

天然气在改善中国大气环境中 作用的研究

北京大学能源研究院

壳牌（中国）有限公司

北京燃气集团

中国城市燃气协会

北京睿观能源咨询有限公司

2021 年 3 月

目 录

0 前言.....	1
1 问题的提出.....	3
1.1 研究背景.....	3
1.2 研究意义.....	4
1.3 研究内容及方法.....	6
2 中国环境治理现状.....	7
2.1 环境治理体系.....	7
2.2 环境治理成果.....	23
2.3 环境治理存在的问题.....	28
2.4 本章小结.....	31
3 天然气和煤炭利用现状.....	33
3.1 战略规划.....	33
3.2 利用现状.....	36
3.3 国际利用现状.....	46
3.4 本章小结.....	51
4 天然气与煤炭在发电领域排放对比研究.....	53
4.1 燃煤及燃气发电污染物排放.....	53
4.2 燃煤及燃气电厂调研分析.....	63
4.3 本章小结.....	80

5 天然气与煤炭在供热领域排放对比研究.....	82
5.1 供热现状分析.....	82
5.2 洁净煤和燃气在民用分散采暖领域污染物排放对比分析.....	93
5.3 燃煤和燃气在锅炉供热领域污染物排放对比分析.....	99
5.4 本章小结.....	115
6 规模化发展天然气的环境效益分析.....	118
6.1 天然气对北京市改善环境的贡献分析.....	118
6.2 规模发展气电调峰的环境贡献分析.....	127
6.3 天然气消费比重增加对碳排放的正面影响.....	130
6.4 本章小结.....	132
7 总结及建议.....	133
7.1 总结.....	133
7.2 发展建议.....	136

0 前言

日益严重的环境问题越来越威胁到人类的生存和发展。联合国环境规划署发布的最新数据显示，每年全球 1260 万死亡人口中，23% 归因于环境因素。其中，因为空气污染，全球每年约过早死亡 550 万人¹。

空气污染与气候变化密切相关，而煤炭、石油的开采和利用不仅是空气污染物主要排放源，也是导致气候变化的温室气体的主要来源。化石燃料的大量消耗，使得空气质量持续恶化，同时增加温室气体排放，加剧全球变暖。气候变化成为国际社会最棘手的环境问题，而中国则同时面临气候变化和环境污染双重挑战。2020 年 9 月，习近平总书记提出 2060 年我国实现碳中和的目标，进一步强调了全面降碳的重要性和紧迫性。

近年来，中国在空气污染治理方面取得较大进步。中国首个蓝天行动方案——《大气污染防治行动计划》实现了中国城市 PM_{2.5} 浓度五年间下降 30% 的目标。其中，北京更是下降 35%，人民生活环境得以显著提升。联合国环境署（UNEP）于 2019 年将北京作为成功案例，列入其空气质量改善的报告，并希望将此经验扩展到其他发展中国家和地区。未来，我国将进一步减少污染，改良环境，同时减少碳排放，在远期达到碳中和。

天然气作为一种热值较高的清洁能源，可在改善大气环境中起到有效作用。由北京大学能源研究院、壳牌（中国）有限公司、北京燃气集团、中国城市燃气协会、北京睿观能源咨询有限公司联合编写的《天然气在改善中国大气环境中的作用研究》选取了位于京津冀、长三角、珠三角、汾渭平原的 9 家燃煤电厂、10 家燃气电厂以及 31 台燃气锅炉、13 台燃煤锅炉开展了调研工作，并结合问卷调研、文献调研等多种方式，获取实际运行数据，作为课题研究的数据支撑。评价体系方面，本文构建了涵盖排放浓度、排放绩效、污染当量、减排成本、综合效益（投资收益、占地、水耗、能耗）、碳排放等多指标的评价体系，多维度、

¹ [Polluted air causes 5.5 million deaths a year new research says - BBC News](#)

多层次地对比研究天然气和煤炭在发电和供热领域的环境效益；并着重从供能端作为切入点，探讨天然气和煤炭在发电和供热领域的环境效益。本文通过量化分析的方法，研究分析了天然气发电和燃煤发电为可再生能源调峰过程中的环境效益。研究表明，在发电和供热领域，不论是排放浓度、排放绩效、碳排放还是综合效益，天然气都优于煤炭。在发电领域，虽然近年来随着清洁燃煤技术的不断发展，燃煤发电应用的清洁性不断提高，但综合来看，燃气发电在环保方面的综合效益仍具备明显优势，即使是已达到“超低排放”水平的燃煤电厂，其各项排放指标仍略逊于一般燃气电厂；且燃气电厂排放限值还有大幅降低的空间。在供热领域，燃气锅炉的各项指标也优于煤炭。因此，本报告认为，天然气是一种优质、高效、清洁的能源。大力发展天然气，提高天然气在一次能源消费中的比重，是中国减少排放、治理环境污染的重要举措；大力推进“煤改气”是改善大气环境质量、减少温室气体排放、化解环境约束、实现绿色低碳发展的有效途径。

1 问题的提出

1.1 研究背景

自改革开放以来，我国的社会经济迅速发展，工业化、城市化和现代化进程不断加快。经济快速增长的同时也消耗了大量能源，我国以煤炭为主的能源结构使得污染物排放量不断增加，大气污染问题日益突出。进入 21 世纪以后，我国的大气污染由传统的以总悬浮颗粒物（TSP）和可吸入颗粒物（PM₁₀）以及二氧化硫（SO₂）污染为主的煤烟型污染转变为以 PM_{2.5}（空气动力学直径小于 2.5 μm 的可吸入颗粒物）和污染气体（臭氧（O₃）、氮氧化物（NO_x））形成的区域复合型污染，特别是 2011 年末以来，我国大范围持续性重度雾霾事件频繁发生，尤其是在京津冀、长江三角洲、珠江三角洲等经济快速发展的地区。雾霾是雾和霾的组合，是一种大气污染状态，是特定气候条件与人类活动相互作用使大气中各种悬浮颗粒物含量超标的笼统表述。由于其会为疾病传播推波助澜，且在大气中的停留时间长、输送距离远，因而对人体健康和大气环境质量的影响更大。2017 年，中国由于户外 PM_{2.5} 相关原因死亡人数为 85.17 万人，暴露于室外 PM_{2.5} 超标环境将导致预期寿命减少 1 年 3 个月。因此，大气污染问题已成为当前我国社会经济及生态健康可持续发展亟待解决的问题。

为解决环境污染与空气质量问题，2018 年，国务院正式印发了《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（以下简称《三年行动计划》），对国家大气污染防治工作进行部署。《三年行动计划》提出到 2020 年，二氧化硫、氮氧化物排放总量分别比 2015 年下降 15% 以上；PM_{2.5} 未达标地级及以上城市浓度比 2015 年下降 18% 以上，地级及以上城市空气质量优良天数比率达到 80%，重度及以上污染天数比率比 2015 年下降 25% 以上。总之，要体现三个明显：明显减少重污染天数，明显改善环境空气质量，明显增强人民的蓝天幸福感。

天然气作为一种热值较高的清洁能源相较于煤炭可显著减少污染物排放，近年来越来越多地受到关注。此前，国家能源局发布的《天然气发展“十三五”规划》计划到 2020 年我国天然气占一次能源消费比达到 8.3-10%。发改委《加快推进天然气利用的意见》指出，到 2030 年，力争将天然气的一次能源消费比提

高到 15%左右。

1.2 研究意义

随着应对气候变化及防治空气污染压力的不断增大，可再生能源、天然气等低碳能源的发展将成为未来能源发展的主流，能源发展的动力和外部约束都有重大变化。能源系统进入了一个快速变化的时期，能源转型正在成为全球主题。低碳化、多元化、清洁化，将是未来能源发展的主要方向。

2020年9月22日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上，宣布中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。

我国是全球最大的碳排放国，碳减排任重道远。2018年我国CO₂排放量达到100.65亿吨，占全球CO₂排放总量的27.5%。人均CO₂排放量也已经高于世界平均水平。能源转型和绿色发展是减少温室气体排放的重要措施。目前碳基能源仍然是我国能源结构的主体，化石能源的消费占比超过80%，其中2019年煤炭消费占比57.7%，远高于世界平均水平26.9%²。

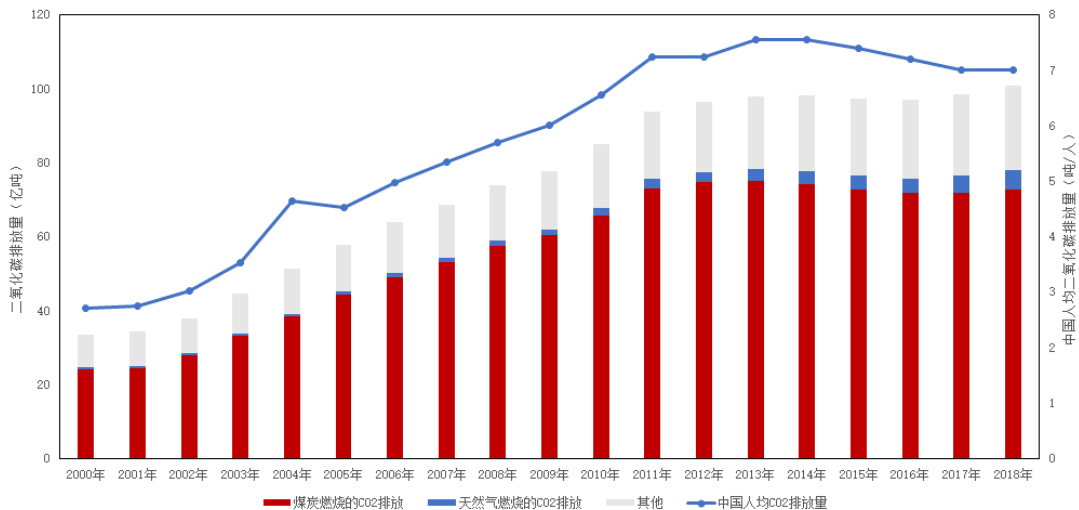


图 1-1 中国 CO₂ 排放总量及人均排放量

根据国际研究，相比于煤炭，天然气机组发电过程中排放的 CO₂ 仅是燃煤

² [Key World Energy Statistics 2020 – Analysis - IEA](#)

机组的一半左右，每千瓦装机容量的建设费用可节省约一半，建厂周期缩短，占地面积节也减少，电厂热效率提高，冷却水少，发电成本下降，且操作灵活，调控方便，特别是对环境的污染大大减少。从 20 世纪 80 年代以来，全球用天然气发电的电量增长了约 50%。其中，俄罗斯天然气发电占约 40%，日本进口天然气发电占约 70%；全球几十个国家都在竞相进口天然气，主要是用于发电。美国页岩气革命以来，页岩气产量大幅增加，使得天然气价格显著下跌，从 2012 年起，美国超过 30%的发电来源于天然气；2019 年美国 38%的发电来源于天然气。世界主要经济体都经历了由煤转气的过程。

国际能源署（IEA）2019 年报告称，自 2010 年以来，煤改气转换已减少了约 5 亿吨的 CO₂。这相当于在同一时期内，使 2 亿辆电动汽车以零碳电力运行。尽管在长期看来，可再生能源将是未来更加清洁的选择，但署长法蒂比罗尔表示，天然气可减少空气污染和碳排放，在近期仍不失为一种措施。近年来，天然气在改良大气环境的作用成为国际组织和研究机构的热议话题。

在此背景下，研究天然气在改善中国大气环境中的作用，可为我国相关部门提供信息，为坚决打赢蓝天保护战提供政策依据；可让百姓在蓝天下呼吸着更加清新的空气，改善健康状况，人民实现美好生活。推进天然气等清洁能源的使用，是当今社会解决大气污染问题的必经途径。

同时，研究天然气在改善中国大气环境中的作用，也为碳减排计划提供科学决策的依据，助力中国实现 2060 年碳中和的目标。

此外，党的十九大报告提出“美丽中国”的建设，要坚持人与自然和谐共生的基本方略。建设生态文明是中华民族永续发展的千年大计。必须树立和践行绿水青山就是金山银山的理念，坚持节约资源和保护环境的基本国策，像对待生命一样对待生态环境，统筹山水林田湖草系统治理，实行最严格的生态环境保护制度，形成绿色发展方式和生活方式，坚定走生产发展、生活富裕、生态良好的文明发展道路，建设美丽中国，为人民创造良好生产生活环境，为全球生态安全做出贡献。因此，提高天然气消费量，减少 SO₂、NO_x 以及 CO₂ 的排放，改善环境质量，也是建设美丽中国的必经之路。

1.3 研究内容及方法

1.3.1 研究内容

本文对我国环境治理体系进行了梳理，研究了我国能源生产和消费结构调整的历程以及煤炭和天然气在发电和供热领域的应用情况，分析能源结构调整对环境治理的影响。

通过对比研究天然气与煤炭在发电、供热领域的污染物排放现状，减排技术与成本、排放绩效、综合效益等内容，分析天然气作为能源的清洁性的优势。并从典型城市、电力调峰和能源结构调整等方面探讨规模化发展天然气对大气环境治理和二氧化碳减排的贡献。从而提出相关的发展建议。

1.3.2 研究方法

本文采用了调研和模拟测算相结合的研究路线，通过调研获取第一手的实际运行数据，为后续的计算和分析提供的数据支撑，从而有效保证了研究结论的可靠性和说服力。

（一） 选取供能端的视角，对比分析天然气和煤炭的环境效益

本文从供能端的视角出发，选取了发电和供热领域作为研究的主要方向，组织调研了京津冀、长三角和珠三角的燃煤电厂、燃气电厂、燃煤锅炉房和燃气锅炉房，主要收集整理了上述对象的运行情况（发电量、供热量、耗煤量、耗气量、各类污染物排放浓度/排放量等）、减排措施、实际、排放水平、减排及运营成本等数据。

（二） 构建多维度指标研究体系进行测算分析

本文以排放浓度、排放绩效、污染物当量、减排成本、综合效益、碳排放等指标构建了评价体系，多维度、多层次的分析天然气和煤炭在发电和供热领域的排放影响。

（三） 点面结合，分层次推进分析

本文选取北京市作为分析案例，梳理了近年来能源消费结构调整的历程，选

取大气污染物浓度、大气污染物排放量和碳排放三个方面，研究了天然气消费量不断增加的过程中，各类指标的变化情况，论述天然气的利用对大气环境改善的贡献。

（四）探索了天然气发电和燃煤发电为可再生能源调峰的研究新思路

本文研究了为可再生能源调峰的情景下，预测了燃煤发电和燃气发电在装机规模、投资规模、占地面积等前景，重点分析了燃煤发电和燃气发电在大气污染物和二氧化碳排放等指标的对比，研究燃气发电在为可再生能源调峰情景下的优势。

