DOI 10.15302/J-SSCAE-2021.06.005

碳达峰、碳中和约束下我国天然气发展策略研究

刘合[1,2]，梁坤[2]，张国生[2]，李志欣[2]，丁麟[2]，苏健[1,2]，朱世佳[2]，葛苏[2]，刘婧瑶[2]

（1. 中国石油大学（华东）经济管理学院，山东青岛 266580；2. 中国石油勘探开发研究院，北京 100083）

摘要：天然气是一种稳定、灵活的低碳化石能源，在供应端和消费端具有比较优势，可作为过渡能源为建设清洁低碳、安全高效的新型能源体系以及实现我国碳达峰、碳中和目标提供基础保障。当前，我国能源转型发展路径有多种方案设计，对天然气的发展前景也有着认识方面的显著差异。本文在科学分析碳达峰、碳中和目标两个阶段发展关系，面临挑战和坚持原则的基础上，深刻剖析了我国天然气的发展机遇，分析了在发电、交通运输、城市燃气、工业等重点领域的天然气比较优势；从终端价格、基础设施、价格机制、发展速度等方面总结了制约天然气发展的相关因素，针对性提出了我国天然气的发展目标。研究建议，强化顶层统筹引领，明确天然气发展定位与发展思路；充分发挥比较优势，推进天然气消费的跨越发展；合理利用国内国外两种资源，确保天然气充足可靠供应；推动基础设施建设，提升供应安全保障效率和水平；强化土地、财税、价格等政策和机制建设，促进天然气产业快速发展。

关键词：碳达峰；碳中和；能源转型；天然气；比较优势

中图分类号：TE6　　**文献标识码：**A

China’s Natural Gas Development Strategy under the Constraints of Carbon Peak and Carbon Neutrality

Liu He[1,2], Liang Kun[2], Zhang Guosheng[2], Li Zhixin[2], Ding Lin[2], Su Jian[1,2], Zhu Shijia[2], Ge Su[2], Liu Jingyao[2]

(1. School of Economics and Management, China University of Petroleum, Qingdao 266580, Shandong, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Natural gas is a stable and flexible low-carbon fossil energy. It has comparative advantages on both supply and consumption sides. It can be used as a transitional energy for constructing a clean, low-carbon, safe, and efficient new energy system and for achieving carbon peak and carbon neutrality. Currently, China’s energy transition has many scheme designs. Huge differences exist in the development prospects of natural gas. In this study, we analyze the relationship, challenges, and principles of carbon peak and carbon neutrality. Based on these analyses, we study the opportunities for natural gas development in China, explore the comparative advantages of natural gas in key areas such as power generation, transportation, city gas, and industry, and summarize the constraints

收稿日期：2021-08-17；**修回日期：**2021-11-10

通讯作者：苏健，中国石油勘探开发研究院工程师，研究方向为能源战略与能源政策研究；E-mail: sujian.riped@petrochina.com.cn

资助项目：国家自然科学基金基础科学中心项目 (72088101)；中国工程院咨询项目“能源战略（2035）”(2019-ZD-20)

本刊网址：www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

in terms of terminal prices, infrastructure, pricing mechanism, and development speed. We also propose the development goals and key tasks of China's natural gas. Finally, five recommendations are proposed for China's natural gas development under the carbon goals. The first is to strengthen top-level coordination and leadership to clarify the development positioning and ideas of natural gas. The second is to maximize the comparative advantages to promote natural gas consumption. The third is to rationally use domestic and foreign resources to ensure sufficient and reliable supply. The fourth is to promote infrastructure construction to improve the supply efficiency. The fifth is to strengthen the policies and mechanisms for land, finance, taxation.
Keywords: carbon peak; carbon neutrality; energy transition; natural gas; comparative advantages

一、前言

碳达峰、碳中和是国家重大战略，旨在以能源体系转型推动经济社会高质量发展，促使能源体系由以化石能源为主向可再生能源为主转型发展。当前，我国能源结构具有以煤为主、能源体系规模大、转型时间短、转型成本高等特点；同时能源转型要解决可再生能源多尺度、波动性、不确定性带来的能源安全稳定供应难题，亟待探索能源转型发展的可行路径。天然气属于低碳化石能源，发展基础雄厚、发展潜力巨大，在供应端和消费端的各领域具有独特的比较优势；既可在平抑新能源大量接入的电网调峰、交通领域低碳化发展、工业领域减排、城市环境污染治理等方面发挥重要作用，也可为储能，高渗透绿氢，碳捕获、利用与封存等颠覆性技术突破和能源体系平稳转换赢得时间。因此，明确天然气在实现碳达峰、碳中和目标不同阶段的角色定位，适时适度发挥天然气清洁低碳、高效稳定的独特优势，对于我国天然气行业的高质量发展，碳达峰、碳中和目标的顺利实现具有重要意义。

国内外机构相继开展我国碳中和路线图研究，分析我国碳中和发展路径并预测能源需求 [1~9]。综合这些机构的预测结果，到 2060 年，我国化石能源消费在一次能源消费中的占比为 7%~30%；天然气消费量为 1.0×10^{11}~4.9×10^{11} m^3，约占一次能源消费总量的 3%~16%。不同机构对化石能源特别是天然气未来发展情况的研究结论存在显著差异，反映出各方对碳达峰、碳中和转型路径以及天然气在转型路径中的作用认识方面存在明显分歧。针对于此，本文在科学认识碳达峰、碳中和发展阶段，发展挑战，发展原则的基础上，系统研究天然气的发展基础和供需双侧的机遇与优势，剖析发展制约因素并提出天然气发展的目标和建议，以期进一步凝聚共识，明确天然气发展地位，为国家制定碳达峰、碳中和发展路径提供基础参考。

