

碳排放目标背景下我国天然气发电发展路径分析

饶庆平¹, 郝建刚², 白云山²

(1. 中国华电集团有限公司, 北京市 西城区 100031;

2. 华电电力科学研究院有限公司, 浙江省 杭州市 310030)

Analysis on the Development Path of Natural Gas Power Generation in China Under the Background of Carbon Emission Target

RAO Qingping¹, HAO Jiangang², BAI Yunshan²

(1. China Huadian Corporation Ltd., Xicheng District, Beijing 100031, China;

2. HuaDian Electric Power Research Institute Co., Ltd., Hangzhou 310030, Zhejiang Province, China)

摘要: 为应对全球气候变化,我国提出二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,2060年前实现碳中和,为实现这一目标,电力行业的能源结构转型愈加紧迫。相比于燃煤发电,天然气发电(简称“气电”)具有效率高、污染小、灵活性强的特点。为探索其在碳排放目标背景下的发展模式,总结回顾了我国“十三五”期间气电发展情况,结合对国外气电发展历程及欧洲在脱碳过程中电力行业转变的研究,指出“十四五”期间气电将会有进一步发展,体现在布局更加广泛、竞争更加激烈、大型化与小型化相结合的特征更为突出、低排放燃烧器及选择性催化还原改造更为普及。与此同时,气源紧张、管网建设及储气调峰能力不足、核心技术依赖国外等制约气电发展的问题依然存在。基于此,提出相应发展建议,以期为我国气电的健康发展及电力转型升级提供参考。

关键词: 碳排放; 碳中和; 天然气发电; 能源转型升级

ABSTRACT: In response to global climate change, China has vowed to peak its carbon dioxide emissions by 2030 and strive to be carbon neutrality by 2060. In order to achieve this goal, the transformation of energy structure is becoming more and more urgent. Compared with coal-fired power generation, natural gas has the characteristics of high power generation efficiency, low pollution and strong flexibility. In order to explore its development mode under the background of carbon emission targets, a summary and review of the development of gas power generation in China during the 13th Five-Year Plan period was performed. Combined with the development history

of gas and electricity in foreign countries and transformation of power industry in the process of decarbonization in Europe, it is pointed out that during the 14th Five-Year Plan period, gas power will have further development. It is reflected in the wider layout, more intense competition, more prominent features of the combination of large and small scale, and more popularization of low emission burners and selective catalytic reduction transformation. At the same time, there are still problems that restrict development of gas power, such as shortage of gas sources, insufficient capacity of pipeline network construction and gas storage, and dependence on foreign technologies. Based on this, the corresponding development suggestions were put forward in order to provide useful reference for the healthy development of China's gas power and the transformation and upgrading of gas power.

KEY WORDS: carbon emission; carbon neutrality; natural gas power; energy transformation and upgrading

0 引言

2020年,习近平总书记在全球气候雄心峰会上的重要讲话,向世界宣示了我国应对气候变化的战略决心和目标,最核心的是实现2030年碳达峰、2060年碳中和目标(以下简称“双碳”目标)。2021年,中央财经委第九次会议明确指出,“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期,要构建清洁低碳安全高效的能源体系,控制化石能源总量,着力提高利用效能,实施可再生能源替代行动,深化电力体制改革,构建以新能源为主体的新型电力系统。

统筹推进“四个革命,一个合作”能源安全战

基金项目: 国家重点研发计划专项(2019YFF0216101, 2019YFF0216105)。

Project Supported by National Key R&D Program of China (2019YFF0216101, 2019YFF0216105).

略和“双碳”目标是我国能源电力发展中必须牢牢把握的2个方面。天然气发电(以下简称“气电”)是我国火力发电的组成部分,也是电力转型升级的重要推动力量^[1-5]。过去15年,气电在我国得到一定的发展,但受天然气生产、存储、输配和相关产业政策、关键技术等因素制约,相对来说规模较小、发展偏慢,各方面对气电的认识也不全面^[6-7]。

本文通过研究分析国内外气电发展进程、气电特点及我国相关上下游产业发展现状,提出我国气电发展、行业政策等方面的建议,以期为我国气电产业发展提供有益参考,助力我国能源电力转型升级和减污降碳目标如期实现。

