国性质。

对于不断蔓延的季节性供气紧张,各方纷纷采取相应措施。国家层面,一是规范LNG价格;二是在“煤改气”未完工地区,允许煤炭弥补供暖能源缺口。地方层面,北京市启动华能应急备用燃煤机组发电,以缓解用气紧张;广东开展“南气北输”与“南气北运”来支援北方用气。企业层面,在中亚气减供之后,中国石油天然气集团公司(下文简称“中石油”)派出特使与中亚有关国家协调。在上述多种措施与

天气逐渐转暖的作用下,季节性供气紧张在2018年1月总体上稳定下来,但依然面临一些不稳定因素(例如中亚进口气)。

1.2 “高大”的严重程度

2017年季节性供气紧张可以用两个字来形容:高与大。

1.2.1 季节性供气紧张之“高”——LNG价格达历史新高

2017年,尽管在上海石油天然气交易中心交易的LNG占全国全年天然气消费总量的比例不到10%,但是已经放开的LNG价格能够反映国内LNG市场供求形势,也在一定程度反映了季节性供气紧张的严重程度。LNG价格全国指数从2017年9月底开始上涨。如图1所示,LNG价格上涨过程可以分为两个阶段——9月底至10月20日期间增长相对缓慢;10月21日—12月22日期间增长极快。到12月22日,LNG价格已达历史新高的7472元/t。此前LNG价格一直低于5600元/t。从价格也可以看出,2017年的天然气紧张程度已远超过去。

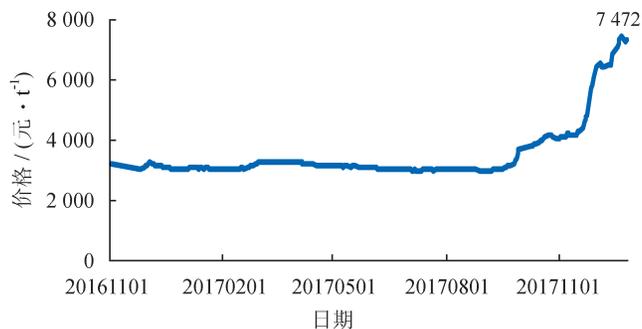


图1 中国LNG出厂价格全国指数图

注:数据来源于上海石油天然气交易中心

随着LNG价格全国指数上涨,各地区之间的价格差距也逐渐拉大。华北地区与东北地区是2017年LNG价格上涨幅度最大的区域。西南、华中、华东与京津冀地区次之,华南地区与新疆则上涨较慢。

综上所述,从全国来讲,LNG价格在冬季有大幅度的上涨,反映全国资源供应紧张的局面。从各地区来讲,价格水平显示的各省的季节性供气紧张程度差异与前文分析吻合,即以东北、华北为季节性供气紧张中心,向南向西蔓延。

1.2.2 季节性供气紧张之“大”——众多省份缺口大

缺口数据是衡量季节性供气紧张严重程度最直接的指标。笔者通过有关政府部门与权威新闻媒体发布

的信息,采集到季节性供气紧张覆盖区内一些省份的缺口数据(表1)。表1涉及的估算公式:①高峰期需求=年需求×峰谷差/(峰谷差+1),高峰期指第1、4季度,共6个月;②采暖期需求=高峰期需求×采暖指数,采暖期指11月至下一年2月,共4个月;③采暖指数=2017—2018年度全国采暖期消费量/2017年全国高峰期消费量;④缺口比例=采暖期缺口绝对值/采暖期需求;⑤2017年缺口比值=(2017年需求增长率-2017年供给增长率)/(1+2017年需求增长率)。其中,峰谷差取2017年高峰期(第1、4季度)消费与低谷期(第2、3季度)消费的比值(1.26),全国各月需求数据参考国家发展和改革委员会《2017年天然气运行简况》^[1]系列公告。

这些省份中,既有内陆资源产地(陕西与四川),也有“煤改气”大省(河北),还有管道末端的沿海地区(山东)与距离季节性供气紧张中心较远的南方地区(湖北与湖南)。选取的这些地区具有广泛的代表性,能够表现全国季节性供气紧张严重程度的总体情况。

根据表1,华北、华中、西南地区等诸多省份都面临着较大供气缺口(均超过10%)。为保障居民用气,石家庄、武汉、西安等全国三十余个地市陆续发布了《天然气迎峰度冬应急预案》。由于天然气资源总量不足,需要通过全国调配资源来落实“保民用、保公用、保重点”。这样一来,即使是天然气资源丰富与非供暖的地区,供气缺口也会存在。

