北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

中国燃气发展目标与展望



北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY
气候变化与能源转型项目
CLIMATE CHANGE AND ENERGY TRANSITION PROGRAM

2024年12月

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY
气候变化与能源转型项目
CLIMATE CHANGE AND ENERGY TRANSITION PROGRAM

气候变化与能源转型项目

北京大学能源研究院于 2021 年 3 月启动了气候变化与能源转型项目，旨在助力中国应对气候变化和推动能源转型，实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和的目标。该项目通过科学研究，设立有雄心的目标，制定清晰的路线图和有效的行动计划，为政府决策提供建议和支持。

该项目积极推动能源安全、高效、绿色和低碳发展，加速化石能源消费的减量化直至退出。该项目具体的研究领域涵盖宏观的能源与环境、经济和社会的协调综合发展；化石能源消费总量控制；能源开发利用技术创新；电力部门向可再生能源为主体的系统转型；推动电气化；高耗能部门的低碳绿色发展；可持续交通模式；区域、省、市碳中和模式的示范推广；散煤和塑料污染治理；碳中和与碳汇；碳市场；社会公正转型等。

系列报告

《推动燃气发电发展 支持碳中和目标实现》
《鄂尔多斯低碳转型及案例研究》
《走向公正转型的未来：绿色转型对中国不同区域的影响》
《湖南省风光储蓄融合发展的策略方案》
《江苏省电力灵活性调节资源发展优先级级路径分析》
《华东四省一市电力清洁转型与安全保供路径与方案研究》
《促进西北地区产业转型升级和新能源就地消纳协同发展》
《碳达峰碳中和下西北“西电东送”重塑研究》
《青岛市微电网发展研究 - 基于典型示范项目的调查》
《陕西省微电网发展研究 - 基于典型示范项目的调查》
《绿证绿电市场与可再生能源电力消纳的协同研究》
《中国散煤综合治理研究报告 2024》
《双碳背景下湖南省电力系统灵活能力优化分析研究》
《福建省双碳目标与行动路线图研究报告》
《中国散煤综合治理研究报告 2023》
《山东省中小燃煤电厂低碳高质量发展路径分析》
《走向公正转型的未来：中国绿色转型对就业的影响》
《“十四五”推动能源转型实现碳排放达峰》
《中国散煤综合治理研究报告 2022》
《中国散煤综合治理研究报告 2021》
《中国石化行业碳达峰碳减排路径研究报告》
《中国塑料行业绿色低碳发展研究报告》
《中国可持续航空燃料发展研究报告》
《湖南省电力行业碳达峰时间与路径研究》
《中国典型五省煤电发展现状与转型优化潜力研究》
《碳达峰与碳中和背景下山东电力行业低碳转型路径研究》
《以新能源为主体的新型电力系统的内涵与展望》
《中国煤电发展之路辨析系列沙龙报告汇编》
《电力部门碳排放达峰路径与政策研究》

中国燃气发展目标与展望

作者：陶文娣、郑平

2024 年 12 月

目录

◎ 第一章 燃气发电的特点和零碳路径……1

（一）燃气发电的特点……1

（二）燃气发电的零碳路径……5

◎ 第二章 全球燃气发电的现状和展望……8

（一）全球燃气发电现状……8

（二）国外燃气发电政策……11

（三）全球燃气发电展望……14

◎ 第三章 中国燃气发电的现状和展望……17

（一）中国燃气发电现状……17

（二）中国燃气发电的政策……18

（三）双碳目标下的燃气发电展望……23

◎ 第四章 中国燃气发电的挑战和建议……29

（一）燃气发电的主要障碍……29

（二）支持中国燃气发电发展……31

摘要

燃气发电是重要的发电形式，在电力系统减少污染物排放、实现碳中和，以及保障电力系统安全稳定方面发挥着重要作用；2023 年，全球燃气发电占比 22%，部分发达国家燃气发电占比超过 30%-40%，是电力系统重要的支撑电源和调节电源。燃气发电也是欧美日等发达国家和地区减少空气污染、降低碳排放，替代燃煤发电、保障电力系统安全稳定和低碳的重要途径。

2023 年中国燃气发电装机量 12562 万千瓦，发电量 3016 亿千瓦时；相较 2011 年，燃气发电装机年均增长 23.7%，发电量年均增长 14.8%；相较同期全国发电装机年均增长 14.7%，发电量年均增长 8.4%，显示出较快增速。但截止 2023 年底，燃气发电在全国发电装机中的占比仅 4.3%，发电量占比仅 3.2%。同时燃气发电主要集中在经济条件好、天然气供应较为充足的京津冀、长三角和珠三角等区域。

在实现碳中和过程中，燃气发电的环保、低碳、安全、灵活的特点，不仅是电力体系实现碳中和的重要组成，也将带动天然气产业的发展，对整个能源体系的碳中和目标实现有突出贡献。一方面燃气热电联产和分布式将为城市能源电力冷热供应提供清洁高效的选择，助力清洁空气和低碳目标；另一方面，燃气发电以其优越的调峰性能和安全可靠性，在以可再生能源为主体的新型电力系统建设中可以发挥其独特作用。中长期来看，中国需要大力支持燃气发电的持续发展和增长，为新型电力系统建设和实现碳中和提供支撑。

然而目前中国燃气发电的发展仍受长期发展目标不清晰、缺乏统筹、天然气供应不足和价格过高、电价机制不完善等多方面因素制约，面临挑战。为支持中国燃气发电的发展和碳中和目标的实现，需立足国情并借鉴国际经验：明确燃气发电的定位和长期目标；加大环保低碳政策激励；保障天然气供应和降低用气价格、继续完善燃气发电的价格机制；因地制宜差别化促进不同区域燃气发电发展；中央和地方协同支持和促进燃气发电和可再生能源发电的结合、特别是绿氢储能和燃气发电的结合，在支持可再生能源基地建设的同时，保障能源安全。使得燃气发电作为重要的发电形式可以发挥其历史作用，为中国的能源安全和能源转型做出其贡献。

第一章 燃气发电的特点和零碳路径

（一）燃气发电的特点

燃气发电机组采用燃气（如天然气、生物气、氢气等）作为燃料，通过燃烧产生高温高压气体，进而驱动燃气轮机或内燃机工作，带动发电机发电。整个过程中，燃气发电机组实现了能量的高效转换，将燃气中的化学能转化为电能。20 世纪以来，燃气发电的技术不断进步，从最初的小型发电机到现在的大型发电站，发电能力和发电效率不断提高。燃机发电分为简单循环燃气发电和燃气 - 蒸汽联合循环发电。燃气—蒸汽联合燃机发电是在简单循环的基础上，利用燃气轮机排气余热在余热锅炉中将水加热变成过热蒸汽，再将蒸汽引入汽轮机膨胀做功。按照燃烧温度可将燃机定义为 B 级、E 级、F 级、H 级。燃烧温度不同，发电机组出力也有所不同。目前“H”级燃气轮机是世界上初温最高、功率最高、效率最高的燃气轮机。燃气轮机可以用于发电、工业热电联供、分布式以及备用电源。在全球环境污染控制和应对气候变化的背景下，燃气发电以其环保、低碳、高效和灵活的优势，取得了迅速发展，其主要燃料为天然气，以下展开介绍一下燃气发电的几个特点。

首先，更环保。燃气发电相比较煤电，更为清洁环保，主要表现在综合污染物排放水平，重金属排放和其他环境影响方面。燃煤电厂排放的大气污染物主要有氮氧化物、二氧化硫、烟尘等。天然气中基本不含硫，所以燃气电厂排放的大气污染物主要为氮氧化物，同时，天然气都有脱硫和除尘等工艺，所以一般燃机排烟中的硫化物和烟尘接近为零。而煤电即使使用除尘和脱硫工艺，依然有一定的残余，如二氧化硫依然有 40 毫克 / 度电以上。燃煤电厂经过超低排放改造，污染物排放水平得到显著降低，但燃气发电的综合污染物排放水平仍然明显优于实施超低排放改造的燃煤机组。以下以燃气发电 H 级机组与 660MW 超超临界燃煤电厂为例进行比较，可见高效的燃气电厂多种污染物排放水平显著降低。

表 1-1：9HA 燃气联合循环和 660MW 超超临界煤电厂排放比较 [1&2]

	9HA 燃机电厂	660MW 燃煤电厂
NOx 排放 - 脱硝前 (g/kWh)	0.24	0.35
NOx 排放（加脱硝）(g/kWh)	0.07	0.18
SOx 排放 （g/kWh）	0.02（实际近于零）	0.12
烟尘排放 （g/kWh）	0.02（实际近于零）	0.04
CO2 排放 (g/kWh)	312.79	745.53

在氮氧化物排放方面，燃气电厂相比较燃煤电厂排放标准更高。从排放标准上来说：2016 年环境保护部下发的《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》中，要求火电机组排污量按照机组装机容量和年利用小时数，采用排放绩效法测算。据测算，在装机容量和年利用小时数一致的情况下，燃煤电厂的氮氧化物允许排放量是燃气电厂 1.6 倍。

表 1-2：火电机组氮氧化物排放绩效值 [3]

燃料	地区	适用条件	锅炉 / 机组类型	绩效值（克 / 千瓦时）	
				≥750MW	<750MW
煤	重点地区	全部	全部	0.35	0.4
	其他地区	全部	W 型火焰锅炉、现有循环流化床锅炉	0.7	0.8
			其他锅炉	0.35	0.4
天然气	全部			0.25	

从实际排放来看，燃煤电厂的超低排放改造大大降低了燃煤电厂包括氮氧化物在内的污染物排放水平。但超低排放燃煤电厂脱硝后的氮氧化物排放量仍是天然气电厂的三倍左右。 如所述，由于煤炭的成分，煤电超低排放改造后的综合污染物排放水平仍然明显高于燃气发电。同时，煤电在实现超低排放改造中还会产生污水，重金属等二次污染，同时氨逃逸、SO_3 产生量增加、脱氮废弃催化剂处理等也将对环境带来影响。其实，为实现更严格的氮氧化物排放，燃机也可以进行改造或加装脱硝装置，同样采用脱硝，气电的氮氧化物排放可比煤电减少 60%[4]。

1 GE发电集团，9HA电厂价值手册——9HA燃气电厂和660MW超超临界煤电厂比较分析

2 余旭翔 武文杰，天然气联合循环电厂热电联产优越性，GE发电，2019-5-21

3 王世宏，“十四五”能源规划应提高燃气发电比重，中能网，2020-4-14

4 余旭翔 武文杰，天然气联合循环电厂热电联产优越性，GE发电，2019-5-21

表 1-3：燃煤电厂与燃气电厂氮氧化物实际排放对比 [5]

电厂类型		标准干烟气排放量（m^3/kWh）脱硝前	氮氧化物排放浓度（mg/m^3）		单位电量污染物当量（g/kWh）	
			脱硝后	脱硝前	脱硝前	脱销后
超低排放燃煤电厂		3.18	300	33	0.954	0.105
燃气电厂	E 级	5.94	21	12	0.125	0.071
	F 级	5.72	40	13	0.229	0.074
	H 级	5.31	50	13	0.266	0.074

表注：燃煤机组煤耗按 282g/kWh 计算；E 级燃气机组气耗按 0.190Nm3/kWh 计算；F 级燃气机组气耗按 0.183Nm3/kWh 计算；H 级燃气机组气耗按 0.170Nm3/kWh 计算。

此外，燃煤电厂还有重金属排放。重金属污染主要来自煤的燃烧。燃煤烧的过程中，一些容易挥发的重金属如 Hg（汞）、Pb（铅）、As、Zn、Ni、Cd、Cu 等汽化后以气态的形式停留在烟气中。随着烟气流经炉膛，经过换热面，烟气温度逐渐下降。在此过程中，经过物理吸附、化学吸附和化学反应等作用，一部分重金属逐渐被飞灰颗粒吸附而留于飞灰中，未被吸附的部分随着烟气一起流动。另一些在高温燃烧时难以汽化的重金属元素，在燃烧过程中被飞灰和底渣所吸附，存留于飞灰和底渣中。因此煤中重金属在燃烧过程中以炉渣、飞灰、石膏、烟气等形式排放。在这一过程中灰渣中部分可溶的重金属微量元素可以转入水中，如果冲灰渣水外排至江河，则可能对环境水体造成污染并对生态系统和人类健康造成严重威胁。与美国、欧盟等发达国家和区域相较，我国燃煤电厂的痕量元素排放标准限值较为宽松，且限定物种较为单一（仅规定了烟气汞及其化合物排放限值）。此外，未从燃煤煤质，新建机组和现役机组以及规模大小等角度进行细化和区分，在污染管控方面还需要更进一步 [6]。

此外，煤炭存储和运输中可能产生粉尘污染。洗煤会产生废水污染。煤炭破碎，带来粉尘污染和噪声污染。燃烧下来的炉渣处置不当会带来固废污染

其次，可靠性。燃气发电机具备更高的灵活性和响应速度，它们能够快速启动和停机，适应电网负荷的变化。这使得燃气发电在电力需求高峰时可以迅速介入，平衡电网负荷，保障电力供应的稳定性。它们可以根据电力的供需在一天中、一周或一个月的时间内以及季节性（无论何时需要）的变化来提供更多或更少的电力。当部署更多不可调度的风能和太阳能时，这种灵活性对于保持电网稳定性尤其重要。无论什么时间、什么天气状况，需要多少时间，燃气电厂都可以运行并根据需求提供可靠的电力。而风能和太阳能的可用性并不总是与需求一致。比如风场装机 100MW，但电网在需要时其由于风力较弱只能发 20MW，那么可靠容量系数只有 20%。下表介绍了不同的形式的可靠系数。燃气发电的可靠性是最高的。