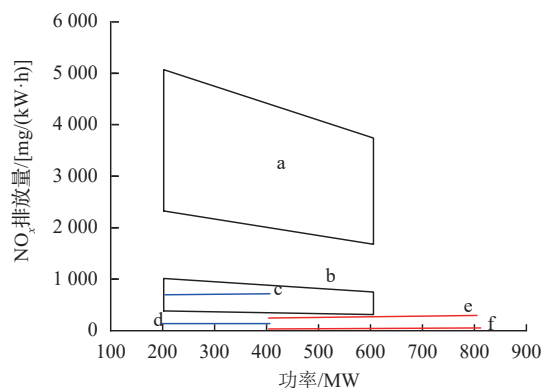
1 气电的特点及减污降碳优势

1.1 气电在污染排放控降方面相对优势明显

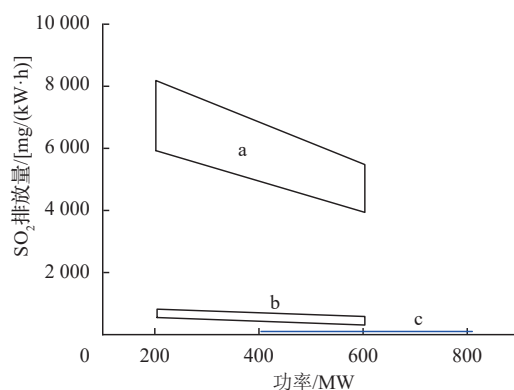
在今后一个时期内,火电仍然发挥着兜底保障的作用。在化石能源转换利用中,相较于燃煤发电,天然气发电具有污染物排放简单、综合效率高等优势,环境价值远高于同等级煤电机组,其氮氧化物、二氧化硫、悬浮颗粒的排放强度也远低于煤电机组,同容量燃气机组的 NO_x 排放量仅为燃煤机组的15%(均未加装脱硝装置)。在进行脱硝改造时,由于同功率机组的锅炉烟气流量远小于燃煤机组,单位电能 NO_x 排放也仅为燃煤机组的15%左右,单位电能 CO_2 排放量为燃煤机组的38%~40%, SO_2 排放量接近于零,粉尘颗粒排放量可以忽略不计。200~600 MW燃煤机组与E、F级燃气机组的 NO_x 、 SO_2 、 CO_2 排放量比较如图1所示^[8]。

1.2 气电是相对高效的化石能源转换方式

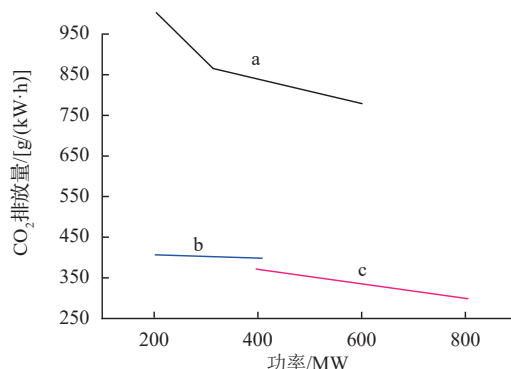
与煤电相比,气电少了庞大的输煤储煤、脱硫、灰渣处置等系统,占地面积是煤电的1/3~1/2;耗水率是煤电的1/3;气电的能源转换效率高,现阶段F级燃气联合循环净效率超过55%,H级燃机则达到60%以上,热电联产机组的综合效率将达到70%以上,能源梯级利用水平远高于煤电机组。大型气电项目建设成本具有一定优势,燃气发电厂建设周期短,对老旧煤电机组替换时,原有电厂的大多数设备都能得到利用,不需要占用新的厂址,从而降低建设成本,各种电站形式



a—燃煤机组脱硝前 NO_x 排放分布区; b—燃煤机组80%脱硝率脱硝后 NO_x 排放分布区; c—E级燃气机组脱硝前 NO_x 排放分布区; d—E级燃气机组80%脱硝率脱硝后 NO_x 排放分布区; e—F级燃气机组脱硝前 NO_x 排放分布区; f—F级燃气机组80%脱硝率脱硝后 NO_x 排放分布区。
(a) NO_x 排放量比较



a—燃煤机组脱硫前 SO_2 排放分布区; b—燃煤机组90%脱硫率脱硫后 SO_2 排放分布区; c—E、F级燃气机组脱硫前 SO_2 排放分布区。
(b) SO_2 排放量比较



a—燃煤机组90%脱硫率脱硫后 CO_2 排放量; b—E级燃气机组 CO_2 排放量; c—F级燃气机组 CO_2 排放量。
(c) CO_2 排放量比较

图1 200~600 MW燃煤机组与E级、F级燃气机组的 NO_x 、 SO_2 、 CO_2 排放量比较

Fig. 1 Comparison of NO_x , SO_2 , CO_2 emission between 200~600 MW coal-fired units and class E and class F gas-fired units

