

中国天然气进口规模与结构仿真研究

薛庆¹, 刘明明^{1*}, 程承², 李展³

1 中国石油大学(北京)经济管理学院, 北京 102249

2 山西财经大学管理科学与工程学院, 山西 030006

3 中国石化经济技术研究院, 北京 100029

* 通信作者, liumingming@cup.edu.cn

收稿日期: 2021-01-22

国家自然科学基金项目(71904111)、教育部人文社会科学研究青年基金(19YJCZH106、20YJCZH201)、中国石油大学(北京)引进人才科研启动基金(ZX20200110)资助项目

摘要 在“双循环”新发展格局和“碳中和”新目标框架下,我国未来的节能减排路径比欧美发达国家更加陡峭。在能源转型的过程中,天然气作为清洁、低碳、高热值的化石燃料品种,需求潜力有望得到进一步的释放。由于资源供应稳定性、价格体系和基础设施建设等方面仍存在短板,我国的天然气供应安全面临较大的隐患,有必要通过仿真模拟,对“双循环”和“碳中和”背景下我国天然气中长期进口形势和潜在风险进行预判和应对。

本文对我国天然气市场需求、资源供应格局、基础设施建设、体制机制改革现状存在的问题和未来变化趋势进行分析和展望,改进并构建了中国天然气贸易仿真模型,基于天然气供需和基础设施可能的发展路径,设计了有约束优先发展、无约束优先发展、有约束超低碳发展、无约束超低碳发展4大情景,对多情景下我国的天然气中长期进口形势进行数值模拟。

“碳中和”和“双循环”发展目标促使我国天然气消费于2035—2040年间提前达峰。仿真结果显示,“碳中和”和基础设施去瓶颈将带来更大的保供压力。由于国内天然气产量增幅低于消费量增幅,我国天然气对外依存度持续高企,供应安全隐患不容忽视。若2050年前储运设施瓶颈彻底去除,LNG进口将释放巨大的增长潜力,LNG进口量在天然气进口总量中的比重进一步提升,其中美国和非洲LNG将成为我国LNG长约和现货市场的重要补充。相较而言,管道气进口来源相对固定,且中亚、俄罗斯等管道气供应总量有限。研究还发现,当天然气消费达峰后,市场可能出现LNG接收站等基础设施冗余问题,因此建议充分论证能源转型实施路径,发挥天然气的过渡能源优势,维护能源供应安全。针对可能出现的基础设施冗余问题,应提前制定保护性政策,降低投资风险。

关键词 双循环; 碳中和; 天然气贸易; LNG; 仿真模型; 情景分析

Simulation study on the scale and structure of China's natural gas import

XUE Qing¹, LIU Mingming¹, CHENG Cheng², LI Zhan³

1 School of Economics and Management, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 School of Management and Science, Shanxi University of Finance and Economics, Shanxi 030006, China

引用格式: 薛庆, 刘明明, 程承, 李展. 中国天然气进口规模与结构仿真研究. 石油科学通报, 2021, 02: 315-328

XUE Qing, LIU Mingming, CHENG Cheng, LI Zhan. Simulation study on the scale and structure of China's natural gas import. Petroleum Science Bulletin, 2021, 02: 315-328. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.025

3 Sinopec Economics and Development Research Institute, Beijing 100029, China

Abstract Under the new development pattern of “Dual Circulation” and the new goal of “Carbon Neutrality”, China’s future energy conservation and emission reduction path will be steeper than that of developed countries in Europe and America. In the process of energy transformation, natural gas, as a clean, low-carbon and high-heat fossil fuel, is expected to release its demand potential further. However, the instabilities of the resource supply, price system and infrastructure restriction have led to the tight supply of natural gas in China. Therefore, it is necessary to predict and deal with the medium and long-term import situation of natural gas in China in the background of “Dual Circulation” and “Carbon Neutrality” through simulation.

This paper analyzed the existing problems and predicted the future trends of China’s natural gas market demand, resource supply pattern, infrastructure construction and mechanism reform. It constructed the simulation model of China’s natural gas trade based on the *Global Gas Market Model* proposed by Egging et al. Finally, based on the possible development paths of natural gas supply and demand and infrastructure, China’s medium-and long-term gas import situation under multiple scenarios was numerically simulated.

The development goals of “Dual Circulation” and “Carbon Neutrality” promote the consumption to peak in advance between 2035 and 2040. The simulation results show that the commitment to be “Carbon Neutrality” and the potential elimination of infrastructure bottlenecks will bring greater pressure on the gas supply. Since the increase of domestic natural gas production is lower than the rise in consumption, China will face higher dependence on imported natural gas and greater supply security risks. If the bottleneck of storage and transportation facilities is completely removed before 2050, the LNG import will release huge growth potential. In that case, the proportion of LNG imports in the total natural gas imports will further increase, and both the long-term contract and spot contract of LNG from United States and Africa will make up for the incremental gas demand of China. To the contrary, pipeline gas trading volume will be relatively stable because the supply capacity from Central Asia and Russia are restricted. After the peak of natural gas consumption, there may be infrastructure redundancy such as LNG receiving stations, so the government should fully assess the paths of energy transition, give full play to the transitional energy of natural gas and guarantee the safety of energy supply. To mitigate potential infrastructure redundancy, the government should formulate protective policies in advance to reduce investment risks.

Keywords dual circulation; carbon neutralization; natural gas trade; LNG; simulation model; scenario analysis

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.025

0 引言

2020年以来,全球遭遇新冠肺炎疫情冲击,各国经济普遍承压,国际贸易大幅萎缩。逆全球化潮流、保护主义和单边主义不断推高地缘政治风险。产业层面,国际油气市场频繁动荡,国际石油公司面临低碳转型挑战。面对高度不确定的外部环境和国内经济高质量发展发展的要求,国家首次将“加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局”确立为“十四五”时期我国经济社会发展指导思想的重要组成部分。与此同时,我国经济低碳转型的政策信号也更加强烈,提出了力争于2030年前碳达峰、2060年前碳中和的宏伟目标。

“双循环”新发展格局和“碳中和”新目标的确立,为我国的天然气产业带来前所未有的发展机遇与挑战^[1-2]。作为国内经济大系统下的重要子系统,天然气产业也将进行深刻的资源配置方式变革。打破市场分割、缓解价格扭曲、打通资源串换和购销壁垒、推动基础设施公平开放,是降低地域性、季节性天然气供需矛盾,构建“国内大循环、国内国际双循环”的重要

保障。从中长期来看,首先,国内勘探开发将成为天然气供应内循环体系的重要一环。各大有石油公司分别制定了提升油气勘探开发力度的2019—2025“七年行动方案”,国内天然气增长的动力将持续释放。其次,更安全、更畅通、更多元化的天然气进口渠道将支撑和促进更高质量的国内天然气大循环。随着国内经济总量和消费能力的快速增长,我国油气对外依存度不断攀升,使潜在的供应中断风险加大,但与此同时,廉价的天然气现货进口和稳定的长协贸易也有助于提高天然气利用的经济性、提升内循环的质量效益。第三,不断推动储气库、管网、LNG接收站等基础设施互联互通、公平开放,能够更好地满足国内日益增长的天然气需求。储运设施建设也将与新基建有效结合,带动国内其他相关产业经济的良性循环。最后,“天然气+可再生能源”可以成为未来社会重要的能源解决方案,确保“双循环”和“碳中和”目标最终实现。我国承诺2030年前,二氧化碳排放不再增长,这要求电力、化工、交通、建筑等碳中和关键行业均大力发展电气化及CCUS技术,确保绿色低碳技术可大规模稳定应用。相比于未做出“碳中和”承诺前的发

展路径,我国以天然气为过渡能源的历史阶段可能因可再生能源的快速发展而被大大缩短,天然气需求也将随之提前达峰。相较于欧美国家从“碳达峰”到“碳中和”的50~70年过渡期,我国2060碳中和目标隐含的过渡时长仅为30年,这意味着未来的节能减排路径比欧美发达国家更加陡峭^[3]。在能源转型的过程中,天然气作为清洁、低碳、高热值的化石燃料品种,在发电调峰和调度灵活性方面的优势将更加显现,需求潜力有望得到进一步的释放^[4]。

综上所述,在天然气对外依存度不断攀升的背景下,资源供应稳定性、价格体系和基础设施建设等方面存在的短板,将使我国的天然气供应安全面临较大的隐患。因此,有必要全面梳理在“双循环”、“碳中和”背景下,我国天然气行业的市场需求、资源供应格局、基础设施建设、体制机制改革现状、存在的问题和未来变化趋势。本文基于我国天然气市场发展特征,构建天然气进口中长期仿真模型,围绕“双循环”和“碳中和”两大关键影响因素,设计不同的发展情景,通过对多情景下我国的天然气进口形势进行对比,寻找符合“双循环”新格局和“碳中和”要求的天然气进口战略,并提出相应政策建议。