5　王世宏，“十四五”能源规划应提高燃气发电比重，中能网，2020-4-14

6　王树民等，燃煤电厂大气汞及其他很亮元素排放标准研究，中国环境科学 2021，41(4):1949-1958

表 1-4：不同发电类型的平均可靠容量系数 [7]

发电类型	平均可靠容量系数
气电	84%
煤电	78%
核能	92%
水电	63%
风能	14%（陆上） 27%（海上）
太阳能	20-40%

第三，低碳。天然气主要成分是甲烷，也是含碳量最小，含氢量最大的烃。据世界核能协会报告，燃气发电在化石燃料发电的碳排放方面只有煤电的 50% 不到，只有燃油发电的 68%。高效的 H 级联合循环燃气机组，其每度电的 CO_2 排放值低于 320g/kWh，远低于煤炭和石油的碳排放。

表 1-5：不同燃料发电全生命周期碳排放水平 [8]

发电燃料	碳排放强度中 (g/kWh)	碳排放强度最低 (g/kWh)	碳排放强度最高 (g/kWh)
褐煤	1054	790	1372
硬煤	888	756	1310
燃油	733	547	935
天然气	499	362	891

第四，快速调节能力。燃机具有启停方便、响应速度快的特点，调峰能力和跟踪负荷的性能更高。燃气 - 蒸汽联合循环机组从冷态启动开始 26min 后，燃机就可以并网，整个机组启动到满负荷只需 2 ~ 3h，同时联合循环机组停机时间也远比燃煤机组快，从 100% 负荷到停机仅需 50 分钟。最高效的 9H 级燃机每分钟负荷变化率达到 65-88MW, 处理调峰范围也极其大，可以满足持续性季节性调峰需求 [9]。

7 GE, 加速燃气发电增长，迈向零碳未来，2021

8 不同机构对于煤电、燃气发电等全生命周期碳排放的估值综述，国际能源小数据，2017-12-25，http://news.bjx.com.cn/html/20171225/869765.shtml

9 GE，加速可再生能源和燃气发电增长，及时有效应对气候变化，2020

（二）燃气发电的零碳路径

燃气发电的碳排放相比煤电减少一半，为实现碳中和目标，需要进一步减少二氧化碳的排放。当前正在运行或将要部署的燃气轮机可以采用以更低碳的燃料（比如氢气、生物质气等）或通过碳捕捉和碳利用技术（CCUS）实现脱碳并避免 CO_2 锁定。下图展示了燃气轮机实现低碳或零碳的技术路径，通过天然气掺烧氢气，燃气轮机将可以降低碳排放，并可以匹配碳捕获。但如果未来能够实现 100% 使用氢气燃料，则将实现零碳排放。值得注意的是，以 50/50 的体积比混合氢气和天然气不会导致 CO_2 排放量减少 50%。实际上，由于氢气的密度较低和热值较低，相对于没有氢气与天然气混合的燃气轮机，氢气和天然气的体积比为 50/50 的混合物只能将 CO_2 排放量降低约 25%。要使二氧化碳减少 50%，则需要大约 75/25 的氢气 / 天然气混合物（体积比）。

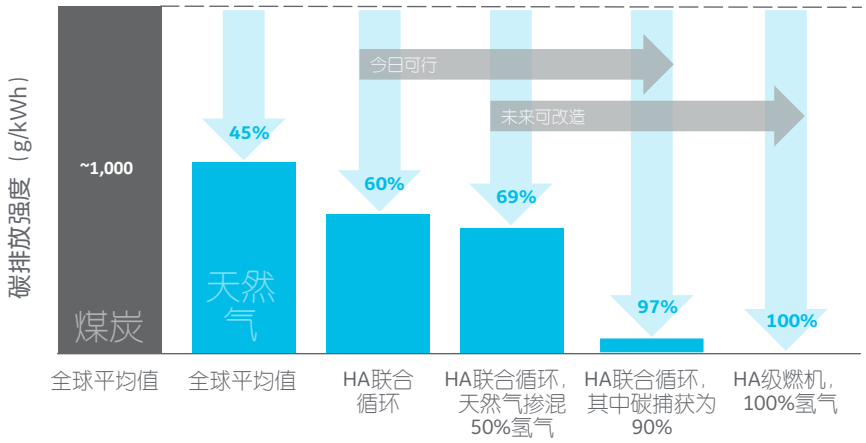

图 1-1：燃气轮机实现低碳或近零碳的途径 [10]

通过使用可再生能源对水进行电解，可产生无碳排放的“绿色”氢气。以这种方式产生的氢气可起到有效储能的作用，使得能源得以以氢气的形式被储存，以供未来在燃气轮机中的使用。燃气轮机已有高氢 / 低热值的气体数十年以上的运行经验。目前，最先进的 H 级燃气轮机能够燃烧天然气掺混高达 50%的氢气（按体积计），并且在 2030 年前有望实现 100% 氢气燃烧。下表展示了主要燃气轮机厂商在燃气轮机燃氢方面的示范和技术前景。燃气轮机采用氢气为燃料（与天然气混合或 100%氢气含量），即可以用于新建机组；也可以改造已有机组来实现，只需对燃机和工厂辅机系统进行少量改造。因此，如今建造的燃气电厂并不意味着电厂整个生命周期的 CO_2 排放量会一直维持在初始水平。未来的成本和技术上的突破可能使氢气具有竞争力，可用作零碳可调度燃料来

10 GE，加速可再生能源和燃气发电增长，及时有效应对气候变化，2020

补充。一些国家正在采取政策和激励措施，以促进氢基础设施的发展并降低成本。与风能和太阳能光伏行业通过有针对性的政策和激励措施所经历的情况类似，这些技术有可能显著提高氢的可用性和可负担性。使用燃气轮机达到零碳净排放的其他途径还包括使用液态或气态生物燃料。如今，燃气轮机能够燃烧多种碳中和燃料。

表 1-6：主要燃气轮机厂商燃氢能力和项目

技术方	燃氢能力和技术愿景	项目
西门子能源	2030 实现 600MW 100% 燃氢	舟山绿色石化 20% 掺氢（E 级燃机） 国家电投湖北分公司荆门绿动能源有限公司 30% 掺氢燃烧改造（SGT-800 燃机）
通用电气能源（GE Vernova）	H 级燃机已具备 50% 燃氢能力，包括 H 级在内的全系列燃机到 2030 实现 100% 燃氢能力。	全球已有超过 100 台采用低热值含氢燃料的机组在运行；美国 Long Ridge 能源站，世界第一个 H 级燃氢示范，目前 15-20% 燃氢，未来 100%；广东惠州能源站项目 10% 燃氢商业运行（H 级燃机）
三菱重工	已实现 30% 重型燃气轮机掺氢燃烧试验；同时进行直接燃烧氨的微型燃气轮机和小型燃气轮机试验。2030 年实现 100% 纯氢燃烧	荷兰北部格罗宁根州的 Nuon Magnum 发电厂 1M701F 燃气轮机 100% 燃氢改造。
上海电气	---	海南大唐海口电厂 9F 在运燃机 7% 掺氢示范验证（2023）
东方电气	---	F 级 50MW 重型燃气轮机（简称 G50），完成燃烧器掺烧 30% 氢气全尺寸全温全压试验验证

另一种有效降低碳排放的方式是碳捕获和碳储存，即 CCUS。目前，胺工艺属于最成熟的 CCUS 技术，能够从废气流中去除多达 90%的 CO_2。试点项目已在运行中。影响进度的因素包括发电厂的前期投资几乎翻了一番，额外的空间要求以及发电效率降低了近 10 个百分点。额外的成本和降低的效率，导致 LCOE 增长了 30%至 50%。目前正在努力优化发电厂和 CCUS 的热需求，降低对效率的影响，并且碳价可能使 CCUS 在 LCOE 增加的情况下，也是一项具成本效益的方案。同样，有针对性的 CCUS 政策和激励措施或 CO_2 排放价格可以促进技术创新，从而降低成本并减少广泛部署 CCUS 技术所需的催化剂。仅分离 CO_2 不足以实现深层脱碳目标。必须永久安全地对其进行使用或储存。

关于燃气发电的零碳发展，另一个受到关注的问题是甲烷的泄露。这是因为甲烷作为温室气体的升温潜力是二氧化碳 25 倍。全球每年排放 5.7 亿吨甲烷，其中 40%是自然产生的，而 60%则是人为制造的。甲烷排放总量的 20%来自化石燃料，其中煤炭为 25%，石油为 34%，天然气 41%。每年与石油和天然气相关的甲烷排放总量接近

8000 万吨，这均源于火炬气燃烧不完全以及石油和天然气的生产、加工和分销中发生的泄漏。每年与天然气相关的甲烷排放量 4700 万吨，但电力行业仅使用了全球天然气消耗量的 40%。燃气发电行业的甲烷排放量为每年 1900 万吨，仅占全球甲烷排放总量的 3%。国际能源署估计，通过部署可用的减排技术和实践方法，可以将石油和天然气行业的甲烷排放量减少近 75%，同时无需增加净成本（即，回收的甲烷的价值大于减排技术的成本）[11]。

11 GE，加速可再生能源和燃气发电增长，及时有效应对气候变化，2020

第二章 全球燃气发电的现状和展望

（一）全球燃气发电现状

随着燃气发电技术的进步，燃气发电以其低碳环保、高效可靠和灵活的特点发展迅速，成为美国欧洲和发达国家减少空气污染和降低碳排放，替代煤电的重要电源，燃气发电以可靠性和灵活性也成为电力系统的重要基荷电源和调峰电源。美国、英国、韩国等发达国家，随着天然气的开采以及空气污染标准的提高，率先开始了燃气发电对于煤电的替代，从 1985 年以来，燃气发电比例逐步提高，2023 年美国燃气发电比例达到了 42.41%，英国达到了 34.25%，韩国达到了 27.55%。从全球来看，全世界大部分国家和地区，燃气发电都占据重要位置。2023 年全球燃气发电占比 22.47%。多年来，中国的能源结构以煤为主，近年来为减少空气污染，在大城市燃气发电对煤电开始了替代取得了较快发展，但目前燃气发电占比相比较全球仍然偏低。

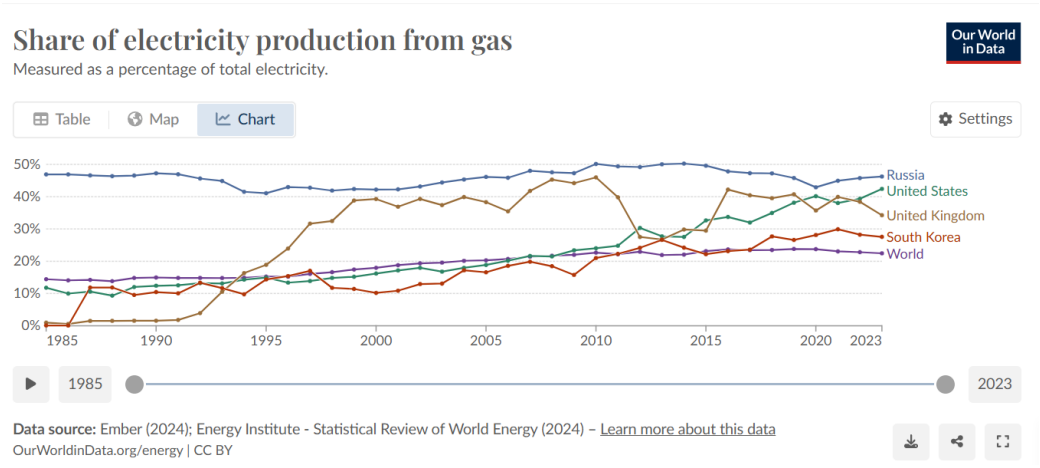

图 2-1：1985-2023 全球燃气发电占比 [12]

12 数据来源：https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-gas?tab=chart

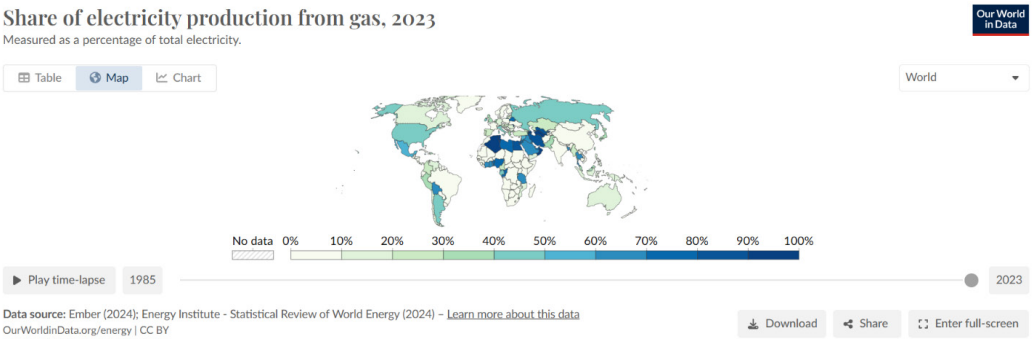

图 2-2：2023 年全球燃气发电占比 [13]