表1 具有季节性供气紧张代表性地区的供气缺口表

地区	缺口比例	缺口对应时间	缺口数据来源	总需求数据来源	计算公式
陕西	21.46%	采暖季	山东省发改委	国家能源局	①~④
河北	10.00%~20.00%	应急预案期内	河北省发改委	河北省发改委	
山东	18.52%~22.22%	采暖季	齐鲁晚报	齐鲁晚报	⑤
湖南	10.00%~20.00%	应急预案期内	湖南省经信委	湖南省经信委	
川渝	20.60%	采暖季	界面新闻	中国电力新闻网、重庆市经信委	①~④
湖北	23.33%~29.16%	采暖季	湖北日报	人民网	①~④

注:除了河北与湖南的,其余缺口数据都是笔者估算得出

2 季节性供气紧张的形成原因

季节性供气紧张属于天然气行业快速发展期中的正常现象^[2]。在快速发展期,相比于保供,对于体量增长速度的要求更高。而且不可预期因素不断涌现,保持供求平衡难度较大。这是季节性供气紧张形成的根本原因。

在过去十年,季节性供气紧张比较频繁的一个重要原因是供求增长相对独立^[2]。一方面,由于下游市场开发周期短、成本低、政府推动作用大(环保政策与价格管制)等因素,需求增长速度快;另一方面,由于天然气上中游生产运输周期长、成本高与不易储存等特性,所以必须严格按照需求制订与调整生产计划。又由于运输储存系统庞大,生产与输送的调整具有时滞。因此,供给增长速度难以跟上需求增长速度,从而形成季节性供气紧张。

不少文献认为,政策驱动的需求增长过快,以及管道缺乏联通与储气库等调峰基础设施不足是产生季节性供气紧张的直接原因^[2-6]。通过研究发现,

上述观点在2017年季节性供气紧张中依然成立。在前人研究的基础上,笔者在供求框架下系统地分析2017年季节性供气紧张产生的直接原因。

2.1 需求冲击猛烈

需求增长过快,形成了对于供求均衡的冲击,是季节性供气紧张形成的第一原因。而需求冲击来自三个方面:不断扩大的峰谷差、经济回暖与“煤改气”。

2.1.1 峰谷差是长期以来季节性供气紧张存在的基础

峰谷差反映天然气使用需求从夏秋季到春冬季的上涨过程。天然气的设计产能受制于平均产量,使得最大产能有限,需求峰谷差中的峰值可能超过最大产能,奠定季节性供气紧张长期存在的基础。由于产气与输气的调整时滞导致临时调峰困难,受天气、政策等因素影响的峰谷差扩大将进一步加剧冬季季节性供气紧张。

作为“煤改气”任务最为艰巨的地区,河北2015年的高峰期(第1、4季度,下同)与低谷期(第2、3季度,下同)的消费比值是1.66:1。另一个“煤

“煤改气”大省——河南，2016年12月消费量与6月份的比值是1.80:1。从全国来讲，2016年高峰期消费量与低谷期消费量之比是1.46:1。尽管2017年实际消费的峰谷差略有下降(1.26:1)，但是消费总量增长幅度大，产能建设滞后，导致高峰需求量得不到满足，从而产生季节性供气紧张。

2.1.2 经济回暖促使总体需求增长

2017年的经济回暖明显。根据国家统计局数据，2017年GDP较前一年增长11.23% (2016年较2015年的增长是7.91%)，工业增加值增长12.96% (2016年是4.81%)。除了具有刚性的城镇燃气，其他用气量(如工业)受经济影响较大。根据《中国天然气发展报告(2017)》等资料^[7]，2017年非城镇燃气用气量占消费总量比值高达67.5%。因此经济回暖会显著刺激天然气需求的增长，是2017年季节性供气紧张的一个重要原因。

需要注意的是，根据刘朝全等^[8]《2017年国内外油气行业发展报告》，2017年天然气消费增长速度是17%，比经济增长速度(11.23%)高出5.77%。所以经济增长还不能够完全解释总需求增长与季节性供气紧张问题。

2.1.3 “煤改气”增量需求扩大调峰难度

清洁供暖会使得冬季天然气需求增加。因此，“煤改气”会增加冬季保供的难度。2017年是《2013年大气污染防治行动计划》方案第一阶段收官之年，为了完成指标，中华人民共和国环境保护部在2017年出台(《京津冀及周边地区2017年大气污染防治工作方案》《京津冀及周边地区2017—2018年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》(下文简称为“《行动方案》”)两个文件，严令要求京津冀及周边地区抓紧治理空气污染。基于此，2017年的“煤改气”行动规模与力度比以前增大了很多。《行动方案》的要求可以用3个词来形容：范围广(横跨6个省市28个城市)、任务重(主要体现在“煤改气”的户数与小锅炉淘汰数量)与时间紧(10月底为期限)。实际上，