1 天然气供需形势研究方法论

从上世纪90年代开始,就有学者针对天然气供需系统进行了分析,研究方法经历了价格弹性预测、回归分析、深度学习和系统仿真的演变。

弹性预测和回归分析主要针对未来某个国家或地区天然气供需总量及其影响因素进行研究,其代表研究包括Liu^[1]、Bentzen和Engsted^[2]、Mackay和Probert^[3]、Krichene^[4]、Lin和Wang^[5]、Wang等^[6]、Yu等^[7]、Zhang^[8]。运用弹性预测和回归分析对未来供需总量进行判断的优点是简单、清晰,但受到静态分析的局限,虽然可以提供天然气进出口、基础设施建设、产业政策调整的相关建议,但是不能直观地显示不同政策情景对供需缺口的具体影响,以及天然气系统如何达到动态平衡。

随着计算机算法的演进,以系统仿真为主要研究方法的天然气供需形势研究越来越多。由于世界各国天然气市场起步时间和发展阶段不同,国内外学者所建立的天然气市场仿真模型呈现出明显差异。其中,混合互补优化模型是体系较为完备、应用较为广泛的一种:2005年,Gabriel等基于北美天然气市场的结构特点,初步建立了天然气市场的线性互补优化

模型^[9];2008年,Egging等使用同类互补优化模型对欧洲天然气市场的进出口贸易进行了分析,对欧洲天然气供给情况未来发展趋势的不确定性进行了研究,并前瞻性地分析了当俄罗斯对欧洲的天然气供应中断时,欧洲天然气市场可能受到的影响^[10];与北美市场相比,欧洲天然气进出口贸易更加活跃,跨区域能源流动更加频繁,市场活动更加复杂,基于这种区域性的差异,Egging等在前述模型的基础上加入非线性模块,建立了全球天然气市场的混合互补优化模型(Global Gas Model,简称GGM模型),使得跨区域的管道天然气贸易和液化天然气贸易能够以中长期合约的形式出现在模型的约束条件里^[11];2014年,Huppmann和Egging再次改进了GGM模型,分析市场势力、能源替代等因素对全球天然气市场均衡的影响^[12]。GGM模型还被欧盟、天然气输出国论坛(GECF)等组织广泛用于天然气行业中长期规划的制定和政策影响的评估。以上仿真模型以线性规划、非线性规划和智能算法为主,学者普遍使用数值实验对优化模型的敏感性和实用性进行测试,并通过情景分析法,将模型应用于天然气市场的具体问题。例如Dieckhoner等在考虑基础设施扩张的前提下,使用情景分析法研究了天然气贸易格局随市场发展而发生的变化^[13];Geng等基于全球天然气贸易形势,引入了“天然气贸易密度”、“天然气贸易集中度”、“平均贸易路径长度”、“天然气贸易聚类系数”等指标,用于对全球天然气贸易网络进行动态分析^[14]。

关于中国天然气供需系统分析,常见的研究方法和模型包括长期能源替代规划系统模型、灰色系统理论、计量经济学模型、部门需求法等(Li等^[15];Lin等^[16];Vivoda^[17];Xiong等^[18];Guo等^[19])。值得注意的是,Zhang等在GGM模型的基础上尝试建立中国天然气贸易流向模型^[20],但是2016年至今,我国管网和基础设施布局以及产业政策情景已发生了巨大变化,因此以往的研究结论已不适合当前的产业发展实际。总体上,针对中国天然气供需形式分析的模型很多,但是仿真效果和预测结果差异比较大,因此在进行模型的训练和应用中,应该基于不同的情景和数据特点选择不同的模型对天然气未来产量和需求进行预测,并且进行适当的误差分析,对模型的准确性和合理性进行检验。

基于以上现有研究成果,本文在Egging等学者的GGM基础上,根据中国以及全球天然气市场的供需格局、基础设施现状和未来发展趋势,改进目标函数、约束条件和部分数据参数,建立中国天然气贸易仿真

模型。本文的突出贡献在于,为我国单独建立地理区域标识,充分考虑我国区域间天然气资源禀赋不平衡的现实情况,根据我国的长期进口合约、基础设施产能建设和规划情况,把天然气能源流动的研究与设施布局的动态优化相结合,实现了对原有模型的改进和细化,使研究成果更具有应用价值和现实指导意义。本文还从多区域供需动态平衡的视角对中国天然气产业中的各种不确定政策因素进行情景分析,对我国天然气发展战略中的一般性和特殊性进行探索性研究。

2 我国天然气供需形势分析

2.1 国内循环与低碳效应齐发力、促需求

新冠疫情难阻天然气消费增长势头。2020年以来,尽管新冠疫情对1季度天然气需求产生较大影响,但是由于民众居家时间拉长后燃气消费提升,下半年工业用气需求强劲反弹,入冬后局部地区寒潮间接提升采暖用气量,我国天然气需求仍保持增长势头。根据国家统计局、海关总署数据和行业报告测算结果,预计全年天然气表观消费总量达到 $3266 \times 10^8 \text{ m}^3$, 库存净增长 $35 \times 10^8 \text{ m}^3$, 真实需求 $3231 \times 10^8 \text{ m}^3$, 较2019年增长6.6%^[21]。

2020年,化石能源(煤炭、石油、天然气)占我国能源消费总量比重高达84.6%(根据国家统计局能源主要产品产量月度数据计算)。与全面跨越到可再生能源相比,加快天然气在发电、取暖和燃料领域对煤炭、石油的替代,是实现碳中和目标更加现实的选择。从

中长期来看,在我国能源消费总量进入3%~4%的中高速增长区间后,天然气消费增长很大程度上来自对煤炭和石油的替代,未来中国天然气消费增长的主要驱动力来自三大领域,一是燃气发电和集中供暖;二是交通燃料;三是居民和商业用气。第一,天然气在发电和集中供暖领域对煤炭的替代,以及在分布式能源系统、冷热电联供系统中份额的增长,将成为中国天然气需求增长的最大驱动力;第二,液化天然气在陆上、水上交通运输对汽油、柴油、燃料油等石油产品的替代,将推动交通用气需求的增长;第三,居民和商业用气方面,“十四五”期间,城镇燃气的普及工作将进入收尾阶段,但农村地区仍有较大的增长潜力,将成为拉动国内天然气需求的重要途径。2020—2040年,以上领域的天然气消费增量占比有望达到60%以上^[22-23]。

根据IEA、BP、FGE三大能源咨询机构所作的中长期预测结果,预计到2030年,中国天然气需求量为2019年的1.8倍,2040年进一步增长到2019年的2.0倍左右^[24-26]。

2.2 政策引导鼓励国产气供应增长、保安全

依靠资源禀赋和政策支持,我国中短期天然气产量增长空间较为可观。根据2020年的BP世界能源统计年鉴,我国天然气探明储量为 $8.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全球总量的4.2%;2008—2019年年均增长10.7%,探明储量增速远高于同期全球1.5%的年均水平。从2018年开始,国家相继出台一系列政策措施,如扩大非常规气补贴范围、取消外商在油气上游领域投资限制、减