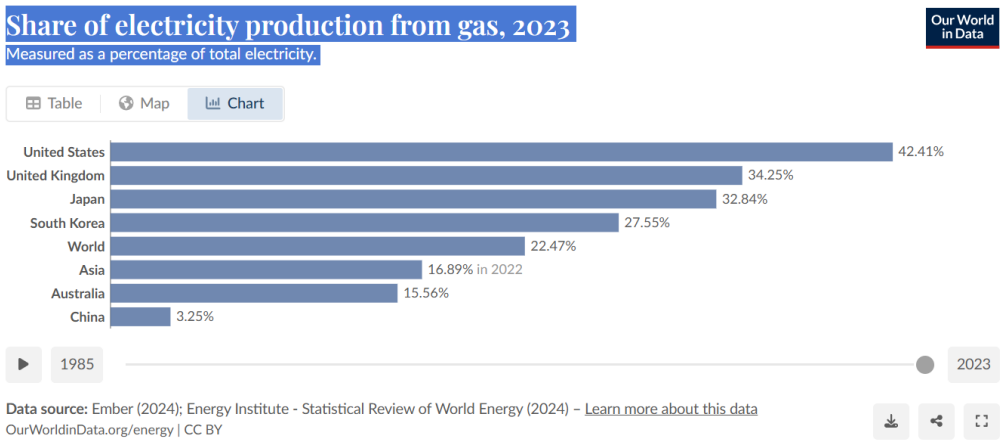

图 2-3：部分国家燃气发电占比 [14]

当前，应对气候变化已成为全球共识。电力行业碳排放占全球碳排放约 40%，煤改气和可再生能源的快速发展成为电力行业碳减排的主要途径。美国和欧盟的实践证明，燃气发电在碳减排方面的作用举足轻重。美国是一个有力例证，其电力行业曾严重依赖煤炭，但通过快速且大规模部署可再生能源和燃气发电，目前在脱碳方面成绩显著。2005 年至 2021 年间，美国电力行业碳强度从 0.61t/MWh 下降到 0.39t/MWh。假使电力行业碳强度保持 2005 年水平，2021 年将额外排放 9.05 亿吨 CO_2（MMmt）。在这些避免的排放中，58%（5.26 亿吨）是由于从高碳化石能源发电（主要煤电）转向燃气发电，42%（3.79 亿吨）是由于零碳发电（可再生能源）的增长（图 2-4）。

13 数据来源：https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-gas?tab=chart

14 数据来源：https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-gas?tab=chart

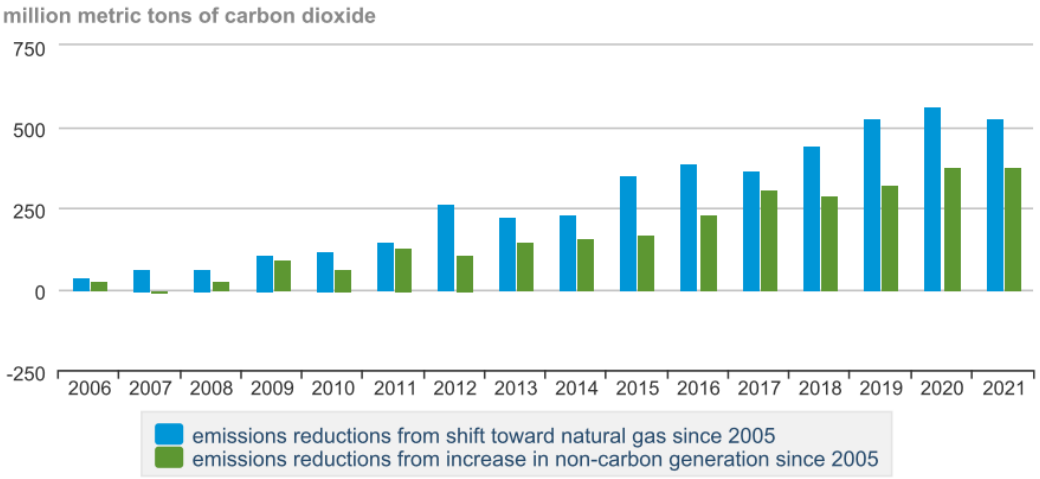

图 2-4：美国 2005-2021 发电行业碳减排，燃气发电是主要贡献者 [15]

欧盟在 1990 年到 2018 年间，累计减排约 1400 兆吨二氧化碳当量。其中，电力行业减排了近 500 兆吨二氧化碳当量。其间，传统燃煤发电的发电量从总发电量的 40% 减少到 20%；燃气发电量增长了 3 倍，从原先的少于 7% 增长至总发电量的 18%；风电和光伏的发电量持续增长，从 1990 年的 0%，2010 年的 5%，增加到 2019 年的 17%。与此同时，煤电的发电量持续下降。以 2019 年为例，减少的煤电发电量，大致一半被可再生能源替代，另一半是燃气发电的贡献。

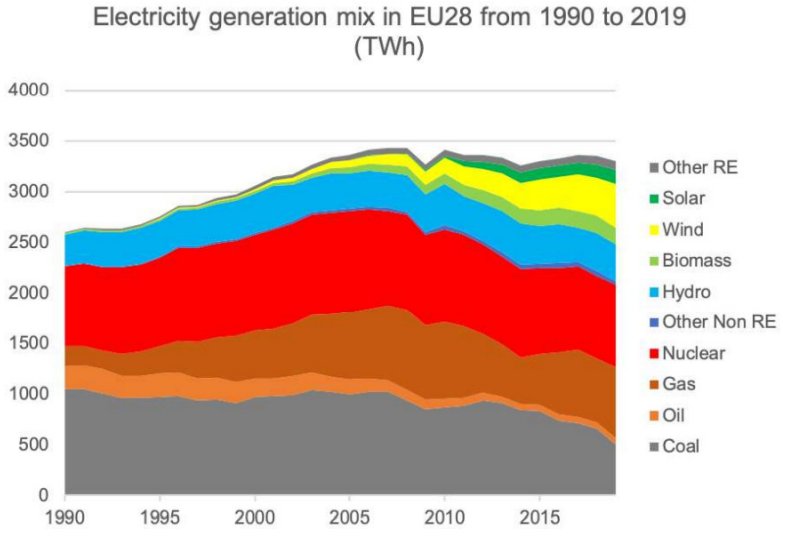

图 2-5：欧盟不同发电形式装机规模 [16]

15 EIA, U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2021, https://www.eia.gov

16 Climate Analytics, Decarbonization Pathways for the EU Power Sector, Nov.2020

在英国，天然气在英国“去煤化”的进程中起到“能源必需品”的作用。在英国治理“烟雾事件”的过程中，天然气扮演了最主要的角色。这段时期，天然气消费所占比重从 3% 增至 43%；煤炭消费占比从 80% 降至 3%。从减少常规污染物和改善空气质量出发，增加天然气利用和减少煤炭消费是双管齐下的。天然气在非化石能源转型的过程中起到“强力调节器”的作用。在英国能源转型的过程中，随着非化石资源电力越来越多，燃气发电也有所增加，因为燃气发电能够及时补充可再生能源的不稳定性带来的能源供应缺口。英国燃气发电装机占比仅为 9%，明显低于可再生能源的 67%，但由于可再生能源发电效率偏低，目前发电量占比最大的仍是燃气发电，所占比重为 37%，较 2000 年仅下跌 2 个百分点；可再生能源（风电、光伏发电、水电、生物质）发电所占比重为 31%。尤其是在极端天气情况下，燃气发电能够保障能源安全稳定供应[17]。

美国、欧盟和英国等发达国家的经验表明：燃气发电是替代煤电，减少碳排放的主要方式之一。

（二）国外燃气发电政策

欧美日等国家，过去 20 多年燃气发电快速发展，得益于如下几个重要因素：

1. 环保和气候政策是燃气发电的重要推动力

从英、美、日等西方发达国家燃气发电发展历程看，环保政策、气候政策和限煤政策是推动燃气发电快速发展的重要推动力。在很多地区，与传统煤电相比，燃气发电并不具备价格和成本优势，其正外部性效应很难通过价格机制予以补偿。严格的环保法案实际上明确了生态环境污染的成本，突显燃气发电的清洁化优势，为建立合理的能源比价关系提供法律依据。同时，也体现国家经济可持续发展的战略，将燃气发电政策与国家能源战略、经济发展战略紧密结合。

日本燃气发电行业发展是日本政府环境保护发展目标的重要实现途径。以高效、环保为目标的能源发展战略是促进燃气发电行业发展的最重要依据和基础。从上世纪 60 年代开始，日本就制定了一系列与电力相关的环保法案，如《电力工业法 (1964)》、《大气污染防治法 (1968 年)》、《大气污染环境标准 (1973 年)》等，明确规定了在发电过程中产生各类污染的处罚机制，确立了燃气发电的环境优势。

美国国家环境保护署根据 1990 年《清洁空气法》修正案，先后推出了包括《清洁空气市场计划》、《区域雾霾治理计划》、《汞和大气有毒物质排放标准》等在内的多项环保政策，并逐步建立起成熟的污染防控体系，对发电行业的多个污染物排放逐一进行控制。虽然燃气发电的燃料成本始终高于煤电的燃料成本，但其在投资建造成本、运

17　天然气在英国能源转型中的作用及启示，https://www.china-gases.com/article/item-3622.html

营维护成本等方面的优势仍使燃气发电总成本低于煤炭，因此发展迅速。自奥巴马政府上台以来，其能源结构转型路径主要包括大规模开采非常规油气以及加强可再生能源技术研发，大大降低了燃气发电的成本；2015 年 8 月出台的“清洁电力计划”(CPP) 首次推出了全国性的二氧化碳排放限制体系。上述政策，极大地抑制了美国燃煤电厂的发展，推动了燃气发电的快速发展（如图 2-6）。

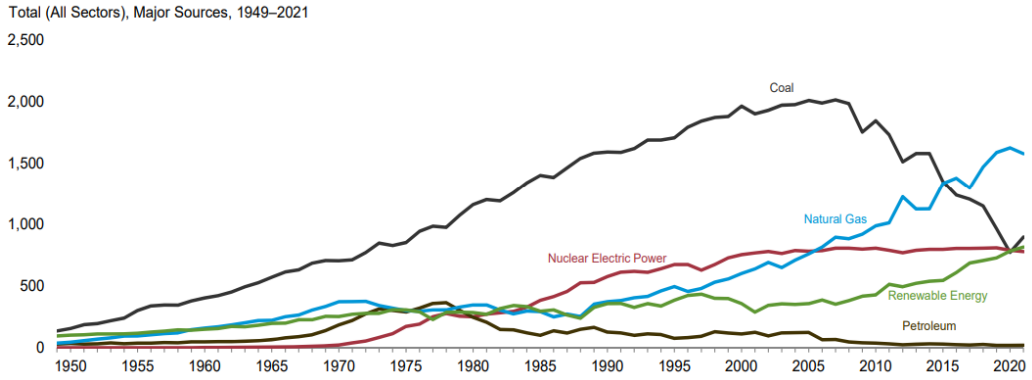

图 2-6：美国主要电源的净发电量（1949-2021）[18]

而英国、美国欧洲等推出碳市场，并设立碳税，则更加增加了高碳排放的煤电的成本，使得燃气发电的环保优势得以货币化的体现，从而取得较快发展。

2. 多渠道天然气供应和气价竞争力是燃气发电的关键因素

在燃气发电快速发展的国家中，美国和俄罗斯属于天然气丰富国家，天然气供应充足且价格较低。比如：美国燃气发电较快，主要得益于美国页岩气革命，天然气产量快速增长，成本不断下降，不仅使气电与煤电相比有环境方面的优势，还具有经济方面的优势。俄罗斯气电快速发展的重要原因也是其具有较低的天然气价格，使得气电将处于主导地位。在英国，早期北海气田提供了大量的天然气，随着天然气资源逐渐枯竭，英国积极寻求从欧洲美国和中东等地区进口天然气。但也有如日本，本土天然气资源匮乏，主要以进口液化天然气 (LNG) 为主，多年来一直积极寻求多元化的天然气供应。日本早期主要从马来西亚、卡塔尔和俄罗斯等亚洲和中东国家进口 LNG，随着美国页岩气产量的增加美国也成为日本天然气主要进口国，日本建有多个 LNG 接受码头。

同时，积极发展地下天然气储气库，保障天然气稳定供应。德国 66% 的天然气来自俄罗斯，为进一步保障天然气供应，上届政府积极促成更大天然气输送的“北溪二号”输气工程达成，但俄乌冲突之后，德国大幅减少了从俄罗斯的天然气进口，带来天然气供应巨大缺口，因此非常快速的建设 LNG 接收站，确保从美国等渠道的液化天然气的进口。在过去天然气供应受到巨大影响的 2 年，此前大规模的储气库成为天然气供应的重要保障。

18 EIA, U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2021, https://www.eia.gov

无论是英美还是日本，燃气发电产业发展初期都面临前期投入大、技术不成熟、投资回报率低等问题。为了鼓励产业发展壮大，各国政府都积极出台政策予以支撑。例如，由于国内天然气供给不足，进口价格持续维持高位，日本燃气发电成本一直高于煤电和油电。为了突显燃气发电高效、清洁的特点，在产业发展初期，日本政府采取扩大进口量、产业扶持、优惠税收、政府直接或者间接融资等方式鼓励产业发展。