各地方在贯彻落实的过程之中又自主加大了力度(表2)。因此导致2017年采暖季的天然气需求增长失控。

综上所述，2017年需求多方面因素对于供求均衡形成冲击。首先，较大的峰谷差是长期以来季节性供气紧张存在的基础，2017年也不例外。其次，相比于前两年的天然气需求增长放缓，2017年经济增长使得总体需求大幅度增长，超过了预期，也是资源供应难度加大的原因。最后，2017年失控的“煤改气”使得增量需求增长过快，也是季节性供气紧张产生的一个重要原因。

2.2 供给陷于被动

面对需求的冲击，供给显得有点被动。完整的供给包含三个环节：气源、相关基础设施与资源分配政策。2017年季节性供气紧张发展进程中，这3个环节均存在问题。

2.2.1 国产天然气与进口管道气增长缓慢

天然气供给来源有3个：国产天然气、进口管道气与进口LNG。从数据上看，这3路气源的供应都存在问题，尤其是前两个气源。

首先，国产天然气增长相对不足。根据国家统计局资料，2017年天然气总产量为 $1\,474 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，同比增长8.5%。从增速看，2017年产量增幅(8.5%)远小于需求增幅(17.0%)。从对外依存度看，相比国内 $2\,352 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的总需求，国内产量仅仅占比62.67%，则对外依存度达到37.33%。事实上，近十年天然气对外依存度在稳定增加，从2007年的1.99%增长到2017年的37.33%。因此，长期以来，2017年季节性供气紧张与产量增长较慢相关。

其次，进口管道气供应风险较大。截至2017年，中国的管道气进口来源国只有4个——土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、缅甸和哈萨克斯坦。根据中石油网站资料统计，2017年，中国的管道天然气的进口合同量为 $580 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[9-13]。据中国海关总署数据，2017年我国进口气态天然气 $3\,043 \times 10^4 \text{ t}$ (即 $413.85 \times 10^8 \text{ m}^3$)，增加8.8%，增幅仅为天然气消费增幅(17%)

表2 各省市“煤改气”(电)的完成情况表

参数	北京	天津	河北	河南	山东	山西	合计
“煤改气”(电)指标/万户	30	29	180	42	35	39	355
实际完成量/万户	30	34	247	115	54	100	580
完成率	100.00%	117.24%	137.22%	273.81%	154.29%	256.41%	163.38%
超标率	0	17.24%	37.22%	173.81%	54.29%	156.41%	63.38%

注：指标数据来源于《京津冀及周边地区2017—2018年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》，实际完成数据来自本文参考文献[14]

的1/2左右。2017年的管道气进口增长缓慢与非预期因素有关,即中亚气相比合同计划供应量减少了 $4\,000\times 10^4\sim 5\,000\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。事实上,自2011年开始,管道气进口增长率在持续下降。因此,未来进口管道气还会是冬季保供难题之一。

最后,进口LNG增长很快,但依然不足以填满缺口。截至2017年,我国已签订的LNG贸易合同量为 $5\,000\times 10^4\text{ t/a}^{[15]}$ 。LNG进口主要来自澳大利亚、东盟、卡塔尔等国家与地区。2017年我国共进口LNG $3\,789\times 10^4\text{ t}$,增加48.4%,实际进口量仅占进口合同量的75.78%。进口量没有进一步扩大的原因如下:首先,受过去几年的油价大幅度下跌与经济不景气影响,LNG进口企业对于2017年天然气需求增长过快估计不足,加上LNG长协合同有未来几年补提的条款,利于LNG进口企业将部分气延迟到未来提取。其次,LNG接收站开放程度还较低,不利于供应量扩大。最后,LNG接收站不足也是限制LNG进一步扩大的因素。最终,尽管2017年LNG进口暴增,但因为市场预期与市场结构等因素阻碍了进口的进一步扩大,2017年季节性供气紧张得以形成。

综上所述,虽然2017年的供应有了很大增长。但是与需求相比,供应总体上依然不足,特别是国产天然气与进口管道气。

2.2.2 部分基础设施严重不足

天然气是难以运输与储存的商品,又由于资源远离市场,天然气运、储需要大量基础设施。主要的天然气基础设施有:国内输配气管网、边境进口输气管网、储气库与LNG接收站。其中,后两个设施的问题较大。