投资成本与利用率比较如表1^[9]所示。目前,国内新投的H级燃机发电项目单位容量造价已低至

表1 各种电站形式投资成本与利用率比较

Tab.1 Comparison of investment and utilization rate of various power station forms

电站形式	负荷性质	单位投资/(万元/kW)	能源利用率
燃煤电站	上网	0.3~0.45	45%~50%
燃气蒸汽联合循环电站	上网	0.3~0.35	50%~60%
区域式分布式电站	工业应用	0.6~1.0	70%左右
楼宇式分布式电站	建筑群应用	> 1.0	70%左右

0.2 万元/kW。

1.3 气电具有较好的灵活性

为适应以新能源为主体的新型电力系统的安全运行需要，系统灵活性提升和储能能力建设日趋急迫，气电在以下方面具有一定优势：1）大型燃气轮机功率大，调节宽度大；2）经过很少的改造即能实现黑启动功能；3）启停速度快，负荷响应速度快，调峰调频能力强，启停方面有明显优势，启停过程能源损失小。常规的煤电机组启动时间较长，一般冷态启动到满负荷需9 h左右，并且在此过程中，伴有大量的一次能源损失和工质损失，而气电启动过程较快，一般冷态启动5 h左右，其中燃机均具有一键启停功能，启动时间固定。煤机与燃机启动用时比较如表2所示。

表2 煤机与燃机启动用时比较

Tab.2 Comparison of startup time between steam turbine and gas turbine h

种类	容量等级	冷态启动	温态启动	热态启动
煤机	1 000 MW级	8~10	6~8	4~6
	600 MW级	10~13	6~7	5~6
	300 MW级	7~9	6	1.5
燃机	H级(600 MW级)	5~6	2~2.5	1.5~2
	F级(400 MW级)	4~5.5	2~2.5	1~1.5
	E级(200 MW级)	3	1.5~2	1

2 全球气电发展概况

2.1 典型国家气电发展历程

从全球电力发展趋势看，清洁低碳化趋势显著，气电在电力供应结构中占比大幅提升，是电力系统的主要组成部分。2020年，全球气电发电量6 268.1 TW·h，其中，北美、欧洲、亚太、中东地区天然气发电量分别为1 992.4、759.1、1 456.9、836.1 TW·h。2019年和2020年，天然气发电均是经济合作与发展组织国家最大电源，分别占其总发电量的30.07%和30.88%。2020年，

我国气电发电量为247 TW·h，占总发电量的3.17%，远低于全球平均水平，显著低于美、日、韩、德。从发达国家天然气产业发展规律看，随着城镇化进程基本结束以及天然气市场进入成熟期，天然气利用主要靠发电推动。目前，美、英、日的发电用电量在天然气消费结构中占比分别为36%、31%、69%，全球平均为39%，而我国约为17.8%。

2.1.1 美国气电发展历程

2020年，美国发电量为4 286.6 TW·h，其中，天然气、石油、煤炭、新能源发电量分别为1 738.4、18.8、844.1、831.5 TW·h。2019年的天然气发电量为1 705.2 TW·h，与2020年基本持平。美国各能源发电比较如图2所示。

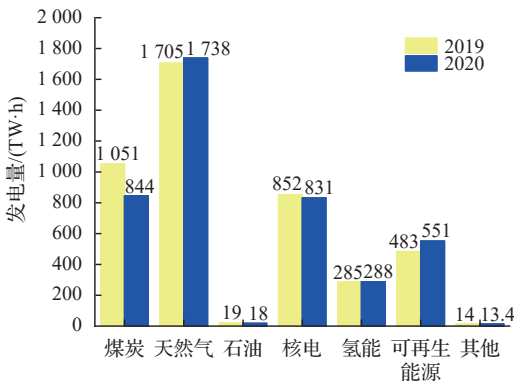


图2 美国2019年和2020年发电结构

Fig.2 Structure of electricity of US from 2019 to 2020

2.1.2 英国气电发展历程

自20世纪90年代以来，英国的气电快速发展，2008年气电发电量达到高点，占全国发电总量的45%。2017年，英国联合循环燃气轮机装机容量为3 289万kW，占比40%。2020年，英国总发电量为312.8 TW·h，其中天然气发电量为114.1 TW·h，占比36.47%。