并且基于当前能源消费情况，预测到 2025 年能源消费结构以及产生的二氧化碳排放量，探讨了通过规模化发展天然气带来的碳减排的贡献。

最后，本研究在充分调研和测算的基础上，提出了相关的发展建议。

2 中国环境治理现状

环境问题已经发展成为当今世界广泛关注的突出问题。为加强环境保护，改善环境质量，中国已经初步建立了环境治理体系，治理理念日益明确，治理法制不断完善，治理机构不断健全。围绕主要污染物排放总量控制目标，加快结构调整，从环境行政管理、市场机制、提升治理技术水平、资金扶持等方面加强环境治理。

2.1 环境治理体系

2.1.1 治理规划

中国是世界煤炭生产和消费第一大国，以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但同时也对生态环境造成了严重的破坏。

为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染对公众身体健康的威胁，我国提出了大气污染防治的目标，并制定了一系列大气污染防治政策。

（一）治理目标

在 2013 年-2019 年政策中出现以下指标：可吸入颗粒物（PM10）、细颗粒物（PM2.5）、二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）、氨氮、烟尘、化学需氧量、二氧化碳（CO₂）、挥发性有机物（VOCs）、地级及以上城市平均优良天数比率。不同部门和不同政策中对于污染物的指标不尽相同，且各参数间还存在包含关系。

（1）颗粒物

既往政策中颗粒物的管理要求主要是粒径由 PM10 到 PM2.5 变化和下降浓度要求从 10%到 18%的变化。

年份	目标	来源文件
2013 年	到 2017 年，全国地级及以上城市可吸入颗粒物（PM10）浓度比 2012 年下降 10%以上。	2013 年《大气污染防治行动计划》
2014 年	以各地区细颗粒物（PM2.5）或可吸入颗粒物（PM10）年均浓度下降比例作为考核指标。	2014 年《大气污染防治行动计划实施情况考核办法（试行）》
2018 年	到 2020 年，全省未达标地级及以上城市 PM2.5 年均浓度比 2015 年下降 18%以上。	2018 年《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》
2019 年	2019 年全国未达标城市细颗粒物（PM2.5）年均浓度同比下降 2%。	《2019 年全国大气污染防治工作要点》

（2）气体排放物

气体排放物包括挥发性有机物（VOCs）、二氧化硫（SO₂）、二氧化碳（CO₂）、氮氧化物（NO_x）等。

年份	目标	来源文件
2017年	全国化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放总量分别控制在 2001 万吨、207 万吨、1580 万吨、1574 万吨以内，比 2015 年分别下降 10%、10%、15%和 15%。全国挥发性有机物排放总量比 2015 年下降 10%以上。	《“十三五”节能减排综合工作方案》
2017年	2020 年，实施重点地区、重点行业 VOCs 污染减排，排放总量下降 10% 以上。	《十三五挥发性有机物污染防治工作方案》
2018年	到 2020 年，二氧化硫、氮氧化物排放量比 2015 年减少 15%以上，化学需氧量、氨氮排放量减少 10%以上，挥发性有机物排放总量比 2015 年下降 10%以上。	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》
2019年	2019 年，全国二氧化硫（SO ₂ ）、氮氧化物（NO _x ）排放总量同比削减 3%。	《2019 年全国大气污染防治工作要点》

（3）空气质量优良天数比率

全年的优良天数比率是城市空气质量的综合反映。2013 年《大气污染防治行动计划》中给出定性要求“良天数逐年提高”；2016 年《“健康中国 2030”规

划纲要》和《“十三五”生态环境保护规划》建设主要指标要求“到 2020 年，地级及以上城市空气质量优良天数比率大于 80%”；在 2018 年的《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》中指标依旧为 80%。

(4) 煤炭消费占比

自 2013 年以来，国家发布关于能源、环境、大气的政策目标中，煤炭和天然气消费经历以下变化：煤炭消费目标从“2017 年煤炭占能源消费总量比重降低到 65%以下，”变为到“2020 年，全国煤炭占能源消费总量比重下降到 58%以下”；天然气消费目标从“2015 年，天然气(不包含煤制气)消费比重达到 7%以上”到“2017 年，天然气(不包含煤制气)消费比重提高到 9%以上”到“力争 2020 年天然气占能源消费总量比重达到 10%”。在能源结构优化角度提倡“逐步降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重”以实现“绿色低碳”和“清洁利用”，目标是“使清洁能源基本满足未来新增能源需求”，而“积极推动天然气国内供应能力倍增发展”将成为清洁能源增量一大来源。落实管理执行角度，强调煤炭“集中使用、清洁利用”、“煤改气”、“煤改电”，天然气着重“提高城市燃气化率”。

年份	目标	来源文件
2013 年	到 2017 年，煤炭占能源消费总量比重降低到 65%以下。该目标在 2017 年已实现，当年煤炭占比约为 60%。	《大气污染防治行动计划》
2014 年	2015 年，非化石能源消费比重提高到 11.4%，天然气(不包含煤制气)消费比重达到 7%以上；2017 年，非化石能源消费比重提高到 13%，天然气(不包含煤制气)消费比重提高到 9%以上，煤炭消费比重降至 65%以下，力争实现煤炭消费总量负增长。	《能源行业加强大气污染防治工作方案》
2014 年	着力优化能源结构，把发展清洁低碳能源作为调整	《能源发展战略

	<p>能源结构的主攻方向。到 2020 年，一次能源消费总量控制在 48 亿吨标准煤左右，煤炭消费总量控制在 42 亿吨左右。</p>	<p>行 动 计 划 (2014-2020 年)》</p>
2016 年	<p>煤炭占能源消费总量的比重降至 58%以下。扩大城市高污染燃料禁燃区范围，提高城市燃气化率，地级及以上城市供热供气管网覆盖的地区禁止使用散煤，京津冀、长三角、珠三角等重点区域、重点城市实施“煤改气”工程，推进北方地区农村散煤替代。加快能源结构优化，按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，重点削减非电力用煤。</p>	<p>《“十三五”生态环境保护规划》</p>
2016 年	<p>2030 年天然气有望成为第一大能源品种。煤炭消费比重将进一步降低、非化石能源和天然气消费比重显著提高，我国主体能源由油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源的双重替代进程将加快推进。坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举。逐步降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重。</p>	<p>《能源发展“十三五”规划》</p>
2017 年	<p>推动能源结构优化。加强煤炭安全绿色开发和清洁高效利用，推广使用优质煤、洁净型煤，推进煤改气、煤改电，鼓励利用可再生能源、天然气、电力等优质能源替代燃煤使用。</p>	<p>《“十三五”节能减排综合工作方案》</p>
2017 年	<p>降低煤炭在能源结构中的比重，大幅提高新能源和可再生能源比重，使清洁能源基本满足未来新增能源需求。实现增量需求主要依靠清洁能源。积极推动天然气国内供应能力倍增发展。</p>	<p>《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》</p>

2017年	清洁低碳，绿色发展。坚持生态环境保护优先，坚持发展非煤能源发电与煤电清洁高效有序利用并举，坚持节能减排。提高电能占终端能源消费比重，提高发电用煤占煤炭消费总量比重，提高天然气利用比例。	《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》
2018年	抓好天然气产供储销体系建设。力争2020年天然气占能源消费总量比重达到10%。重点区域继续实施煤炭消费总量控制。到2020年，全国煤炭占能源消费总量比重下降到58%以下。	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》
2019年	在构建清洁低碳、安全高效的能源体系上取得新成效，着力推动能源高质量发展迈出新步伐。	能源工作会议
2019年	全面开展蓝天、碧水、净土保卫战。优化能源和运输结构。稳妥推进北方地区“煤改气”“煤改电”。深化供给侧结构性改革，实体经济活力不断释放。加大“破、立、降”力度。推进钢铁、煤炭行业市场化去产能。持续开展京津冀及周边、长三角、汾渭平原大气污染治理攻坚，加强工业、燃煤、机动车三大污染源治理。做好北方地区清洁取暖工作，确保群众温暖过冬。壮大绿色环保产业。	政府工作报告

（二）治理举措

（1）推进能源转型，鼓励发展天然气及分布式能源

为了应对世界能源发展所面临的诸多挑战，缓解全球能源资源紧张的局面，消除能源消费所引发的环境污染问题，达到全球温升控制目标，我国提出建立清洁低碳、安全高效的现代能源体系，以推进在天然气和可再生能源的发展，以及

分布式能源系统的发展。这一方面可以推动国家能源生产与消费革命，另一方面提出“一带一路”倡议，加强国际合作，希望以清洁和绿色方式满足能源的需求。

下表列举了一些关键政策：

年份	举措	来源文件
2013 年	鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目。	《大气污染防治行动计划》
2014 年	推广分布式供能方式。以城市、工业园区等能源消费中心为重点，加快天然气分布式能源和分布式光伏发电建设，开展新能源微电网示范，以自主运行为主的方式解决特定区域用电需求。	《能源行业加强大气污染防治工作方案》
2017 年	有序发展天然气发电，大力推进分布式气电建设。	《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》
2017 年	根据资源环境承载能力科学规划能源资源开发布局，推动能源集中式和分布式开发并举。	《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》
2017 年	终端一体化集成供能系统以综合能源效率最大化，热、电、冷等负荷就地平衡调节，供能经济合理具有市场竞争力为主要目标，统筹优化系统配置，年平均化石能源转换效率应高于 70%。风光水火储多能互补系统以优化存量为主，着重解决区域弃风、弃光、弃水问题；对具备风光水火储多能互补系统建设条件的地区，新建项目优先采用该模式。	《关于推进多能互补集成优化示范工程建设的实施意见》

2019 年	国家发展和改革委员会发布第 29 号令，公布《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，自 2020 年 1 月 1 日起施行。其中，天然气分布式能源技术开发与应用，生物质能等进入鼓励类目录。	《产业结构调整指导目录（2019 年本）》
--------	--	-----------------------

（2）控制煤炭消费总量

减少煤炭消费量，是控制燃煤污染的重要内容。近年来，我国自上而下地推动全国煤炭消费总量控制，在国家层面，政府提出了控制煤炭消费总量的目标，确定了主要的减量措施，并制定了相关实施细则；各地方政府在总的控煤目标下根据各地区的情况制定了相关的控煤目标以及相应政策措施。

（3）以标准推动企业提标改造

煤炭的清洁利用，是减少燃煤污染物的重要措施。中国对燃煤机组和其它燃煤锅炉的大气污染物排放标准提出了更高的要求，包括重污染地区的大气污染物特别排放限值，和针对大型机组的超低排放标准。通过加严排放标准，政府推动电厂和锅炉使用企业安装和升级环保末端治理设施。

（4）经济激励保障

为了能有效推动污染排放治理措施的落实，中国将经济激励性政策作为辅助手段，提高企业治理燃煤污染的积极性。对燃煤小锅炉的淘汰和改造、落后产能的淘汰、民用生活散煤的治理和燃煤电厂的超低排放改造，都提供了政府资金支持。

2.1.2 能源清洁化利用

2.1.2.1 发电领域

（一）煤电

推进煤电产业清洁低碳化发展

按照国家化解防范煤电产能风险的要求，严控煤电发展规模，大力推动煤电清洁低碳转型升级。煤电的管理主要围绕“清洁利用”，指标上限制“供电煤耗”标准和淘汰“产能容量”。

从 2014 年《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》到 2017 年《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》，新建煤发电机组供电煤耗保持“低于每千瓦时 300 克标准煤”不变；对于现役机组 2014 年要求的“现役 60 万千瓦（风冷机组除外）及以上机组力争 5 年内供电煤耗降至每千瓦时 300 克标准煤左右”到 2017 年目标放宽为“到 2020 年，全国现役煤电机组平均供电煤耗降至 310 克标煤/千瓦时”。

淘汰容量的指标在 2016 年的《能源发展“十三五”规划》与 2017 年的《“十三五”节能减排综合工作方案》和《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》中都设置目标在关停、淘汰“落后产能 2000 万千瓦”。

其它定量指标在不同政策中分别出现，在政策时间上没有延续性体现，属于较宽松指标。如“超低排放改造容量”、“节能改造容量”、“电力用煤比例”。

关键政策：

颁发时间	政策	政策文件
2014 年	清洁高效发展煤电。转变煤炭使用方式，着力提高煤炭集中高效发电比例。提高煤电机组准入标准， 新建 燃煤发电机组供电煤耗低于每千瓦时 300 克标准煤，污染物排放接近燃气机组排放要求。实施煤电升级改造行动计划。实施 老旧 煤电机组节能减排升级 改造 工程， 现役 60 万千瓦（风冷机组除外）及以上机组力争 5 年内供电煤耗降至每千瓦时 300 克标准煤左右。	《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》
2016 年	提高煤电能耗、环保等准入标准，加快淘汰落	《能源发展“十三

	后产能，力争关停 2000 万千瓦。	五”规划》
2017 年	到 2020 年累计完成 5.8 亿千瓦机组超低排放改造任务，限期淘汰 2000 万千瓦落后产能和不符合相关强制性标准要求的机组。	《“十三五”节能减排综合工作方案》
2017 年	推动煤炭清洁高效开发利用。 大力推进煤炭清洁利用。不断提高煤电机组效率，降低供电煤耗，全面推广世界一流水平的能效标准。加快现役煤电机组升级改造，新建大型机组采用超超临界等最先进的发电技术，建设高效、超低排放煤电机组，推动实现燃煤电厂主要污染物排放基本达到燃气电厂排放水平。	《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》
2017 年	力争 淘汰 火电落后产能 2000 万千瓦以上。 新建 燃煤发电机组平均供电煤耗 低于 300 克标煤/千瓦时， 现役 燃煤发电机组经改造平均供电煤耗 低于 310 克标煤/千瓦时。“十三五”期间，全国实施煤电超低排放改造约 4.2 亿千瓦，实施节能改造约 3.4 亿千瓦，力争淘汰落后煤电机组约 2000 万千瓦。到 2020 年，全国现役煤电机组平均供电煤耗降至 310 克标煤/千瓦时；具备条件的 30 万千瓦级以上机组全部实现超低排放。	《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》
2018 年	按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，重点削减非电力用煤，提高电力用煤比例，2020 年全国电力用煤占煤炭消费总量比重达到 55%以上。继续推进电能替代燃煤和燃油，替代规模达到 1000 亿度以上。	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》

2019 年	持续推进污染防治，打赢蓝天保卫战。根据我国在巴黎协定的承诺，到 2020 年，中国的非化石能源占一次能源消费比重达到 15%，2030 年达到 20%。	两会
--------	--	----

（二）气电

2017 年《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》中指出“有序发展天然气发电”，并给出新增燃气调峰电站装机目标“500 万千瓦以上”。