3. 建立市场机制，确保燃气发电的竞争力

相比煤电，天然气成本较高，需要政策设计来确保燃气发电的竞争力。在日本：一方面，国家通过天然气用户自主选择供气商，实现了供气生产商之间的竞争，建立了有效的燃气发电批发市场，并限制了燃气发电商获得超额的垄断利润。同时通过体制改革，推进电力市场竞争性定价，还计划逐步放松对具有天然垄断性的输电网引入竞争机制以进一步降低成本，提高燃气发电的竞争力。

欧洲电力市场交易价格以边际成本定价。比如德国电力交易所的短期电力交易价格，早晨和晚高峰时段价格较高。只要电价高于电厂的边际成本，燃气电厂运营商就可以在短期市场上获取收益，从而提升了对灵活性电源投资的动机。此外，燃气电厂还可以在电力备用市场获取收益。

美国的电力市场化程度高直接提升了燃气发电竞价优势和促进燃气发电发展。1996年，美国联邦规制委员会发布了第 888 号法令，要求输电服务提供商要向所有电网使用者提供非歧视性的公开接入服务，同时也允许已有电力公司从电力用户身上回收其搁浅成本。受此积极影响，独立发电公司或私营电力企业开始把投资的目光聚焦到综合成本低、建设周期短的燃气机组。美国燃气发电机组装机容量在 2000-2005 年快速增长，其中 78% 来自独立发电公司。与此同时，大多数美国电力市场要求新能源企业在日前市场做出发电承诺，如果发电量达不到发电承诺，新能源企业就必须在日前市场购买足够电量弥补发电不足。这就导致风电和太阳能发电的运营成本不再为零，而是一个由风电预测误差分布和传统机组发电成本决定的风险成本。因此，在大型风电、太阳能发电企业面临补贴终止和稳定供给责任两大政策夹击的背景下，市场中煤电或燃气发电作为稳定持续的电源仍然非常重要。

4. 积极支持天然气勘探开发和发电技术发展

在天然气开发方面，以美国页岩气产业发展为例：美国联邦政府对页岩油气开发提供的财政支持主要集中在技术研发方面，如专门设立非常规油气资源研究基金以支持非常规油气勘探开发项目、政府持续投资支持非常规油气研发等，从而最终取得了页岩油气开采关键技术 (水平钻井、水力压裂、随钻测井、地质导向钻井、微地震检测等) 的突破以及在美国的率先应用。与此同时，一些州也通过可再生投资组合标准 (RPS) 来刺激国内外投资者加大对清洁能源的投资。例如，2004 年的美国能源法规定，10 年内政府每年投资 4500 万美元用于包括页岩气在内的非常规天然气研发。

燃气轮机技术的发展和进步也是燃气发电得以快速发展的重要支撑。美欧日等政府在核心技术的开发，都曾提供一系列政策扶持。例如，如美国的 IHPTET 计划、ATS 计划、CAGT 计划，欧盟的 EC-ATS 计划、日本的月光计划等，这些计划在极大促进了本国航空动力等发展的同时，还促进了本国燃气轮机的发展。日本很早就建立了成熟的燃气发电核心技术开发体系。核心技术开发是以企业为主导的，政府为其提供税收融资等相关支持。目前，全球先进燃气轮机技术主要由上述国家引导发展。

（三）全球燃气发电展望

碳中和情景下，燃气发电在发达地区、在全球仍将扮演重要角色。目前，全球已有超过 120 个国家和地区提出了碳中和目标，大部分计划在 2050 年实现，如欧盟、英国、加拿大、日本等国家和地区。这些区域燃气发电在作为基荷电源保障电力供给、热电联供方面发挥着重要作用。随着越来越多的可再生能源项目建成投产，全球仍需要新建部分燃气发电项目（特别是联合循环电厂）以满足电力系统在灵活性、辅助服务等方面不断增长的需求。

如下图所示，从全球电力行业碳中和下电力行业的发展路径来看，煤电将逐渐淘汰，光伏和风电无疑还将继续快速增长。燃气发电一方面相比较煤电较为低碳作为煤电的替代，另一方面优越的灵活性将为大比例可再生能源发展提供支撑。因此未来 10 年燃气发电还将继续增加，随后保持较为稳定的份额，确保电力系统的安全可靠和稳定。另，近些年来，随着全球极端天气现象多发，对于安全可靠能够及时响应的燃气发电的需求也有所增加，比如美国，频繁的飓风和雷暴破坏了完善的电网，增加了对燃气发电机的需求。

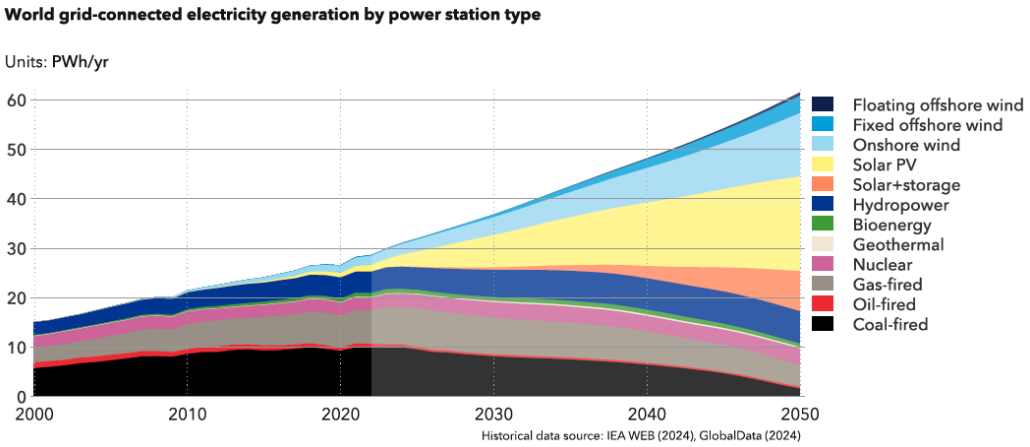

图 2-7：碳中和背景下全球电力行业发展路径 [19]

从几个重点区域来看，燃气发电对于电力行业减少碳排放仍将做出持续贡献。下图展示了几个重要区域未来燃气发电可以带来的碳减排潜力，可见不论是在美国、欧洲、中国或是世界其他区域，燃气发电对于碳减排的贡献都将十分突出。今日，在已经煤改气的美国和欧洲，燃气发电是美国和欧洲电力行业历史碳排放的主要来源。鉴于美国和欧洲正处于通过退役和停运显著减少燃煤发电所产生的碳排放的时期，图示可见燃气发

19 DNV, Energy Transition Outlook 2024-A global and reginal forecast to 2050

电减碳还有较大附加潜力。而中国和世界其他地区仍处于发电所产生的排放不断增加的时期，需要大幅度减少发电碳排放，燃气发电替代煤电将会带来十分可观的碳减排。

电力行业的燃煤发电产生的CO_2的排放轨迹

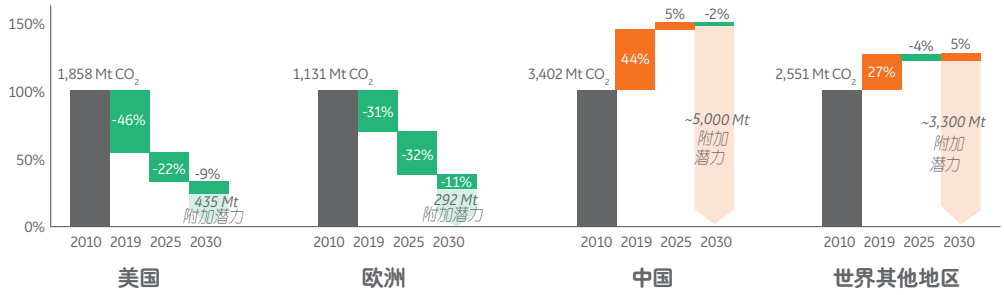

图 2-8：燃煤发电的碳排放轨迹 [20]

另外，值得强调的是：在应对气候变化和全球能源转型背景下，燃气发电对于支持更高比例的可再生能源系统不可或缺。这是因为，燃气发电灵活且可调度并具有长时间调峰能力。燃气电厂可以快速上网，调整并降低出力水平，以根据需要平衡供需。它们可以根据电力的供需在一天中、一周或一个月的时间内以及季节性（无论何时需要）的变化来提供更多或更少的电力。当部署更多不可调度的风能和太阳能时，这种灵活性对于保持电网稳定性尤其重要。在全球范围内，用可变的可再生能源、蓄电池和可调度的燃气发电组合替代煤炭，比单独部署可再生能源更能实现更大程度的碳减排。

如图 2-9 所示，由于风能和太阳能的可变性，以及这些技术的容量系数较低，用风能和太阳能直接替代煤炭将消除 25-45%煤炭发电所产生的 CO_2 排放量。也就是说，在没有风能和太阳能的情况下，燃煤电厂仍将需要提供能量，从而排放二氧化碳。由于天然气燃烧所产生的 CO_2 浓度较低，因此仅用基本负荷燃气发电厂代替燃煤电厂就可以在 100%的时间内减少约 50-60%的 CO_2 排放。但是，用风能和太阳能再加上天然气的互补性混合发电部署代替燃煤发电厂，可在提供风能和太阳能的情况下实现零碳发电，联合循环电厂补充其他时间的用电需求。这样可以使整个系统的 CO_2 减少约 62-78%。用风能、太阳能和 4 小时电池的补充混合发电部署代替燃煤电厂，再加上天然气、风能和太阳能可在 35%至 50%的时间内提供零碳能源，而联合循环燃气电厂补充其他时间的用电需求。这样可以最大程度地利用可再生能源，并带来整个系统 CO_2 的降低约 68-80%。

20 GE，加速可再生能源和燃气发电增长，及时有效应对气候变化，2020

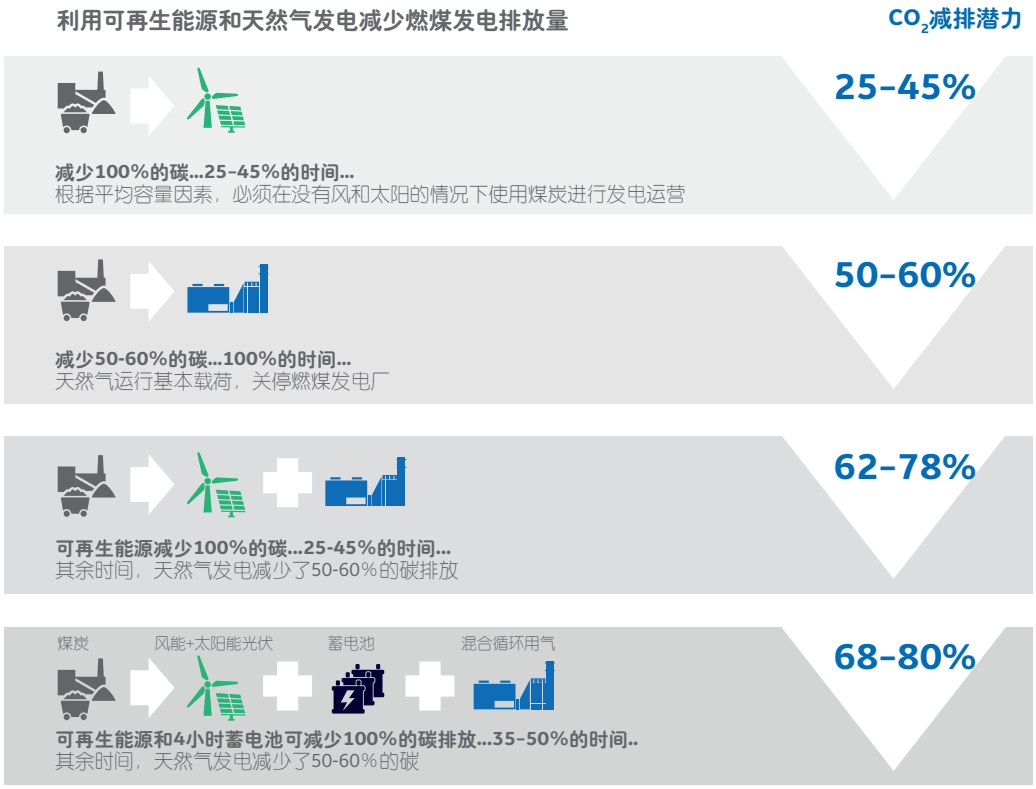

图 2-9：可再生能源和燃气发电组合减少碳排放 [21]

可再生能源发电占比较高可能会导致电网系统不稳定，所以需要电网运营商综合利用储能、燃气发电、需求侧管理、电网基础设施投资和其他策略来缓解这种可变性。燃气发电仍是最具成本效益的备用方案。近年来，储能技术发展迅速，锂蓄电池的初投资已大幅下降，并且这种成本降低的趋势有望继续。然而，从成本的角度在蓄电池技术取得重大突破之前，对于可再生能源的大规模连日短缺，燃气发电仍然是最具成本效益的备用方案。

21 GE，加速可再生能源和燃气发电增长，及时有效应对气候变化，2020

第三章 中国燃气发电的现状和展望

（一）中国燃气发电现状

中国燃气发电始于上世纪 90 年代，随着改革开放后经济快速发展，广东浙江等地出现了严重缺电的情况，当时上了一批燃机电厂，以轻油和重油为主要燃料。进入 21 世纪，随着西气东输和天然气供应的加，改为天然气为燃料。近年来，随着大气污染防治工作开展，在经济发达地区具有承受能力和有天然气供应的大城市，燃气发电逐渐替代了部分煤电，在保障电力供应安全的前提下也改善了空气质量，降低了碳排放。