二、科学认识碳达峰、碳中和目标

（一）碳达峰、碳中和是由两个阶段组成的有机整体

碳达峰、碳中和两个阶段的总体发展方向是一致的，但也存在一定的差异。①发展阶段不同。碳达峰是碳中和的必经阶段与先决基础，而碳中和是碳达峰的最终目标与倒逼约束 [10]。②发展基础不同。碳达峰是在能源消费增长、非水可再生能源规模导入的背景下，高碳化石能源的逐步达峰与控碳过程；碳中和则是在能源消费达峰、化石能源设施逐步退役的背景下，非化石能源的加速增长过程。③发展重点不同。2030 年前以控碳为重点，为可再生能源成熟发展赢得时间；2030 年后以可再生能源体系构建为重点，推动能源结构革命性转型。整体来看，既不能割裂两个阶段来制定能源转型路径，更不能把两个阶段弱化合并为一个阶段；2030 年前实现碳达峰目标是我国近期能源转型发展的重点。

（二）碳达峰、碳中和目标下能源转型发展面临的挑战

能源转型的实质是各领域用能结构的升级与优化调整、能源供需体系与巨量基础设施的升级转换。目前，我国是世界第一大能源消费国，能源消费量仍将持续增长，化石能源占比高，化石能源基础设施存量大、新度高，能源转型发展面临任务重、时间短、成本高等多重挑战。

1. 能源体系规模大、减排任务重

我国拥有全球规模最大的能源生产、转化、输配、供应体系，2020 年的能源生产总量为 4.08×10^9 tce、能源消费总量为 4.98×10^9 tce，约占全球能源消费总量的 25% [11]；火电、水电、风电、

光伏装机规模均位居世界首位。我国当前仍处于工业化后期，短期内用能需求仍将持续增长。国内外多家机构的预测结果表明，我国能源消费总量将在 2035 年前后达到峰值（约 5.7×10^9 tce）[1~9]。在碳排放方面，美国的历史峰值为 5.7×10^9 t，欧盟的历史峰值为 4.4×10^9 t，而我国的碳排放峰值可能在 2030 年前突破 1.04×10^{10} t。由此可见，我国能源结构优化调整和碳减排任务艰巨且繁重。

2. 能源转型时间短

欧盟各国在 20 世纪 90 年代已实现碳达峰，美国、日本、韩国等国家也已在 2010 年左右实现碳达峰；按照全球 2050 年净零排放目标计算，碳达峰与碳中和的时间间隔多在 40~70 年，平均周期约为 50 年 [12]。我国碳达峰、碳中和的时间间隔仅为 30 年，在经济持续发展、用能持续增长的情况下推动实现碳达峰、碳中和目标将面临发展与减排的双重压力。因此，在距实现碳达峰目标不足 10 年的情况下，亟需统筹短期和中长期发展，把握“十四五”的窗口期、关键期 [13]，为实现短期达峰和中长期中和目标筑牢基础。

3. 能源转型成本高

根据测算，我国实现碳达峰、碳中和目标的总投入约为 136~300 万亿元 [14,15]，占到 2030 年前全球实现净零排放总投资成本的 1/3。能源转型成本高昂，在充分引入社会资本、最大化发挥市场调节机制来推动发展可再生能源的同时，更要妥善解决好化石能源基础设施搁浅带来的成本浪费问题。例如，欧洲、美国、日本等国家和地区的煤电机组平均服役年限约为 40 年，目前正处于规模退役期，煤炭发展周期与低碳转型趋势具有一致性；我国由于工业发展起步较晚，煤电机组平均投运年限仅有 12 年，“一刀切”式的煤电机组退出机制会带来极大的资产搁浅成本 [16]。为此，在实现碳达峰、碳中和目标的过程中，既要防范以现实问题为借口的转型迟滞，更要防范不顾实际的转型冒进；应按照自身节奏有序推进碳达峰、碳中和行动，稳妥处理好发展和减排、近期和中长期的关系，兼顾不同能源品种在不同阶段、不同领域、不同地区的发展需要，因地制宜，探索整体转型背景下能源转型路径的最优方案。

（三）碳达峰、碳中和目标下能源转型发展的原则

1. 不能以损害能源安全为代价

化石能源在未来相当长一段时期内仍是我国能源供应的主体，鉴于我国现阶段能源消费持续增长、油气对外依存度高、可再生能源早期发力不足等现实问题，能源转型过程中的能源安全隐患逐渐显现。在煤炭方面，受全球范围内的政策和投资限制，产能急剧压缩、价格快速攀升的情况直接导致我国多地出现“拉闸限电”危机 [17]。在石油和天然气方面，我国对外依存度分别高达 70%、40%，碳达峰、碳中和背景下我国石油进口配额不断收紧 [18]，叠加国际油气价格波动加剧等因素，国内油气保供面临严峻挑战。在可再生能源方面，全球极端气候事件频发，风、光供能的不稳定性缺陷逐渐显现。因此，我国的能源转型在短期内需坚持“先立后破”原则 [19]，优先稳定化石能源供应；面向中长期，大力发展可再生能源，逐渐摆脱对进口能源的过渡依赖，以更加清洁低碳、安全独立的能源来支撑我国经济社会发展 [20]。

2. 不能以大幅提高用能成本为代价

在能源转型过程中，应以降低成本作为推动非化石能源替代化石能源的内在驱动，从能源供应完全成本角度出发，考虑可再生能源的发展规模与节奏，综合可再生能源与化石能源的成本优势 [21]。相关模拟结果表明，可再生能源的消纳成本会随着渗透比例的增加而提高；当渗透比例在 30% 时，消纳成本约占我国平均售电价格的 17%，在更高比例渗透情景下的消纳成本占比将高达 30% [22]。因此，我国可再生能源发展也要充分考虑储能调峰技术的成熟度和发展规模，避免出现电力消纳成本和终端成本大幅上涨的情形。