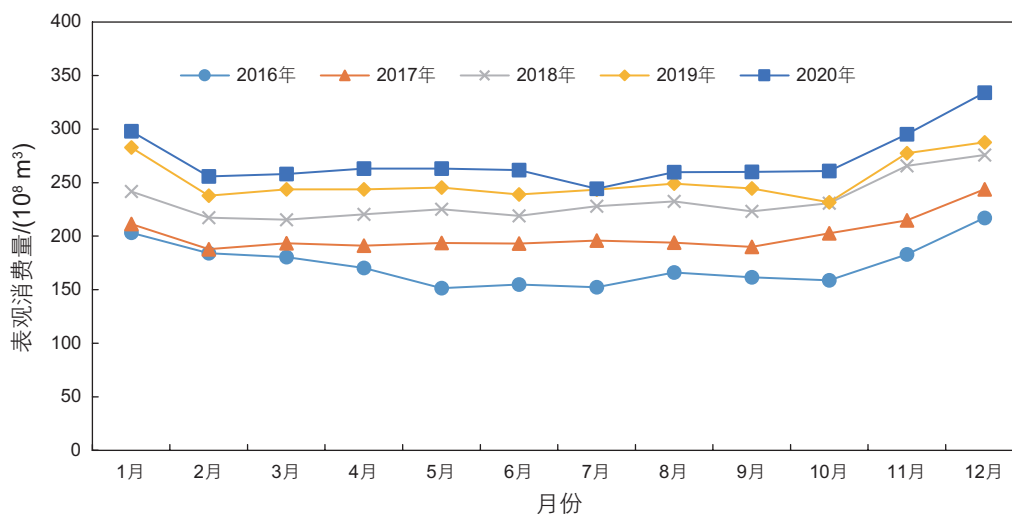


图1 2016—2020年中国天然气表观消费量

Fig. 1 Natural gas consumption of China from 2016 to 2020

注:数据来源为国家统计局、海关总署

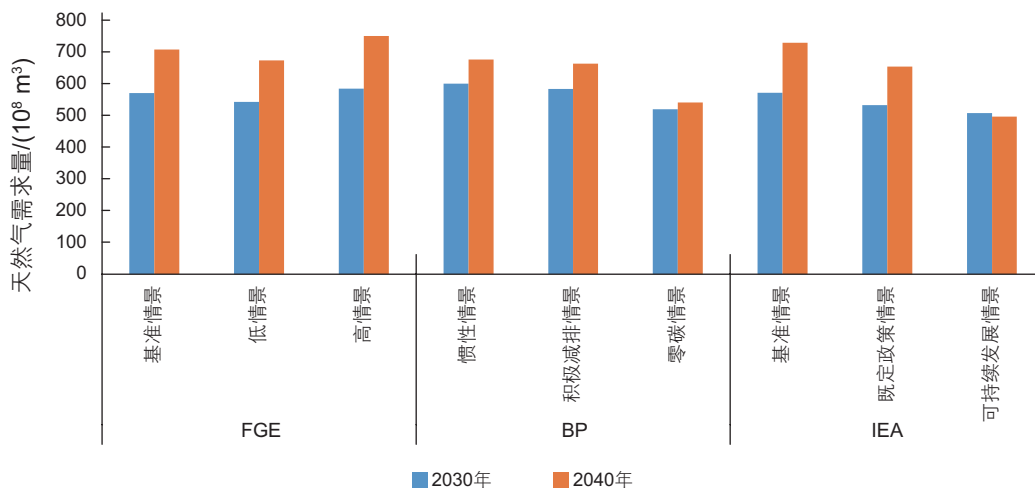


图2 机构对中国天然气需求的中长期预测

Fig. 2 Medium and long-term forecast of China's natural gas demand by institutions

注：数据来源 IEA World Energy Outlook 2020, BP Energy Outlook 2020, FGE China Gas Databook 2020 edition

征页岩气资源税等，鼓励国内油气勘探开发^[27]。国有石油公司积极落实关于加大油气勘探开发力度、保障我国能源安全的批示精神，设立了不同的增储上产目标。国家统计局数据显示，2020年我国天然气产量为 $1888 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，比2019年增加9.8%，在政府和企业的共同努力下，未来我国国内天然气产量仍有较大的增长空间。初步预计，2020—2030年国内天然气产量年均增速为4.4%；2030—2040年，因成熟气田枯竭，产量年均增速降至1.5%~2.0%，在此期间常规气产量增速放缓，非常规天然气成为增量的主要来源。

2.3 进口气填补国内供需缺口、不可或缺

截至“十三五”期末，我国基本形成了西气东输、海气登陆、就近供应、北气南下的天然气供应格局^[28-29]。但在需求潜力不断释放的情况下，供需缺口持续存在，进口管道气和LNG已经成为我国天然气供应体系中不可或缺的组成部分。管道气方面，随着未来中俄东线北段的建成投产，东北、西北、西南三大管道气进口通道的输气量将继续保持增长，输送能力有望进一步提升。LNG方面，“十四五”初期国际市场供应的宽松态势，将使进口成本继续保持中低水平，有助于LNG进口量在中国天然气进口总量中占比的稳步提升^[30]。随着天然气进口规模的扩大，供应安全问题将愈发值得重视。中亚资源供应的稳定性仍存隐忧，特别是哈萨克斯坦和土库曼斯坦等部分供应国，由于本国用气需求增速高于产量增速，未来随着时间的推移，可能出现减供、中途下载等情况。

2.4 部分储运设施建设相对滞后、影响用气效率

我国境内管输能力和储气调峰能力仍显不足。“十三五”期间，西气东输三线、陕京四线等国内主干管道建成投用，中俄东线北段通气，“南气北上”等互联互通工程输送能力增加 $6000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{天}$ 的目标基本实现，LNG接收站实际接收能力超过 $9000 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，全国互联互通的供应体系初步形成，但是管道和储气库建设进度仍然滞后。其中，长输管道总里程为 $8.7 \times 10^4 \text{ km}$ ，尚未达到 $10.4 \times 10^4 \text{ km}$ 的规划目标，全国地下储气库合计有效工作气量约 $102 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，也尚未达到 $148 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的规划目标^[31]。截至2020年底，我国储气库工作气量占天然气消费量的比重不足5%，远低于国际天然气联盟(IGU)建议的12%标准。按当前建设进度，预计“十四五”期末，在地下储气库、沿海LNG储罐和城市调峰储罐共同发挥作用的情况下，应急调峰气量将达到消费量的8%左右，比国际合理水平低4%，储气调峰保障能力仍然薄弱。在“双循环”的新发展格局下，完善国内天然气储运系统、加强天然气供应保障能力，将成为基础设施去瓶颈的关键。

2.5 体制机制瓶颈待逐步打破、深化市场化改革

近年来，我国大力推进天然气市场化改革，在上游矿权、中游管网、下游准入环节已取得突出成就，但一些制约市场发展、抑制基础设施投资建设力度的体制机制问题仍然存在。以储气环节为例，地下储气库属于高固定投入项目，投资回收期长，且垫底气成

本无法回收，储气服务和调峰气量未能形成市场化定价，储气能力建设的主力仍是国家石油公司，社会资本对储气库投资建设积极性严重不足。在“双循环”新发展格局下，天然气行业体制机制改革的深化势在必行。首先，油气勘探开发领域的开放，对于建立多元竞争的市场体系发挥着重要的引领功能，也可以在很大程度上减轻我国的天然气进口压力。其次，国家油气管网公司将为行业带来全局性变革。通过管网基础设施的公平开放，管道、储气库、LNG接收站等基础设施的建设和运行效率有望进一步提升，形成多主体多渠道投资、运营的新局面，从而降低中间成本，优化资源配置^[32]。最后，市场化定价范围逐步扩大，有助于进一步理顺天然气价格机制，通过差异化的气价，更加直观地反映储气调峰成本、季节性峰谷价差，提高各类主体的储气调峰设施投资建设和运营积极性。

3 天然气进口形势仿真模型构建

基于上述分析，本文构建天然气贸易仿真模型，对我国天然气中长期进口形势进行情景分析，通过比较不同情景下的天然气对外依存度、贸易格局和基础设施利用情况，提出有利于我国天然气产业发展的政策建议。

3.1 改进的GGM模型

本文在Egging等学者的GGM模型基础上，根据中国以及全球天然气市场的供需格局、基础设施现状和未来发展趋势，改进目标函数、约束条件和部分数据参数，建立了中国天然气贸易仿真模型，用于中国天然气市场供需、贸易和基础设施建设等问题的数值模拟分析。

改进的GGM模型依然以市场综合收益最大化为目标，其目标函数如下：

$$\max_{q_{tndy}^s, q_{tndy}^p, f_{tndy}^z, \Delta_{zy}^z} \sum_y r_y \left[\sum_d d_d \left\{ \sum_{t,n} \left(INT_{ndy} - SLP_{ndy} \sum_r q_{tndy}^s \right) q_{tndy}^s + \frac{1}{2} \sum_n SLP_{ndy} \left(\sum_t q_{tndy}^s \right)^2 \right\} - \sum_{t,n,r} c_{tndy}^p (q_{tndy}^p) - \sum_{t,z} c_{zy}^z f_{tndy}^z - \sum_z c_{zy}^{\Delta z} \Delta_{zy}^z \right] \quad (1)$$

其中，第一项

$$\sum_y r_y \left[\sum_d d_d \left\{ \sum_{t,n} \left(INT_{ndy} - SLP_{ndy} \sum_r q_{tndy}^s \right) q_{tndy}^s \right\} \right]$$

为天然气销售收入，

$$\text{第二项 } \sum_y r_y \left[\sum_d d_d \left\{ \frac{1}{2} \sum_n SLP_{ndy} \left(\sum_t q_{tndy}^s \right)^2 \right\} \right]$$

为消费者剩

余，第三项 $\sum_y r_y \left[\sum_{t,n,r} c_{tndy}^p (q_{tndy}^p) \right]$ 为生产成本，第四项

$\sum_y r_y \left[\sum_{t,z} c_{zy}^z f_{tndy}^z \right]$ 为储运环节的基础设施运营成本，第

五项 $\sum_z c_{zy}^{\Delta z} \Delta_{zy}^z$ 为基础设施建设和扩建的固定成本。

该目标函数受到如下条件的约束：

(1) 天然气生产能力约束：

$$\forall t, n, r, d, y \quad q_{tndy}^p \leq CAP_{tndy}^p \quad (2)$$

(2) 供应者资源获取权限约束：

$$\forall t, n, d, y \quad \sum_r q_{tndy}^p + \sum_{z \in Z_n^+} (1 - l_z^r) f_{tndy}^z = q_{tndy}^s + \sum_{z \in Z_n^+} f_{tndy}^z \quad (3)$$

(3) 储气设施采气、注气量约束：

$$\forall t, n, d, y \quad (1 - l_w^d) \sum_d f_{tndy}^1 = \sum_d f_{tndy}^x \quad (4)$$