图 3-1：2011-2023 年中国燃气发电装机容量和发电量

图 3-2 展示了 2011 年以来燃气发电装机和发电量的增长变化。2023 燃气发电装机量 12562 万千瓦，发电量 3016 亿万千瓦时；相较 2011 年燃气发电装机容量 3265 万千瓦，发电量 1088 万千瓦时，燃气发电装机年均增长 23.7%，发电量年均增长 14.8%；同期全国发电装机年均增长 14.7%，发电量年均增长 8.4%。这个时期燃气发电相对增长速度较快。但是同时，燃气发电在全国发电装机中的占比仅从 3.1% 增长到 4.3%，发电量从 2.3% 增长到 3.2%，仅有微弱增长，2023 年全球燃气发电量占比为 23%。

从燃气发电的发展区域来看，受经济发展水平的限制，我国燃气发电机组发展还很不均衡，主要集中在长三角、珠三角和京津地区。广东、江苏、浙江、北京、上海是我国燃气电厂最为密集的地区，装机容量全国占比近 80%。截至 2023 年年末，根据燃气轮机发电专委会对全国大部分地区的统计（未包括吉林、陕西），其中装机规模排名前三的省份分别为广东（39.4GW）、江苏（21.6GW）和浙江（11.5GW）[22]。气电装机规模排在前五的省市装机总规模约占到全国的 80%。气电发展的驱动因素由气源驱动转变为宏观电力供需、环保政策、价格政策、其他电源发展等多因素共同影响。

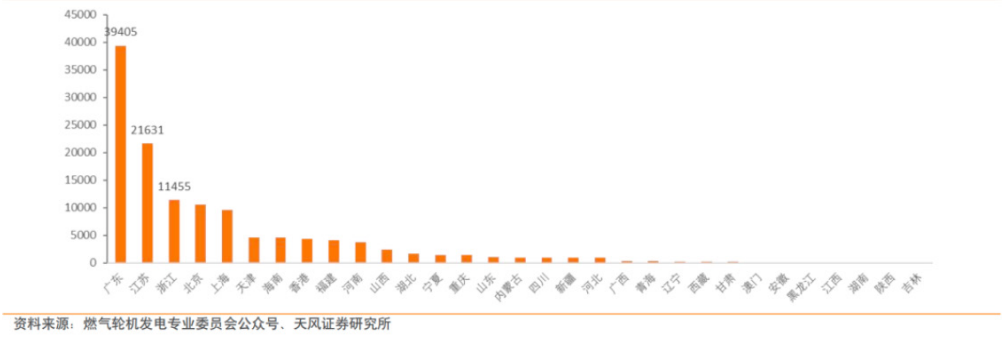

图 3-2：截止 2023 年末各省市气电装机规模（单位：MW）[23]

（二）中国燃气发电的政策

（1）中国燃气发电的政策环境

气电较煤电具有显著的低碳、灵活、环保等多元优势，但气电的发展受到整体的能

22 我国气电行业目前盈利性如何？郭丽丽的研究札记，https://gu.qq.com/resources/shy/news/detail-v2/index.html#/?id=nesSN202408141145579f293236

23 我国气电行业目前盈利性如何？郭丽丽的研究札记，https://gu.qq.com/resources/shy/news/detail-v2/index.html#/?id=nesSN202408141145579f293236

源政策、天然气供应、天然气价格、电价政策多重影响。从上世纪 90 年代至今，中国燃气发电发展经过了不同的阶段和各种尝试：

第一阶段（-2003）区域发展阶段。上世纪 90 年代到新世纪初，沿海地区缺电严重，广东、浙江等上了一批燃气电厂，为当地保障电力供应发挥了积极的作用，这个阶段以 9E 和 6B 燃机为主。这一阶段燃气发电发展缓慢，预计 2004 年以前全国燃气发电装机不足 300 万千瓦。

第二阶段（2003-2017）全国快速发展阶段。随着西气东输工程的启动，燃气发电的战略地位凸显，国家开始从战略高度重视燃机发展，希望通过打捆招标，以市场换技术（主要是 F 级技术）的方式支持燃气发电发展。2001 年至 2007 年六年间，中国以三次“打捆招标、市场换技术”方式引进通用电气（GE）、西门子、三菱公司的 F/E 级重型燃气轮机 50 余套，由哈汽 -GE、东汽 - 三菱、上汽 - 西门子、南汽 -GE 四个联合体实现国产化制造。这个阶段燃气发电发展较快，经济发达地区建成了一批燃气发电项目，部分区域通过天然气供应的长期协议等支持燃气发电项目，取得了较好的经济和环境效益。到 2014 年底，全国气电装机约 5700 万千瓦，占全国总装机容量的 4.2%。

在天然气分布式发展方面，2011 年 10 月，国家发展改革委、财政部、住房城乡建设部、国家能源局联合发布《关于发展天然气分布式能源的指导意见》，明确了天然气分布式能源的发展目标和具体的政策措施。在政策引领下，全国开始大范围推广建设示范项目，出现了快速增长的态势，项目出现多元化细分市场，如数据中心、大型公建等。但由于缺乏财政补贴和电力并网等政策支持，行业发展受到限制。

同期，天然气价格从 2010 年起就进入快速上涨通道，2014 年出现大幅上涨，不仅新建项目陷入停滞状态，已有项目也多停运，市场发展遭受打击。2015 年 11 月，国家发改委下文将全国范围内天然气门站价格下调 0.7 元。这一举动对燃气发电的支持效果非常明显，很多分布式能源项目的经济性一下子体现出来了。极大的促进了社会的投资热情，项目数量也显著增多头。同时，国家在《电力发展“十三五”规划》提出“有序发展燃气发电，大力推进分布式气电建设”，并为气电设定了 2020 年 1.1 亿千瓦的装机目标。天然气政策方面，2017 年《加快推进天然气利用的意见》提出要实施燃气发电工程，鼓励发展天然气调峰电站，有序发展天然气热电联产。从扩大清洁能源利用的角度，政策层面整体鼓励气电产业发展。但这一势头在 2017 年底被突如其来的“气荒”所遏制：2017 年入冬以来，受“煤改气”需求增加等因素影响，天然气价格出现紧缺和大幅上涨，很多项目不得不停滞。

第三阶段，2017 年 -2020 年，有序发展阶段。受到天然气供应短缺和价格上涨影响，燃气发电的经济性受到很大影响，燃气发电的发展明显放缓。到 2020 年底，全国燃气发电装机容量 9802 万千瓦（未实现 1.1 亿千瓦的预计目标），占发电装机比例 4.5%。除部分地区供热机组外，多以调峰调频为主，约占燃气发电机组总容量的 70%。2020 年，全国燃气发电机组发电量为 2485 亿千瓦时，占全国发电量的 3.3%。燃气发电利用小时较低。燃气发电企业经营成本居高不下。

第四阶段，2021 年 - 至今，因地制宜发展阶段。进入“十四五”，可再生能源的快速增长和灵活性电源不足的矛盾愈发突出，燃气发电的在调峰方面的角色和作用更为突出。2021，国务院《2030 年前碳达峰行动方案》，“大力推动天然气与多种能源融

合发展，因地制宜建设天然气调峰电站。”2022 年，国家发改委出台《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，从构建新型电力系统、促进灵活电源建设的角度提出，要“因地制宜建设既满足电力运行调峰需要，又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气‘双调峰’电站”。2024 年 6 月，国家发展改革委发布最新的《天然气利用管理办法》，在“优先类”用气项目中新增气源落实、具有经济可持续性的天然气调峰电站，将煤炭基地基荷燃气发电项目从“禁止类”调整至“限制类”，解除了这些地区对于燃气发电的绝对限制，为不同地区因地制宜发展燃气发电提供了政策支撑。“十四五”规划燃气发电装机目标为 5000 万千瓦，虽然 2022 年俄乌冲突爆发后引发天然气价格大涨，但中国的燃气发电仍然取得了快速发展，“十四五”规划目标有望实现。

目前，我国正处于新能源替代传统能源的转型关键过渡期，新能源发展正在加快“立”的过程，我国新能源发电将保持年增 2 亿千瓦甚至更高的发展规模，这种情况下必须增强能源电力系统的顶峰能力和灵活调节能力。但就目前而言，我国抽水蓄能在全部电力装机中的比重仅为 1.7%，电化学等新型储能技术还处于起步阶段，氢能等新型储能调峰技术实现商业化运行仍需时日，传统火电仍是弥补电力系统“储”“调”短板的关键支撑。尽管煤电机组实施灵活性改造可提升一定的调节能力，最小技术出力从 50% 的设计值降低至 30% 左右，但是调峰范围、爬坡和启停速度均不及燃气发电，且深度调峰对煤电机组运行的安全性、环保性、经济性也会产生负面影响。燃气发电在多种应用场景下均能发挥重要的电力顶峰和调峰作用，是近中期我国加强电力系统灵活调节能力建设的关键技术选择。

（2）中国燃气发电的天然气供应、气价和电价政策

天然气供应对于燃气发电发展至关重要。在燃气发电占比较高的国家，燃气发电用气都是天然气消费的主要构成。在中国，随着燃气发电的发展，燃气发电用气量占天然气消费量的比例也较为可观：2023 年，燃气发电的用气量占 17%，工业燃料用气占 42%，城市燃气用气占 33% 是天然气消费的主体。相比较发达国家燃气发电用气占比 1/3 左右，中国燃气发电用气量目标占比不算高。天然气消费主要用在工业燃料和城市燃气，尤其是秋冬季节北方地区采暖高峰，在天然气紧缺的情况下需要首先保障城市燃气和居民用气。燃气发电用户的用气则会受到供应和价格的双重影响。2024 年 6 月，国家发展改革委发布最新的《天然气利用管理办法》，在“优先类”用气项目中新增气源落实、具有经济可持续性的天然气调峰电站，将煤炭基地基荷燃气发电项目从“禁止类”调整至“限制类”，解除了这些地区对于燃气发电的绝对限制，为不同地区因地制宜发展燃气发电提供了政策支撑。

燃气发电的经济性同时也受到上网电价的影响。上网电价主要由省级价格管理部门制定。2014 年 12 月，国家发改委出台《关于规范燃气发电上网电价管理有关问题的通知》，提出“气电应实行气、电价格联动机制”。目前，我国气电电价政策，一部制电价和两部制电价并行。其中，浙江、江苏（重型燃机）、上海（重型燃机）、山东、四川等省市执行两部制电价，北京、天津、湖北、上海（分布式）、江苏（分布式）执行单一制电价。

2023 年 11 月 8 日，国家发改委、国家能源局印发了《国家发展改革委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》< 发改价格〔2023〕1501 号 >, 以支持煤电充分发挥支撑调节作用，更好保障电力安全稳定供应，促进新能源加快发展和能源绿色低碳转型。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024 ~ 2025 年多数地方为 30% 左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50% 左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。事实上，燃气发电机组一直扮演者调峰的重要角色。自上述意见发布以来，也有不少省份参考煤电机组的调峰电价政策，研究燃气发电的电价政策。比如经过十来年的踌躇，河北省发改委于 2024 年底刚印发《关于完善天然气发电上网电价政策的通知》，提出对天然气调峰、热电联产的天然气发电机组实施“两部制”电价制度，以支持燃气发电的发展。

“两部制 + 气电联动”电价机制，一方面，容量电价覆盖一定的固定成本，有利于明确天然气发电在电力系统中的功能定位，促进行业健康、长远发展；另一方面，根据上游天然气价格变化情况，建立可上可下的电量电价联动调整机制，提高或降低天然气发电上网电价水平，按发电项目统一计算全年采购天然气平均到厂价格联动调整上网电价水平，可激发天然气发电企业不断优化天然气采购成本，引导天然气发电上网电价逐步降低。目前上海、江苏、广东省气电大省采用的办法是，根据燃气电厂的出力情况和天然气价格，定期核算天然气发电成本，并在保持燃气电厂盈利的情况下定期调整燃气发电价格，比如江苏省发改委在 2024 年 9 月发文对 2024 年 1-8 月江苏省燃气发电的上网电价进行了上调，在过去的 8 个月对不同规模的机组三种电价 [24]。

另外，气电参与辅助服务的优势也较明显。与燃煤发电相比，气电具有负荷调节范围宽、响应快速、变负荷能力强的特点，相比抽水蓄能又没有选址限制，是电网调峰的优选。国内各大电力市场改革试点中，已经在尝试建立市场化的辅助服务机制， 但目前尚未建立全面有效的电力辅助服务价格机制，气电在调峰方面的价值未能充分体现

近年来，中国燃机分布最密集的东部沿海地区气电价格政策呈现两个趋势。一是逐步有更多燃气发电量进入区域电力市场，由市场决定电价；二是对于尚未进入市场的气电，电价与气价联动性不断增强。例如，浙江省 2021 年最新的气电价格政策中，存量机组的电价按气电联动方式制定，新建 9H 机组全电量参与电力市场，执行市场交易电价。山东省新出的气电电两部制电价中，电量电价非固定电价，而是由发电企业与电力用户、售电公司通过市场化交易方式自主确定。日前、实时市场电能量申报价格下限为每千瓦时 -0.08 元（含税，下同），上限为每千瓦时 1.3 元。电能量申报价格上下限根据电力现货市场运行情况适时调整。

总体来看，地方政府财政支持政策对气电产业的发展起到了重要的推动作用，体现了对清洁、低碳、灵活电源的支持。但受天然气成本居高不下的影响，燃气发电的总体成本较高，而其相较煤电更突出的环保和低碳价值，更快更强的调峰能力，尚未得到市