2.2.2.1 储气能力严重不足

储气库是天然气进行不同季节间资源调配不可缺少的设施。截至2017年底,我国建成12座地下储气库,工作气量仅占全国天然气消费量的3.6%,而世界平均水平是10%。按照国际煤气工业联合会(IGU)的标准,天然气对外依存度达到和超过30%的国家,储气库工作气量需超过天然气消费量的12%。我国储气能力严重不足,是2017年季节性供气紧张形成的重要原因。

2.2.2.2 北方LNG接收站不足

2017年LNG进口增长40%以上,极大考验了LNG接收站的接收能力。截至2017年6月底,全国共建成投产17座LNG接收站,接收能力共计 $5\,500\times 10^4\text{ t/a}^{[16]}$ 。2017年LNG进口量为 $3\,789\times 10^4\text{ t}$,

因此LNG接收站的平均利用率已经达到68.89%。

从局部来看,2017年北方“煤改气”的6省市中只有3座运营的LNG接收站(唐山、天津、青岛),总接收能力是 $940\times 10^4\text{ t/a}^{[17]}$ (约为 $127.84\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$,即平均为 $0.35\times 10^8\text{ m}^3/\text{d}$),而与之相比,2016年6省市天然气消费量为 $513.88\times 10^8\text{ m}^3^{[18]}$,估计2017年高峰期对于LNG的日需求是 $0.29\times 10^8\text{ m}^3$ (假设2017年北方6省市的需求增长17%,LNG占总供应量的比例是15%,峰谷差是1.46:1),平均占接收能力的83%左右。83%是高峰期每日的平均利用率,在高需求月份LNG使用率会更高。事实上到冬季,这几个接收站码头均处于满负荷运转状态。此外,2017年广东等地的“南气北输”也可以反映北方LNG接收能力的不足。

2.2.3 “压非保民”政策落实不到位

面对冬季用气高峰与资源供应有限的情况,国家政策是“压非保民”(压缩非民用气,保证民用气)。不过,很多地方供气企业套利,不利于保障居民用户,从而使季节性供气紧张向居民用户蔓延。出现企业套利原因是“价格双轨制”——居民用气价格低于非居民用气价格。一些燃气公司以民用气的名义申请低价天然气,再高价销售给非民用气者,赚取价差。这就使本该保障民生的天然气供给更加紧缺。对有关部门来说,在“煤改气”严格要求之下,面临的保供难度大大增加。当前“煤改气”与保供是一对矛盾,因此存在季节性供气紧张也是当下难以回避的问题。

综上所述,2017年气源量、储运能力和资源分配等环节都存在问题:气源问题是国产天然气与进口管道气增长相对缓慢;储运问题是储气库与LNG接收站的不足;资源分配问题是“压非保民”政策落实不到位。

3 季节性供气紧张的应对策略

3.1 以改革促发展是解决季节性供气紧张问题的根本途径

在当前以及未来很长一段时间,中国天然气行业仍处于快速发展期,增长依旧大于保供。因此,保供需要以保证增长为前提。同时,随着行业发展,逐渐提高保供能力也越来越重要。

推进天然气市场化改革、促进天然气行业发展是解决季节性供气紧张问题的根本途径。市场化改革包括上、中、下游等环节的改革。基于天然气产

业链的特征，上下游改革与中游改革有差异，上下游改革与中游改革相辅相成，要协调推进。在现阶段，中游改革已经成为改革的重中之重。首先，没有中游改革，上下游改革无法继续推进。其次，中游有很大的改革空间。因此，要以中游为主要突破口，上下游配合的思路推进改革。

3.1.1 改善管网运营体制

中国的管网建设运营已经有十几年历史，很多条件已经发生改变。例如，市场开发难度、气源多样性的要求与管网建设审批难度增加；随着天然气消费基数增长，政府的补贴能力逐渐下降；旧管网效率改进的要求提高等。这些条件的改变推动着管网运营体制的改革。管网运营体制改革注重两个问题：完善旧管网的运营体制与建立新管网的建设运营模式。

3.1.1.1 完善旧管网的运营体制

短期而言，旧管网大规模向第三方公平开放的时机还未成熟，需要循序渐进地开放。

从国外经验看，开放进程大致如下：前期自愿与有歧视地开放，后期强制无歧视地开放。根据我国实际情况，假如短期内国家管网公司未能成立，可以先要求三大油气公司拿出部分管网资产自愿向彼此开放，并将开放的实施成效作为未来竞争新管网使用权的一个依据。其次，规定自愿到强制开放的时间表。最后，有序推进管网互联互通与管网独立，促进旧管网开放，也为未来新管网的独立与开放运营积累经验。