(4) 基础设施(管道、LNG液化厂、LNG接收站、储气库等)扩能投资约束：

$$\forall z, y \quad \Delta_{zy}^z \leq \bar{\Delta}_{zy}^z \quad (5)$$

(5) 基础设施(管道、LNG液化厂、LNG接收站、储气库等)能力约束：

$$\forall z \in \{A, X\}, d, y \quad \sum_t f_{tndy}^z \leq CAP_{zy}^z + \sum_{y' < y} \Delta_{zy'}^z \quad (6)$$

$$\forall w, y \quad (1 - l_w^d) \sum_{t,d} d_d f_{tndy}^1 \leq CAP_{wy}^w + \sum_{y' < y} \Delta_{wy'}^w \quad (7)$$

模型中符号及变量说明如表1所示，其基本参数沿用Egging等的全球天然气开源模型的部分初始设定，在此基础上，根据我国天然气产业现状和发展趋势，按以下思路进行修正：

(1) 在模型中为我国单独建立地理区域标识，并将我国的地理区域划分进一步细化，相应增设管道、储气库、LNG接收站等基础设施节点，使模型能够对我国的天然气市场实现更好的模拟效果；

(2) 根据我国的LNG、管道气长期进口合约，管道、储气库、LNG接收站产能建设和规划情况，对模型的参数进行相应更新和修正，使模拟结果更加贴近我国天然气产业实际；

(3) 根据不同的情景设置以及IEA、EIA、BP等机构的最新报告，对全球天然气供需数据的初始值进行修正。

3.2 情景设置

根据“双循环”的基本要求可知，畅通的资源串换、灵活的资源购销、开放的基础设施是天然气工业“双循环”的典型特征，因此本文用基础设施产能

表 1 改进的 GGM 模型基本符号与变量说明

Table 1 Basic symbols and variable descriptions of improved GGM model

符号	描述
A	运输线路(包括管道、液化装置、LNG 船运、再气化装置)
A_n^+	状态标签: 流入节点 n 的线路
A_n^-	状态标签: 流出节点 n 的线路
d	季节, 包括峰值时段(62 天)、平值时段(120 天)、谷值时段(183 天)
d_d	季节长度(每个季节包含的天数, 具体见符号 d 的描述)
y	年份, 本文数值模拟时间跨度为 2020—2050 年
n	地理节点
r	天然气资源类型, 包括常规天然气、页岩气和煤层气 3 种类型
W	储气设施类型, 包括地下储气库、沿海 LNG 储罐和城市调峰储罐 3 种类型
t	天然气供应者
I	储气库—注气服务
X	储气库—采气服务
w	储气库—工作气量
z	基础设施及其服务项目
z_n^+	状态标签: 将天然气导入节点 n 的服务项目(各种流入方式, 包括储气库采气)
z_n^-	状态标签: 将天然气导出节点 n 的服务项目(各种流出方式, 包括储气库注气)
$c_{mry}^p(q_{mrdy}^p)$	生产成本(平方项: $c_{mry}^p(q_{mrdy}^p) = c_{mry}^p q_{mrdy}^p + d_{mry}^p (q_{mrdy}^p)^2$)
c_{zy}^z	基础设施使用时产生的可变成本, $Z = \{A, I, X, W\}$ (参考 GGM 模型, 设单位液化成本为 365 000 欧元/(百万立方米·天), 折合 28.65 万元/(百万立方米·天); 单位再气化成本 18 250 万欧/(百万立方米·天), 折合 14.32 亿元/(百万立方米·天); 单位管输成本 10 950 万欧/(百万立方米·天), 折合 8.59 亿元/(百万立方米·天))
$c_{zy}^{\Delta z}$	基础设施扩建的边际成本
CAP_{mry}^p	天然气产能初始值(参考国内 2020 年实际数据, 设为 $1900 \times 10^8 \text{ m}^3$)
CAP_{zy}^z	基础设施能力初始值(参考国内 2020 年实际数据, 设定跨地区管输总能力初始值为 $3330 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 地下储气库储气能力初始值为 $154 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 再气化能力初始值为 $1082 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)
$\bar{\Delta}_{zy}^z$	内生基础设施扩能上限
l_z^z	各类基础设施的天然气损耗量(参考 GGM 模型赋值, 设定液化损耗率为 0.1, 管输损耗率为 $0.02 \times 10^3 \text{ km}$, 再气化损耗率为 0.015)
n_z^+	状态标签: 从基础设施接收天然气输入的地理节点 n
n_z^-	状态标签: 向基础设施输出天然气的地理节点 n
INT_{ndy}	反需求曲线的截距项
SLP_{ndy}	反需求曲线的斜率项
r_y	折现率, 设为 5%
Δ_{zy}^z	基础设施扩建规模
f_{zdy}^z	供应者基础设施服务所产生的能源流动
q_{mrdy}^p	天然气产量, P 界定天然气生产环节
q_{ndy}^s	天然气销量, S 界定天然气销售环节

约束作为“双循环”格局发展程度的代理变量。假设当 2050 年“双循环”新发展格局全面形成时, 天然气发展的基础设施瓶颈约束消除(情景 A2 和 B2)。与此相反的是储运能力约束情景(A1 和 B1), 在此情景下, 2020—2025 年基础设施产能分布以当前规划情况为准, 2026—2050 年基础设施建设产能建设和扩张情况

由模型数值模拟结果决定。

根据 2020—2050 年“双循环”、“碳中和”政策落地程度, 本文共设置 4 个未来发展情景, 具体情景描述如表 2 所示。

基于以上假设, 将四种情景下预设的天然气表观消费量汇总至图 3。通过比较超低碳情景(B1、B2 情

表 2 4种情景设置描述

Table 2 Description of Four Scenario Settings

情景名称	详细设置
情景 A1: 优先发展情景 (储运能力约束)	<p>① “双循环”新发展格局下,天然气在我国能源转型过程中发挥重要桥梁作用,天然气产业政策、天然气勘探开发和利用技术、社会消费习惯均以相对温和的趋势发展;</p> <p>② 我国天然气需求于 2045 年前后达峰,峰值约为 $6850 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气产量持续增长,2050 年达到约 $3450 \times 10^8 \text{ m}^3$,各年份的天然气需求和产能基础数据来自《BP 能源展望 2020》的惯性情景 (Business-as-Usual Scenario);</p> <p>③ 2020—2025 年基础设施产能分布以当前规划情况为准,数据主要来自各石油公司和国家管网公司的公开信息,2026—2050 年基础设施建设产能建设和扩张情况由模型数值模拟结果决定。</p>
情景 A2: 无约束优先发展情景 (储运能力零约束)	<p>① 2020—2025 年基础设施产能以当前规划情况为准,数据主要来自各石油公司和国家管网公司的公开信息,2026—2050 年,“双循环”新发展格局全面形成,基础设施产能约束消除;</p> <p>② 其他设置与情景 A1 相同。</p>
情景 B1: 超低碳情景 (储运能力约束)	<p>① “碳中和”相关政策措施加速落地,政府节能减排政策力度大幅增强,碳交易市场快速发展,化石能源向非化石能源转型加快,“碳达峰”和“碳中和”目标提前实现,“天然气+可再生能源”成为重要的能源解决方案,且天然气峰值出现的时间比“优先发展情景”有所提前,峰值水平也低于“优先发展情景”;</p> <p>② 我国天然气需求于 2035 年前后达峰,峰值约为 $6720 \times 10^8 \text{ m}^3$,2050 年约 $5830 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气产能于 2040 年前后达峰,峰值约为 $3080 \times 10^8 \text{ m}^3$,2050 年月 $2850 \times 10^8 \text{ m}^3$,各年份的天然气需求与产能基础数据来自《BP 能源展望 2020》的积极减排情景 (Rapid Scenario);</p> <p>③ 2020—2025 年基础设施产能以当前规划情况为准,数据主要来自各石油公司和国家管网公司的公开信息,2026—2050 年基础设施建设产能建设和扩张情况由模型数值模拟结果决定。</p>
情景 B2: 无约束超低碳情景 (储运能力零约束)	<p>① 2020—2025 年基础设施产能以当前规划情况为准,数据主要来自各石油公司和国家管网公司的公开信息,2026—2050 年,“双循环”新发展格局与“碳中和”目标形成协同效应,基础设施产能约束全面放开;</p> <p>② 其他设置与情景 B1 相同。</p>