2.1.3 日本气电发展历程

日本在1973年后为气电、核电快速发展时

期,石油危机后提出石油替代能源政策,加速发展核电和气电,2011年发生核电安全事故后,天然气发电比例相应增长。2020年,日本总发电量为1 004.8 TW·h,其中气电发电量为353.5 TW·h,占比35.18%;煤电发电量为298.8 TW·h,占比29.73%;核电发电量为43 TW·h,占比4.28%。

2.1.4 俄罗斯气电发展历程

俄罗斯天然气资源丰富,与煤相比,天然气有价格竞争优势,1979年苏联石油供需矛盾加剧,提出以天然气和煤代替石油,天然气在发电燃料中所占比例从24.3%增至40.1%。2020年,天然气发电量为485.5 TW·h,占总发电量的44.73%。

2.2 欧洲的脱碳努力和电力结构调整

建立于2005年的欧洲碳市场作为欧洲气候政策的基石^[10],是目前世界上最大的碳排放交易体系,在31个国家运行(包括欧盟成员国,以及英国、冰岛、挪威和列支敦士登)并在2020年和瑞士链接,覆盖欧盟45%的温室气体排放。欧洲碳市场的总量上限由欧盟的长期减排目标决定,每年递减,2020年和2030年需要比2005年分别降低21%和43%。

随着欧洲气候能源政策的实施,低碳转型力度加大,碳市场的排放量逐年递减,每年降幅约为3%,在2019年更是大幅下降,降幅达到9%。电力和热力行业排放量年均下降4%,相比之下,各类工业和航空业的排放量下降幅度不大,如图3所示。

欧洲的电力结构近年来急剧演变,可再生能源发电比例逐步提高,碳价和各国有效的退煤措施进一步降低了煤炭发电量,碳排放量和排放强度逐年下降。2020年,总发电量为3 871.3 TW·h,其中煤炭发电占比14.84%,低于2000年的30%,相比之下,可再生能源发电占比从2000年的15%发展到2020年的23.79%,天然气发电占比19.60%,明显高于煤电的14.84%。欧盟28国的碳排放强度也逐年下降,从2000年的397 g/(kW·h)下降到2019年的250 g/(kW·h),如图4所示。

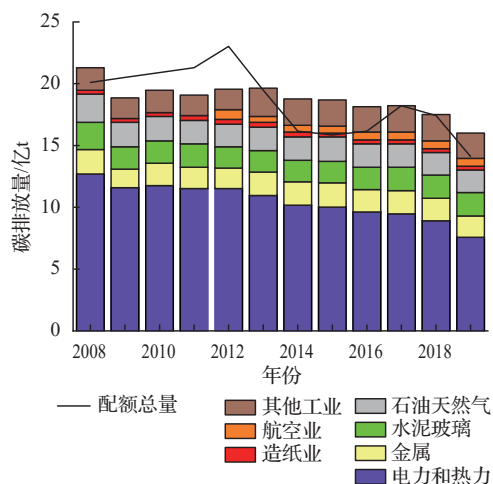


图3 2008年以来欧洲碳市场各部门排放量和配额总量
Fig. 3 Total emissions and quotas of various sectors in European carbon market since 2008

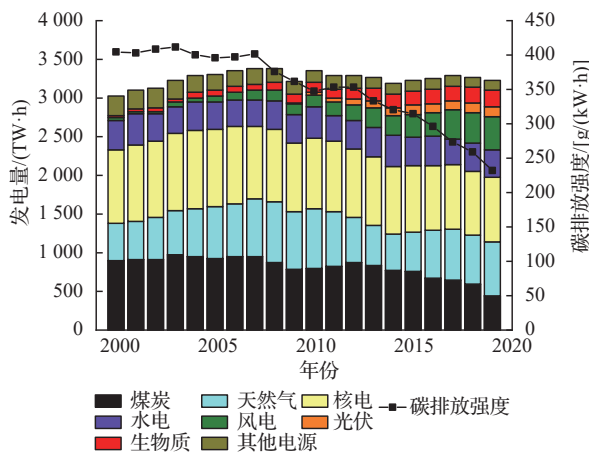


图4 2000年以来欧盟28国的发电结构以及碳排放强度
Fig. 4 28 european union countries power generation structure and carbon emission intensity since 2000