3. 不能以能源效率损失为代价

国际能源署（IEA）研究发现，2020—2070 年能效提升的累计碳减排贡献率约为 40% [23]。我国 2020 年单位国内生产总值的能耗约为 0.49 tce/ 万元，是世界平均水平的 1.4 倍、发达国家的 2.1 倍 [11,24]。提升能源效率是我国实现碳达峰、碳中和目标的重要依托和主导方向。

三、我国天然气的发展机遇和优势

（一）具备跨越式发展的资源和设施基础

1. 世界天然气供应充足

世界天然气资源储量极为丰富，特别是随着页岩气革命的到来，大幅提高了天然气资源的开采水平。世界天然气资源量、储产量和储采比情况如表 1

所示。2019 年全球剩余常规和非常规天然气可采资源量共计为 8.03×10^{14} m^3，2020 年剩余探明可采储量为 1.881×10^{14} m^3；按照 2020 年产量（3.85×10^{11} m^3）估算，全球天然气储采比为 48.8，仍然维持在较高水平，具备持续发展的资源和储量基础[25]。近年来，随着液化天然气（LNG）基础设施的不断发展，全球 LNG 出口国数量已超过 50 个，LNG 贸易量持续快速增长；近十年的年均增速为 6.8%，远高于管道气 1.8% 的增长速度。2020 年，LNG 贸易量达到 4.879×10^{11} m^3，占世界天然气贸易总量的 51.9%，首次超过了管道气[26]。未来，全球天然气产量将以年均 1.4% 的速度增长，预计 2040 年的产量将达到 5.4×10^{12} m^3[27]。全球天然气资源储量充足、产量持续增长以及天然气基础设施的不断完善，都为我国利用海外天然气资源奠定了良好的基础。

2. 我国天然气勘探开发方兴未艾

我国天然气资源丰富，勘探开发程度低，发展潜力大。根据相关测算，我国常规气、页岩气、煤层气的技术可采资源量分别为 3.33×10^{13} m^3、1.285×10^{13} m^3、1.25×10^{13} m^3，合计为 5.865×10^{13} m^3。截至 2019 年年底，全国累计探明常规气、页岩气、煤层气的技术可采储量分别为 7.69×10^{12} m^3、4.334×10^{11} m^3、3.285×10^{11} m^3，探明率分别为 23%、3.4%、2.6%，处于勘探早期阶段[28]。2000 年以来，我国天然气工业迎来大发展，常规气与非常规气并举，相继发现了苏里格、安岳、克拉苏、涪陵、普光等 28 个地质储量超千亿立方米的大气田，连续 18 年新增探明地质储量超 5×10^{11} m^3（见图 1）；建成了鄂尔多斯、四川、塔里木、南海四大气区，天然气产量由 2000 年的 2.44×10^{10} m^3 增长到 2020 年的 1.888×10^{11} m^3（见图 2），年均增速达到 10.8%。综合资源基础、勘探发现与生产特征预测，通过常非并举、海陆并进等措施，我国天然气产量有望在 2035 年达到 3.0×10^{11} m^3，天然气发展还有较大潜力。

3. 天然气基础设施日益完善

天然气基础设施是天然气快速发展的重要基础。自 2000 年启动西气东输工程建设以来，我国已建成横贯东西、纵贯南北、联通内外的基础设施网络，构建了以西气东输、川气东送、陕京线等国内管输体系和中亚、中俄、中缅跨国管线为主体的天然气管网体系，形成了西气东输、北气南下、缅气东进、海气登陆的四大天然气进口供应格局和“三横三纵”的国内天然气管网架构。截至 2020 年年底，国内长输天然气管道总里程为 1.1×10^4 km[29]、城市燃气管网为 7.0×10^4 km，已建成的 22 座沿海 LNG 接收站的接收能力为 8.8×10^7 t/a[30]，已建成的 27 座储气库库容为 1.61×10^{10} m^3，调峰能力为 1.02×10^{10} m^3。整体来看，天然气基础设施的发展支撑了我国天然气进口量超过 1.4×10^{11} m^3，天然气消费量达到 3.28×10^{11} m^3[29]。

（二）重点领域利用天然气的比较优势明显

我国天然气消费快速增长，消费量由 2000 年的 2.45×10^{10} m^3 增长到 2020 年的 3.28×10^{11} m^3，在能源消费结构中的比例由 2.2% 升至 8.4%。我国最主要的用气部门是工业、居民、电力、交通运输，在 2019 年的消费占比分别为 38%、17%、16%、7%。在碳达峰、碳中和约束下，世界天然气供应充足，天然气在发电、交通运输、城市燃气、工业等重点领域的消费和利用具有明显的比较优势。

1. 发电领域

燃气发电（气电）相较燃煤发电（煤电）具有清洁低碳、灵活高效的特点。①气电较煤电环保优势明显，天然气燃烧利用时的 CO_2、氮氧化合物排放量较煤炭下降 44%、50%，没有粉尘颗粒、SO_2

表 1　世界天然气资源量、储产量和储采比情况

单位：$\times10^{12}$ m^3

项目		中亚–俄罗斯	中东	非洲	北美	拉美	欧洲	亚太	合计
剩余可采资源量	常规	133.00	102.00	51.00	50.00	28.00	19.00	44.00	427.00
	非常规	37.00	20.00	50.00	91.00	56.00	28.00	94.00	376.00
2020 年剩余探明可采储量		56.60	75.80	12.90	15.10	7.90	3.20	16.60	188.10
2020 年产量		0.80	0.69	0.23	1.11	0.15	0.22	0.65	3.85
储采比		70.50	110.40	55.70	13.70	51.70	14.50	25.40	48.80