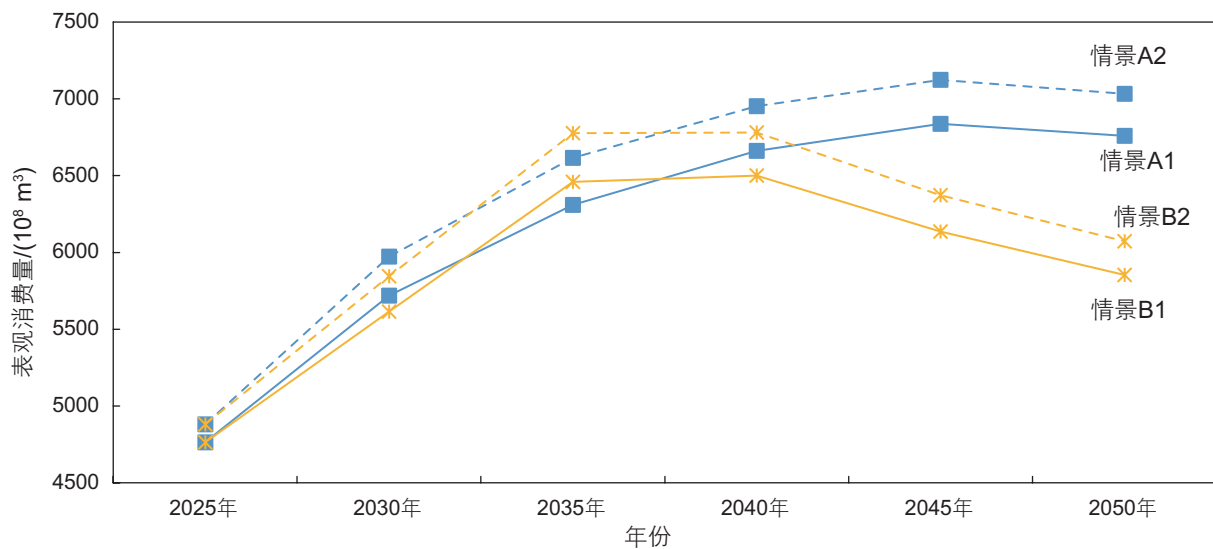


图 3 我国天然气表观消费量基本假设

Fig. 3 Assumptions of natural gas consumption in China

景)和优先发展情景(A1、A2情景)可以发现,“碳中和”愿景下,能源转型全面提速、化石能源向非化石能源的过渡期缩短,将使我国天然气消费需

求提前达峰。B1、B2情景下,我国天然气消费量将于2035~2040年间达峰,峰值水平为 $6500 \times 10^8 \sim 6780 \times 10^8 \text{ m}^3$,达峰时间比A1、A2情景提前5~10年。

超低碳运行情景下，2035 年后的天然气表观消费量显著低于无碳约束下的消费总量。而解除储运能力约束后，天然气表观消费量峰值将上升 $280 \times 10^8 \text{ m}^3$ (从 B1 上升到 B2) 或者 $290 \times 10^8 \text{ m}^3$ (从 A1 上升到 A2)。

4 仿真结果与分析

天然气贸易仿真模型的编程和数值模拟过程均由 GAMS 软件实现，仿真实验流程如图 4 所示。

仿真结果和相应分析如下：

4.1 天然气对外依存度

超低碳发展情景下，伴随着天然气消费 2035—2040 年间达峰，国内天然气产量提前达峰并开始回落 (见图 5)，但我国天然气产量增幅低于消费量增幅。

激进的能源转型策略将提高我国天然气对外依存度。如图 6 所示，B1 情景下，2025—2050 年我国天然气平均对外依存度为 49.6%，比 A1 情景高 1.1 个百分点。

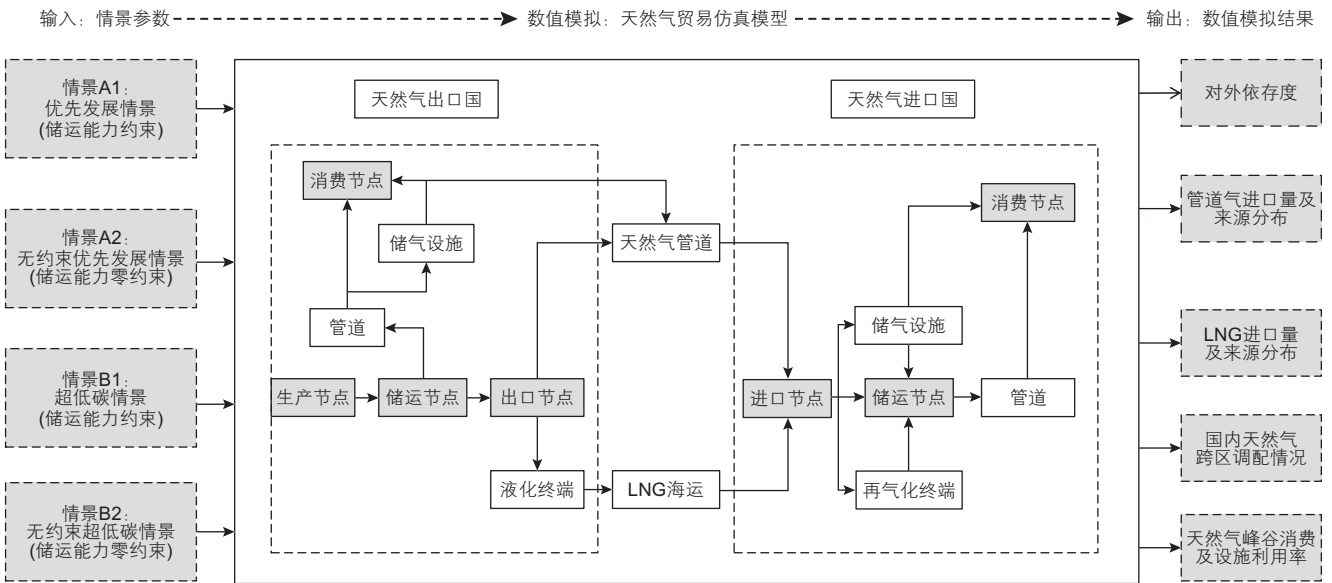


图 4 天然气贸易仿真模型数值模拟流程图

Fig. 4 Flow chart of numerical simulation of natural gas trade

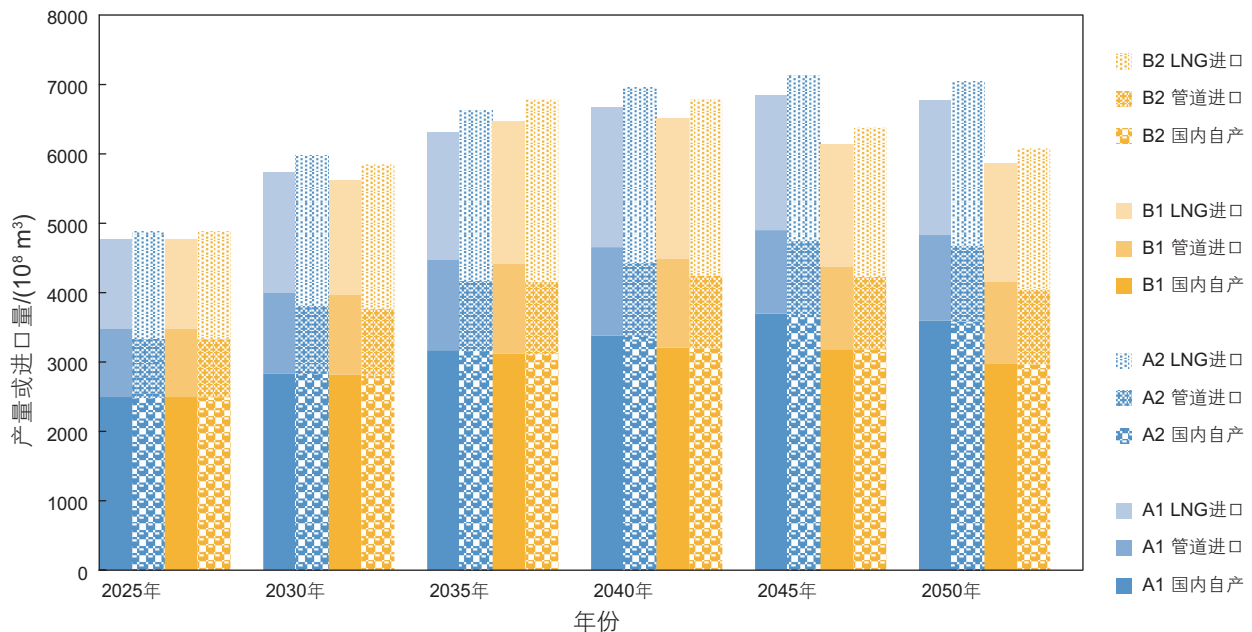


图 5 我国天然气供应类型模拟结果

Fig. 5 Simulation results of natural gas supply types in China

点; B2 情景下, 2025—2050 年我国天然气平均对外依存度为 51.4%, 比 A2 情景高 1.0 个百分点。

基础设施产能扩建对管道和 LNG 进口的相对促进作用十分显著, 造成对外依存度进一步提升。在解除储运能力约束后, 对外依存度将上升 2.0(从 B1 上升到 B2)或 2.1 个百分点(从 A1 上升到 A2)。