关键政策：

2017 年 6 月 5 日《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》：**有序发展**天然气发电。充分发挥现有天然气电站调峰能力，推进天然气调峰电站建设，在有条件的华北、华东、南方、西北等地区**建设**一批天然气调峰电站，**新增规模达到 500 万千瓦以上**。

2.1.2.2 供热领域

在政策的驱动下，加上中央以及地方财政的支持，我国供热行业已形成以清洁能源供热为主的发展趋势。根据规划，到 2021 年，北方地区清洁取暖率将达到 70%；工业领域，在国家产业升级背景下，长三角、珠三角地区的多个省市在近期出台的能源规划、生态环保、产业发展等相关政策中，均强调重视工业园区的供热建设和高能耗供热转型。要求加快燃煤工业锅炉替代及清洁改造，推动有条件的园区完善园区集中供热设施，积极推广集中供热。

从 2013 年《大气污染防治行动计划》到 2016 年《“十三五”生态环境保护规划》规定到 2017 年，以“基本淘汰 10 蒸吨/小时及以下”为目标，淘汰范围“除必要保留的以外，地级及以上城市建成区”的政策不变。

2018 年《打赢蓝天保卫战三年行动计划》淘汰目标升级，每小时 10 蒸吨及以下的标准扩大范围到“县级及以上城市建成区”，并且在“重点区域”基本淘

汰标准提高到“每小时 35 蒸吨以下”，同时开始注重“每小时 65 蒸吨及以上”的节能和超低排放改造。2019 年《2019 年全国大气污染防治工作要点》对于“每小时 35 蒸吨以下”和“每小时 65 蒸吨及以上”指标不变，政策上给出“加快”、“推进”的描述推动执行。

禁止新建指标方面，2013 年规定“到 2017 年，地级及以上城市建成区”“禁止每小时 20 蒸吨以下”的燃煤锅炉，其它地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉；2018 年要求升级，适用范围扩大到“县级及以上城市建成区”，禁止标准为“不再新建每小时 35 蒸吨以下”燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。

关键政策：

时间	政策	来源文件
2013 年	到 2017 年，除必要保留的以外，地级及以上城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下的燃煤锅炉，禁止新建每小时 20 蒸吨以下的燃煤锅炉；其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。	《大气污染防治行动计划》
2016 年	鼓励热电联产机组替代燃煤小锅炉，推进城市集中供热。到 2017 年，除确有必要保留的外，全国地级及以上城市建成区基本淘汰 10 蒸吨以下燃煤锅炉。	《“十三五”生态环境保护规划》
2018 年	开展燃煤锅炉综合整治。加大燃煤小锅炉淘汰力度。县级及以上城市建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施，原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉。环境空气质量未达标城市应进一步加大淘汰力度。重点区域	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》

	基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉，每小时 65 蒸吨及以上燃煤锅炉全部完成节能和超低排放改造	
2019 年	加大燃煤小锅炉淘汰力度，重点区域加快淘汰 35 蒸吨/小时以下燃煤锅炉，推进 65 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉实施超低排放改造，推进燃气锅炉实施低氮燃烧改造。	《2019 年全国大气污染防治工作要点》

2.1.3 财政资金支持

贯彻落实《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，2013 年，中央财政整合有关专项设立大气污染防治专项资金，使有限的资金更好地用在刀刃上，中央财政安排 50 亿元资金，全部用于京津冀及周边地区(具体包括京津冀蒙晋鲁六个省份)大气污染治理工作，重点向治理任务重的河北省倾斜该项资金以“以奖代补”的方式，按上述地区预期污染物减排量、污染治理投入、PM2.5 浓度下降比例三项因素分配。本年度结束后，中央财政将对上述地区大气污染防治工作成效进行考核，根据实际考核结果再进行奖励资金清算，突出绩效导向作用。

2014 年，国务院召开常务会议中央财政设立的大气污染防治专项资金为 100 亿，该部分资金将按照“以奖代补”方式用于重点区域大气污染防治。除中央财政，不少地方政府今年也将设立大气污染防治专项资金。如，北京市预计设 12.5 亿元大气污染专项资金，河北省该资金规模为 1 亿元，山东省则表示设 11.85 亿元环保和大气污染防治资金，内蒙古也表示会设立专项资金。

2015 年，中央财政划拨 115 亿元专项资金，支持范围包括北京、河北、河南等 11 省市，得到中央财政支持。财政部、环保部发布《关于加强大气污染防治专项资金管理提高使用绩效的通知》，强化大气治理重点任务资金政策保障，推进专项资金预算执行，加强专项资金管理使用的指导和考核。

2016 年财政部、环境保护部发布关于印发《大气污染防治专项资金管理办

法》的通知。同年世界银行与华夏银行正式启动了“绿色金融创新实践暨京津冀大气污染防治融资创新项目”，投资规模超过 100 亿元人民币，贷款支持期限可达 20 年，项目支持范围主要涵盖能效项目、可再生能源项目及污染防控项目。

2017 年中央财政安排专项资金 160 亿元，支持京津冀及周边、长三角、珠三角 13 个省(区、市)大气污染防治，重点保障燃煤锅炉整治、散煤替代、挥发性有机物污染治理、机动车污染治理等。60 亿元专项用于北方地区冬季清洁取暖试点。“十三五”以来，累计安排专项资金 272 亿元。

2018 年财政部、生态环境部关于印发《大气污染防治资金管理办法》的通知，规范和加强大气污染防治资金管理，提高财政资金使用效益。专项资金支持范围包括京津冀及周边地区、汾渭平原、长三角等重点区域。一是北方地区冬季清洁取暖试点：支持北方地区重点区域按照“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”的原则，推进散煤治理和清洁替代，并同步开展建筑节能改造，专项资金以城市为单位进行定额奖补；二是“打赢蓝天保卫战”的其他重点任务。根据相关要求，用于支持燃煤锅炉及工业炉窑综合整治、挥发性有机物（VOCs）治理、柴油货车污染治理等对大气环境质量改善有突出影响的事项。专项资金根据重点任务的情况可采取定额奖补和因素法分配的方式下达。

2019 年，《关于 2018 年中央和地方预算执行情况与 2019 年中央和地方预算草案的报告》中提出，2019 年中央财政将积极支持污染防治，将打赢蓝天保卫战作为重中之重，中央财政大气污染防治资金安排 250 亿元，增长 25%。2019 年中央财政支持大气、农村环境整治和土壤污染防治的专项资金比 2018 年增长近 1/4。

2.1.4 重点地区管理

2013 年《大气污染防治行动计划》对京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北等重点地区提出了高绩效要求。(1) 污染物排放要求：“到 2017 年，京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物浓度分别下降 25%、20%、15%左右，其中北京市细颗粒物年均浓度控制在 60 微克/立方米左右”；“京津冀、长三角、珠三角等区域要于 2015 年底前基本完成燃煤电厂、燃煤锅炉和工业窑炉的污染治理设施

建设与改造”。(2) 能源消费结构要求：“加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。到 2015 年，新增天然气干线管输能力 1500 亿立方米以上，覆盖京津冀、长三角、珠三角等区域”；“到 2017 年，基本完成燃煤锅炉、工业窑炉、自备燃煤电站的天然气替代改造任务”。

《“十三五”节能减排综合工作方案》于 2017 年发布，再次强调控制京津冀及周边地区、长三角、珠三角、东北等重点地区的污染物排放，“控制煤炭消费，加快推进以气代煤”。2018 年发布的《打赢蓝天保卫战三年行动计划》中，针对性的对京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原提出不同要求各区域做出相应政策响应。

2.1.4.1 京津冀及周边

京津冀及周边地区《京津冀及周边地区*年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动》(包括征求意见稿)针对“2+26”城市，连续发布了“2017-2018”、“2018-2019”、“2019-2020”，执行力度、要求标准不断升级。

从 2017-2018 年攻坚行动开始“量化问责”；2018-2019 年度改善目标为秋冬(10 月初至次年 3 月底)京津冀及周边地区细颗粒物(PM_{2.5})平均浓度同比下降 3%左右，重度及以上污染天数同比减少 3%左右；到 2019-2020 年，细颗粒物(PM_{2.5})下降要求提高，PM_{2.5} 平均浓度同比下降 4%，重度及以上污染天数同比减少 6%。

不断拓展能源多样性。“严防散煤复烧”，在“坚持因地制宜，合理确定改造技术路线，宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”的基础上，2019-2020 年政策新增“积极推广太阳能光热利用和集中式生物质利用”。

燃煤锅炉淘汰范围和容量也得到进一步扩大和提高。从“2018 年 12 月底前，北京、天津、河北省(市)基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉；山西、山东、河南省淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉，城市建成区基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉”升级为“2019 年 12 月底前，“2+26”城市行政区域内基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉”。

拓展天然气利用。2018-2019 年度“抓好天然气产供储销体系和调峰能力建设。确保突出重点，新增天然气量优先用于城镇居民和冬季取暖散煤替代”，在 2019-2020 年政策中有所放宽，着重“确保气源电源稳定供应”，“加快管网互联互通和储气能力建设，做好清洁取暖保障工作”。

2.1.4.2 汾渭平原和长三角

汾渭平原和长三角地区 2019 年开始单独发布《秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》。

汾渭平原排放目标为：秋冬季期间（2019 年 10 月 1 日至 2020 年 3 月 31 日），PM2.5 平均浓度同比下降 3%，重度及以上污染天数同比减少 3%。长三角地区排放目标为：冬季期间（2019 年 10 月 1 日-2020 年 3 月 31 日），PM2.5 平均浓度同比下降 2%，重度及以上污染天数同比减少 2%。

在政策的定性要求方面两区域相似，包括：“因地制宜，优化产业结构”、“燃料清洁低碳化替代”等。基本排放物要求“暂未制订行业排放标准的工业炉窑，要求颗粒物、SO₂、NO_x 排放分别不高于 30、200、300 毫克/立方米进行改造，其中，日用玻璃、玻璃棉的氮氧化物排放不高于 400 毫克/立方米”。略有差异的是汾渭平原强调了供暖需求，有效推进清洁取暖，“严防散煤复烧”，按照“以气定改、以供定需，先立后破、不立不破”的原则，坚持“先规划、先合同、后改造”。

关键政策：

2017 年 8 月 18 日《京津冀及周边地区 2017-2018 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》；

2018 年 9 月 18 日《京津冀及周边地区 2018-2019 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》；

2019 年 9 月 25 日《京津冀及周边地区 2019-2020 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》；

2019年11月04日《汾渭平原2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》；

2019年11月04日《长三角地区2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》。

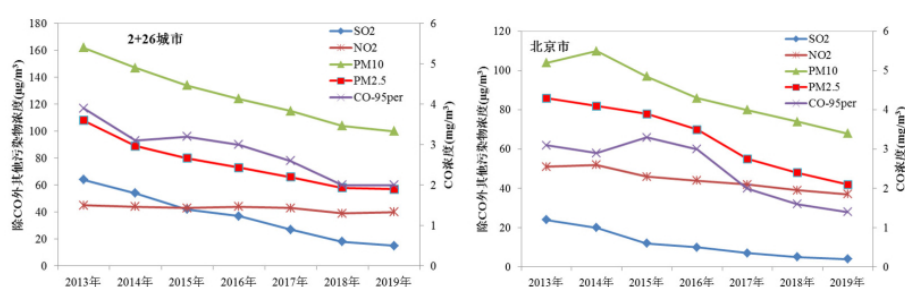
2.2 环境治理成果

在一系列政策的颁布和实施过程中，我国大气污染的控制与治理取得了一定成果，区域空气质量改善明显。

(一) 空气质量明显改善

(1) 全国PM2.5年均浓度大幅下降，重污染天数显著减少

全年空气质量大幅改善。2013-2019年，全国74个新标准第一阶段监测实施城市（即74城市）PM2.5、PM10、SO₂、CO和NO₂浓度分别下降43%、40%、73%、39%和12%，平均重污染天数由29天减至5天。京津冀及周边地区“2+26”城市PM2.5、PM10、SO₂、CO和NO₂浓度分别下降47%、38%、77%、49%和11%，平均重污染天数由75天减至20天。北京市改善幅度更明显，PM2.5、PM10、SO₂、CO、NO₂浓度在近6年中分别下降51%、35%、83%、55%和27%，重污染天数由53天减至4天。

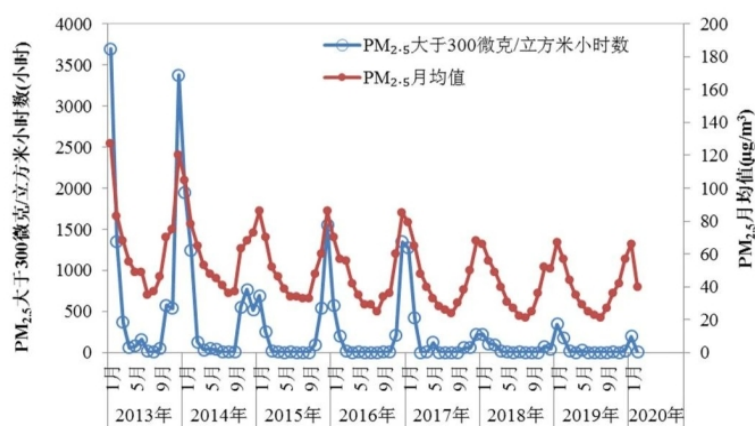


来源：中国环境监测总站

图 2-1 “2+26”城市和北京市PM10、PM2.5及SO₂、NO₂和CO的变化趋势

2013-2019年期间，全国337城市PM2.5重污染频次显著下降，74城市PM2.5小时浓度超300微克/立方米的频次下降94.2%。涵盖全国337个地级及以上城

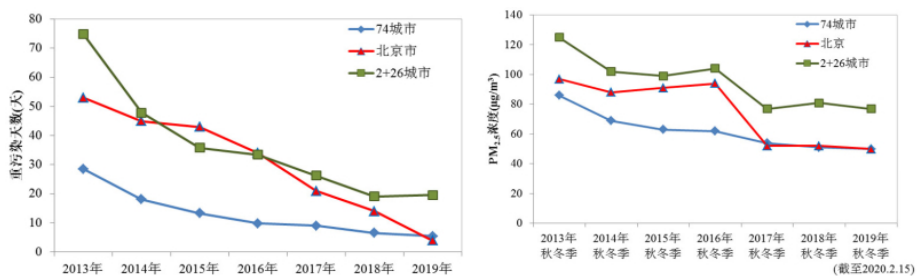
市的国家城市环境空气质量监测网的监测统计结果表明，2015年至2019年全国地级城市PM_{2.5}重污染天数（PM_{2.5}日均值大于150微克/立方米）呈显著下降趋势，由2015年的3083天下降至2019年的1813天，降幅达41.2%，PM_{2.5}小时值超过300微克/立方米的小时数较2015年减少58.8%。2020年1-2月，全国地级城市PM_{2.5}重污染天数为历史同期最低，较2015年同期减少39.2%，PM_{2.5}小时值超过300微克/立方米的小时数较2015年减少47.8%。可见，无论是PM_{2.5}重污染天数还是PM_{2.5}小时浓度超300微克/立方米的小时数均在2015年至2020年间有显著下降，全国地级城市重污染天气大幅减少。