注：剩余可采资源量来源于IEA发布的2018年年底数据[25]；剩余探明可采储量和产量来源于BP p.l.c.发布的2020年数据[26]。

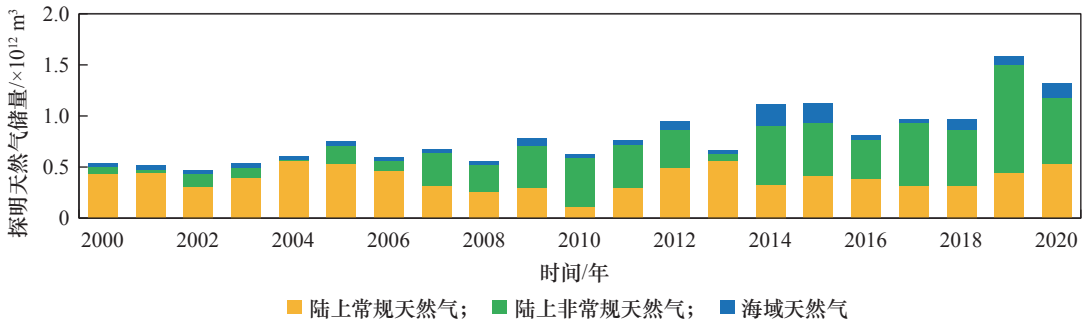

图 1　我国天然气新增探明储量构成图（2000—2020年）

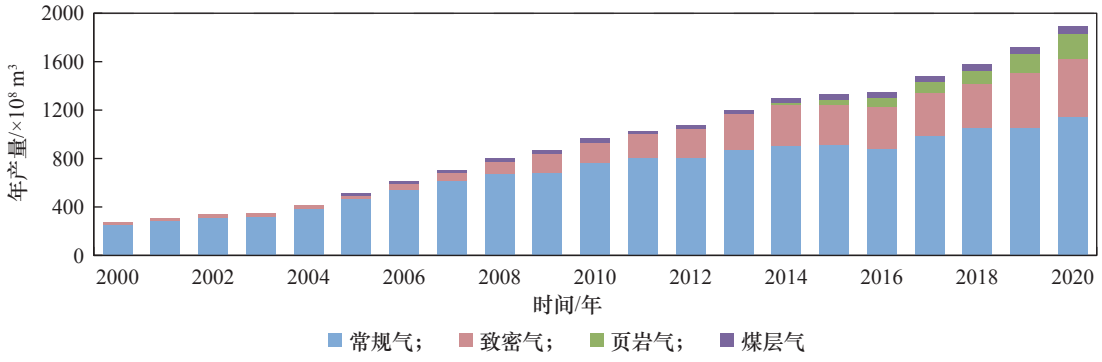

图 2　我国天然气产量构成图（2000—2020 年）

排放 [31]。②调峰型气电的机组具有启停快、爬坡速率快、调节性能好等优势，煤电冷启动需要 5 h，而调峰型气电机组全负荷启动仅需 9~10 min [32]；调峰型气电机组不仅能改善间歇性、随机性可再生能源大规模接入带来的电网安全问题，也能解决大型煤电机组深度调峰过程中能效降低和排放增加的问题。③天然气发电效率高，在热电联产发电时的能源利用率可达 80%，远超普通发电机组的 30% [31]。截至 2020 年 10 月，我国燃气电厂主要有热电联供、峰值负荷（调峰）两类机组装机类型，装机量及地域分布情况如图 3 所示；总装机量为 97 GW，含调峰机组 39.5 GW（占比为 41%）[33]，全年发电用天然气达到 5.71×10^{10} m^3。随着空气污染防治持续推进和可再生能源大规模介入，电力调峰需求规模日益增大，以调峰电厂为主的燃气发电有望迎来大发展。

2. 交通运输领域

天然气在交通领域具有显著的经济与环境优势。1 L 汽油与 1 m^3 天然气的热量基本相当，在国际油价 60 美元 / 桶时国内汽油零售价格约为 7 元 /L，而天然气加气价格仅在 3.5~5.0 元 /m^3，即天然气汽车的燃料成本是燃油车的 50%~70%。相较汽油车，天然气汽车尾气中的 CO、CO_2、氮氧化合物排放量明显减少，颗粒悬浮物、氧化铅和其他有害物质可以实现零排放（见表 2）。此外，天然气汽车在长途客货运尤其是寒冷地区的应用方面具有电动汽车无法比拟的优势，可以与电动汽车共同推动实现交通领域能源革命。截至 2019 年年底，我国天然气汽车数量超过 760 万辆，其中出租车、城市公交车等压缩天然气（CNG）汽车有 700 多万辆，LNG 重型卡车有 60 万辆；CNG 加气站约有 6000 座，LNG 加注站约有 3900 座 [34]，已建成全球最大的交通运输天然气市场；交通领域天然气消费量为 3.63×10^{10} m^3，当量替代成品油消费约 2.96×10^7 t。当前，天然气汽车占全国机动车的保有量不足 3%，随着天然气基础设施趋于完善，在经济、环境双重因素推动下，天然气汽车将为我国交通领域低碳化转型作出重大贡献。

3. 城市燃气领域

近年来，随着我国城镇化加速推进和大气污染防控政策助力，城市燃气需求持续增长。特别是以“煤改气”为核心的《大气污染防治行动计划》《能

源发展“十三五”规划》《打赢蓝天保卫战三年行动计划》《京津冀及周边地区 2017 年大气污染防治工作方案》《北方地区冬季清洁取暖规划（2017—2021 年）》《加快推进天然气利用的意见》等政策措施的密集出台，城市燃气消费量保持高速增长，由 2010 年的 3.6×10^{10} m^3 增长至 2020 年的 6.41×10^{10} m^3（未含交通用气）。截至 2019 年年底，我国城镇化程度达到 60.6%，使用天然气的人口数为 3.9 亿，分别占全国总人口的 28%、城市人口的 43% [35]。预计到 2035 年，我国城镇化率将达到 72% [36]，若超过 70% 的城镇人口使用天然气，城市天然气的消费量将有望翻番。