管网开放要求对成本与价格进行严格监管，国家与许多省份已经出台相关试行办法，需要进一步推进。管网开放还要求互联互通，所以修建联络线也是必要的。

3.1.1.2 新的管网建设运营模式

在互联互通、开放等改革趋势下，旧的建设模式弊端凸显，有必要探索新的模式。备受讨论的方案有两个：①依然采用三大油气公司建设运营的模式；②国家管网公司建设运营的模式。

从统一规划而言，需要三大油气公司之外的独立主体来集中规划、建设和运营。从推进互联互通与开放而言，直接产生独立的运营者可以避免从垄断到开放的长期过程与各种历史问题的积累，利于尽早探索管网开放运行模式，加快改革的整体进程。因此，国家管网公司是更好选择。

管网规划需要全局考虑，而建设需要分块有序进行。根据互联互通的需求，新管网建设应该按照

如下顺序：①旧管网的联络线，以此联结现有管网、释放其运输能力，这是三大油气公司之间及未来向其他第三方开放的基础条件；②核心管网或者中心枢纽管网，它是统筹资源调配、提高新旧管网整体运行效率与输气能力的决定性部分，也是可以尽早投入使用的部分；③靠近产销两头的区域性管网，利于在旧主干管网基础上推进放开两头的改革；④全新的长输主干管道。前 3 个能够与旧管网形成良好的互补，可以与其混合使用，因而是优先建设的目标。最后一类管网与新市场、新气源关系更加密切，因而是远期的建设目标。

3.1.2 上下游配套措施

随着改革推进，两头放开、促进竞争呼声日益高涨，上下游主体的“多对多”关系越来越重要。短期而言，促进多元化关系的途径有两个：①三大油气公司之间形成竞争。随着行业发展壮大，在相同空间与时间上的业务竞争与碰撞已经无可避免，尤其是在新的管网建设运营模式出现以后。因此，改变当前相对分割的市场格局、促进三大油气公司之间相互竞争的时机已经成熟。②三大油气公司内部油气田相对独立运营，形成三大油气公司内部的竞争。只有三大油气公司之间的竞争是不够的，但短期内形成新的大规模油气企业不太现实，而将三大油气公司内部油气田升格变成相对独立的供气主体是相对可行的。

3.2 从原因出发寻求解决途径

3.2.1 减缓经济波动与煤改气的冲击

经济波动对需求的冲击具有一定的传导路径。对此，可以通过在传导路径的各个阶段通过分流冲击来减少对最终需求的冲击（图 2），具体如下：①经

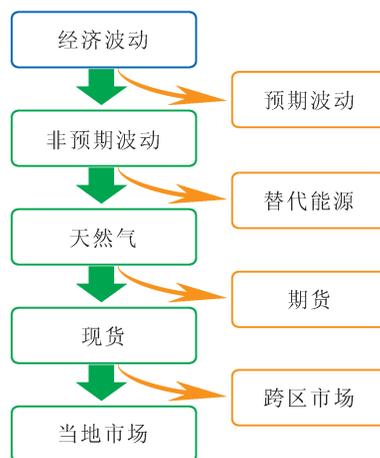


图 2 减缓经济波动冲击的分流示意图

济波动自身的分流,通过研究经济发展趋势,将预期波动因素分流出去;②从非预期经济增长到能源需求,利用可替代能源吸收部分能源需求的非预期波动;③对于天然气需求波动,可利用期货交易将部分需求分流出去;④针对天然气现货需求波动,又可通过不同地区之间的交易达到分流目的。

尽管“煤改气”的人为因素较多,但也适合用分流的方法来减轻其对于某个地区现货需求的冲击。“煤改气”之前签订供气合同体现第1次分流;煤改气完整来说是“煤改气(电)”,用电适当替代气则体现第2次分流;“煤改气”的分期考核则体现第3次分流。在2017年的煤改气过程中,预期指标与实际完成量、改气与改电的比例、收官年与一般年的指标完成量分布等分流关系出现了一些问题,导致保供难度加大。

3.2.2 增强供给的保障能力

3.2.2.1 完善我国储气库的建设与运营

首先,储气库建设要同市场开拓与管网建设协调推进,将储气库纳入整体管网规划之中。设施建设的整体规划要求越来越高,在规划期充分考虑储气库是内在要求;其次,储气库的注采周期一般每年一次^[19-20],利用时段集中。因此要注重闲时的保养维护,保证在使用期正常运行。最后,在有条件情况下,可考虑增加闲时的利用率(例如支持夏季天然气发电),以增加经济效益与促进储气库建设。

3.2.2.2 减少对储气库的依赖

储气库受自然地理条件限制较大,因此减少对其依赖也是必要的。为此,要利用好储罐、LNG接收站、用户(可中断用户)等其他储气方式。同时,建立完善包括上中下游的多级储备体系。