在基础设施产能约束完全移除的情况下, LNG 在整个天然气进口量中的占比明显提升(见图 7)。

4.2 天然气进口来源结构

2025—2050 年, 我国天然气进口渠道将更加集

中。图 8 展示了 4 种能源转型情景下, 我国从重点国家和地区进口天然气量的变化情况, 其中, 中亚、俄罗斯以管道气为主, 其他地区以 LNG 进口为主。

首先, 中亚和俄罗斯的管道气依然是我国最重要的天然气来源, 进口量整体平稳。但由于中亚和俄罗斯还面向欧洲和东亚众多国家出口天然气, 在天然气出口战略越发多元化倾向下, 其资源也可能被巴基斯坦、印度等周边国家分流, 因此需要警惕供应安全风险。其次, 卡塔尔受疫情影响, LNG 项目建设进度推迟, 未来资源有较大不确定性, 预计“碳中和+双循环”情境下, 中国来自卡塔尔的进口量将在 2035 年高

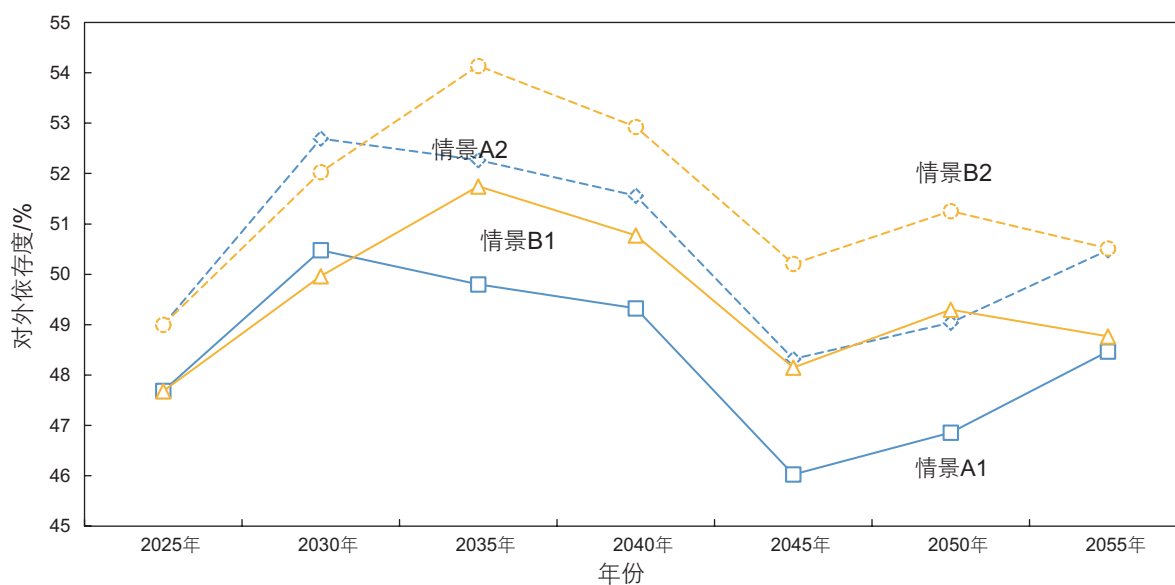


图 6 我国天然气对外依存度模拟结果

Fig. 6 Simulation results of China's dependence on imported natural gas

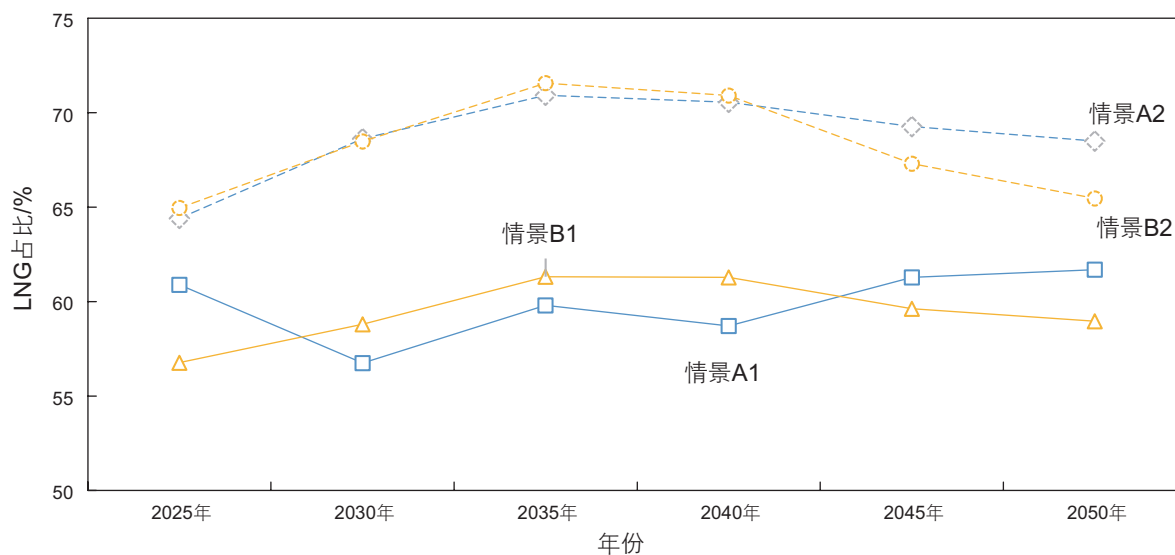


图 7 进口 LNG 在进口天然气总量中占比模拟结果

Fig. 7 Simulation results of the proportion of imported LNG in the total imported natural gas

峰回落。第三，美国LNG将成为我国进口天然气的重要补充。在拜登当选新一届美国总统后，美国对华遏制态度不会改变，但拜登政府将寻求重塑国际领导地位和规则体系，两国LNG贸易有望迎来新局面。在产业层面，美国天然气资源丰富、LNG供应较为稳定。从中长期来看，美国LNG是我国LNG长约和现货市场的重要补充，特别是在基础设施瓶颈消除的情况下，进口量有较大增长空间。第四，非洲的资源潜力将自2035年得到极大地释放，将在我国天然气消费达峰后形成相对稳定的供应。第五，其他地区，由于本国的低碳发展政策或资源约束，LNG供应有限。例如澳大利亚，受本国政策影响，将有一部分出口资源优先保障国内消费，因此可供出口中国的天然气量也较为有限。预计“碳中和+双循环”情境下来自澳大利亚的进口量将在2035年高峰回落。南美自2035年以后的资源勘探开发前景也具有较大不确定性，增长空间有限。

4.3 国内管道气跨区调配

在“优先发展+储运受限”情境下，不断增长的天然气需求给资源获取和基础设施带来了巨大压力。我国的天然气储运体系主要由LNG再气化装置、输

气管网、地下储气库、LNG和CNG储罐等设施组成，储运能力的有序扩张和基础设施的互联互通，能够提高资源利用效率、优化资源配置，间接促进天然气消费的增长。当“双循环”发展使储运能力瓶颈消除后，国内天然气管道跨区域调配量将加速释放。如图9所示，情景A2和情景B2的国内天然气管道跨区调配总量分别比情景A1和情景B1高出12.0%和11.8%，表明在不同的能源转型路径下，储运设施产能瓶颈的消除，都有助于国内天然气资源的合理配置。“碳中和”促使国内天然气管道跨区域调配量从2035—2040年间开始高峰回落，所需要的进口基础设施产能也会相应下降。

4.4 LNG接收站利用率

对比A1、B1情景下的LNG接收站利用率(A2、B2情境下，模型假设基础设施无约束，因此LNG接收站接受能力无限大，因而利用率接近0)，可以发现在超低碳情景(B1情景)下，2040年以后随着天然气需求达峰，LNG接收站利用率比A1情景加速回落，如图10。这是提前达峰带来的基础设施能力闲置问题，如果到时候LNG接收站规划过多，导致再气化能力退役速度慢于LNG依存度回落速度，势必会造成一定程