4. 工业领域

天然气在工业领域应用广泛，我国鼓励工业领域“煤改气”，限制天然气化工行业的发展。工业领域天然气主要用于冶金、陶瓷、玻璃加工、食品加工、印染、造纸等行业中的工业窑炉以及生产蒸汽或热水的工业锅炉，用以替代煤、煤气和石油制品。天然气纯净且杂质极少，易于控制温度并保证产品质量；天然气储运便捷，无需脱硫和废物处理等工序，大幅降低了设备保养、人员、车辆和环保相关的费用。工业用天然气消费增长迅速，从 2010 年的 1.95×10^{10} m^3 发展到 2020 年的 1.29×10^{11} m^3 [37]。随着“煤改气”政策的持续推进和更严格环保政策的实施，工业燃料领域的天然气消费量将逐步增长。化工领域天然气主要用于制作氮肥（合成氨）和甲醇，其次是生产乙炔、氢氰酸、甲醛、二氯甲烷、四氯化碳、二硫化碳、硝基甲烷、炭黑以及提取氦气 [38]。目前，我国的天然气化工不具备竞争优势，采取的是限制化工用气政策，因而化工用气规模保持平稳，2020 年天然气消费量约为 3.0×10^{10} m^3 [29]。

四、碳达峰、碳中和约束下我国天然气发展面临的挑战

（一）天然气终端价格高，比价优势不突出

天然气在发电和化工领域比价优势差，成为制约天然气发展的关键因素。天然气在常规发电领域的竞争力偏弱，燃气电厂 70% 以上的发电成本源自燃料成本，天然气价格成为燃气电厂效益的决定性因素。2019 年，我国沿海省份和京津地区燃气电厂的平均天然气购置成本约为 2~2.5 元/m^3，在旺季时最高达 3 元/m^3。根据测算，我国气电的平

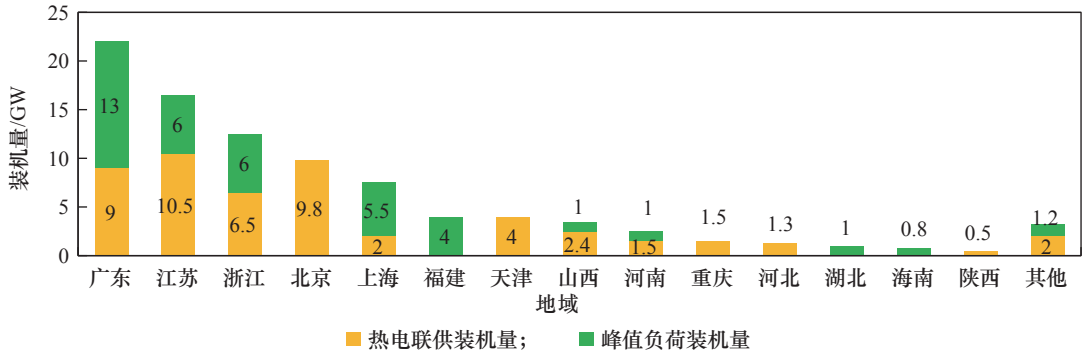

图 3　我国天然气发电不同装机类型的装机量及地域分布

表 2　不同类型燃料的污染物排放情况

单位：%

燃料类型	CO	碳氢化合物	氮氧化合物	颗粒悬浮物	氧化铅	其他有害物质
汽油	100	100	100	100	100	100
柴油	20~40	10~20	45~60	>1000	—	50
CNG	1~5	10~20	30~40	—	—	—
LNG	1~3	8~15	20~35	—	—	—

注：以汽油的污染物排放情况作为对照标准，设为1（100%）；其他燃料的污染物排放情况以汽油作为参考。

均成本为 0.5~0.6 元 /kW·h，高于燃煤电厂的平均成本 0.23~0.31 元 /kW·h [39]。2020 年，受新型冠状病毒肺炎疫情和天然气供应市场过剩的影响，全球天然气价格下降，燃气电厂的成本也随之下降到 0.3~0.5 元 /kW·h，但仍高于燃煤电厂的电价成本 [39]。天然气作为工业燃料，虽然环保优势明显，但在玻璃、陶瓷、工业锅炉生产蒸汽时作为燃料替代的经济性较弱；天然气作为合成氨和甲醇的化工原材料，与煤相比也不具备经济优势。例如，天然气合成每吨氨成本较无烟煤合成氨的成本高 35%，天然气制每吨甲醇成本较无烟煤制甲醇高 66% [40]。

（二）天然气基础设施尚不完善，规模发展存隐忧

我国天然气基础设施虽然发展迅猛，但仍存在一些结构性矛盾，体现在调峰设施滞后、调峰能力不足、管线相互联通不够、“最后一千米”存在壁垒等，使得天然气规模发展存在一定隐患。目前，我国天然气调峰总储气量仅占天然气总消费量的 7.2% [29]，远低于国际水平（15%~20%），致使北方部分地区冬季易出现“气荒”。气源不稳定带动非优先供应领域的气价上涨，制约了天然气大规模应用。例如，受“气荒”和天然气价格上涨影响，2018 年上半年天然气重型卡车的销售量下降明显 [39]。我国天然气跨区域干线管网、省内长输管线、市内管线分别由国家石油天然气管网集团有限公司、省级天然气公司、城市燃气公司负责建设和运营，市场主体多元、相互联通性不够，特别是城市大工业用户直供气源受制约因素多，对天然气供应安全和消费市场产生直接影响。