3 我国气电发展现状

3.1 气源及消费结构

国产气、进口管道气、进口液化天然气(liquefied nature gas, LNG)是我国天然气的三大来源,国产气与进口气平分秋色。2020年,我国天然气消费量达3 262亿m³,为美国同期的40%左右,其中进口天然气消费量为1 408亿m³。从进口构成看,管道气进口476亿m³,占比约34%;LNG进口6 713万t(约932亿m³),占比约66%。由于国内消费量增速明显高于产量增速,未来进口气比例必将呈持续快速增长态势,我国天然气供需呈现消费总量不大,但对外依存度很高的特点。

2020年,我国天然气消费主要由城市用气、工业燃料、发电和化工等部分组成,其中,工业用气占比最大,约为39.5%,发电用气占比约17.4%,城市燃气占比约30.7%,化工用气占比约12.2%。我国天然气市场开始部分显现成熟阶段的特征,城市燃气的份额未来将略有增长,化工的份额将略有下滑,增长空间最大的是发电。根据《BP世界能源展望2020》预测^[11],我国2050年天然气消费量较2018年将大幅度增加,预计有65%~100%的增长。

3.2 “十三五”期间我国气电发展回顾

《电力发展“十三五”规划(2016—2020年)》(简称《规划》)以绿色发展为主线,涵盖了供应能力、电源结构、电网发展、综合调节能力、节能减排、民生用电保障6个目标,涉及电源发展、系统调峰、电网发展、电力消费、科技创新、国际合作、体制改革7个领域的18项任务。

根据中电联、电规总院发布的报告,截至2020年10月底,全国发电总装机容量为21亿kW,超额完成《规划》中20亿kW总装机容量的目标,比2015年底新增装机容量5.7亿kW。其中火电装机容量为12.3亿kW;煤电装机容量为10.7亿kW,达到规划11亿kW以下的目标,比2015年末仅增长1.7亿kW;气电装机容量为9 802万kW,略少于1亿kW的规划目标,占全部装机容量的4.45%,占火电装机容量的8%。

3.3 “十四五”期间气电发展趋势

据有关信息,“十四五”期间将是我国气电发展的战略“窗口期”,预计到2025年,我国气电装机容量将会突破1.5亿kW,占总装机容量的6%左右。结合我国气电发展现状和重要意义,预计“十四五”期间气电发展将会呈现以下主要趋势:

1) 从分布范围来看,目前燃机主要分布在北京、上海、江苏、浙江、广东等东部经济较为发达的区域,年发电集中在3 000~5 000 h,除部分老旧机组替换外,新增大型燃机项目的可能性逐渐降低,竞争也将更为激烈。但为实现碳中和目标及绿色发展,且随着部分地区老旧燃煤机组退役,在燃气管网能及的范围内,部分燃煤机组将

有可能改建为燃气供热或调峰机组。

2) 从技术更新来看,新增的燃机项目将会出现大型化和小型化相结合的特征。目前,国内已有增城、军粮城等H级燃机陆续服役,相较于9E、9FA等机型,H级燃机功率及效率明显提高,在外部边界条件一致的条件下,H级燃机更有利于降低发电成本,提高发电收益。此外,由于采用了新型燃烧技术,机组的污染物排放水平也有所降低。与此同时,国内在燃机研发及运维方面的水平逐渐提高,核心部件的生产制造也有所突破,以上因素一定程度上会促进国内气电的发展。

3) 从环保角度来看,随着燃机排放标准越来越严格,已有燃机电厂进行燃烧器改造、加装脱硝装置将会成为趋势。同时,掺氢燃烧、全氢燃烧等技术将得到快速发展,新增燃机项目与制氢、储氢等技术相结合也逐渐成为可能。

4) 从装机容量看,根据全球能源互联网发展合作组织的《中国“十四五”电力发展规划研究》^[12],2025年,我国电源装机容量将达到29.5亿kW,清洁能源装机将占比57.5%、发电量将占比45%。气电装机容量将达到1.52亿kW,电化学新型储能将达到4 000万kW,煤电装机比例将下降到37.3%。非化石能源中抽水蓄能、风电、太阳能发电和生物质能发电在2020—2025年的增量都将超过2019年的存量规模,如表3和图5所示。