24 苏发改价格发〔2024〕1072 号，省发展改革委关于明确 2024 年 1-8 月天然气发电上网电价有关事项的通知，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2024/10/8/art_51012_11415211.html

场价值差别化的体现，燃气发电的效益无法从市场获得，地方政府补充承担了其成本压力，受制于地方财政压力，燃气发电的发展也因此受到限制。燃气发电环保低碳和灵活的突出价值是电力和能源体系所需要的，怎样使得上述价值得到市场体现从而有效疏导燃气发电的成本是促进燃气发电发展的关键。

表 3-1：部分重点省燃气发电电价政策

城市区域	类别 元 / 月千瓦		容量电价 <2500 小时	电量电价			气价（2022 年 1-3 月）	文号	备注
				2500-5000 小时	>5000 小时				
			元 / 月千瓦			元 / 方			
上海	调峰		37.01	0.6041			2.9	上海市发改委，关于我市开展气电价格联动调整有关事项的通知，2024-10-28	天然气调峰 9E 系列机组，全年发电利用小时 300 小时以内的电量电价，在上述电价基础上每千瓦时增加 0.15 元；全年发电利用小时 300（不含）-500（含）小时以内的电量电价，在上述电价基础上每千瓦时增加 0.1 元；全年发电利用小时 500 小时（不含）以上的部分不再加价。
	热电联产		36.5	0.6283	0.5479	0.4155			
	分布式机组			0.9676					
江苏	调峰		28	0.49				苏价工[2018]162 号	《省发展改革委关于核定中海油阜宁燃机热电联产项目上网电价的批复》苏发改价格发 [2022]176 号
	热电联产	40 万级	28	0.449					
		20 万级	32	0.484					
		10 万级	42	0.469					
	分布式			0.772				苏发改价格发〔2023〕998 号	省发展改革委关于核定张家港南沙工业园天然气分布式能源站项目上网电价的批复
浙江	9E 机组		25.2	天然气到厂价 ÷4.5×（电源增值税 ÷ 气源增值税）			气、电价格联动	浙发改价格[2021]357 号	新建 9H 机组全电量参与电力市场，执行市场交易电价。
	6B 机组		32.9						
	9F 机组		25.2	天然气到厂价（含管输费，下同）÷4.9×（电源增值税 ÷ 气源增值税）					
	6F 机组		47.6						
	分布式机组			0.65					

（三）双碳目标下的燃气发电展望

（1）燃气发电是新型电力系统重要组成

2020 年，中国提出了在 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的目标。电力系统碳排放量约占我国碳排放总量的 43%，对于中国双碳目标的实现至关重要。

据能源互联网估计，到 2050 年，电力行业清洁能源装机将达到 89% 以上。为此，要求电力行业深刻变革。“构建以新能源为主体的新型电力系统”是 2021 年 3 月，习近平在中央财经委员会第九次会议上提出的要求。新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征，其中安全高效是基本前提，清洁低碳是核心目标，柔性灵活是重要支撑，智慧融合是基础保障，共同构建了新型电力系统的“四位一体”框架体系。

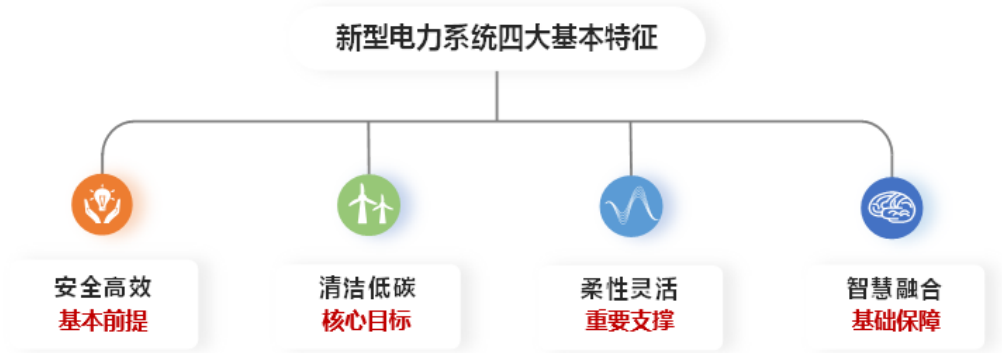

图 3-3：新型电力系统四大基本特征

由上可见，安全高效、清洁低碳、灵活和智慧融合等都是新型电力系统最基本的特征。在安全高效、清洁低碳和灵活方面，燃气发电具有很大优势。燃气发电是实现电力系统清洁低碳目标的重要手段。一方面，燃气发电具有安全高效和环保的巨大优势。另一方面，随着电力系统可再生能源的增加，更充裕的灵活性电源对于保障电力系统的安全性、可靠性十分紧迫，对比美国 49%、西班牙 34% 和德国 18%，中国灵活性调节电源装机占比仅 6%，并不足以匹配当下新能源发展水平。

国内的灵活性电源包括：一是煤电的灵活性改造，二是调峰气电，三是抽水畜能，四是电源侧储能等。目前储能技术尚不成熟，抽水蓄能受制于资源条件。在役燃煤机组灵活性改造和气电需要承担调峰的主要责任。



图 3-4：各种电源调峰能力和成本 [25]

虽然燃煤机组的灵活性已有较大提升，但相比较而言，燃煤机组灵活性改造的调峰能力、性能远不及燃气机组，而且深度调峰会大大降低机组运行安全性、环保性和经济性（例如效率降低、污染物和碳排放增加）。燃气机组调峰能力强、调峰速度快、更清洁低碳，是理想的灵活性电源 [26]。所有资源统筹考虑，燃气发电的特殊优势在于：第一是调峰能力非常强，启停快：煤电超临界机组的负荷变化速率为额定功率的 1.5% 左右。由于负荷受到锅炉和汽轮机以及其它辅机的综合影响，比如缸体热应力，实际 60 万等级煤电负荷调节速率约 20MW/ 分钟左右。而燃气轮机由于是靠直接调节燃料来调节负荷，缸体适应热应力的变化，有着快速的升降负荷能力，9HA.01 升降负荷率为 65MW/ 分钟，为同等煤电的 3 倍以上。第二，当前气候变化极端天气现象突发和多发的情景下，从国外经验应对经验来看，燃气发电对于日调节以上的调峰、季节性的调峰显示出非常快速和安全稳定的特性。第三，清洁低碳。全球碳中和目标下电力系统零碳发展是确定的方向。燃气发电调峰可以大大降低碳排放，燃气轮机未来可以通过燃烧低碳气体比如生物质气或氢气，实现调峰安全稳定和清洁低碳的多重目标。

25　单彤文，燃气发电在中国能源转型期的定位与发展路径建议，中国海上油气，2021-5-6

26　刘志坦，我国燃气发电发展现状及趋势，CGP30 气电产业 30 人论坛，2019-12-12

表 3-2：燃气发电的负荷调节速度和成本 [27]

	9HA.01 燃机电厂	9HA.02 燃机电厂	9F.05 燃机电厂	储能电池
负荷变化率（MW/分钟）	65	88	24	NA
满足排放的燃机最小负荷（%）	35	35	50	NA
出力调整范围（MW）	217-660@ISO	273-826@ISO	212-314@ISO	（目前容量最大 Vistra Energy 美国），300MW/1200MWH
100% 负荷效率（%）	63.4	64	60.7	NA
调峰时长	持续	持续	持续	满容量 4 小时，典型 10 小时以内
LCOE CNY/kWh	0.59	0.58	0.61	0.9

国内目前发展的燃气发电机组以调峰为主。这里需要指出，虽然燃气机组可以直接用于调峰，但从国内外的经验来看，纯凝机组调峰运行小时非常少，为确保机组的经济性，需要较高的调峰电价以支持。事实上，燃气热电如果进行必要的适用性设计是最好的调峰电源。随着电力市场化和天然气管网独立的改革进程，燃气热电机组可以具有电力、热力和天然气的调峰响应能力。中国的燃气蒸汽联合循环热电联产机组几乎都没有采用补燃锅炉，而在美欧是一个比较普遍的技术。采用这个技术的目的就是要解决燃机对电力系统的调节，锅炉对热力系统的调节，同时还可以应对燃气系统的调节响应。发展纯调峰电厂无论能效、还是经济性，以及对电网的响应速度都不如热电联产机组兼顾调峰能力更有效。举例来说，如果是纯调峰电厂每天需要启停，一台 GE 9FA 燃气蒸汽联合循环机组从冷态到满负荷需要 1 个小时，而启动过程的能耗非常大，而热态机组从 50% 的负荷到满负荷仅需不到 10 分钟。燃机频繁启停，还将损失机组寿命和增加维护修理成本。热电机组因为供热始终处于热态，如果兼顾调峰增加的能耗比调峰机组要少得多，所增能耗全部可以被余热锅炉和热力系统利用。如果采用补燃锅炉技术可以在供热量不变，甚至供热调节的状态下，为电网提供相当于机组容量 50-70% 实时无级调峰容量，响应速度更快，调节灵活性更大，更适合匹配可再生能源负荷变化。而在余热锅炉内补燃，因为燃烧的基础温度从环境温度提高到 500-600℃，燃烧效率大幅度提升，充分利用燃料的潜热，如果按照低燃料热值换算效率可达 105%，与常规燃气锅炉比较是一种非常好的节能手段。对余热锅炉补燃可用天然气，也可用其他燃料，比如甲醇、乙醇、二甲醚等，以降低燃料成本和天然气需求，在冬季天然气供应紧张时用替代燃料，帮助天然气管网调峰 [28]。

27　GE，加速燃气发电增长 迈向零碳未来，2021

28　韩晓平，平心而论 - 也谈“燃气发电的对错之争”，https://hanxiaoping.china5e.com/archives/9237

（2）燃气发电的主要应用场景

燃气发电在未来双碳目标下的应用场景包括：（1）在具备天然气源的环保要求较高城市负荷中心作为支撑电源；（2）是作为灵活性电源，支撑构建以新能源为主体的新型电力系统，比如作为配套可再生能源基地的灵活性电源；（3）在工业园区或楼宇建筑工厂等，以天然气分布式冷热电三联供为工业园区和自备电厂等提供冷热电能源，替代锅炉和小煤电。大型燃气发电设施还可以配合天然气储气库，进行天然气供应和市场的调节。

从发达地区发展燃气发电的经历和经验来看，燃气发电是由从煤电转向环保低碳能源的重要途径和选择，一方面，燃气发电以其环保和低碳的特点，通过替代煤电减少电力系统的污染排放和碳排放，减少大气污染和碳排放；另一方面，燃气发电以其可靠性和灵活性支持更高比例可再生能源组成的电力系统的稳定和安全运行。

中国深入开展大气污染治理以来，燃气发电依托其绿色环保的优势，以对高污染燃料的“清洁替代”为主线，形成了规模化提升的利用趋势。在人口聚集的大城市和周边，燃气发电仍然是持续减少空气污染排放和保障城市能源电力供应的重要方式。同时，在“双碳”目标下，燃气发电需要进一步发挥其低碳、灵活等多元优势，利用方向由“清洁替代”扩展至“减污降碳协同替代、支撑新能源规模发展”，有效支撑中国能源转型。特别是中国要构建新型电力系统，高比例可再生能源并网及负荷尖峰常态化下需要大幅提升系统灵活调节能力，《“十四五”现代能源体系规划》明确提出了到 2025 年灵活调节电源占比达到 24% 左右的目标。目前中国抽水蓄能、气电这两种灵活性电源占总装机的比重仅为 6%，远低于国际水平。上文介绍了燃气发电的特性，将成为电力系统重要的组成和支持新能源发展的重要伙伴。

过去燃气发电的发展基本是在电力需求比较旺盛，以及经济发展水平的较高的地区新建燃气发电的机组，因为中国的天然气价格较高，经济发达的地区才有更大的承受能力。因此，此前燃气发电的装机主要布局在经济较为发达、天然气供应充足、环保低碳方面要求较高的长三角、珠三角和京津冀等区域。“十四五”以来，随着双碳目标的提出，更高比例的可再生能源发展，以及 2021 年全国性缺电、2022 年四川省缺电的爆发，借助四川重庆地区页岩气资源的发展，目前西南地区四川、重庆的燃气发电发展快速布局。同时，鉴于北方区可再生能源装机的增加和新能源基地的发展，在东北、西北等具备天然气资源条件的区域（东北地区有俄罗斯气体，西北地区有西亚过境的天然气），可以布局以调峰为主的燃气发电机组作为灵活性电源支持可再生能源开发运营和送出。目前各大电力集团，以及中石油集团正在西北、东北可再生能源丰富和大发展的大基地，积极研究布局燃气发电调峰电站。在天然气和风光资源富集区配套建设一批燃气调峰电站，保证足够容量且灵活启停的电厂来调节电网负荷峰谷，对电网提供调频服务。通过建立协同配合的气—风互补或气—光互补发电形态、风—光—氢—气耦合发电的新形式，可以提升新能源和可再生能源发电总出力水平和电网运行可靠性以及电源外送能力，实现气电与新能源融合发展。同时，在山东、河南、河北等工业和人口大省，随着天然气供气供应的改进，这些区域人口密集的重点城市，也有望可以建设部分大型燃气发电项目；同时，在具有条件的城市工业园区以及大中城市大型商业区，可以布局天然气分布式，实现气、电、冷、热一体化。各省“十四五”规划燃气发电发展计划已经逐步呈现上述态势（如表 3-3）。