（三）价格机制尚未理顺，效益发展难度大

近年来，我国天然气先后完成存量气与增量气、居民用气与工业用气的价格并轨，初步建立了政府管控与市场调节相结合的定价机制，市场化定价范围日益增大；但在天然气调峰、燃气电厂调峰定价等具体环节，价格机制尚待进一步完善，如因缺乏有竞争力的调峰电价导致了燃气调峰发展缓慢。依据 2013 年国家发展和改革委员会发布的《关于天然气价格的通知》，天然气电价可以根据发电机类型（热电联产或调峰）而有所不同，不得超过基准煤电价格之上 0.35 元 /kW·h。由于天然气价格机制不灵活，无法充分发挥燃气调峰电厂的优势，当前燃气调峰电厂的利用率整体低于 40%，局部甚至低于 20% [33]，进而提高了燃气调峰电厂的发电成本并制约其规模发展。

（四）碳达峰、碳中和约束下天然气发展需要提速

美国天然气市场经过两百年的发展已进入全面零售竞争阶段，具有市场高度开放、法律与监管体系完善、市场信息透明、市场定价完备、第三方准入公平等特点，形成明显的市场竞争优势 [41]。美国终端市场利用初期依靠发电和城市燃气，推动后期工业用煤替代、交通柴油替代和发电比例提升，完成了天然气规模化应用 [42]。相较而言，我国天然气市场仍处于非竞争性市场阶段，发展起步晚、资源量和储量有限、地质和开发条件复杂、市场活力和竞争性不足、法律和监管体系尚待完善。因此，在碳达峰、碳中和约束下，应充分发挥天然气作为能源安全“压舱石”、电力安全“稳定器”的作用 [29]，抓住“稳油增气发展新能源”这一契机，深化并加速天然气行业改革步伐，合理布局天然气产业，增强供应可靠性和灵活性。

五、我国天然气发展建议

我国天然气行业既要满足经济社会发展对清洁能源增量的需求，推动传统高碳化石能源的存量替代，也要及时构建与新能源融合发展的新格局。根据国内外天然气供需形势、天然气在重点领域的比较优势以及在碳达峰、碳中和过程中的作用发挥，考虑资源、环境、经济、安全多重因素，预计 2040 年我国天然气需求量可翻番达到峰值（6×10^{11} m^3 以上）[3,42,43]，国内天然气产量将超过 3×10^{11} m^3 [29]，能够依靠国内自主生产和东北、西北、西南、海上四大战略通道的海外资源保障充足供应。

天然气具有网络化连续供应特征，未来发展需要明确顶层设计，持续推进“产供储销”协同发展。从扩大消费规模、保障充足供应、做强基础设施、做优体制与机制 4 个方面联合推进，切实发挥天然气的过渡能源“桥梁”作用，为建设清洁低碳、安

全高效的新型能源体系，实现我国碳达峰、碳中和提供基础保障。

（一）强化顶层统筹引领，明确天然气发展定位与思路

建议在国家制定的碳达峰、碳中和路线图中，明确天然气作为碳达峰主体能源、碳中和“桥梁”的作用和定位。按照强化国内供应基础、拓展多元供气来源、鼓励发展气电调峰与天然气汽车、大力发展储气库与管道基础设施、统筹完善财税价格支持政策等总体思路，发挥天然气比较优势，加快天然气产业发展，为实现 2030 年前碳达峰贡献力量，为新能源关键技术成熟和新兴产业壮大赢得时间和空间，为最终实现 2060 年前碳中和目标提供最有利支撑。

（二）充分发挥比较优势，推进天然气消费跨越式发展

天然气在能源消费不同领域的比较优势存在显著差异，天然气跨越发展存在现实需求。发挥天然气绿色低碳优势，践行绿色发展理念，以大气污染防治为依托，持续推进城市燃气和工业领域“煤改气”工程，助力城市和区域环境持续向好发展；发挥天然气绿色低碳和价格优势，以长途货运和严寒地区城市交通为重点，积极布局 LNG、CNG 加气站，加快“油改气”步伐，推动交通领域快速减碳；发挥天然气低碳、灵活优势，以可再生能源生产基地、电力需求负荷中心为重点，加速推进调峰气电规划布局，助力可再生能源的大规模发展和电网输配电安全；发挥天然气低碳、高效优势，因地制宜建设热电联产燃气电站，推动区域高效用能。

（三）合理利用国内国际两种资源，确保天然气充足可靠供应

秉承开放条件下的自主可控能源安全观，筑牢国内天然气供应基础，多元引进海外天然气资源，内外并举实现充足供应。国内应持续加大天然气勘探开发力度，常非并重、陆海并举，强化深层、深海、非常规（“两深一非”）油气勘探开发重大科技攻关；建设川渝地区、鄂尔多斯盆地、新疆、海域四大生产基地，力争国内产量达到 3×10^{11} m^3。针对国际天然气资源的获取，坚持多元化理念，投资与贸易并举、陆路与海陆并重、长协与现货并存，强化中亚–俄罗斯供应基础，拓展中东、东非渠道，巩固发展西北、东北、西南、海域四大天然气进口通道，依靠资源来源多元、贸易方式多元来进口通道多元，实现天然气的充足可靠供应。

（四）推进基础设施建设，提升安全保障效率和水平

针对天然气消费区域的季节不平衡性、连续供应等特点，按照基础设施网络化、调节设施冗余化思路，强化天然气管网布局优化和输配能力建设，形成联通内外、沟通海陆、互联互通的全国天然气管道网络。统筹 LNG 接收站布局，按照需求导向、适度超前的原则建设 LNG 接收站，避免地方投资冲动带来的低效、散乱格局。加大储气库调峰能力建设，积极推进东北、华北、西南等储气库群建设，按照适度冗余标准确定与消费量相匹配的调峰能力。持续推进“产供储销”体系建设，强化智能化和数字化建设，以多环节联动实现体系的高效与安全运行。由于天然气中占比最大的成分（CH_4）所产生的温室效应在一百年后仍是 CO_2 的 21~28 倍 [44]，因此应在技术、装备、管理层面积极创新，明确标准和职责，在生产、运输、使用过程中严格控制排放或泄漏的天然气量，确保天然气效能的最大化。