来源：中国环境监测总站

图 2-2 74 城市逐月 PM_{2.5} 大于 300 微克/立方米的小时数

从秋冬季来看，2019 - 2020 年秋冬季（截至 2020 年 2 月 15 日，下同），74 城市 PM_{2.5} 平均浓度为 50 微克/立方米，与 2013 - 2014 年秋冬季相比下降 44%；平均每个城市发生 4 天重污染天，比 2013 年秋冬季减少 15 天。“2+26”城市 2019 - 2020 年秋冬季 PM_{2.5} 平均浓度为 77 微克/立方米，与 2013 年相比下降 40%；每个城市平均发生 14 天重污染，比 2013 年秋冬季同期减少 28 天。北京市秋冬季 PM_{2.5} 浓度呈波动下降趋势，2019 - 2020 年秋冬季 PM_{2.5} 浓度比 2013 年下降 44%；发生 8 天重污染，比 2013 年秋冬季同期减少 12 天，空气质量改善明显。



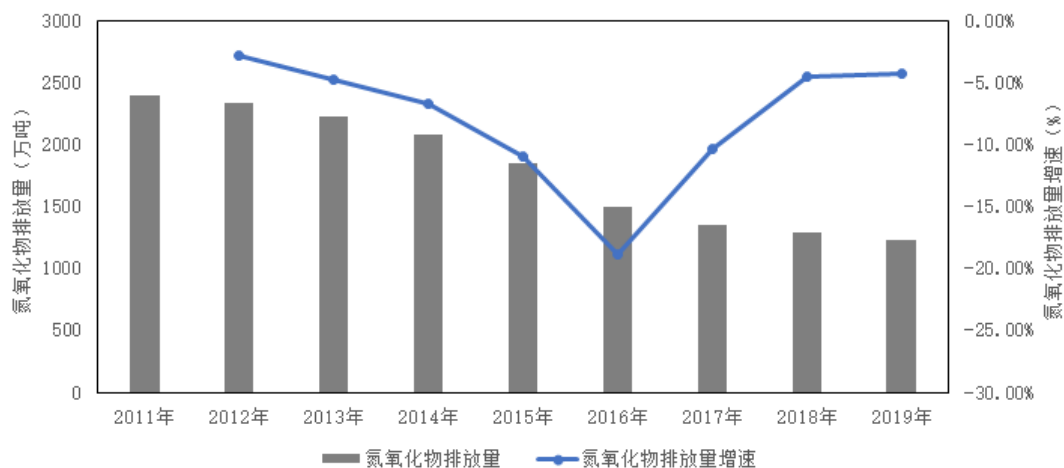
来源：中国环境监测总站

图 2-3 全国 74 城市、“2+26”城市和北京市重污染超标天和秋冬季 PM2.5 浓度的变化

(二) 排放物治理成果

(1) 氮氧化物 (NOx)

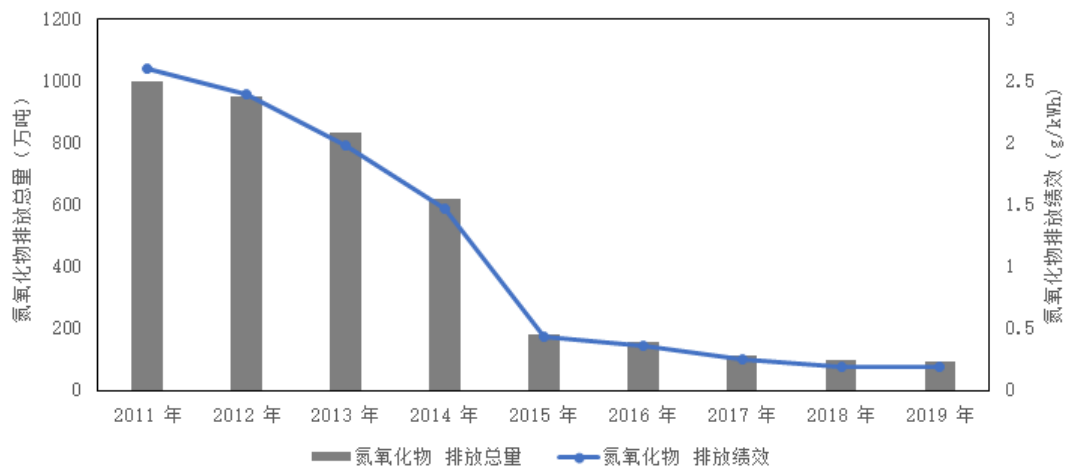
氮氧化物是影响雾霾的重要因素之一，是大气污染物治理的重点。其来源主要为化石能源燃烧，如火力发电、采暖锅炉、机动车尾气等。近年来，我国为改善环境，不断加强氮氧化物排放的治理。如下图所示，氮氧化物排放量在逐年降低，其中 2016 年降幅最大，相较于 2015 年减少了约 25%。但 2017 年-2018 年排放量的降幅在减少，2018 年和 2019 年相比 2017 年仅减少了约 5%。



数据来源：生态环境部

图 2-2 中国氮氧化物排放量

电力行业是氮氧化物排放的重点领域，近年来随着大气污染物排放限值不断升级和氮氧化物控制技术的不断进步，电力行业氮氧化物的排放量在逐年减少。

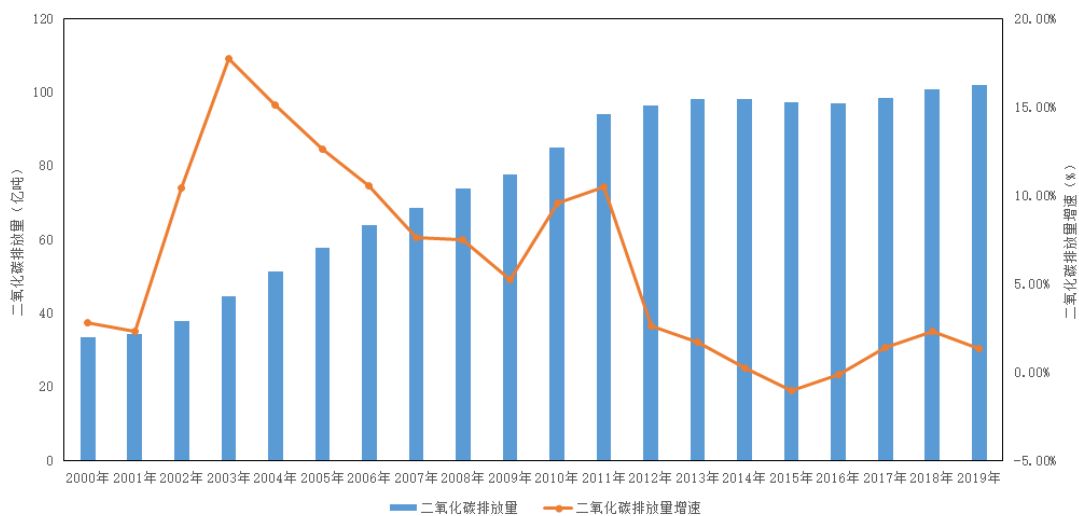


数据来源：中电联

图 2-3 中国电力行业氮氧化物排放总量及排放绩效

(2) 二氧化碳 (CO₂)

2011年前我国二氧化碳排放量增速较快，2012年后二氧化碳排放总量增速减缓，其中2015年和2017年出现负增长。



数据来源：Worldbank

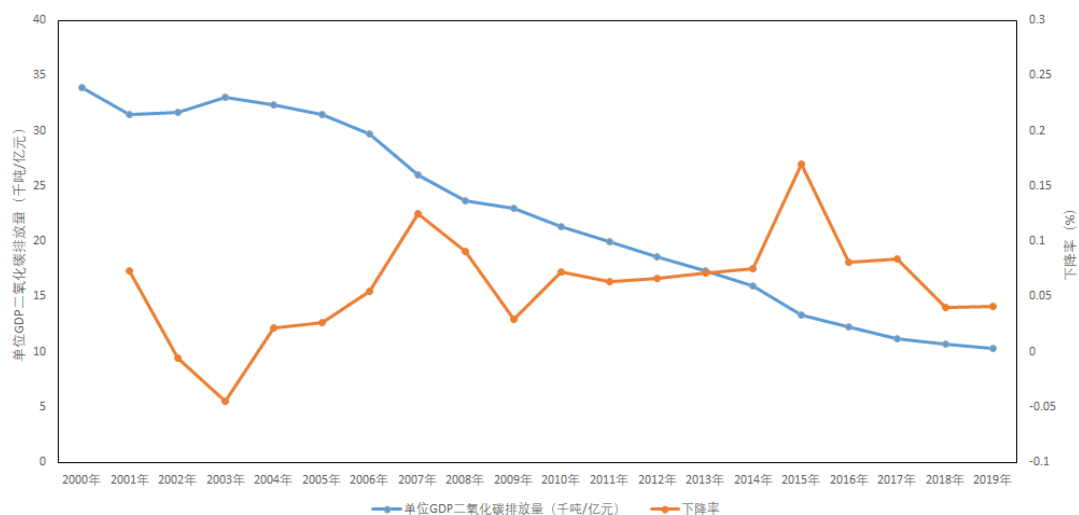
图 2-4 我国历年二氧化碳排放量及增速

单位国内生产总值的二氧化碳排放量不断下降，2015年下降率超过15%，十三五以来保持在4%以上的下降速度。

2019年中国单位国内生产总值（GDP）二氧化碳排放下降4.1%，比2005

年累计下降 45.8%，相当于减排 52.6 亿吨二氧化碳，超过到 2020 年单位国内生产总值二氧化碳排放降低 40%~45% 的目标。基本扭转了二氧化碳排放快速增长的局面。

2019 年，初步核算，全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降 4.1%。



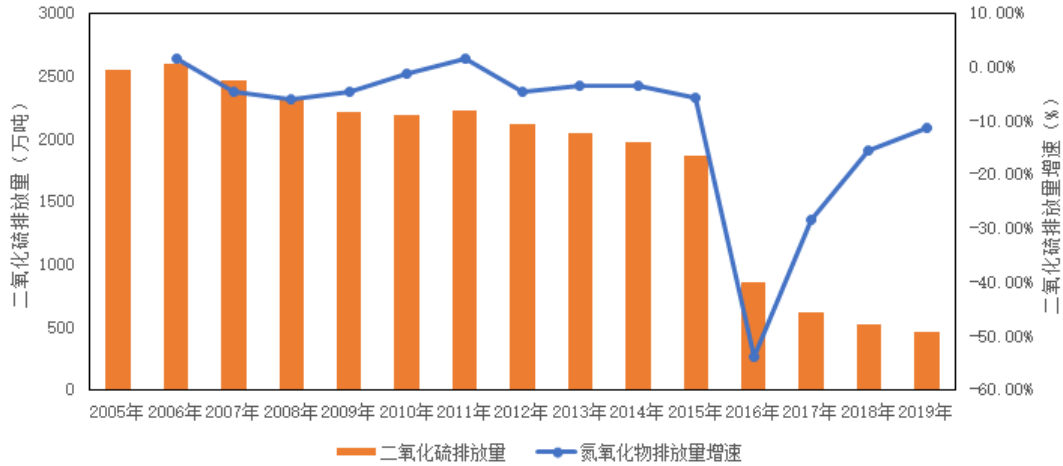
数据来源：Worldbank, IEA, NBSC

图 2-5 中国单位国内生产总值二氧化碳排放总量

(3) 二氧化硫 (SO₂)

空气中的二氧化硫主要由燃煤产生。

在气代煤和煤电超低排放改造的实施下，到 2016 年 SO₂ 排放已获得先祖效果。对比 2015 年，2018 年 338 个城市 SO₂ 年均浓度范围由 5-71 μg/m³ 变为 3-46 μg/m³，平均浓度由 25 μg/m³ 下降至 14 μg/m³。排放总量方面，2015 年到 2018 年我国二氧化硫排放减少了约一半。



数据来源：国家统计局

图 2-6 二氧化硫排放量

2.3 环境治理存在的问题

2.3.1 环境污染仍然严重

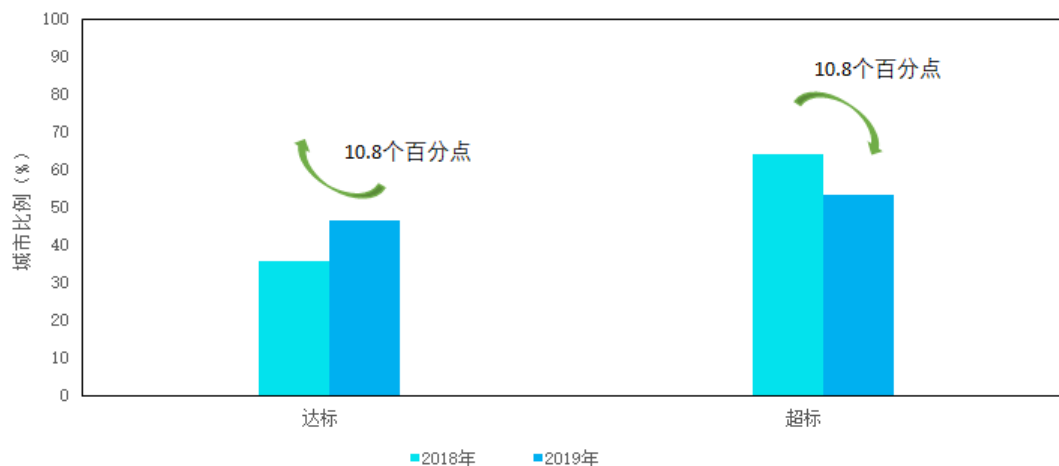
随着我国经济的快速发展，工业化、全球化的趋势，无序的过度开发，行业的快速发展和城市人口的快速增长，导致能源的消耗、污染物的排放量不断增加，对环境问题产生了较大的影响。近年来，我国大部分地区都存在严重的雾霾污染问题，造成空气质量下降，影响生态环境、人类健康、交通安全、供电系统及农业生产等。随着雾霾走进我们的生活，空气质量问题得到人们的重点关注。

雾霾中的细小颗粒物，面积大，活性强，易附带有毒、有害物质（例如，重金属、细菌等），会为疾病传播推波助澜，且在大气中的停留时间长、输送距离远，因而对人体健康和大气环境质量的影响更大。