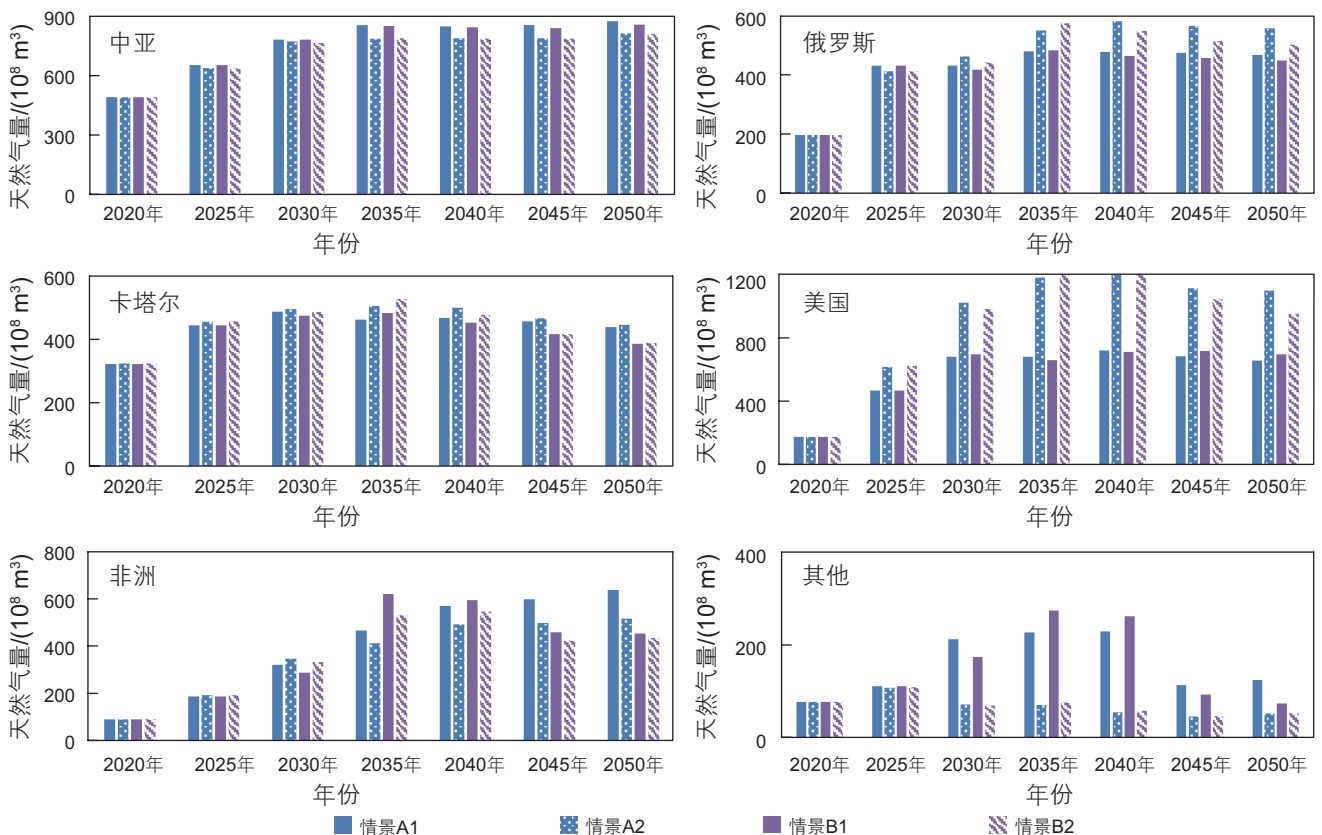


图8 中国从重点国家和地区进口天然气量变化

Fig. 8 Changes in natural gas imports from key countries and regions in China

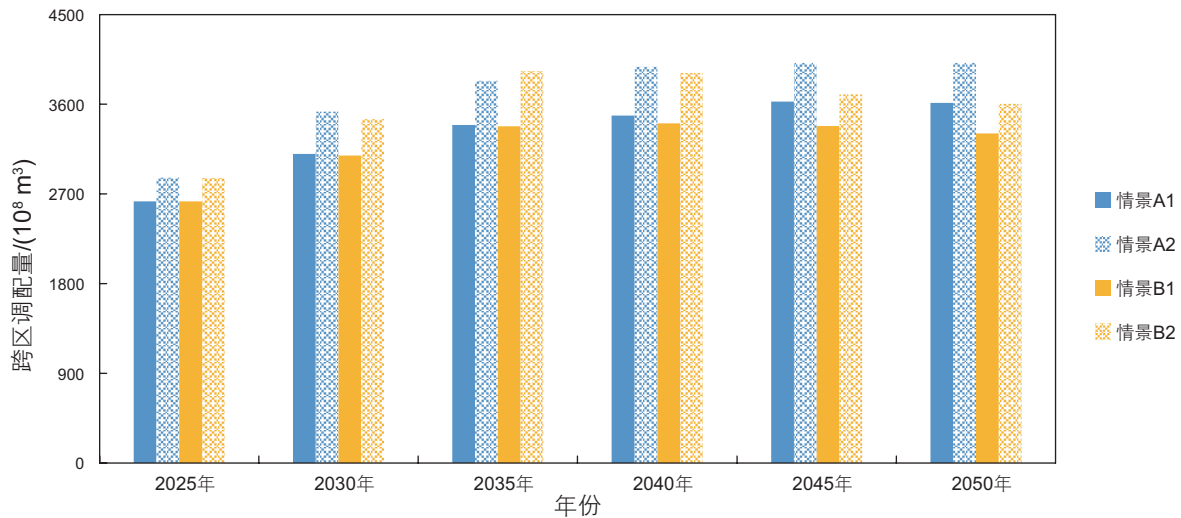


图9 国内天然气管道跨区调配量

Fig. 9 Simulation results of the cross-regional allocation through pipelines of domestic natural gas

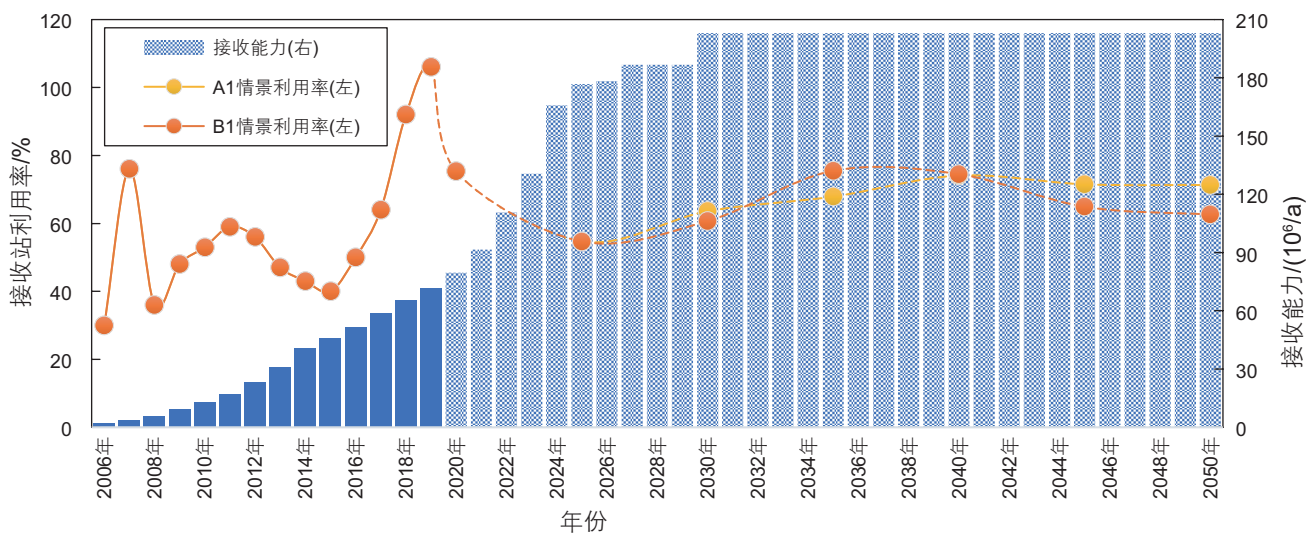


图10 国内LNG接收站利用情况预计

Fig. 10 Prediction of utilization of LNG receiving stations in China

注：2020年以前的数据来源于伍德麦肯兹统计结果^[33]；2020—2030年的接收能力数据根据现有LNG接收站规划项目测算；在A1、B1情境下，假设2030年之后不再扩建接收站，因此2030年以后的接受能力与2030年相同。图中实线部分为实际值，虚线部分为仿真结果

度的资源浪费。

5 结论与建议

本文系统梳理了2020—2050年我国天然气市场发展面临的市场、政策、通道、设施、体制机制机遇与挑战，基于“双循环”和“碳中和”两大发展愿景，提出了有约束优先发展、无约束优先发展、有约束超低碳发展、无约束超低碳发展4大情景，改进并构建了中国天然气进口中长期仿真模型，对多情景下我国天

然气消费、供应、进口形势和基础设施利用率进行了对比。

我们假设激进的能源转型目标促使天然气消费提前达峰。“碳中和”对天然气生产和消费端同时产生抑制作用，天然气产能将在2040年以前加速释放，国内天然气表观消费量于2035—2040年间达峰。仿真结果显示：1)“碳中和”和基础设施瓶颈的消除将带来更大的保供压力。在2035年以后，国内天然气产量提前达峰并回落，且由于我国天然气产量增幅低于消费量增幅，我国将面临更高的天然气对外依存度，带来更大

的供应安全隐患,给资源获取和基础设施运营带来巨大压力。2)进口来源方面,LNG进口资源增长潜力较大,管道气进口来源相对比较固定,中亚、俄罗斯等管道气供应总量有上限。储运设施去瓶颈后,LNG进口量在天然气进口总量中的比重将进一步提高。美国和非洲LNG将成为我国LNG长约和现货市场的重要补充。3)天然气消费达峰后,可能出现LNG接收站等基础设施冗余,应提前制定保护性政策,保障部分保供项目能够至少回收投资成本。