表 3-3：“十四五”时期部分重点省燃气发电新增装机规划

省	“十四五”新增规划（万千万）
广东	3600
江苏	400
浙江	700
上海	160
山东	800
四川	600
重庆	500
吉林	413
海南	400
青海	300
河北	200
福建	200
小计	8273

数据来源：根据各省“十四五”能源电力规划等数据整理

（3）碳中和情景下中国燃气发电展望

“十四五”期间，尽管受俄乌战争影响，全球天然气价格大幅度上升，燃气发电装机容量仍保持上升。特别是在经济发达电力短缺的珠三角、川渝，燃气发电装机都有较大增长，相关增长体现了在保证电力需求和安全稳定的同时实现低碳的路径选择。事实上，在经济发达的重点省市，燃气发电占比已与全球发到地区水平接近。例如广东：截止 2023 年底，广东统调装机容量约 1.93 亿千瓦。其中，燃煤 7241 万，占比 37.6%；燃气 3955 万，占比 20.5%。另北京市的火电装机也主要为燃气发电机组。

预计到 2025 年，全国新增燃气发电装机容量将超过 5000 万千瓦，突破 1.5 亿千瓦，占总装机容量的 6% 左右。面向碳中和，经济发达具有天然气供应条件的发达地区和城市，煤改气仍具潜力；随着可再生能源比例的增加，大规模可再生能源基地建设，燃气轮机调峰的需求也更加迫切。专家预测，到 2030 年全国气电装将在 2-4 亿千瓦之间。到 2050-2060 碳达峰、碳中和，中国还将保持有约 2-3 亿千瓦的气电装机，支持电力系统运行。

表 3-4：不同机构关于中国燃气发电的预测

机构	来源	时间	情景	中国气电装机容量（亿千瓦）				
				2025 年	2030 年	2035 年	2050 年	2060 年
国网能源研究院	《中国能源电力发展展望 2021》	2021 年 12 月	深度脱碳情景	1.5	2.4			3
全球能源互联网发展合作组织	《中国 2030 年能源电力发展规划研究及 2060 年展望》	2021 年 3 月	-	1.52	1.85	-	3.3	3.2
清华大学气候变化与可持续发展研究院	《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》	2020 年 10 月	2 度	-	-	-	2	-
华北电力大学袁家海教授课题组，北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目	电力部门碳排放达峰路径与政策	2021 年 12 月	煤电驱动的加速电气化情景	1．4	2	2.5		
			多源协同的加速电气化情景	1.6	2.2	2.7		
			新能源领跑的常规电气化情景	1.4	2	2.5		
周孝信等	双碳目标下我国能源电力发展情景分析	2021 年 10 月	-		4.097		3.240	
李鹏、杨朋朋等	“双碳”目标下我国燃气发电发展路径	2023 年 1 月	-		2.2		3	3
中石化	中国能源展望 2060（2025 版）	2024 年 12 月		1.5	2.2			1.8

数据来源：根据上述各个机构的研究报告整理

第四章 中国燃气发电的挑战和建议

（一）燃气发电的主要障碍

（1）4.1.1 燃气发电的重要性认识不足缺乏战略统筹

燃气发电是重要的发电形式之一，从国际经验来看，对于电力行业安全稳定和实现低碳目标至关重要。燃气发电机组对于发展天然气产业也有十分重要的作用，特别是燃气发电具有调峰调气的作用，对于天然气源的季节性调节也可以起到积极的作用。此外，燃气发电将促进燃气轮机技术的进步。燃气轮机是工业制造的明珠，是具有代表意义的高端制造业，该技术可以广泛用于发电、工业、船舶等产业。燃气轮机技术进步具有重要战略促进意义，对于实现低碳安全的能源体系十分重要。因此，燃气发电的发展不仅对于发电行业的碳中和和安全稳定发展十分重要，是迈向低碳未来的重要路径之一，同时对于中国煤炭为主到低碳能源的转型起到替代和重要支撑作用，同时对于中国天然气产业的发展、中国燃气轮机技术的进步和发展起到决定性作用。

实际上，在电力系统，燃气发电的发展则受到多重制约。比如项目规划方面缺少统筹考虑，配套政策不完善：一方面是稳定的气源保障，另一方面也有管网建设和电（热）源点建设不协调、不匹配的问题等；部分地区燃气发电上网通道受到限制；燃气发电调峰补偿机制不够完善等[29]； 气电联动政策缺少具体可操作政策的配套且往往滞后，上网电价的定价机制缺乏包括环境保护等外部性成本在内的真实成本等。

实际上，燃气发电的发展，不仅仅是发电领域的问题，更关乎到整个低碳目标，能源供给体系的低碳化和实现新型电力系统。燃气发电的发展，需要站在整个能源系统与的角度，从面向碳中和的能源规划角度明确其定位，保障其燃料供给、电价政策、环保低碳政策和能源装备制造的支持。

29 刘志坦，我国燃气发电发展现状及趋势，CGP30气电产业30人论坛，2019-12-12

（2）天然气供应不足影响燃气发电的发展

2015 年以来，在“煤改气”政策的推动下，我国天然气消费快速增长，而国内天然气产量增长相对较慢，造成我国天然气对外依存度快速升高，尤其是 2017 年冬季发生“气荒”，引发了各界对天然气供应安全的担忧，天然气利用政策也出现了摇摆，燃气发电项目因为缺少稳定的天然气供应的保障也大大延缓，这在一定程度上妨碍了天然气发展目标的实现，也对构建清洁低碳、安全高效的能源体系产生了不利影响。实际上，造成“气荒”的原因并非真正的资源短缺，而主要是由于“煤改气”推进过快、调峰能力不足和基础设施欠缺等因素造成。

目前制约天然气快速发展的主要问题有：一是对发展天然气的重要性和必要性认识不足，对供应安全缺乏足够信心，天然气的主体能源定位不够坚定，具体实现路径不明确，且相应的配套政策支持力度不够。二是目前对天然气供应安全的关注，过多放在了对外依存度增加和冬季供应紧张上，而应对的措施又主要放在了限制消费上，缺乏在充分满足消费需求的前提下的保障供应安全的长远部署和政策措施，这与已经确定的天然气定位和目标是不相符的，可以说是应对短期矛盾的措施影响了长期目标的实现 [30]。

在如此天然气供应局面下，燃气发电的用气和价格常常不能得到保障。由于燃气发电电厂的天然气供应主体单一，季节性供应不足，用气高峰电厂无议价能力，这对于燃气电厂的运营和经济性造成影响和挑战。以广东省为例，目前天然气完全依赖进口及国内资源省份输入，主要为中海油供气的海气和中石油西气东输供应。广东省电力需求季节性强，夏秋社会用电高峰期用气量大，冬季电力负荷较低用气量较少。气源单一，上游市场垄断，缺乏可中断用户气价机制等原因，燃气电厂在用气方面实际没有很强的议价能力，安全稳定的运营和经济性难以保障。

（3）燃气发电的环保低碳和调峰价值未受到市场认可

燃气发电具有环保、低碳、灵活的显著优势。比如燃气电厂较燃煤电厂单位发电量碳排放低 50%，且污染物排放显著低于燃煤电厂。但当前碳交易和排污权交易市场尚未成熟，燃气发电环保低碳等环境价值尚未得到市场认可。

在提供稳定可靠的备用容量方面，只有部分地方有容量电价，且容量电价不能充分体现气电价值。气电具有负荷调节范围宽、响应快速、变负荷能力强的特点，是电网调峰调频的优选。但现在的辅助服务补偿机制未能充分体现气电调峰等价值。据了解，国电投广东公司 4 家燃气电厂辅助服务收入占总收入不到 5%，90% 以上是售电收入，现在的辅助服务机制下辅助服务给燃气电厂带来的利润微乎其微，未能充分体现气电厂提供辅助服务的价值。

30　朱兴珊等，天然气在清洁能源体系中的关键支撑作用及发展建议，上海石油天然气交易中心，2021-04-19

（4）燃气发电的经济性影响燃气发电的长期发展

气电的燃料成本占比高达 85% 左右，气价高和资源紧张是制约气电发展的最大因素，高成本和电力价格倒挂则是气电发展受限的最大矛盾点。据相关统计，假设天然气价格在 2.2 元 / 立方米—2.7 元 / 立方米之间，按每度电耗气 0.2 立方米计算，气电综合发电成本约 0.59 元 / 千瓦时—0.72 元 / 千瓦时，与“风光”发电成本相当，远高于煤电 0.3 元 / 千瓦时—0.5 元 / 千瓦时、核电 0.23 元—0.26 元 / 千瓦时的发电成本。

由于燃料成本较高，燃气发电机组的上网电价水平长期处于高位，因此各地政府采取了两部制电价、直接给予财政补贴等方式来加以疏导。随着燃机装机容量的不断提升，价格疏导的压力也越来越大。结果是气电价格难以有效合理疏导，气电企业发电积极性因此受挫。以某省为例，该省 2015 年底前投产的总装机 849 万千瓦燃机项目价格已获得疏导，但在建规模 828 万千瓦，按调峰机组 3500 小时、热电联产机组 5500 小时计，经测算，每年共有 100 多亿元差价电费需要解决，电价疏导未有着落，进一步扩大燃气发电规模难度增大[31]。

2022 年俄乌克冲突带来的国际天然气市场价格大幅上涨，地方发展气电的成本大幅增加，部分地区天然气价格上升达到 2 倍左右，地方即使采取措施一定程度疏导天然气成本，仍然无法覆盖如此多气价上涨，造成燃气发电项目因为经济性无法达成缓建或停建，即使已建机组，也是停机不发或少发，因为多发多亏。

（二）支持中国燃气发电发展

从国际实践看，在电力市场成熟运行的国家或地区，燃气发电发展的特点是：（1）燃气发电厂作为天然气消费的大用户，天然气供应多元保障，且享受大用户直供的较低气价；（2）环保减碳的要求，对企业的成本和收益直接产生影响：因此燃气发电的低碳环保的价值得以体现。比如国外煤电机组因为严格的环保要求和碳税发电成本更高，以及燃气发电碳排放更低可以在碳交易市场获得基于市场碳价的收益；（3）政府主导建立电力市场机制，对于不同发电形式的价值和特点有所区分，并确保各种发电形式发挥其特殊的作用，比如在欧洲：风电和光伏发电可以充分发的时候就以可再生能源为主，同时煤电、气电等作为补充电源参与市场竞争，因其在容量价值、调峰价值等方面的特殊优势，可以享受较高电价，确保电力的稳定供应和整个电力市场的运行。这里的电力市场包括电力中长期交易市场、电力现货市场以及辅助服务市场等：各种发电主体可以在真实的价格信号引导下，充分参与市场竞争。为确保燃气发电的运行，在欧盟和美国等地，燃气发电常常决定了“边际电价”，确保燃气发电可以回收成本，获得合理收益；（4）政府可以通过“标杆电价”等方式监督和促使市场上效率较低的主体改善其经营，

31　刘志坦，我国燃气发电发展现状及趋势，CGP30 气电产业 30 人论坛，2019-12-12

在确保电力供应安全的情况下，促使企业降低其发电成本。

基于国内燃气发电发展现状，参考成熟市场经验，促进燃气发电发展的建议如下：

（1）明确燃气发电的定位和长期发展目标

坚持天然气主体能源定位不动摇，充分发挥其在清洁能源体系中的关键支撑作用。充分认识并大力宣传天然气在环境污染治理和控制碳排放方面的优势，以及对于可再生能源发展的关键支撑作用，并在能源规划中进一步予以明确；在能源、电力和天然气等相关规划中进一步体现天然气的主体能源定位，按照既定目标细化部署。

燃气发电是能源转型和实现双碳目标的重要保障，是未来新型电力系统的重要支撑性电源，也是新增天然气消费的主要领域，关系到整体的能源转型和减碳目标。从全球和中国天然气供给和消费来看，未来天然气气源较为充裕，具有发展燃气发电的条件。在实现碳中和的过程中，燃气轮机可以通过掺烧氢气和利用碳捕获和碳利用装置减少碳排放并实现零碳目标。当前发展燃气发电，对于中国天然气产业和燃气轮机工业制造都具有重要意义。因此，国家层面需要保持战略定力，明确燃气发电和天然气产业发展定位和方向，协调政府机构和各界意见，充分认识并大力宣传燃气发电在环境污染治理和控制碳排放方面的优势，以及对于可再生能源发展的关键支撑作用，并在能源规划中明确燃气发电在电力系统中定位，支持燃气发电与新能源融合发展。在能源及电力发展规划和相关政策中制定较为积极的气电发展目标，协调保障天然气的供应稳定，鼓励各地方出台相应的气价电价等配套政策确保项目的经济性，完善相关政策，使得燃气发电的清洁、低碳、灵活、高效等一系列综合优势得以市场化体现，支持燃气发电稳定长期发展

（2）加大环保低碳政策激励

环保政策是燃气发电的重要推动力，也是推动绿色低碳转型发展的重要途径。从英、美、日等西方发达国家燃气发电发展历程看，环保政策、限煤政策、气候政策是推动燃气发电快速发展的重要推动力。

我国近几年气电增长的主要驱动力也来自环保重点区域对清洁空气的需要和煤炭减量控制的压力。为实现双碳和建设更美好的生态环境，政府应进一步加严大气污染控制，提高空气质量标准，完善工业企业碳排放标准促进工业企业更节能更环保和更低碳的发展和技术进步。通过环保和低碳政策设计，使得燃气发电更环保、更低碳的环境优势尤其是环保价值得到市场化体现。天然气作为调峰电源支持可再生能源发展的价值，可以通过与可再生能源“打捆”，通过机制设计加以明确，确保该价值通过市场以实现，支持可再生能源发展目标和新型电力系统的稳定发展。