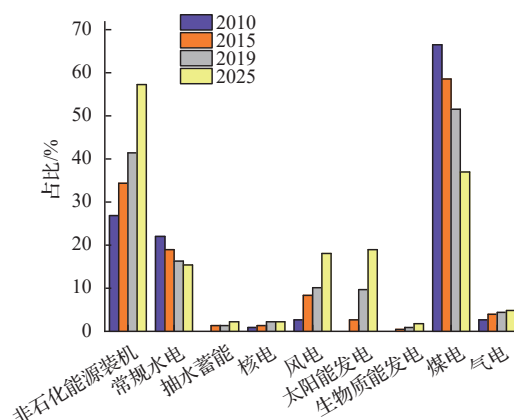


图5 2010—2025年各类发电装机占比变化

Fig. 5 Changes in the proportion of installed power generation in 2010-2025

表3 “十四五”电力装机预期

Tab. 3 Power installation forecast in the 14th Five-Year Plan

项目	2019 年实际	2025 年预计	2025 年较 2019 年变化率/%
总装机/亿 kW	20.1	29.5	46.8
全社会用电量/(万亿 kW·h)	7.25	9.2	26.9
非石化能源装机容量/亿 kW	8.4	17	102.4
常规水电装机容量/亿 kW	3.3	4.6	39.4
抽水蓄能装机容量/亿 kW	0.302 9	0.68	124.5
核电装机容量/亿 kW	0.487 4	0.721	47.9
风电装机容量/亿 kW	2.1	5.4	157.1
太阳能发电装机容量/亿 kW	2	5.6	180.0
生物质能发电装机容量/亿 kW	0.225 4	0.65	188.4
煤电装机容量/亿 kW	10.4	<11	—
气电装机容量/亿 kW	0.902 4	1.52	68.4

4 我国气电发展面临的问题

4.1 天然气供应能力不足

1) 天然气增产乏力。我国天然需求增长与国内产量增长的不匹配是制约我国气电发展的主要瓶颈之一。2008 年我国天然气对外依存度为 5.7%，到 2019 年上升至 44.2%，如图 6 所示。从消费情况看，2019 年我国天然气消费规模持续扩大，天然气表观消费量为 3 064 亿 m³，2020 年为 3 300 亿 m³，在一次能源消费结构中占比达 8.1%，同比上升 0.3 个百分点，未达到“十三五”规划 10% 的目标。2019 年国内天然气产量为 1 736 亿 m³，与“十三五”规划的 2020 年国内天然气目标产量 2 070 亿 m³ 存在缺口，与国务院 2018 年 9 月发布的《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》中提到的 2020 年目标产量达到 2 000 亿 m³ 也存在一定差距。

2) 管网建设滞后。目前，我国管网体系的建

设呈多元化主体、多层次结构等特征，管网格局条块分割、结构复杂，不利于管网系统高效运行、油气资源配置效率的提高及油气安全稳定。主要表现为：一是不利于管道互联互通工程的实施，不同企业间天然气储运设施隔断，制约了国内供气、调气的灵活性和协调性；二是不利于天然气资源跨省、跨区域调配^[13]。

借鉴欧美等主要国家均基于价值链对天然气管道和销售进行拆分，将管道作为基础设施独立运行，并通过管容交易平台向托运商提供无歧视的代输服务。2017 年国务院印发实施的《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》在 2020 年取得了实质性进展，中石油、中石化分别持有国家管网集团股权达 29.9%、14%，我国天然气主干管网将正式由国家管网集团统一管理。目前我国天然气消费市场开发还处于初期阶段，天然气利用政策也优先保障城镇燃气，以致天然气发电在很大程度上受制于保证民生用气的政策环境。尤其是在冬季等重点时段实行“压非保民”政策，发电用天然气供应仍然较为紧张。上游产业链发展与终端消费市场开发之间存在不协调和脱节现象，供应能力与终端市场消费失衡。

3) 储气调峰能力不足。储气能力是保障天然气上中下游产业链协调联接的关键环节。天然气的终端利用存在必然的不均衡性，主要影响因素包括：季节性气温变化、生活方式差异、企业生产安排、停工维护检修以及突发事故工况等。我国冬季天然气消费峰谷差已由 2010 年的 1.36 倍提