自 2013 年冬季，我国中东部地区雾霾呈高发态势，雾霾污染波及到 100 多个大中型城市，全国的平均雾霾天数达到历史顶峰。我国治理雾霾的措施已经产生了一些成效，并建立雾霾天气监测体系，准确全面掌握大气雾霾的时空分布，做到雾霾天气预警和防治。

2019 年，全国 337 个地级及以上城市（以下简称 337 个城市）中，157 个城市环境空气质量达标，占全部城市数的 46.6%；180 个城市环境空气质量超标，

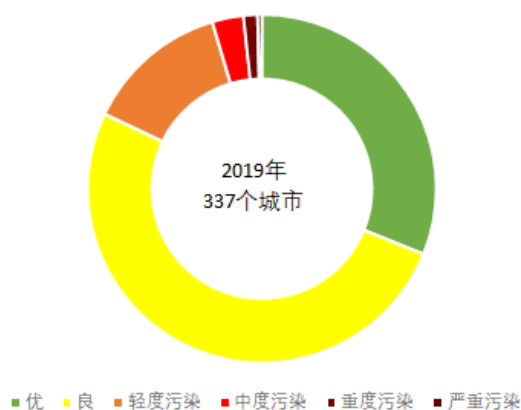
占 53.4%。337 个城市平均优良天数比例为 82.0%，16 个城市优良天数比例为 100%，199 个城市优良天数比例在 80%-100%之间，106 个城市优良天数比例在 50%-80%之间，1 个城市优良天数比例低于 50%。



来源：生态环境部

图 2-7 337 个城市环境空气质量达标情况年际比较

337 个城市发生重度污染 1666 天次，比 2018 年减少 88 天；严重污染 452 天次，比 2018 年减少 183 天。以 PM2.5 为首要污染物的天数占重度及以上污染天数的 78.8%，以 PM10 为首要污染物的占 19.8%，以 O₃ 为首要污染物的占 2.0%。



来源：生态环境部

图 2-8 2018 年 338 个城市环境空气质量各级别天数比例

从达标天数来看，169 个重点城市中 59 个城市的达标天数相比 2017 年减少，

共有 14 个城市减少 20 天以上。

最新数据显示,中国的空气污染防治虽然总体有所改善,但其效果正在放缓。2019 年,中国有 48 个城市跻身世界空气污染最严重 100 城之列。2019 年中国 15 个主要城市中超过一半的城市的空气质量比 2018 年差。西安、天津、沈阳、哈尔滨、重庆的年均细颗粒物浓度上升超过 5%,北京、广州、佛山下降超过 5%。



来源: SmartAir

图 2-9 2019 年中国部分城市 PM2.5 变化

2.3.2 能源结构清洁化水平仍偏低

《大气污染防治法》规定“防治大气污染应当以改善大气环境质量为目标,坚持源头治理,规划先行,转变经济发展方式,优化产业结构和布局,调整能源结构”。目前,我国部分地区存在产业结构偏重、能源结构调整不到位等问题,成为大气污染的主因。通过能源结构和产业结构调整能够降低环境污染。

2.3.3 治理形势严峻

(1) 与国际水平存在差距

按 PM2.5 平均浓度计算,2017 年底,全国 338 个城市的平均浓度为 43 微克/立方米,到 2018 年底降为 39 微克/立方米;欧盟 28 国平均浓度低于 15 微克/立方米,美国的主要城市平均浓度低于 8 微克/立方米。与世界卫生组织的最终推荐值 10 微克/立方米相比,欧盟已经达到第三阶段,美国已经到了终极值,而我国的环境治理还需要长期的努力,距离理想目标还有很长时间。

(2) 总量控制压力巨大

大气污染治理制度的管制对象以二氧化硫、悬浮颗粒物、氮氧化物等为主，多种污染融合治理；同时对污染物的管制重点由浓度控制转为总量控制。

不同时期政府管制的主要大气污染物是不同的。改革开放后至 2000 年前，经济发展和城市化一直占政府工作的核心地位，所以发展工业和城镇化建设成为必然趋势，这就造成煤炭、发电行业的迅速发展，导致了二氧化硫、酸雨等的出现，因此这一阶段政府主要治理二氧化硫等主要污染物。随着时代的发展和科技的进步，发现污染物是相互影响的，如一氧化碳、二氧化碳、二氧化硫、可悬浮颗粒物等相互作用会导致再污染，因此加强了对多种污染物的融合治理，《大气污染防治法(2015)》规定对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物、氨等大气污染物和温室气体实施协同控制，并重点控制机动车尾气污染和燃煤污染等污染源头。

随着技术的发展，对污染物的管制重点由浓度控制转为总量控制。以二氧化硫为例，排放量近年来虽有所减少，但排放绝对量仍然巨大。1991 年我国二氧化硫排放总量为 1622 万吨，2006 年达到峰值 2589 万吨。随后每年逐渐减少，但 2013 年的排放仍然达到 2044 万吨，2017 年总量达到 875 万吨。根据绿色和平组织（Greenpeace）的报告显示，印度是最大的二氧化硫排放国，其次分别是俄罗斯、中国、墨西哥和伊朗。综上所述，我国大气污染物总量控制的压力仍然较大。

(3) 重污染天数出现反弹现象

2018 年-2019 年天然气的消费增速有所下降，从 18.1% 下降到 9.4%。PM2.5 重度污染天数有所反弹，从 1687 小时到 1813 小时。

2.4 本章小结

(一) 我国环境治理体系日趋完善

为应对气候变化、保护环境和减少空气污染对公众身体健康的威胁，我国积极推进能源转型，控制煤炭消费量和推进煤炭有效清洁利用，推进天然气和可再

生能源的发展，以“清洁化、低碳化、高效化”为主要特征的能源转型正在兴起，能源和环保等部门自 2013 年相继颁布优化能源结构的政策；提高燃煤机组和燃煤锅炉的排放标准倒逼企业改造升级，电力部门相继提高燃煤机组排放标准，加大燃煤机组污染排放治理，政策倾向推进天然气发电和新能源发电这些清洁能源提供电力；给与经济上的激励和保障以推进企业技术和设备的升级以达到减排目标，自 2014 年以来，大气污染防治专项资金不断充实。

（二）环境治理取得阶段性成果

在各部门的努力下，区域空气质量改善明显，单位国内生产总值（GDP）二氧化碳排放持续下降，秋冬季重污染程度明显降低，全国 PM2.5 年均浓度大幅下降，重污染天数显著减少。同时，电力脱硫、脱硝和大气治理行业得到迅速发展，市场不断扩大。大气治理和能源电力等产业得到了相互推进良性发展。

（三）环境治理仍面临诸多挑战

我们在总结治理成效的同时，也应看到现存的问题。与发达国家相比，我国空气污染依然严重，仍有 180 个城市 PM2.5 年均浓度尚未达标，臭氧污染也日益凸显，按 PM2.5 平均浓度计算，2017 年底，全国 338 个城市的平均浓度是 43 微克/立方米，跟世界卫生组织的最终推荐值 10 微克/立方米相比，我国的环境治理还需要长期的努力。

另一方面大气污染物的总量控制压力仍然巨大，污染物总量每年逐渐减少，但是各类污染物的排放总量在国际上仍处于高位。

同时在京津冀及周边、汾渭平原等重点地区，优良天数比例反弹现象频发。

3 天然气和煤炭利用现状

3.1 战略规划

（一）国家战略

构建清洁低碳新体系，能源结构调整势在必行。能源行业在国家发展和安全中具有重要地位和深刻影响。为实现全面建设小康社会的目标和应对能源长远发展遇到的严峻挑战，我国根据具体国情，建立了符合中国特色的能源效率不断提高和环境保护日益加强的中长期可持续发展能源战略；提出要推进能源生产和消费革命，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为我国能源革命和能源发展提出了方向。

《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》

2014年6月7日，国务院办公厅印发《能源发展战略行动计划（2014—2020年）》（以下简称《行动计划》），明确了2020年我国能源发展的总体目标、战略方针和重点任务，部署推动能源创新发展、安全发展、科学发展。《行动计划》明确了我国能源发展的五项战略任务。**一是增强能源自主保障能力。**推进煤炭清洁高效开发利用，稳步提高国内石油产量，大力发展天然气，积极发展能源替代，加强储备应急能力建设。**二是推进能源消费革命。**严格控制能源消费过快增长，着力实施能效提升计划，推动城乡用能方式变革。**三是优化能源结构。**降低煤炭消费比重，提高天然气消费比重，安全发展核电，大力发展可再生能源。**四是拓展能源国际合作。**深化国际能源双边多边合作，建立区域性能源交易市场，积极参与全球能源治理。**五是推进能源科技创新。**明确能源科技创新战略方向和重点，抓好重大科技专项，依托重大工程带动自主创新，加快能源科技创新体系建设。

习近平总书记关于国家能源安全发展的“四个革命、一个合作”战略思想

2014年6月13日，中央召开财经领导小组第六次会议，研究国家能源安全战略。习近平就推动能源生产和消费革命提出五点要求。**第一，推动能源消费革命，抑制不合理能源消费。**坚决控制能源消费总量，有效落实节能优先方针，把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，坚定调整产业结构，高度重视城镇化

节能，树立勤俭节约的消费观，加快形成能源节约型社会。**第二，推动能源供给革命，建立多元供应体系。**立足国内多元供应保安全，大力推进煤炭清洁高效利用，着力发展非煤能源，形成煤、油、气、核、新能源、可再生能源多轮驱动的能源供应体系，同步加强能源输配网络和储备设施建设。**第三，推动能源技术革命，带动产业升级。**立足我国国情，紧跟国际能源技术革命新趋势，以绿色低碳为方向，分类推动技术创新、产业创新、商业模式创新，并同其他领域高新技术紧密结合，把能源技术及其关联产业培育成带动我国产业升级的新增长点。**第四，推动能源体制革命，打通能源发展快车道。**坚定不移推进改革，还原能源商品属性，构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全能源法治体系。**第五，全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。**在主要立足国内的前提条件下，在能源生产和消费革命所涉及的各个方面加强国际合作，有效利用国际资源。

《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》

推进能源生产和消费革命，有利于增强能源安全保障能力、提升经济发展质量和效益、增加基本公共服务供给、积极主动应对全球气候变化、全面推进生态文明建设，对于全面建成小康社会和加快建设现代化国家具有重要现实意义和深远战略意义。必须牢固树立和贯彻落实新发展理念，适应把握引领经济发展新常态，坚持以推进供给侧结构性改革为主线，把推进能源革命作为能源发展的国策，筑牢能源安全基石，推动能源文明消费、多元供给、科技创新、深化改革、加强合作，实现能源生产和消费方式根本性转变。

《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》

2020年4月10日，国家能源局发布关于《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》（下称《能源法（征求意见稿）》）。自2007年12月首次对外征求意见以来，《能源法（征求意见稿）》始终处于修订送审、纳入计划、持续修订的进程中。然而，国内能源供需形势和面临的内外部环境，与2007年时相比已经发生显著变化，多项能源业务需要从法律层面获得确认和保障。

《征求意见稿》拟推进的工作重点主要有：一是通过战略、规划统筹指导能

源开发利用活动，推动能源清洁低碳发展；二是科学推进能源开发和能源基础设施建设，提高能源供应能力；三是支持能源体制改革，全面推进能源市场化；四是建立能源储备体系，加强应急能力建设，保障能源安全；五是全面推进科技创新驱动，提升能源标准化水平，加快能源技术进步；六是依法加强对能源开发利用的监督管理，健全监管体系，推进能源治理体系和治理能力现代化。

国务院能源主管部门会同国务院有关部门采取措施，积极合理发展天然气，优化天然气利用结构，提高天然气在一次能源消费中的比重。在《能源法（征求意见稿）》明确提出要提高天然气在一次能源消费中的比重，是对天然气在环境保护、能源结构转型升级过程中发挥重要作用的肯定。

电网、石油天然气管网等能源输送管网设施应当完善公平接入机制，依法向符合条件的能源生产、销售企业等市场主体公平、无歧视开放。任何单位和个人不得限制市场主体按照国家有关规定申请接入能源输送管网。国家加强管网统筹规划，促进管道间互联互通。对于天然气管网的公平公开开放，在《能源法（征求意见稿）》不仅设立了加强管网开放的监督管理，而且还明确了相应的责任。国家石油天然气管网集团有限公司于 2019 年 12 月 9 日成立，此后具体工作逐步展开。

（二）发展规划

能源需求持续增长，推动清洁能源消费。根据《能源发展“十三五”规划》，到 2020 年，能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内，煤炭消费总量控制在 41 亿吨以内，非化石能源消费比重提高到 15%以上，天然气消费比重力争达到 10%，煤炭消费比重降低到 58%以下。

《煤炭工业发展“十三五”规划》中提出在我国一次能源结构中，煤炭将长期是主体能源。要努力建设节约、安全、高效、绿色的现代化煤炭工业体系。化解淘汰过剩落后产能 8 亿吨/年左右，通过减量置换和优化布局增加先进产能 5 亿吨/年左右，到 2020 年，煤炭产量 39 亿吨。煤炭消费量 41 亿吨。

《天然气发展“十三五”规划》中提出加快天然气产业发展，提高天然气在一次能源消费中的比重，是我国加快建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的

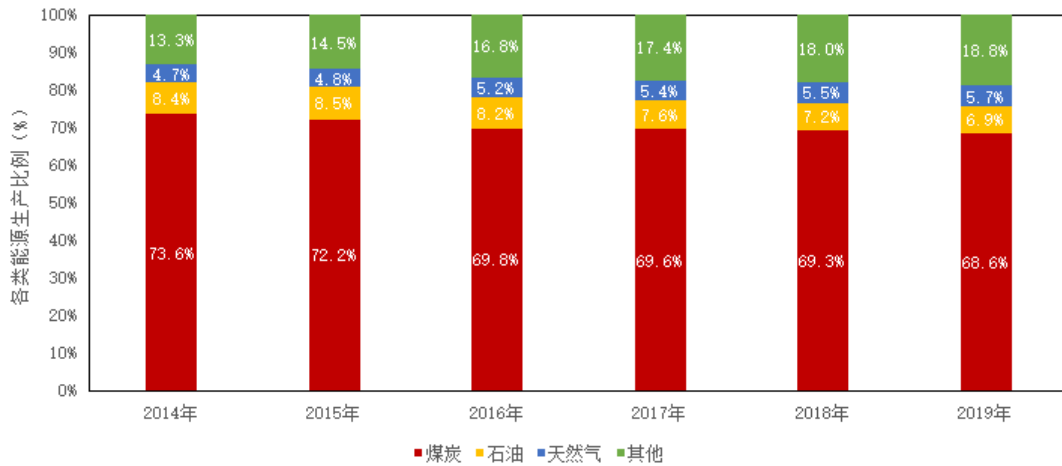
必由之路，也是化解环境约束、改善大气质量，实现绿色低碳发展的有效途径，同时对推动节能减排、稳增长惠民生促发展具有重要意义。到 2020 年国内天然气综合保供能力达到 3600 亿立方米以上。