完成上述多级储气体系建设需要几个条件。首先,经济性是首要因素。落实储气服务收费与调峰气价的市场化定价将是关键;其次,市场规模扩大往往能够减少成本与增加效益。因此,要建立一个区域性甚至全国性的储气调峰市场,通过市场交易来实现储气调峰指标的再分配;最后,对于上下游之间储气责任的互动关系需要明确规定。否则,上下游在某些责任的互动上可能会衍生出一些隐性成本,干扰市场价格信号的传导。

3.2.2.3 妥善解决交叉补贴问题,落实“压非保民”政策

交叉补贴是当前阶段天然气缺乏经济性与保障居民基本生活需要的矛盾造成的产物,它存在不少问

题。首先,补贴居民用气导致非居民用气成本的增加,最终还是由居民作为消费者来承担,同时居民事实上还在支付缺气的隐性成本;其次,交叉补贴是供气企业对居民的用气补贴,而这本应是政府行为;再次,随着非居民价格市场化改革推进,非居民用气价格将随供求波动,而居民用气价格缺乏弹性。这种用变动的价格去补贴另一种固定的价格显然是有问题的;最后,价格双轨制额外产生了核查用户结构的成本。

因此,取消“交叉补贴”,推动气价并轨是大势所趋。事实上,为了理顺居民气价,2018年5月25日,国家发展和改革委员会发布通知,居民门站气价采用基准门站价格管理,基准价格水平衔接非居民门站价格。值得注意的是,居民终端气价调整时间与幅度由地方物价部门决定。如何考量居民的承受能力与城镇燃气的经营收益,权衡居民“煤改气”的目标与对居民精准补贴的政府支出,是决定地方上能否合理承接门站价格改革,正确传导价格波动的关键。

3.2.3 其他措施

除了上述应对策略之外,还可以考虑以下措施:

- 1) 实行季节差价、峰谷差价等手段调节高峰需求^[21]。
- 2) 在居民门站价格改革基础上,推动居民门站价格与居民“阶梯气价”挂钩以完善终端价格^[19]。
- 3) 出台区域性的应急调峰预案与建立区域性市场。
- 4) 通过完善LNG市场,扼制液化厂对于用户在长期合同上的违约等市场乱象,规范LNG价格。

4 结论与展望

在大量最新数据基础上,系统研究了2017年季节性供气紧张的演变过程、严重程度、原因与应对策略。得到主要结论如下:

1) 2017年季节性供气紧张从9月初见端倪,10月开始出现,11月集中爆发,12月份继续发酵,2018年1月相对稳定。其严重性体现在供气缺口巨大与LNG价格大幅度上涨等方面。

2) 天然气行业快速发展期中,“增长”大于“保供”的基本关系是季节性供气紧张产生的深层原因。需求的超预期增长与供给的基础设施约束共同造成了这次严重季节性供气紧张。

3) 以中游为主要突破口,上下游配合,推进天然气市场化改革是解决季节性供气紧张的根本途径。

具体而言,可以从分流外部因素对需求造成的冲击、完善储气库建设运营、建立多级储气体系与取消交叉补贴等方面寻找对策。

展望 2018 年,天然气供求将受到各种因素,包括积极因素、消极因素与不确定因素的影响。其中,天然气供应方面的积极因素有,中石化天津 LNG 接收站已启动运行;储气库等基础设施加快建设;页岩气发展快;LNG 进口空间还很大;居民气价得到进一步理顺。消极因素包括,北方“煤改气”要求不会有明显下降;季节性峰谷差问题还将长期存在;中亚气依然是个不稳定因素。不确定因素是由于利益博弈与信息不对称,政府采取应对季节性供气紧张的手段与效果是不确定的。因此,在上述因素的综合影响下,2018 年天然气供求形势会有所缓和,但冬季仍会有一定程度的用气紧张。