为此，迫切需要完善顶层设计，通过电力市场、容量市场、碳排放权交易等市场发挥协同作用，有效促进灵活低碳电源的建设并保障其健康发展。尤其是在经济发达承受能力高的地区，可以先行试行。这将对于当地能源和电力供应安全起到重要影响，同时可以大大降低当地的财政负担。

（3）保障天然气供应和降低用气价格

长期以来，由于燃料供应紧张和燃料价格偏高，导致气电机组在经济性上无法与其他发电形式竞争。为了改善这一短板，应从以下几方面入手：

首先应加大上游天然气资源的勘探开采力度，提高国内天然气供应比例；进一步完善产供储销体系建设，在增储上产、加快调峰设施建设、推进管网互联互通、完善调峰运行机制等方面努力补齐短板，切实保障天然气安全平稳供应。

二是构建多元化的天然气进口格局，控制进口天然气成本，从国际天然气供需形势分析，天然气未来供大于求可能是大概率，欧洲、北美、亚太区域价格差将缩小，如果能利用好天然气市场优势，开拓和保障多元化天然气供应渠道，利用市场特点和优势进一步降低进口管道气和 LNG 价格将对燃气发电的发展有巨大促进。

三是促进天然气改革，保障天然气供应降低天然气成本： 进一步加大天然气市场化改革，实现多主体天然气供应，继续支持储气等设施建设，保障高峰时段天然气供应（比如冬季），中央和地方制定鼓励政策措施增加上游主体，真正形成竞争，实现天然气稳定供应；支持地方管网持续改革和监管，以进一步理顺产业链价格关系，通过市场竞争最终降低终端用气价格。在管输方面，不断完善管理办法：合理计算成本，规范定价行为，加强监管，逐步推行天然气输配环节的成本信息公开制度，增强天然气价格决策的透明度与公开度，进一步降低天然气用气成本。

四是利用天然气市场化改革的契机，大力推动大中型燃气电厂直购天然气，减少中间环节层层加价，降低发电企业成本。目前部分省正在尝试燃气发电大用户直供的机制，政府需要发挥协调作用，支持多元主体进入市场，保障天然气供应的同时降低用气价格。石油天然气企业作为发电用天然气的供应商和电力消费大户，可以把天然气生产、运输和销售业务渗透到发电领域，将天然气和 LNG 供应商与发电企业形成一体化经营模式，避免了“发电”与“供气”之间存在的分割局面。可以有效降低其中的交易成本，从而提高燃气发电的竞争力。加强气电燃料保障对发展燃气发电至关重要：加强燃气电厂与供气企业的沟通对接，帮助燃气电厂签订足额的天然气长期供应合同提高燃料供应保障能力。加强电力、天然气供需形势预测，特别是在迎峰度夏、迎峰度冬等高峰用电时期，保障气电的燃料供应充足，确保气电在电力保供关键时段发得满、顶得上。建立完善电力系统与天然气系统联合调度机制，统筹电力调峰与天然气调峰需求，避免出现“顶峰发电时无气源”“销库存时无发电空间”等矛盾。

（4）继续完善燃气发电的价格机制

首先，燃料成本高且电价低是影响燃气发电经济性核心因素。**为支持燃气发电的发展，必然需要通过电价和天然气价格的联动以确保发电企业的经济性。**美国发电用户的燃料成本多年来保持在 60%-70% 范围内，而欧盟 28 国的燃料成本也仅为燃气发电平均上网电价的 51.01%，美国与欧盟的气电厂均拥有较大的盈利空间。对比我国气电厂的燃料成本情况，燃料成本占到城市的发电用户价格 / 上网电价 80-90%，使得气电厂盈利能力极差。全球范围内，日本、欧洲等高比例进口天然气的国家或地区，通过价格机制设计保障气电的发展和相对煤电的竞争力。如日本的气电价格每月随 LNG 价格波动调

整，其产业省参照调价机制对电力公司调价申报实施审核，使得气电成本可通过电价疏导。德国电力交易系统中的短期电力交易价格可以反映短期电力供需关系，在早、晚高峰时段价格较高，高于灵活的燃气电厂的边际成本，燃气电厂运营商可以在短期市场上获取收益，从而提升了对灵活性电源投资的积极性。因此，使燃气发电上网电价能够反映气源价格、发电用户成本的变化，建立价格联动机制，理顺上下游利益关系，使燃气发电厂保有一定的盈利空间，才能解决燃气发电产业的价格矛盾问题。

其二，继续推广两部制电价。两部制电价利用基本（容量）电价和电量电价两部分分别计算电价，基本电价考虑可用容量的合理补偿，能够保证发电企业得到比较固定的收入，以补偿成本支出并取得正常的利润，可刺激容量的合理投资，同时激励供电部门科学评估备用容量需求，提高用电设备或最大负荷的利用率，引导用户用电的合理化。实行两部制电价，可以有效降低燃气发电厂参与上网竞价的电价，提高燃气发电的竞争力，并且能够保障天然气电厂回收投资成本并获得一定的投资收益。容量电价和机组发电小时数无关，从而削弱了机组的年利用小时对天然气电厂经济收益的决定性影响，不但能减轻企业压力，还能确保机组长期发挥对电网的支撑作用，即使今后省电网电力需求基本平衡，个别机组成为电网的紧急备用机组，全年运行几百小时，机组也能得到保留，企业得以生存。在有需要发展天然气调峰电源的省份，两部制电价是重要的可参考的政策。目前有部分省份已实施两部制电价，有力的支持了燃气发电的发展。

第三，深化电力市场改革。电力市场的改革，是确保新型电力系统建设的关键。随着可再生能源比例的提高，电力系统将发生巨大的变化。电力供应可靠性、安全性和稳定性的价值凸显。电力体制的改革，因确保多种电力能源形式公平参与电力市场，总体保障电力安全稳定供应并确保电力系统低碳目标的实现。燃气发电是其中重要组成。目前，中国正在逐步进行电力市场的改革，广东、海南等省都已经建立了电力市场的中长期交易机制，广东省等省也在探索电力现货市场的交易。电力市场的完善，相比于电力市场较为成熟的发达国家，还有很长的路要走，未来还需要与中国正在建设的“碳市场”“绿电”等市场连接起来。电力市场改革成功的关键，在于电力市场机制的设计，刺激多种市场参与主体的积极性、并确保参与主体获得合理收益。

燃气电厂应参与电力市场竞争，服从电力市场运营规则。在电力市场化机制完全建立起来之前，作为过渡，燃气电厂上网电价以当地电网的加权平均上网电价为基准。随着天然气市场的不断成熟、区域电力市场竞争机制的不断完善以及电力市场交易品种的丰富，在电力市场化机制完全建立起来之后，应全面参与市场竞争。效率越高的设备，发同等电量时消耗的燃料越少，度电成本就越低。有利于高效和低碳机组的发展，燃气电厂可以参与电力市场中的合约市场和现货市场，可以与购电商签订适合各自特点的长期购售电合约；可以通过金融合同等电力交易品种规避风险。同时，燃气电厂具有启停迅速、运行灵活的特点，可以参与辅助服务市场获得收益，从而提高竞争力。高效的 HA 级燃机非常高效、环保和碳排放优势显著，并有着更多的向下（低负荷率）和向上（峰荷）空间，以及更快的负荷调节速率，应有机会享有更多的调峰补贴（发达国家峰时段电价一般为平均上网电价的 2 倍左右，是谷时段电价的 3-5 倍。）。对于风电和光伏等，自身发电的同时还需要其他电源或电网协调，调峰成本（协调贡献成本）也应计算在度电成本之中，反之，则应扣减。而随着新能源比重的增加及煤电容量的限控，补偿新能源的调峰成本会更加昂贵。所以，电力市场的设计中，能否体现这些价值并引导更为环保电碳的发电资源的发展非常重要。

为了体现燃气发电的环保价值，燃气发电的上网电价应将环保成本（效益）货币化计入。近期可先计入 SO_2 和 NOx 的环保折价，同时燃气发电项目碳减排也应参与碳市场交易获得收益。

（5）因地制宜重点推进燃气发电发展

由于各区域在天然气资源、能源结构和经济能力方面的不同，在发展燃气发电方面的需求、潜力和能力有所不同，在应对的政策措施上应当因地制宜具有各自的特点。国家层面应明确燃气发电的角色和定位，大力鼓励燃气发电的发展，大力促进天然气增产、统筹协调天然气资源和天然气基础设施的布局，保障天然气供应和降低天然气成本。而在燃气发电发展规划方面，应当以当地发展需要为主，给予一定自主性并宏观指导。比如部分经济发达地区，在其能源结构调整、产业升级中，有能力进一步投资支持燃气发电发展，应给与鼓励，同时给与政策的灵活性，确保地方政府有一定的自主空间保障清洁能源的发展。

首先，在长三角、珠三角、京津冀等经济发达地区，结合新能源布局和特高压输电通道分布情况，鼓励依托 LNG 接收站、天然气干线等选址合理建设高效天然气调峰电站，提高区域新能源消纳能力。在广东、浙江、江苏等经济发达、承受能力较强的地区，鼓励其天然气基础设施的大力发展，确保降低天然气多种供应渠道并形成竞争以保障天然气供给并降低天然气用气成本。在地方自主发展清洁能源同时，确保其可以因地制宜采取灵活的电价政策机制以支持整体的电力系统的稳定，补偿不稳定的间歇性电源的体系成本，促进其产升级和调整。其次，在冷热、电力负荷需求较大的城市核心区域或工业园区，通过发展冷热电三联供分布式能源电站，提高区域用能效率。第三，在天然气资源丰富、新能源发电较多的三北地区，开展风光气（火 / 水）储一体化项目的建设，优化风光出力特性，提升输电通道的利用效率和受端消纳能力[32]。充分发挥燃气发电的灵活清洁优势，综合考虑电力电量缺口和调节能力不足问题，因地制宜推动燃气发电与新能源耦合供电协同发展，不断提高新能源消纳能力，促进能源清洁低碳转型。用于调峰和支持可再生能源的燃气发电，承担着新型电力系统中对于可再生能源支撑的作用，应该统筹考虑，从国家层面，出台相应的支持政策，将调峰电源的成本计入电力体系，由用户分担以确保调峰电源的建设和投资回收。最后，在天然气产地和符合中心，鼓励天然气就近利用和天然气调峰，对于本地的天然气供应和价格有所倾斜，支持燃气发电等配套产业发展。

（6）促进燃气发电和可再生能源融合发展

新型电力系统的重要特征是电气化和高比例可再生能源。但随着可再生电源在我国电网中的比例越来越大，急需拉升灵活性电源的比例。鉴于气电运行灵活及调节性能等方面优势，为弥补可再生能源的随机性和波动性的不足，构建新型电力系统，燃气发电可以发挥重要作用。因此，可以在天然气以及新能源富集地的区域修建天然气调峰电厂，

32　李鹏、杨朋朋等，“双碳”目标下我国燃气发电发展路径，2023-1-11

让其可以配合当地的新能源项目，以此来充分地发挥燃气发电所具有的调峰功能。

除了在发电方面融合之外，天然气与新能源融合供热也是重要发展方向。热电联产本身就有满足供热需求的目的在其中。我国用热领域广泛，特别是随着人民生活水平的提升热需求呈快速增长态势，比如南方地区夏热多冷地区冬季供暖就需要热源。“双碳”目标提出之后，热供应也将越来越多地依靠可再生能源，热稳定也需要低碳能源的协同，国内部分建筑在选择可再生能源供热的同时备用天然气供热系统就很有代表性。

从布局方面看，西部是国内天然气产地，也是主要进口通道，过去是西部的气源和中亚俄罗斯进口气源输送至东部，如今应考虑与西部乃至整个三北地区的新能源融合发展。具体而言，应考虑在三北地区建设一批气电项目，作为新能源电力的调峰电源，与储能、能源互联网共同助力三北新型电力系统建设。热需求保障方面，可在推动煤改气的同时发展可再生能源供热，与天然气供热融合。

氢能是重要的未来能源形式，中国广阔的可再生能源基地，绿氢发展具有巨大潜力，并有望随着技术进步不断降低成本。燃气轮机燃氢技术仍在不断进步，在大型可再生能源基地，一方面燃气轮机可以作为调峰电源起到支撑作用，另一方面富裕的可再生能源可以制备绿氢，绿氢可以作为储能的方式，用电高峰燃气轮机可以燃氢起到调节作用，实现电力更稳定的送出。上述模式，涉及到源网荷储，需要供气方、发电商、储能、电网、用户等多方面的协调，因此也需要中央和地方给予更多的关注和政策支持，探索可行的路径和利益分配机制。当前国家规划了多个大型可再生能源基地，为促进可再生能源发展，在配备燃气发电作为支撑电源方面，需求是非常明确的。但仍需要解决气源、电价和商业模式问题，在这方面，作为天然气生产供应企业应极推动天然气与可再生能源融合发展和多能互补项目的开发，当地政府要积极探讨可再生能源基地电力送出，从中央层面还需要针对这种情况从全国能源供应安全保障和绿色低碳发展的角度，从电价机制方面为灵活性电源和融合发展提供支撑，确保项目的经济性。



邮箱：contact@ccetp.cn
网址：https://www.ccetp.cn/