3.2 利用现状

3.2.1 能源生产和消费现状

(一) 能源生产

我国是“富煤、贫油、少气”的国家。长期以来，煤炭在一次能源生产和消费中占据主导地位。近年来，煤炭生产占比逐年下降，由 2014 年的 73.6% 降至 2019 年的 68.6%；天然气生产占比逐年提升，由 2014 年的 4.7% 提高至 2019 年的 5.7%。



数据来源：国家统计局

图 3-1 2014-2019 年能源生产结构

在天然气开发方面，2015-2019 年，中国天然气产量逐年递增，增速整体上升。根据国家统计局数据，2019 年，天然气产量 1761.74 亿立方米，同比增长 10%，其中，产量大于 50 亿立方米的盆地有鄂尔多斯、四川、塔里木、珠江口、柴达木和松辽盆地，合计产量达 1352.68 亿立方米，占全国总量的 89.7%。2020 年 1-11 月份，生产天然气 1702 亿立方米，同比增长 9.3%。

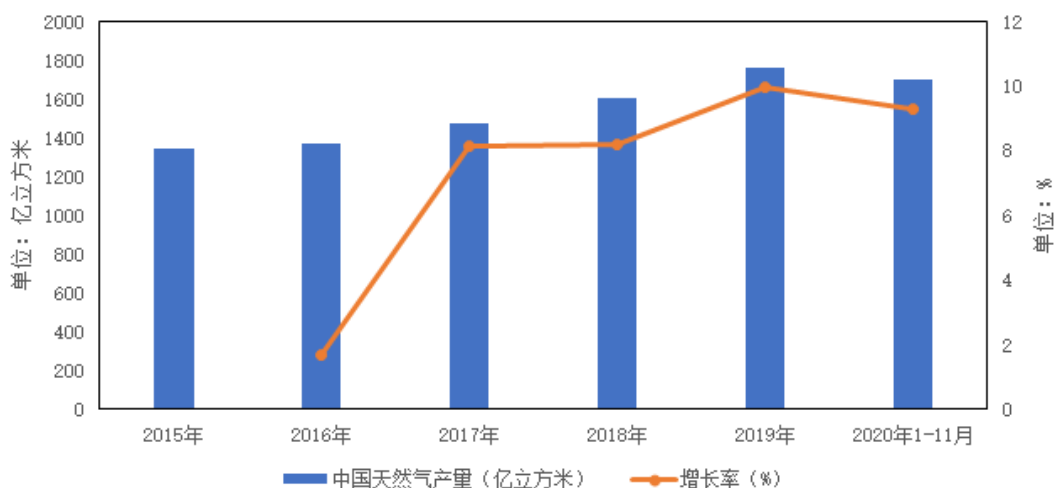
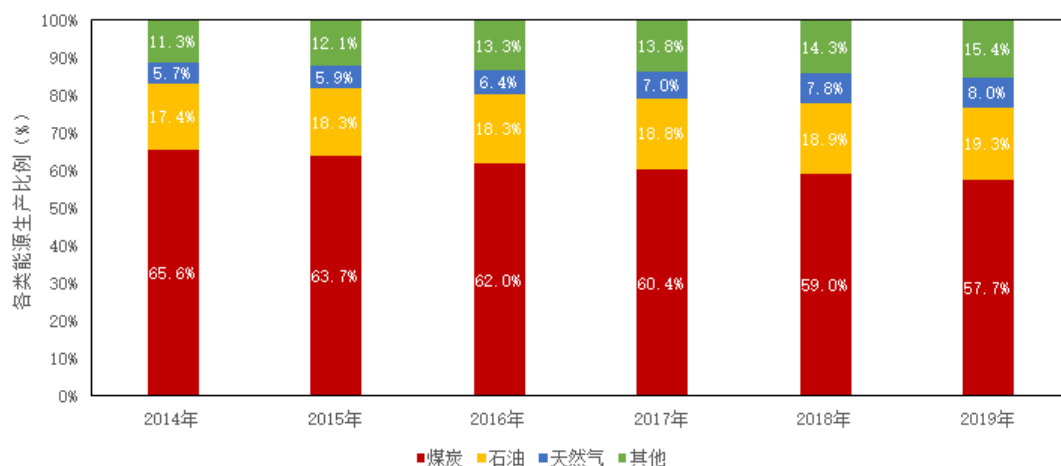


图 3-2 2015-2019 年我国天然气产量

（二）能源消费

随着我国能源生产和消费革命的推进，我国能源消费结构不断优化，煤炭消费占比不断降低，由 2014 年的 65.6% 降至 2019 年的 57.7%；天然气和可再生能源等清洁能源消费比重不断提高，天然气消费占比由 2014 年的 5.7% 提高到 2019 年的 8%。这一发展趋势符合我国能源战略发展方向，是我国节能减排和打赢蓝天保卫战的要求，并且与全球能源转型的趋势是一致的。



数据来源：国家统计局

图 3-2 2014-2019 年能源消费结构

虽然天然气产量一直增加，但从其产量与消费量比重来看，2015 年至今，

天然气具有供不应求的显著特点。天然气产消之比从 2015 年的 69.67% 下滑至了 2019 年的 57.80%。可见，中国天然气行业严重依赖进口。

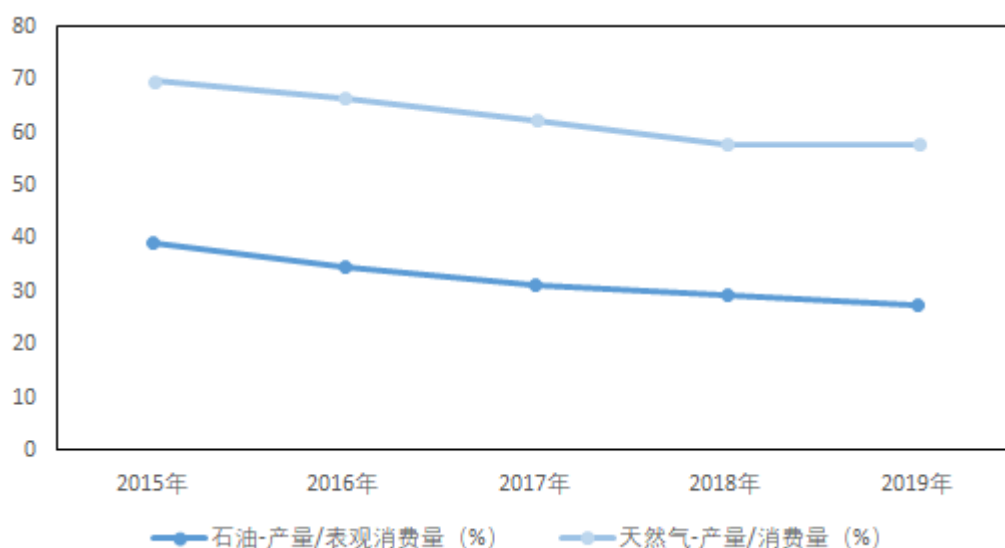


图 3-3 2015-2019 年天然气产量与消费量之比

由于国产天然气不能自给自足，同时中国经济快速发展，导致天然气缺乏，我国天然气贸易的特点是基本只有进口。中国管输天然气进口比波兰进口要晚 64 年；LNG 进口比日本也要晚 36 年。2006 年我国最早开始进口 LNG，到 2010 年又开始进口管输天然气。2012 年管输天然气进口量超过了 LNG 进口量，但是我国沿海地区经济发展比内地快速，导致 LNG 进口快速增长，很快又加速反超管输天然气进口，但过几年后，俄罗斯的“西伯利亚力量(Power of Siberia)”管线建成，管输量有望大幅度增加，另外管输天然气价格比 LNG 价廉，又重返优势。

2019 年，全球管输天然气总贸易量为 8015 亿立方米，进口大国是德国 1096 亿立方米(占全球总量的 13.7%)、其次为美国 733 亿立方米(9.1%)，中国为全球第三管输天然气进口国，进口 477 亿立方米，占全球总量的 6.0%。

我国天然气进口分为管输进口和 LNG 进口两大部分。中国管输天然气进口依靠资源丰富的俄罗斯和中亚国家，最重要的出口国是土库曼斯坦（如图 3-5），于 2010 年开始出口，到 2019 年总量已经达到 2427.5 亿立方米;其次是乌兹别斯

坦、缅甸和哈萨克斯坦。俄罗斯从 2019 年也开始出口到中国，而且将会逐年增加，成为管输出口到中国最多的国家。

年 份	哈萨克斯坦	俄罗斯	土库曼斯坦	乌兹别克斯坦	缅甸	合计
2019 年	65	3	316	49	44	477
2018 年	54	---	333	63	29	479
2017 年	11	---	317	34	33	394
2016 年	4	---	294	43	39	380
2015 年	4	---	277	15	39	336
2014 年	4	---	255	24	30	313
2013 年	1	---	244	29	---	274
2012 年	---	---	213	2	---	214
2011 年	---	---	143	---	---	143
2010 年	---	---	35.5	---	---	35.5
合 计	143	3	2427.5	259	214	3046

图 3-4 中国管输进口量(单位：亿立方米)

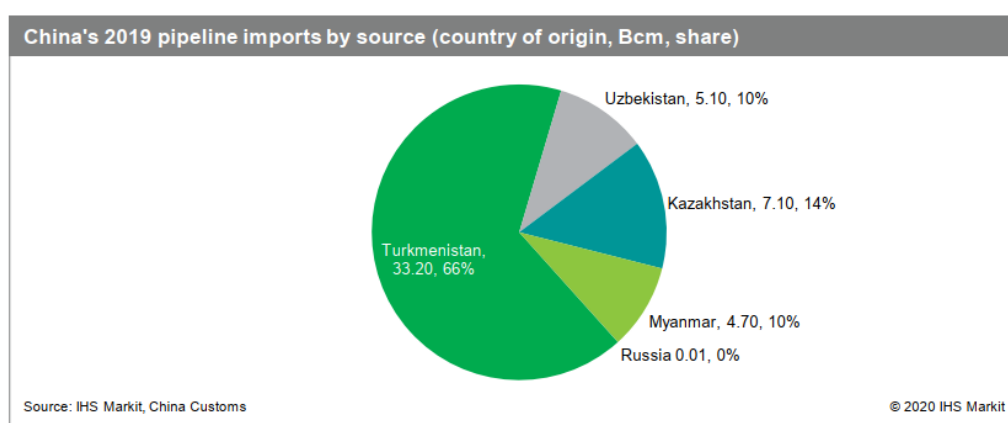


图 3-5 中国管输进口来源国

2019 年，全球 LNG 贸易量达 4851 亿立方米。进口最多的国家是日本达 1055 亿立方米，占全球总量的 21.7%；中国是 LNG 第二进口国，达 848 亿立方米，占全球总量的 17.5%。向中国销售 LNG 约有 20 个国家，其中主要的有卡塔尔、澳大利亚、印度尼西亚和马来西亚等，这四个国家都是按照长期合同执行的，即按“照付不议”付款形式。其他的国家多数按照短期合同执行。

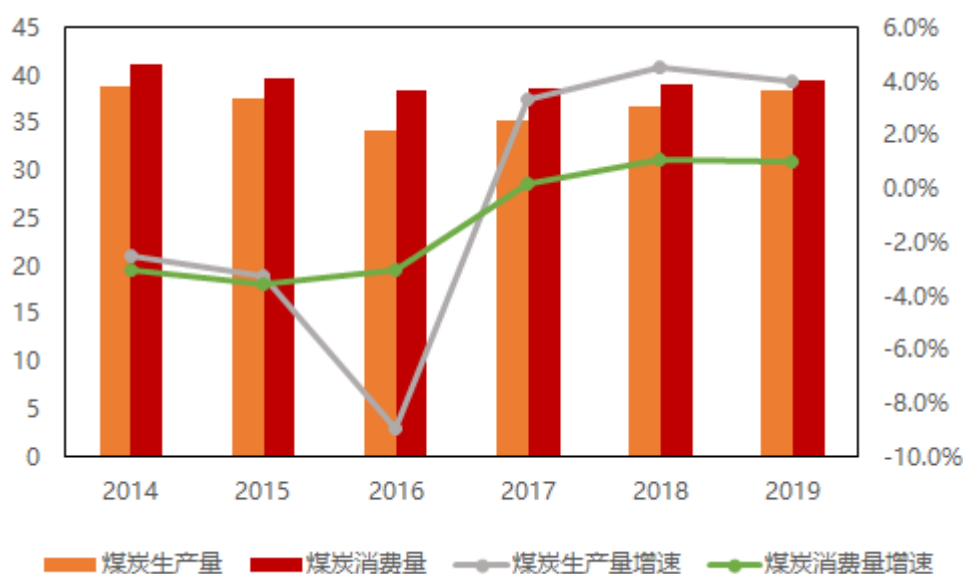
2020 年 6 月，国家能源局《2020 年能源工作指导意见》表示，加快天然气产供储销体系建设。其中，加快管网和储气设施建设，明确上游供气企业和国家管网公司储气的责任，加快储气库基地及储气设施重点项目建设，有序推进液化

天然气(LNG)长期协议落实和现货采购。未来,我国需进一步加强天然气供应能力,提高产量与消费量之比,保障能源安全,为发展清洁、安全、可靠的能源系统助力。

3.2.2 煤炭和天然气利用现状

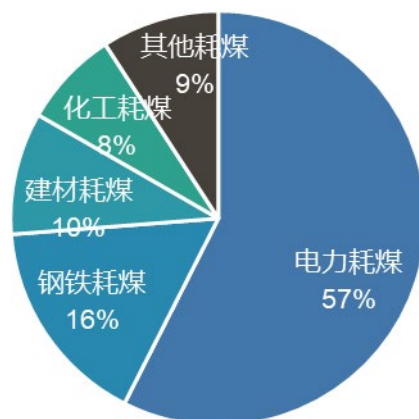
(一) 煤炭利用现状

我国能源生产和消费仍以煤炭为主,但煤炭生产消费增速在逐渐放缓。2019年原煤产量38.5亿吨,增幅4%,较2018增速减少了0.5个百分点。2019年煤炭消费量39.4亿吨,占能源消费总量的57.7%,消费量增长1.0%,较2018年减少了0.1个百分点。从煤炭消费结构来看,电力仍是煤炭主要消费领域,占比为57%。