参 考 文 献

- [1] 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 2017 年天然气运行简况 [EB/OL]. (2018-01-31)[2018-05-15]http://www.ndrc.gov.cn/fzggzjyx/mtzhgl/201801/t20180131_876398.htm. National Development and Reform Commission. A brief review of natural gas industry in 2017[EB/OL]. (2018-01-31)2018-05-15]. http://www.ndrc.gov.cn/fzggzjyx/mtzhgl/201801/t20180131_876398.htm.
- [2] 刘毅军. 产业链视角下的“气荒”解读 [J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 119-122. Liu Yijun. An analysis of "gas famine" in China from the perspective of natural gas industrial chain[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 119-122.
- [3] 董秀成, 李君臣. 我国“气荒”的原因及对策 [J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 116-118. Dong Xiucheng & Li Junchen. Origins and countermeasures for "gas famine" in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 116-118.
- [4] 张抗. “气荒”中的冷思考 [J]. 国际石油经济, 2010, 18(1): 40-44. Zhang Kang. Rational reflections on the gas shortage panic[J]. International Petroleum Economics, 2010, 18(1): 40-44.
- [5] 张数球, 李晓波. “气荒”成因与对策 [J]. 天然气技术与经济, 2010, 4(6): 67-69. Zhang Shuqiu & Li Xiaobo. Causes and countermeasures for gas shortage[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2010, 4(6): 67-69.
- [6] 肖嵩. 从气荒现象看天然气的市场发展与供气调峰 [J]. 城市燃气, 2010(10): 31-35. Xiao Song. Analysis natural gas market expand and gas supply peak stabilize from phenomenon of gas lack[J]. Urban Gas, 2010(10): 31-35.
- [7] 国家能源局石油天然气司, 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所, 国土资源部油气资源战略研究中心. 中国天然气发展报告 (2017 年) [R]. 北京: 石油工业出版社, 2017. National Energy Bureau Petroleum and Natural Gas Division, Institute of Resources and Environmental Policy of the State Council Development Research Center & Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, MLR. 2017 report on natural gas development in China[R]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [8] 刘朝全, 姜雪峰. 2017 年国内外油气行业发展报告 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2018. Liu Zhaoquan & Jiang Xuefeng. Report on the development of oil and gas sector in 2017 at home and abroad[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [9] 中国石油. 中国石油在土库曼斯坦 [EB/OL]. (2014-09-15)[2018-03-11]. http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Turkmenistan/country_index.shtml. CNPC. CNPC in Turkmenistan[EB/OL]. (2014-09-15)[2018-03-11]. http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Turkmenistan/country_index.shtml.
- [10] 中国石油新闻中心. CPE 优快完成南约洛坦年 100 亿立方米天然气项目纪实 [EB/OL]. (2013-11-11)[2018-03-11]. http://center.cnpc.com.cn/zgsyb/system/2013/11/07/001455803.shtml. CNPC Press Center. CPE fulfilled record of 100 million cubic meters of natural gas project in South Youtlotan[EB/OL]. (2013-11-11)[2018-03-11]. http://center.cnpc.com.cn/zgsyb/system/2013/11/07/001455803.shtml.
- [11] 中国石油. 中国石油在乌兹别克斯坦 [EB/OL]. (2014-09-15)[2018-03-11]. http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Uzbekistan/country_index.shtml. CNPC. CNPC in Uzbekistan[EB/OL]. (2014-09-15)[2018-03-11]. Http://www.cnpc.com.cn/cnpc/Uzbekistan/country_index.shtml.
- [12] 中国石油新闻中心. “煤改气”供需紧张局面将改善 [EB/OL]. (2017-10-24)[2018-03-11]. http://news.cnpc.com.cn/system/2017/10/24/001665814.shtml. CNPC Press Center. Tight supply and demand of coal to gas will improve[EB/OL]. (2017-10-24)[2018-03-11]. http://news.cnpc.com.cn/system/2017/10/24/001665814.shtml.
- [13] 陈竹. 中缅天然气供销协议达成 [EB/OL]. (2008-12-26)[2018-03-11]. http://www.caijing.com.cn/2008-12-26/110042870.html. Chen Zhu. China-Myanmar natural gas supply and marketing agreement reached[EB/OL]. (2008-12-26)[2018-03-11]. http://www.caijing.com.cn/2008-12-26/110042870.html.
- [14] 韩舒淋. “煤改气”带动燃气壁挂炉销量暴增 2.6 倍, 产服务质量等短板凸显 [EB/OL]. (2017-12-19)[2018-03-11]. https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MjM5NDU5NTM-4MQ==&mid=2653330913&idx=2&sn=d9c951391cc672762416c5fb1a232beb&chksm=bd576abb8a20e3ad43e2d-76cb27e3b26436ba8eb07f22e318759b6f287734680fcc08b-69da85&scene=0. Han Shulin. "Coal to gas" led to a 2.6 times increase in sales volume of gas fireplaces, highlighting the short board such as production quality and service[EB/OL]. (2017-12-19)[2018-03-11]. https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MjM5NDU5NTM-

4MQ==&mid=2653330913&id=2&sn=d9c951391cc672762416c5fb1a232be&chksm=bd576abb8a20e3ad43e2d76cb27e3b26436ba8eb07f22e318759b6f287734680fcc08b69da85&scene=0.