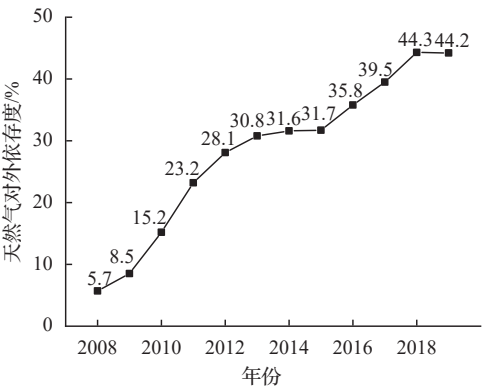


图6 我国历年天然气对外依存度

Fig.6 China's dependence on natural gas over years

高到1.8倍,其中京津冀冬季供需矛盾更为突出,北京市冬季最高月用气量是夏季最低月用气量的6~8倍。为了解决天然气生产稳定和供应安全等矛盾,建立完善的天然气调峰储备体系是各国应对天然气需求波动、增强能源安全供应的重要手段,也是天然气市场维持健康发展的必要前提。

欧美发达国家在天然气市场发展过程中也曾遇到与中国类似的问题,经过多年的经营和不断完善,现已形成了较为成熟的调峰储备体系和健全的管理运营机制,这些对我国调峰储备体系建设具有十分重要的借鉴意义。美国的总储气能力占全年天然气消费量的17.4%,相当于64天的日均消费量,地下调峰储气库容也保障了其天然气的高产、稳产,不因下游市场调峰而限产^[14]。目前我国已建成的储气库数量少,单个规模普遍偏小,形成总的有效工作气量仅占年消费量的2.5%左右,远低于欧美各国水平,严重制约了我国天然气的调节能力和生产连续性。

4.2 燃机核心技术依赖国外

2016年我国启动“两机”专项,但到目前仍进展缓慢,尚未完全自主掌握大型、高效燃机的核心关键部件的研制技术,工业燃机几乎完全依赖于美、德、日等国制造商,燃机设备故障频繁,维修周期和维修费用不可控,在运燃机的维护技术依赖于制造厂家,使得燃机企业在售后服务合作中处于被动地位,在技术升级改造上缺乏话语权。国外设备制造商在燃机检修服务中处于垄断地位,燃气发电企业每年要付出高昂的维护费用,用于核心部件的运行维护和控制系统的升级。根据燃机的等级不同,按度电折算的燃机长期维护成本达0.01~0.03元,有的甚至高达0.05元,这也是制约我国气电发展的重要因素之一。

4.3 气电定价机制尚需不断完善

电力市场化规则的不完善和频繁调整的价格政策是气电发展中必须妥善解决的问题。目前,我国对天然气发电的补贴机制尚处于地方政府自行制定执行层面,气电、气热价格不能如实反映气电在能源供应体系中应有的价值。全国范围尚无明确的气电价格定价、调整机制以及热电联供形式下热、电之间的分摊方法,个别地方推行的

气电“平价”上网并未考虑气电的节能减排价值。

5 结论

1) 在我国加快能源电力转型升级进程中,气电是火电的重要组成,受资源禀赋制约,我国不具备走欧美电力转型之路的条件,但仍可从中得到启发和借鉴其有益经验,发挥气电在电力电量平衡、灵活快捷、调峰调频、相对清洁低碳等优势,在适量保有的火电装机中优化结构,稳妥推进“以气替煤”,协调推进能源安全和绿色转型。

2) 天然气产业与电力产业有相似之处,必须贯通产、输、储、耗等上中下游产业链等各环节,打破市场准入限制,推动形成良性循环,促进相关产业健康有序发展,改善化石能源结构,提升我国能源安全保障能力。

3) “双碳”目标务期必成,结构调整与存量减污控碳必须同步推进。在大力推进以新能源为主的结构调整的同时,也要大力实施存量资产的减污降碳。要充分发挥我国的制度优势,切实推进能源革命,从国家战略的高度统筹谋划能源安全和减污降碳行动方案,加快提升全社会的节能减排水平。具体到气电发展层面,在充分考虑气电在节能减排和调峰作用的基础上,应尽快理清并完善气电定价机制,在核心技术研发及应用方面,一是学习国外燃机维修市场经验,逐步扩大本土第三方维修燃气轮机的份额,联合本土风险投资,同时积极推进国内相关企业与科研院所的合作,打通燃气热部件维修瓶颈,形成自主化设计、生产、检测及评估能力,从而最终降低检修成本和检修风险。

参考文献

- [1] 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(7):120-128.
CHEN R, ZHU B Q, DUAN T Y. Role of natural gas power generation in China's energy transformation and suggestions on its development[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 120-128.
- [2] 孙文娟,孙海萍,荆延妮.中国天然气发电产业发展现状及展望[J].国际石油经济,2020,28(4):90-96.