数据来源: 国家统计局

图 3-3 煤炭生产和消费情况

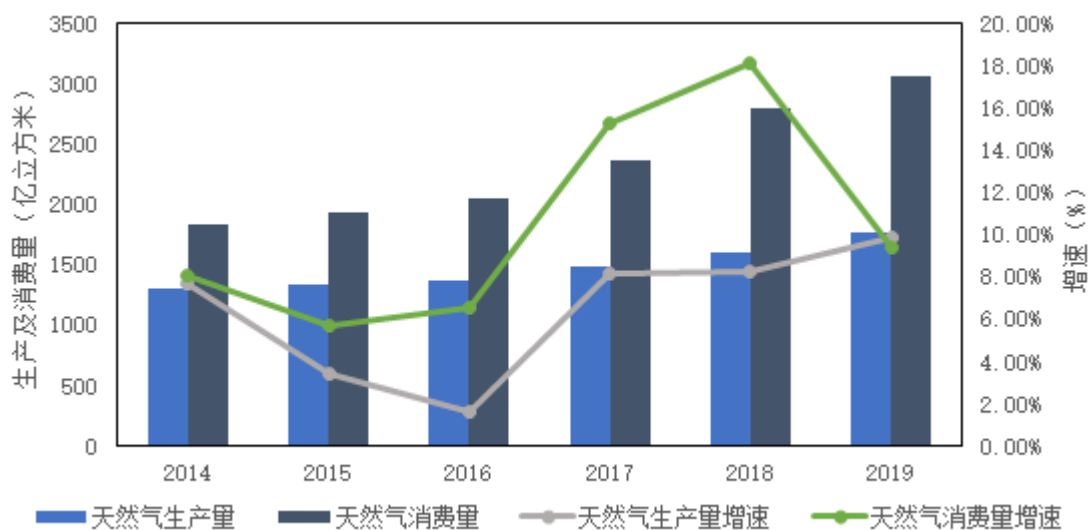


数据来源：《2019年煤炭行业发展年度报告》

图 3-4 2019年煤炭消费结构

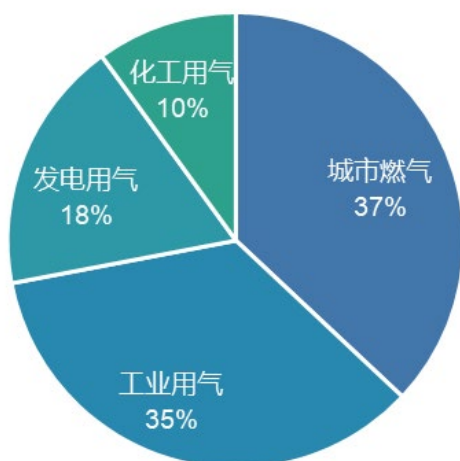
(二) 天然气利用现状

我国天然气生产和消费量逐年增加。2019年我国天然气产量为1761.7亿立方米，同比增长10%。2019年全年消费量3067亿立方米，同比增长9.4%，占一次能源消费的8.3%。2019年天然气消费增速下降，但增速均在8%以上。从天然气消费结构来看，城市燃气和工业用气占比最大，分别为37%和35%，其次是发电用气，占比为18%。



数据来源：国家统计局

图 3-5 天然气生产和消费情况



数据来源：中石油经济技术研究院

图 3-6 2019 年天然气消费结构

3.2.3 煤炭和天然气在发电的应用

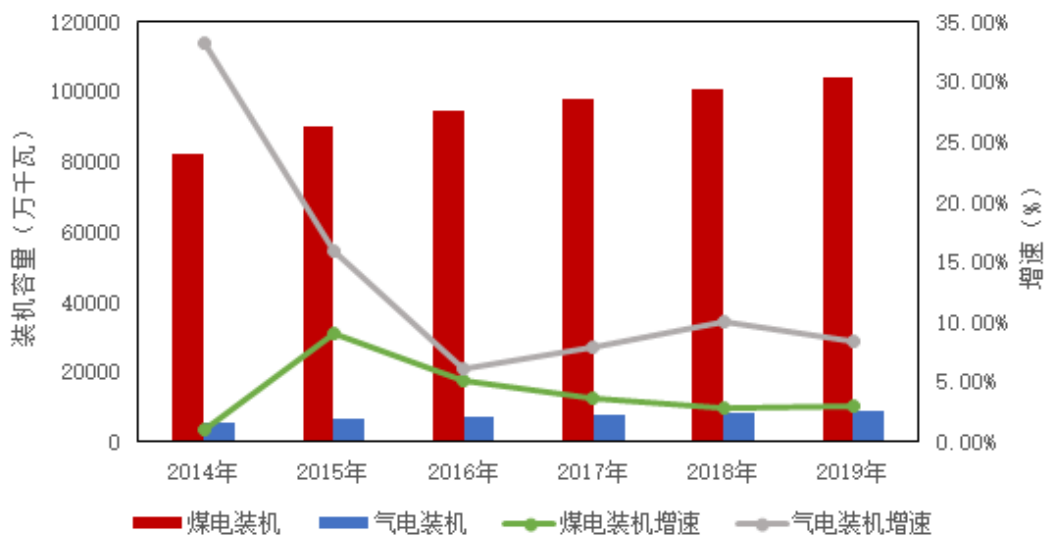
近年来，我国扎实推进“四个革命、一个合作”的能源安全新战略，聚焦绿色低碳转型，电力生产有所放缓，电源结构不断优化。火电发电装机增速放缓，可再生能源装机占比不断提高。

煤炭仍然是我国电力系统的主要燃料，天然气在发电中的作用不断增加。

(一) 装机量

截至 2019 年底，全国火电装机 11.9 亿千瓦。火电装机容量中，煤电装机 10.4 亿千瓦、气电 9022 万千瓦。2019 年，新增煤电、气电装机容量分别为 2989 万千瓦和 629 万千瓦，分别比上年少投产 67 万千瓦和 255 万千瓦。

自 2015 年以来，煤电装机增幅持续走低，2019 年增幅控制在 3.1%。气电装机增长率在 2016 年下滑之后开始增大，2018 年同比增长超过 10%，气电装机增长率虽有所波动，但一直保持在 6% 以上，2019 年增长率为 7.7%。



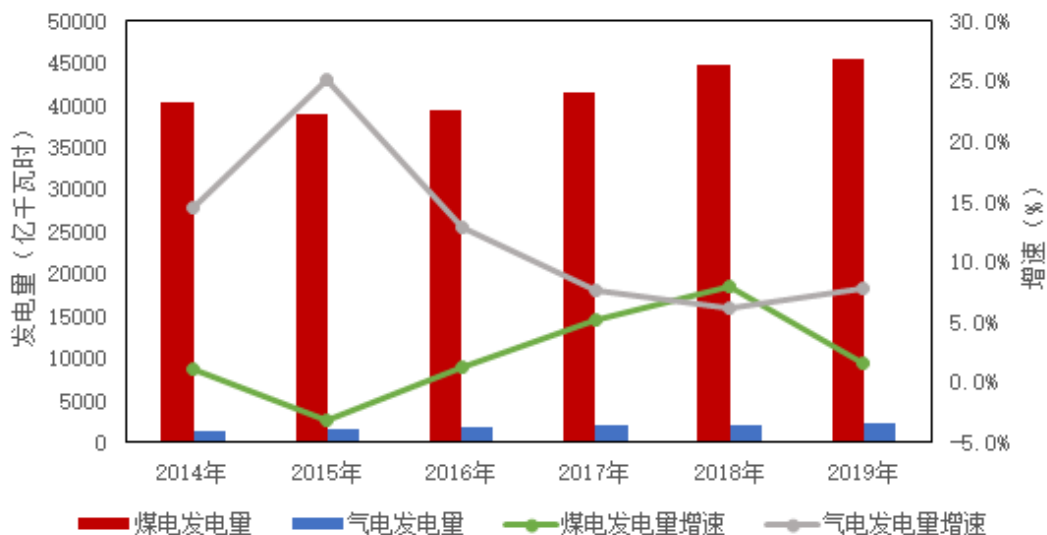
数据来源：中电联

图 3-7 煤电和气电装机量对比

(二) 发电量

2019年，全国全口径火电发电量5.05万亿千瓦时，比上年增长2.4%，火电发电量占全国全口径发电量68.9%；其中，煤电发电量4.56万亿千瓦时，比上年增长1.7%。气电2019年发电量为2325亿千瓦时，同比增长7.8%。2014年-2019年统计中，煤电发电量增长率一直保持在10%以下，2018年最高为8%；气电发电量在2016年-2019年增幅放缓。火电发电设备利用4293小时，比上年降低85小时。

由图3-8可知，天然气发电量在2015年经历快速增长后有所下降，到2019年又有所回升。煤电发电量的增速放缓，其中2015年出现负增长。



数据来源：中电联

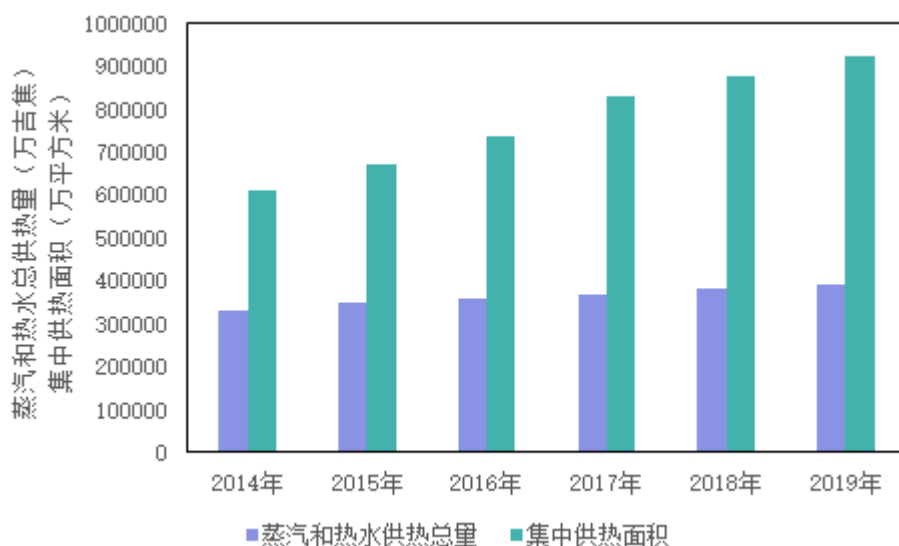
图 3-8 煤电和气电发电量

3.2.4 煤炭和天然气在供热领域的应用

供热领域产品主要包括蒸汽和热水。该领域是国民经济发展中具有全局性、先导性影响的基础行业，是国家在基本建设领域中重点支持的行业。

(一) 供热需求不断增加

随着我国经济的高速发展，我国的城市建设速度十分迅速，对于城市供热的需求也在不断的增加。2013-2019 年，我国集中供热面积逐渐扩大。据国家统计局数据显示，2019 年，我国集中供热面积约为 92.5 亿平方米。蒸汽和热水供热总量从 2015 年的 332160 万吉焦增长到 2019 年的 392542 万吉焦。

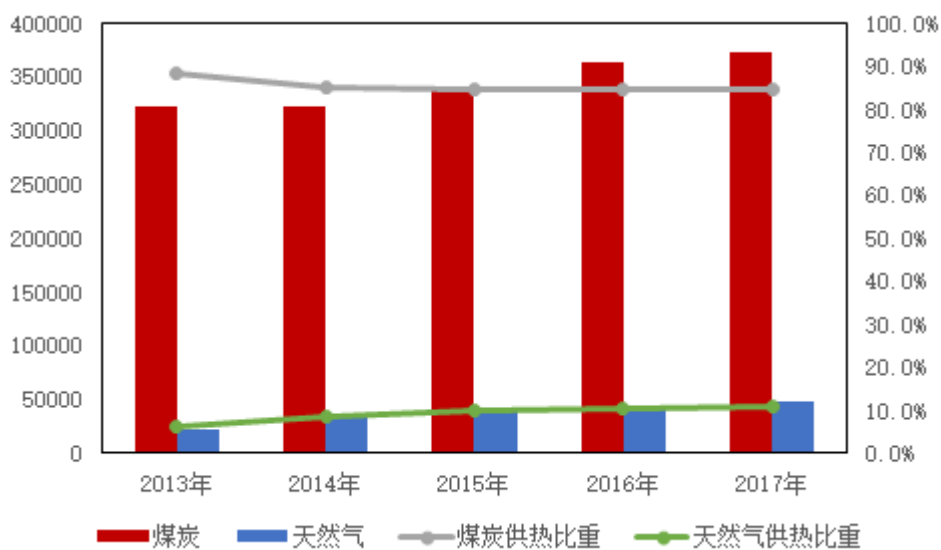


数据来源：国家统计局

图 3-9 供热总量和供热面积的发展趋势

(二) 供热清洁化程度提升

近年来，我国一直推动清洁供热的发展。2013 年到 2017 年，天然气供热累计增长了 115.7%，天然气在我国热力领域的比重也不断上升，从 2013 年的 6.2%，到 2015 年突破 10%，2016-2017 年增长缓慢，2017 年天然气供热在热力中的比重达到 11%。据 IEA 预测，这一增长趋势在未来十年很可能还会继续保持。



数据来源：IEA

图 3-10 煤和天然气供热情况

3.3 国际利用现状

3.3.1 利用现状

2019 年,全球一次能源消费增速减缓至 1.3%,不到上一年度增长率的(2.8%)的一半。能源消费增长主要来自可再生能源和天然气。从地区来看,中国是最大的能源消费国,约占全球能源净增长的四分之三。

在石油领域,石油消耗量每日平均增长 90 万桶左右,石油消费的增长主要来自中国和其他新兴经济体,OECD 国家石油需求在下降。

在天然气领域,天然气消费量增加了 780 亿立方米,增速 2%,远低于 2018 年的 5.3%。天然气在一次能源消费中的占比上升到了 24.2%。天然气消费的增加主要来自美国(270 亿立方米)和中国(240 亿立方米),俄罗斯和日本的消费量减少最多。天然气生产增加了 1320 亿立方米,增速 3.4%,其中三分之二来自美国,增加了 850 亿立方米。