[15] 王新哲, 单卫国. 低油价对亚洲 LNG 市场的影响 [J]. 国际石油经济, 2017, 25(6): 58-64.

Wang Xinzhe & Shan Weiguo. Effects of low oil price on LNG market in Asia[J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(6): 58-64.

[16] 李倩. 前三季度 LNG 进口量同比增 43%[EB/OL]. (2017-12-06)[2018-03-11]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2017/12/06/001671125.shtml>.

Li Qian. LNG imports rose by 43% in the first three quarters[EB/OL]. (2017-12-06)[2018-03-11]. [Http://news.cnpc.com.cn/system/2017/12/06/001671125.shtml](http://news.cnpc.com.cn/system/2017/12/06/001671125.shtml).

[17] 白桦. 中国 LNG 发展十年, 接收能力年均增长 44%[EB/OL]. (2017-08-11)[2018-03-11]. http://www.sohu.com/a/164134537_650865.

Bai Hua. China LNG has developed for ten years and its annual average growth of receiving capacity is 44% [EB/OL]. (2017-08-11)[2018-03-11]. [Http://www.sohu.com/a/164134537_650865](http://www.sohu.com/a/164134537_650865).

[18] 国家发展和改革委员会. 北方地区冬季清洁取暖规划(2017—2021 年) [EB/OL]. (2017-12-20)[2018-03-11]. http://www.gov.cn/xinwen/2017-12/20/content_5248855.htm.

National Development and Reform Commission. Winter clean heating planning in northern China (2017-2021)[EB/OL]. (2017-12-20)[2018-03-11]. http://www.gov.cn/xinwen/2017-12/20/content_5248855.htm.

[19] 霍瑶, 黄伟岗, 温晓红, 王亚莉, 李俏静. 北美天然气储气库建设的经验与启示 [J]. 天然气工业, 2010, 30(11): 83-86.

Huo Yao, Huang Weigang, Wen Xiaohong, Wang Yali & Li Qiaojing. Experience and enlightenment from the construction of underground natural gas storage facilities in North America[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(11): 83-86.

[20] 张刚雄, 李彬, 郑得文, 丁国生, 魏欢, 钱品淑, 李春. 中国地下储气库业务面临的挑战及对策建议 [J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 153-159.

Zhang Gangxiong, Li Bin, Zheng Dewen, Ding Guosheng, Wei Huan, Qian Pinshu & Li Chun. Challenges to and proposals for underground gas storage (UGS) business in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 153-159.

[21] 王富平, 冯琦, 崔陈冬, 胡奥林. 中国天然气差别价格体系研究 [J]. 天然气工业, 2017, 37(12): 112-118.

Wang Fuping, Feng Qi, Cui Chendong & Hu Aolin. The differential natural gas pricing system in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(12): 112-118.

(修改回稿日期 2018-05-07 编辑 罗冬梅)

辽河油田拟建全国最大的地下储气库群

随着我国天然气消费量与日俱增, 保障这一战略能源的季节性供需平衡就变得尤为重要。地处东北沿海的中国石油辽河油田公司(以下简称辽河油田)近期启动了新一轮的地下储气库(以下简称储气库)建设计划, 未来几年, 将利用濒临枯竭的油气藏建设总库容量相当于半个“三峡水库”的储气库群, 为东北乃至京津冀地区的冬季天然气供应打造“稳定器”。

根据辽河油田近日发布的储气库建设规划, 这座老油田未来将在不足 10 000 km² 的陆上, 建成总库容量达 200×10⁸ m³、年调峰能力突破 100×10⁸ m³ 的储气库群。跟目前全国已拥有的 25 座、设计总库容量为 415×10⁸ m³ 的储气库相比, 辽河油田未来的储气库群建成后将成为我国最大的储气库群。

开采了近半个世纪的辽河油田拥有多个枯竭气藏。据辽河油田储供中心负责人石忠仁介绍, 这些气藏构造整装、盖层较厚、储层封闭性强、储层厚度大, 地质条件优良。“现已探明储气量大于 5×10⁸ m³ 的气藏达到 28 个, 其中有多气藏非常适合建设地下储气库。”辽河油田地处渤海湾畔, 多条天然气主干管道经过这里, 加上地处东北重工业基地和近邻京津冀地区, 天然气需求量巨大。石忠仁说, 这构建了辽河油田建设储气库群的独特优势。

此前, 辽河油田利用其在辽宁省盘锦市境内的废弃气田, 建成东北地区首个大型地下储气库——双 6 储气库。2017—2018 年采气周期, 双 6 储气库共采出 9.57×10⁸ m³ 天然气用于保障冬季供应。

(天工 摘编自《中国能源报》)