基于以上仿真结果,建议谨慎推进能源转型,充分论证能源转型实施路径,发挥天然气的过渡能源优势,维护能源供应安全。加强天然气消费的需求侧管理,通过价格机制引导能源的合理利用。在“碳中和”背景下,有必要在我国的液化天然气贸易环节推广碳中和条款,引入碳信用额度机制和碳市场交易机制,以抵消LNG到岸后全消费周期产生的直接或间接碳排放量,实现进口LNG的碳中和目标,并相应完善碳排放核算机制和液化天然气在发电、交通等领域的定价方式,以充分反映其环保溢价。加快天然气市场化改革,以及基础设施的互联互通,通过多种措施促进天然气基础设施建设,特别是储气调峰设施和国内天然气管输设施。例如,在气价中体现储气调峰等环节成本,提升储气库的投资积极性。充分利用我国天然气进口大国的优势地位,从战略的高度形成协调完善的采购策略,形成多元化的进口结构,管道进口合约、LNG长约和短约、现货相结合,努力降低进口成本。

逐步建设管道、储气库、LNG接收站等设施联调联运的运行管理平台,优化基础设施运行夯实资源基础,加大勘探开发力度,加快增储上产,避免对外依存度进一步提高。加快研究推出天然气期货等衍生品上市交易,发挥期货市场的价格发现、风险管理等功能。

6 展望

本文模型以Egging等的GGM为基础构建,重点关注我国天然气供需中长期变化,由于预测期限较长,因此假设天然气市场化改革在中长期已经完成,在本文提出的4种情境中,皆不考虑中长期价格扭曲、行政干预生产和投资运营决策的问题。因此,改进的GGM模型中,除根据我国的基础设施节点、产能建设和规划实际情况对模型参数进行更新和修正外,价格波动、需求弹性等参数,皆沿用了Egging等的设定。这种假设可能会造成短期内的预测结果产生偏差,降低2025年前预测结果的可靠性。因此,未来有必要分阶段设定价格波动、需求弹性等参数,以完善模型对短期发展情景的预测效果。

此外,国内企业未公开发布基础设施使用成本和生产成本等数据,因此仿真模型沿用了Egging等的GGM模型的设定值,这是本文研究的局限所在,未来有必要通过实地调研等多种手段对这类数据加以更新,以更加符合我国天然气市场的实际发展。

参考文献

- [1] LIU B. Natural gas price elasticities: Variations by region and by sector in the USA [J]. *Energy Economics*, 1983, 5(3): 195–201.
- [2] BENTZEN J, ENGSTED T. Short- and long- run elasticities in energy demand: A cointegration approach [J]. *Energy Economics*, 1993, 15(1): 9–16.
- [3] MACKAY R M, PROBERT S D. Modified logit-function demand model for predicting national crude-oil and natural-gas consumptions [J]. *Applied Energy*, 1994, 49(94): 75–90.
- [4] KRICHENE N. World crude oil and natural gas: A demand and supply model[J]. *Energy Economics*, 2002, 24(6): 557–576.
- [5] LIN B, WANG T. Forecasting natural gas supply in China: Production peak and import trends[J]. *Energy Policy*, 2012, 49(5): 225–233.
- [6] WANG J, FENG L, ZHAO L, et al. China's natural gas: Resources, production and its impacts[J]. *Energy Policy*, 2013, 55(1): 690–698.
- [7] YU Y, ZHENG X, HAN Y. On the demand for natural gas in urban China[J]. *Energy Policy*, 2014, 70(7): 57–63.
- [8] ZHANG K. Natural gas supply-demand situation and prospect in China[J]. *Natural Gas Industry B*, 2014, 1(11): 103–112.
- [9] GABRIEL S A, ZHUANG JF, KIET S. A large-scale linear complementarity model of the North American natural gas market[J]. *Energy Economics*, 2005, 27(6): 639–665.
- [10] EGGING R, GABRIEL S A, HOLZ F, et al. A complementarity model for the European natural gas market[J]. *Energy Policy*, 2008, 36(2008): 2385–2414.
- [11] EGGING R, HOLZ F, GABRIEL S A. The world gas model: A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market[J]. *Energy*, 2010, 35(2010): 4016–4029.
- [12] HUPPMANN D, EGGING R. Market power, fuel substitution and infrastructure – A large-scale equilibrium model of global energy

- markets[J], *Energy*, 2014, 75: 483–500, [13] DIECKHÖNER C, LOCHNER S, LINDENBERGER D. European natural gas infrastructure: The impact of market developments on gas flows and physical market integration[J]. *Applied Energy*, 2013, 102(7): 994–1003.
- [14] GENG J, JI Q, FAN Y. A dynamic analysis on global natural gas trade network[J]. *Applied Energy*, 2014, 132(2014): 23–33.
- [15] LI J, DONG X, SHANGGUAN J, et al. Forecasting the growth of China's natural gas consumption[J]. *Energy*, 2011, 36(1): 1380–1385.
- [16] LIN W, ZHANG N, GU A. LNG (liquefied natural gas): A necessary part in China's future energy infrastructure[J]. *Energy*, 2010, 35(6): 4383–4391.
- [17] VIVODA V. LNG import diversification in Asia[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2014, 2(2): 289–297.
- [18] XIONG W, YAN L, WANG T, et al. Substitution effect of natural gas and the energy consumption structure transition in China[J]. *Sustainability*, 2020, 12(19): 1–20.
- [19] GUO M, BU Y, CHENG J, et al. Natural gas security in China: A simulation of evolutionary trajectory and obstacle degree analysis[J]. *Sustainability*, 2019, 11(1): 1–18.
- [20] ZHANG Q, LI Z, WANG G, et al. Study on the impacts of natural gas supply cost on gas flow and infrastructure deployment in China[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 1385–1398.
- [21] 思亚能源. 中国天然气市场年度报告 2020 [EB/OL]. (2021–02) [2020–02–10] https://www.sia-energy.com/private/documents/SIA_CGMS_China_Gas_Market_Annual_2020_20210210_CN_kroM7Y3.pdf/5/1834/. [SIA ENERGY. China gas market annual report 2020 [EB/OL]. (2021–02) [2020–02–10].]
- [22] BAO S, NISHIURA O, FUJIMORI S, et al. Identification of key factors to reduce transport-related air pollutants and CO₂ emissions in Asia[J]. *Sustainability*, 2020, 12(18): 1–15.
- [23] 陈蕊, 朱博骐, 段天宇. 天然气发电在我国能源转型中的作用及发展建议[J]. *天然气工业*, 2020, 40(07): 120–128. [CHEN R, ZHU B, DUAN T. Role of natural gas power generation in China's energy transformation and suggestions on its development[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(07): 120–128.]
- [24] BP. World energy outlook 2020[EB/OL]. 2020(09) [2020–12–20]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>.
- [25] IEA. World energy outlook 2020[EB/OL]. (2020–10) [2020–12–21]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [26] FGE. FGE China gas databook 2020 edition[EB/OL]. <https://www.fgenergy.com/download/36745/FGE-Gas+Databook+2020-China.2020>.
- [27] 国家能源局天然气司, 等. 中国天然气发展报告 2020[M]. 北京: 石油工业出版社, 2020. [National Energy Administration, etc. China natural gas development report 2020[M]. Beijing: Oil Industry Press, 2020.]
- [28] 王震, 董宣. “一带一路”背景下中亚油气合作的前景及建议[J]. *油气储运*, 2020, 39(01): 9–15. [WANG Z, DONG X. Prospects and suggestions on the oil and gas cooperation between China and central Asia in the background of the Belt and Road[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2020, 39(01): 9–15.]
- [29] 王震. 深化“一带一路”背景下中国与周边国家的天然气合作[N]. *中国能源报*, 2020–02–10(007). [WANG Z. Deepen the gas cooperation between China and its neighboring countries in the background of the Belt and Road[N]. *China Energy News*, 2020–02–10(007).]
- [30] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国天然气产业发展形势与前景[J]. *天然气工业*, 2020, 40(4): 133–143. [LI J, SHE Y, GAO Y, et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(4): 133–143.]
- [31] 王震, 薛庆. 充分发挥天然气在我国现代能源体系构建中的主力作用——对《天然气发展“十三五”规划》的解读[J]. *天然气工业*, 2017, 37(03): 1–8. [WANG Z, XUE Q. To fully exert the important role of natural gas in building a modern energy security system in China: An understanding of China's National 13th Five-Year Plan for natural gas development[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(03): 1–8.]
- [32] 陈蕊, 孙文字, 吴珉颀. 国家管网公司成立对中国天然气市场竞争格局的影响[J]. *天然气工业*, 2020, 40(3): 137–145. [CHEN R, SUN W, WU M. Influence of the establishment of the national oil & gas pipeline network corporation on the competition pattern of natural gas market in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(3): 137–145.]
- [33] WOOD MACKENZIE. Global LNG regas project tracker Q3 2020[EB/OL]. 2020(11) [2020–12–22] <https://my.woodmac.com/document/423643>.