（五）强化政策机制建设，促进天然气产业快速发展

发挥政策机制的引导和推动作用，建立并优化与国内天然气勘探开发相适应的用地、用海、安全环保政策，延续非常规天然气财政补贴和税收优惠政策。将调峰成本纳入到体系成本中，尽快健全反映调峰成本的调峰气价和调峰电价，通过政策和市场双向发力来推动储气库和燃气调峰电站建设和布局。强化交通领域“气代油”、工业和燃气领域“煤改气”等鼓励政策。调整天然气价格形成机制，鼓励工业园区、大用户天然气直供政策，大幅降低工业和发电领域用气价格。通过政策层面的多点发力，助力天然气跨越式发展和安全稳定供应，为我国碳达峰、碳中和提供坚实保障。

参考文献

[1] 贝励(北京)工程设计咨询有限公司. AFRY评论: 中国宣布力争2060年前实现碳中和这一承诺的影响 [R]. 北京: 贝励(北京)工

程设计咨询有限公司, 2020.
Bayley (Beijing) Engineering Design Consulting Co., Ltd. AFRY comment: The impact of China's pledge to achieve carbon neutrality by 2060 [R]. Beijing: Bayley (Beijing) Engineering Design Consulting Co., Ltd., 2020.

[2] BP p.l.c. Energy outlook 2020 edition [R]. London: BP p.l.c., 2020.

[3] 国网能源研究院有限公司. 中国能源电力发展展望2020 [R]. 北京: 中国电力出版社, 2020.
State Grid Energy Research Institute Co., Ltd. China energy and electricity outlook 2020 [R]. Beijing: China Electric Power Press, 2020.

[4] International Energy Agency. World energy outlook 2020 [R]. Paris: International Energy Agency, 2020.

[5] Det Norske Veritas. Energy transition outlook 2021: A global and regional forecast to 2050 [R]. Oslo: Det Norske Veritas, 2021.

[6] 全球能源互联网发展合作组织. 中国2060年前碳中和研究报告 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021.
Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. Research of carbon neutrality in China by 2060 [R]. Beijing: Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, 2021.

[7] 项目综合报告编写组.《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告 [J]. 中国人口 · 资源与环境, 2020, 30(11): 1–25.
Project Comprehensive Report Preparation Team. A comprehensive report on *China's long-term low-carbon development strategy and transformation path* [J]. China Population, Resources and Environment, 2020, 30(11): 1–25.

[8] 奚文怡, 蒋小谦, 张默凡, 等. 零碳之路: "十四五"开启中国绿色发展新篇章 [R]. 北京: 世界资源研究所, 2020.
Xi W Y, Jiang X Q, Zhang M F, et al. Accelerating the net-zero transition: Strategic action for China's 14th Five-Year Plan [R]. Beijing: World Resources Institute China, 2020.

[9] 中国石油经济技术研究院. 2050年世界与中国能源展望(2020版) [R]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2020.
CNPC Economics and Technology Research Institute. 2050 energy outlook of the world and China (2020 edition) [R]. Beijing: CNPC Economics and Technology Research Institute, 2020.

[10] 王勃. "双碳"目标背景下推动我国能源产业转型和技术创新 [J]. 中国经贸导刊, 2021 (17): 40–42.
Wang B. Promoting China's energy industry transformation and technological innovation under the background of "dual carbon" goal [J]. China Economic & Trade Herald, 2021 (17): 40–42.

[11] 国家统计局. 一次能源生产总量与能源消费总量年度数据 [EB/OL]. (2021-01-01)[2021-11-08]. https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01.
National Bureau of Statistics. Annual data of total primary energy production and total energy consumption [EB/OL]. (2021-01-01) [2021-11-08]. https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01.

[12] 鲁成钢, 莫菲菲, 陈坤. 主要国家碳达峰、碳中和比较分析 [J]. 环境保护, 2021, 49(Z2): 89–93.
Lu C G, Mo F F, Chen K. Comparative analysis of carbon peak and carbon neutrality in major countries [J]. Environmental Protection, 2021, 49(Z2): 89–93.

[13] 章建华. 服务保障碳达峰碳中和目标如期实现 [J]. 山东经济战略研究, 2021 (9): 4–5.
Zhang J H. Service to ensure that peak carbon and carbon neutrality targets are achieved on schedule [J]. Shandong Economic Strategy Research, 2021 (9): 4–5.

[14] 陈婉. "双碳"目标提出一周年, 各界论道碳中和经济 [J]. 环境经济, 2021 (18): 14–19.
Chen W. The first anniversary of the "dual carbon" goal, all walks of life talk about a carbon-neutral economy [J]. Environmental Economy, 2021 (18): 14–19.

[15] 刘馨蔚. "双碳"目标是场硬仗 经济复苏需要 "绿色" [J]. 中国对外贸易, 2021 (10): 14–15.
Liu X W. The "dual carbon" goal is a tough battle, economic recovery needs "green" factor [J]. China's Foreign Trade, 2021 (10): 14–15.

[16] 王双童, 杨希刚, 常金旺. 国内外煤电机组服役年限现状研究 [J]. 热力发电, 2020, 49(9): 12–16.
Wang S T, Yang X G, Chang J W. Research on the status of service life of coal-fired power units at home and abroad [J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(9): 12–16.

[17] 李富兵, 樊大磊, 王宗礼, 等. "双碳"目标下"拉闸限电"引发的中国能源供给的思考 [J]. 中国矿业, 2021, 30(10): 1–6.
Li F B, Fan D L, Wang Z L, et al. Thoughts on China's energy supply triggered by the "cutting the power cut" under the "dual carbon" goal [J]. China Mining Magazine, 2021, 30(10): 1–6.

[18] 刘满平. 纠正运动式"减碳"、先立后破看懂"双碳"指挥棒 [J]. 中国石油石化, 2021 (17): 34–35.
Liu M P. Correct the sports-style "carbon reduction", "Stand and Break" to understand the "dual carbon" baton [J]. China Petroleum, 2021 (17): 34–35.