- SUN W J, SUN H P, JING Y N. Status and prospect of gas power generation industry in China[J]. International Petroleum Economics, 2020, 28(4): 90-96.
- [3] 郭志红, 张占营, 余洋洋, 等. 基于多重不确定性的多目标电力-天然气协同扩容规划方法[J]. 智慧电力, 2021, 49(8): 31-38.
- GUO Z H, ZHANG Z Y, YU Y Y, et al. Multi-objective power-natural gas co-expansion planning based on multiple uncertainties[J]. Smart Power, 2021, 49(8): 31-38.
- [4] 王晔, 李丰荣, 张少华. 考虑风电与能源转换和存储设备联营的电力和天然气市场均衡分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 64-74.
- WANG X, LI F Y, ZHANG S H. The electricity and natural gas market equilibrium analysis considering the joint operation of wind power and energy conversion and storage equipment[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 64-74.
- [5] 任海泉, 贾燕冰, 田丰, 等. 计及可替代负荷的电-气综合能源系统可靠性评估[J]. 电力建设, 2020, 41(12): 39-46.
- REN H Q, JIA Y B, TIAN F, et al. Reliability evaluation of electricity-gas integrated energy system with alternative loads[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12): 39-46.
- [6] 朱维群, 王倩. 碳中和目标下的化石能源利用新技术路线开发[J]. 发电技术, 2021, 42(1): 3-7.
- ZHU W Q, WANG Q. Development of new technological routes for fossil energy utilization under the goal of carbon neutral[J]. Power Generation Technology, 2021, 42(1): 3-7.
- [7] 华贲. 天然气在中国向低碳能源过渡时期的关键作用[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 94-98.
- HUA B. The key role of natural gas at China's historical period of transition toward a low carbon era [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 94-98.
- [8] 张辉, 贾思宁, 范菁菁. 燃气与燃煤电厂主要污染物排放估算分析[J]. 环境工程, 2012(3): 59-62.
- ZHANG H, JIA S N, FAN J J. The major pollutants estimate analysis of gas and coal power plants[J]. Environmental Engineering, 2012(3): 59-62.
- [9] 徐婷婷, 雷娇娇. 我国天然气发电前景分析[J]. 节能与环保, 2015(7): 56-59.
- XU T T, LEI J J. Prospect analysis of natural gas power generation in China[J]. Energy Conservation & Environmental Protection, 2015(7): 56-59.
- [10] 秦炎. 欧洲碳市场推动电力减排的作用机制分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 37-45.
- QIN Y. Role of european carbon market in power sector decarbonization[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 37-45.
- [11] BP. Statistical review of world energy 2020[R]. London: BP, 2020.
- [12] 全球能源互联网发展合作组织. 中国“十四五”电力发展规划研究[R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2020.
- GEIDCO. Research on China's 14th Five-Year electric power development planning[R]. Beijing: GEIDCO, 2020.
- [13] 董邦国, 何春蕾, 赵秋君. 欧美天然气市场改革的实践与启示[J]. 大连民族大学学报, 2020, 22(2): 17-21.
- DONG B G, HE C L, ZHAO Q J. Practice and enlightenment of european and american gas market reform [J]. Journal of Dalian Minzu University, 2020, 22(2): 17-21.
- [14] 沈鑫, 陈进殿, 魏传博, 等. 欧美天然气调峰储备体系发展经验及启示[J]. 国际石油经济, 2017, 25(3): 43-52.
- SHEN X, CHEN J D, WEI C B, et al. European and American NG peak-shaving system and its enlightenment [J]. International Petroleum Economics, 2017, 25(3): 43-52.

收稿日期: 2021-08-07.

作者简介:



饶庆平

饶庆平(1972), 男, 高级工程师, 长期从事发电生产管理和燃料管理工作, qingping-rao@chd.com.cn;



郝建刚

郝建刚(1983), 男, 高级工程师, 从事燃气-蒸汽联合循环发电的能效诊断和技术管理工作, jiangang-hao@chder.com;



白云山

白云山(1988), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为燃气轮机发电机组故障诊断及进气系统优化, yunshan-bai@chder.com。

(责任编辑 辛培裕)