[19] 隋晓影. "双碳"背景下中国石油行业面临重大变革 [J]. 中国石化, 2021 (9): 40–42.
Sui X Y. China's oil industry is facing major changes under the background of "dual carbon" goal [J]. Sinopec Monthly, 2021 (9): 40–42.

[20] 倪斌. 国家"双碳"战略的思考与实践 [J]. 上海节能, 2021 (9): 930–937.
Ni B. Thoughts and practices of national strategy of carbon peak carbon neutrality [J]. Shanghai Energy Conservation, 2021 (9): 930–937.

[21] 周小川. 实现碳中和目标的路径选择 [J]. 上海企业, 2021 (10): 76–79.
Zhou X C. Path selection to achieve carbon neutrality goals [J]. Shanghai Enterprise, 2021 (10): 76–79.

[22] Strbac G, Aunedi M. Whole-system cost of variable renewables in future GB electricity system [R]. London: Imperial College London, 2016.

[23] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2020 [R]. Paris: International Energy Agency, 2020.

[24] Enerdata. Energy intensity statistic data 2020 [EB/OL]. (2020-11-30)[2021-09-28]. https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-intensity-gdp-data.html.

[25] International Energy Agency. World energy outlook 2019 [R]. Paris: International Energy Agency, 2019.

[26] BP p.l.c. Statistical review of world energy [R]. London: BP p.l.c., 2021.

[27] Gas Exporting Countries Forum. Global gas outlook 2050 synopsis [R]. Doha: Gas Exporting Countries Forum, 2021.

[28] 自然资源部. 全国油气矿产储量通报 [R]. 北京: 自然资源部, 2020.
Ministry of Natural Resources. National oil and gas mineral reserves bulletin [R]. Beijing: Ministry of Natural Resources, 2021.

[29] 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, 自然资源部油气资源战略研究中心. 中国天然气发展报告2021 [R]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
Oil and Gas Department of National Energy Administration, Institute of Resources and Environmental Policy of Development Research Center of the State Council, Strategic Research Center of Oil and Gas Resources of Ministry of Natural Resources. China natural gas development report 2021 [R]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.

[30] International Gas Union. Global gas report 2020 [R]. Hoersholm: International Gas Union, 2021.

[31] 殷建平, 王泽鹏. 我国发展天然气发电产业的战略选择——天然气热电联产与气电调峰比较研究 [J]. 价格理论与实践, 2019 (11): 11–14.
Yin J P, Wang Z P. China's strategic choice for developing natural gas power generation industry: Comparative study of natural gas cogeneration and gas-electricity peak shaving [J]. Price: Theory and Practice, 2019 (11): 11–14.

[32] 袁家海教授课题组. 中国电力系统灵活性的多元提升路径研究 [R]. 北京: 华北电力大学, 2020.
Professor Yuan Jiahai's Research Group. Research on multiple paths to improve the flexibility of China's power System [R]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.

[33] Qin Y. Natural gas in China's power sector: Challenges and the road ahead [R]. London: The Oxford Institute for Energy Studies, 2019.

[34] 胡明禹. 天然气在交通领域的发展现状及立法建议 [J]. 能源研究与利用, 2020 (5): 36–41.
Hu M Y. The development status of natural gas in the field of transportation and legislative suggestions [J]. Energy Research & Utilizations, 2020 (5): 36–41.

[35] 国家统计局. 城市能源产品供应统计数据 [EB/OL]. (2020-12-30)[2021-11-20]. https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zb=A070C&sj=2020.
National Bureau of Statistics. Annual data urban energy product supply [EB/OL]. (2020-12-30) [2021-11-20]. https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zb=A070C&sj=2020.

[36] 魏后凯, 杜志雄. 中国农村发展报告——聚焦"十四五"时期中国的农村发展 [M]. 北京: 中国社会科学出版社, 2021.
Wei H K, Du Z X. China rural development report(2020): Focusing on the rural development of China during of the 14th Five-Plan period [M]. Beijing: Chinese Social Sciences Press, 2021.

[37] 高振宇, 白桦, 王英国, 等. 基于终端消费结构的中国天然气市场研究 [J]. 中外能源, 2021, 26(4): 1–8.
Gao Z Y, Bai H, Wang Y G, et al. Study on China's natural gas market based on terminal consumption structure [J]. Sino-Global Energy, 2021, 26(4): 1–8.

[38] 麻东, 李昕. 国内天然气化工产业面临的挑战与突破路径 [J]. 化工管理, 2019 (28): 73–74.
Ma D, Li X. Challenges and breakthrough path of domestic natural gas chemical industry [J]. Chemical Enterprise Management, 2019 (28): 73–74.

[39] IHS Markit. China natural gas market profile [R]. London: IHS Markit, 2021.

[40] 国务院发展研究中心. 中国天然气发展战略研究 [M]. 北京: 中国发展出版社, 2015.
Development Research Center of the State Council. Research on China's natural gas development strategy [M]. Beijing: China Development Press, 2015.

[41] 谢茂. 美国天然气产业发展的经验与启示 [J]. 国际石油经济, 2015, 23(6): 30–36.
Xie M. The experience and enlightenment of the development of American natural gas industry [J]. International Petroleum Economics, 2015, 23(6): 30–36.

[42] 周淑慧, 王军, 梁严. 碳中和背景下中国"十四五"天然气行业发展 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171–182.
Zhou S H, Wang J, Liang Y. Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171–182.

[43] 邹才能, 赵群, 陈建军, 等. 中国天然气发展态势及战略预判 [J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1–11.
Zou C N, Zhao Q, Chen J J, et al. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1–11.

[44] Allen, Barros V, Broome J, et al. Climate change 2014: Synthesis report [R]. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.