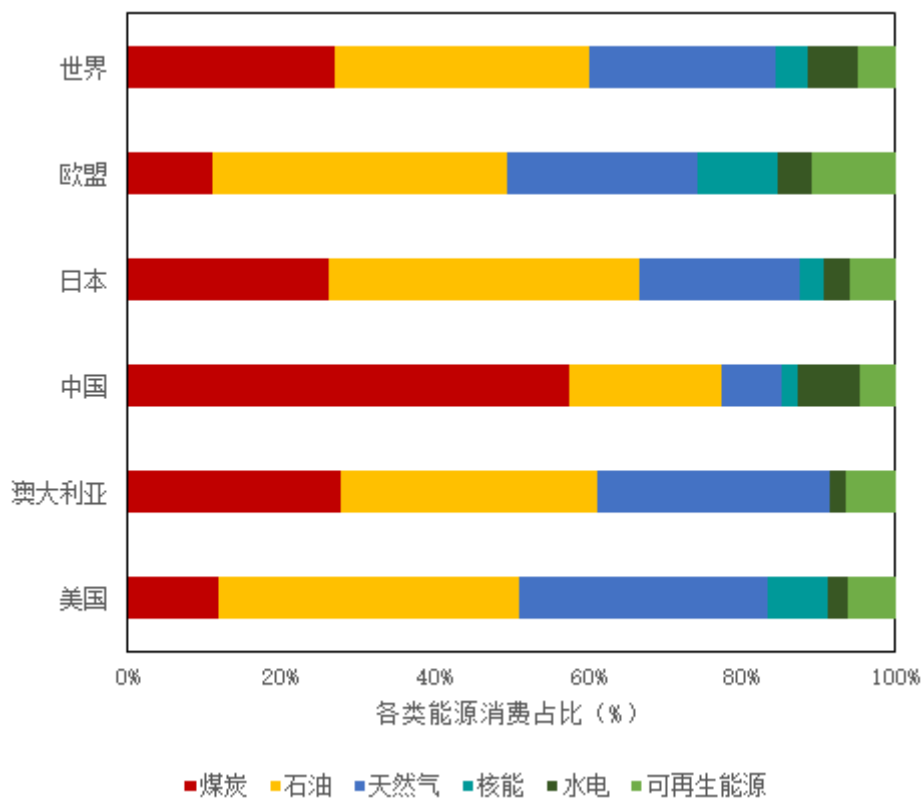
在煤炭领域,煤炭消费减少了 0.6%,并且在一次能源消费占比降至 16 年来的最低水平(27%),煤炭消费的增长主要来自中国(1.8EJ)和印度(0.6EJ),但 OECD 减少的煤炭量超过这一增长量,使得全球煤炭消费量降低。煤炭生产增加了 1.5%,主要来自中国和印尼。

在可再生能源领域,可再生能源的增长最大,增加了 3.2EJ。其中风电和光伏的增长最大,分别为 1.4EJ 和 1.2EJ。从地区来看,主要来自中国、美国和日本,分别为 0.8EJ、0.3EJ 和 0.2EJ。

在电力领域,发电量仅增加了 1.3%,仅为近十年平均水平的一半,中国占了全球净增长量的 90%。可再生能源发电增量最大,在总发电量中的占比达到 10.4%,其次是天然气发电,煤炭发电在下降,在总发电量中的占比降至 36.4%(是 1985 年来最低数据)。

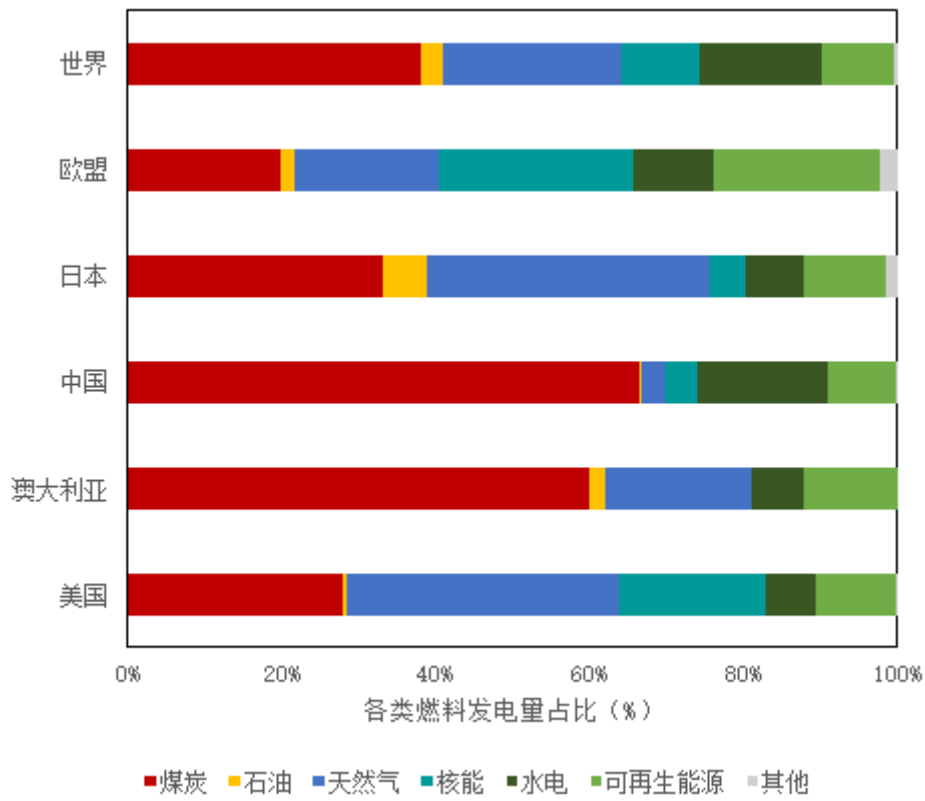
在碳排放方面,能源使用产生的碳排放量增长量 0.5%,不到近十年平均值

的一半，部分扭转了 2018 年异常强劲的增长（2.1%）。中国单位能耗二氧化碳排放量远高于世界平均水平和部分发达国家。2019 年世界单位能耗二氧化碳排放量约为 2.46tCO₂/t_{oe}；中国单位能耗二氧化碳排放量为 22.1tCO₂/t_{oe}。



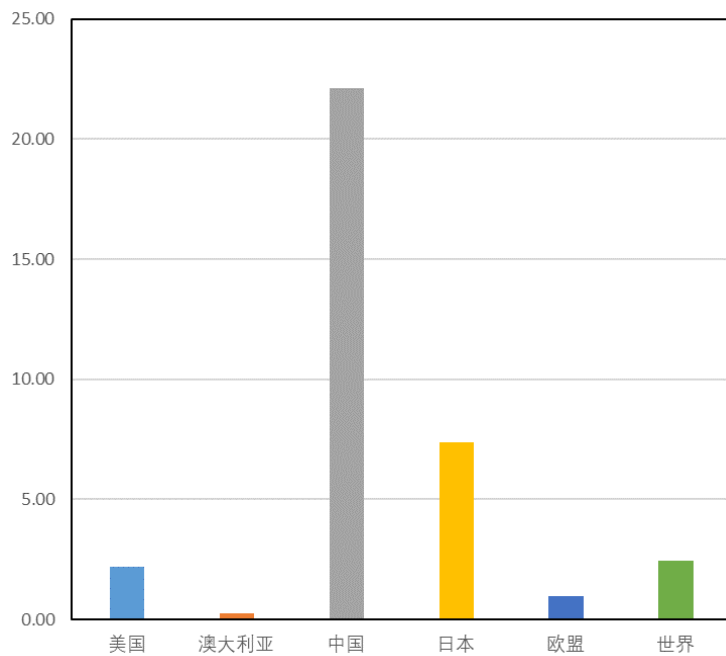
数据来源：对 BP 数据的解读

图 3-11 部分国家能源消费结构 (2019 年)



数据来源：对 BP 数据的解读

图 3-12 部分国家燃料类型发电量 (2019年)



数据来源：对 BP 数据的解读

图 3-13 单位能耗二氧化碳排放量 (2019年)

3.3.2 经验借鉴

世界能源发展先后经历了薪柴时代、煤炭时代和石油时代，从煤炭时代到石油时代是人类文明和生产力快速发展的时代，是化石能源消费成数量级增长的时代。但随着人类化石能源消费的增加，对环境破坏日益严重。随着人类不断追求健康，低碳经济、绿色发展、节能减排、低成本、高效率已成为各国的基本发展战略，天然气资源的清洁高效利用是实现这一战略的最佳选择。

加大天然气利用是加快低碳化进程的重要途径之一。

虽然近年来，受石油和煤炭价格下跌和可再生能源发展的影响，天然气利用的速度有所减缓，但在发展低碳经济、能源利用清洁化、减少大气排放的世界潮流下，清洁高效的天然气依然受到世界各国的青睐和重视，天然气利用仍将在全球经济发展和能源结构中继续扮演重要角色。

而煤炭因其高碳密度、污染物排放多等问题，逐渐被各国作为能源结构调整中管控的重点，美国和欧洲等发达地区煤炭消费持续下降。

由于各国的资源禀赋和国情不同，各国在煤炭和天然气利用和发展方向上有所差别。

（一）英国

（1）天然气行业发展历程

第一阶段，1964年10月，首船液化天然气(LNG)自阿尔及利亚抵达英国，标志着世界第一个商业性液化天然气贸易项目的诞生。第一阶段的结束以1966年北海大气田的发现为标志。

第二阶段以下游产业垄断为特点。上游产业由国际油气公司掌握，相互竞争，下游产业则由一家垄断性公司单独控制，政府允许垄断存在。根据当时的设施条件，以发展民用气为切入点，天然气与可替代能源相比具有竞争力。

第三阶段以完全竞争为特点。主要的改革措施是打破垄断，建立完全竞争的市场模式，围绕着天然气供需关系的改变和天然气管道向第三方开放展开。取消

英国天然气公司的垄断经营权。

第四阶段以国际自由贸易为标志。1998年12月，连接英国和欧洲大陆的海底输气管道建成。英国天然气市场在欧洲乃至世界最为开放，可以为广大用户提供多样的选择和更优的价格。

（2）利用方向

北海气田的发现是英国天然气利用的基础，环境问题是促进天然气消费的关键。纵观英国天然气利用结构演变历程，在天然气市场快速发展初期，天然气利用以治理雾霾为主要目的，主要用于城市燃气和工业用户。1990年以来，由于燃气轮机技术的突破，发电用户逐渐增多，发电用气量逐渐增大，2015年天然气发电在英国天然气消费中占比为27%。

（3）驱动因素

治理雾霾成为英国快速发展天然气的契机。1952年伦敦烟雾事件促使英国推出《清洁空气法》，提出禁止黑烟排放、升高烟囱高度、建立无烟区等措施，并且在控制机动车数量、调整能源结构等方面做出很多努力。

北海气田为英国天然气工业的发展提供了资源基础。

有竞争力的价格是天然气快速发展的基础。英国天然气价格与油价挂钩，保持合理的比价关系，相对其他市场，天然气价格与煤炭、石油相比具有比较优势。

（二）美国

（1）天然气行业发展历程

自由发展时期（1910-1937年）：天然气利用规模小，随着输气管道等基础设施的不断完善，利用范围与规模逐渐扩大；

管制时期（1938-1978年）：美国各联邦、州和地方政府在天然气使用、井口价格制定、运输费率收取等方面陆续出台各项管制政策。1963年美国国会通过了《清洁空气法案》，更加速了美国能源消费结构的调整。

低效时期（20世纪70年代后期至80年代中期）：1978年美国国会颁布了《天

然气政策法》，宣布对天然气价格逐步解除管制，并逐步提高天然气价格，特别是提高新气(1977 年以后)的价格。

调整、重组和放宽管制时期（20 世纪 80 年代中期以后）：美国出台了一系列新法案，经过一系列调整和改革，美国形成了当今世界上规模最大、监管体制比较健全的天然气市场。进入 21 世纪以后，美国页岩气革命成功使天然气生产成本大幅下降，页岩气产量迅速攀升，天然气价格一路走低，进一步刺激了天然气消费。

（2）利用方向

美国天然气消费结构随着天然气发展变化，基本保持了均衡发展。在快速发展期，工业、民用、商业、发电均快速增长，工业用户所占比例在 45%以上，天然气在工业用能中的占比由 1950 年的 22%提升至 1970 年的 32%；随着基础设施的逐渐完善，民用、商业用气逐渐发展起来；进入成熟期后，民用和商业消费基本稳定，发电用气是主要增长动力。1998 年美国发电用气超过居民用气量，在消费结构中居第二位，2012 年发电用气量又超过工业用气量，在消费结构中跃升至首位。2016 年美国燃气发电量占比(34%)超过燃煤发电量占比(30.4%)，成为第一大电源类型。

（3）驱动因素

国家能源政策调整，鼓励天然气利用。

新的资源发现为天然气发展提供资源基础。

完善的天然气管网和储气库设施保障消费。

政府控制天然气价格，天然气相对煤炭、石油具有较大价格优势。

3.4 本章小结

（一）能源结构优化，清洁能源占比不断增加

煤炭消费比重由 2014 年的 65.6%降至 2019 年的 57.7%；天然气消费比重由 2014 年的 5.7%提高到 2019 年的 8%。

（二）发电和供热为天然气和煤炭利用的重要领域

截止到 2019 年，发电用煤占煤炭消费比重的 57%，发电用天然气占天然气消费比重的 18%。

（三）降碳压力大

我国是全球碳排放最大的国家。2018 年 CO₂ 排放量超过 100 亿吨，达到 100.65 亿吨，占全球排放量的 27.5%。

4 天然气与煤炭在发电领域排放对比研究

4.1 燃煤及燃气发电污染物排放

4.1.1 燃煤及燃气发电污染物排放标准

4.1.1.1 中国排放标准

(1) 排放标准的发展

我国火电厂大气污染排放标准限值的演变经历了 7 个阶段：第一阶段为 1972 年以前，当时中国经济落后，电力装机容量少，处于无标准阶段；第二阶段为 1973 年颁布的《工业“三废”排放标准（试行）》（GBJ4-1973），火电厂大气污染物排放指标仅涉及烟尘和 SO₂，对排放速率和烟囱高度有要求，但对排放浓度无要求；第三阶段为 1991 年颁布的《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1991），首次对烟尘排放浓度提出限值要求，针对不同类型的除尘设施和相应燃煤灰分制定不同的排放标准限值；第四阶段为 1996 年颁布的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-1996），首次增加氮氧化物作为污染物，要求新建锅炉采取低氮燃烧措施，烟尘排放标准加严，新建、扩建和改建中高硫煤电厂要求增加脱硫设施；第五阶段为 2003 年颁布的《火电厂污染物排放标准》（GB13223-2003），污染物排放浓度限值进一步加严，对燃煤机组提出来全面进行脱硫的要求；第六阶段为 2011 年颁布的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011），燃煤电厂不仅要进行脱硫，还有进行脱销，并对重点地区的电厂制定了更加严格的特别排放限值，并首次将 Hg 及其化合物作为污染物；第七阶段为 2014-2020 年的超低排放阶段，2014 年 6 月国务院办公厅首次发文要求新建燃煤发电机组大气污染物排放接近燃气机组排放水平。由此拉开了中国燃煤电厂超低排放的序幕。2015 年 12 月环境保护部、国家发改委等出台了燃煤电厂在 2020 年前全面完成超低排放改造的具体方案。同时，各省市响应并制定了高于国标的地方标准。

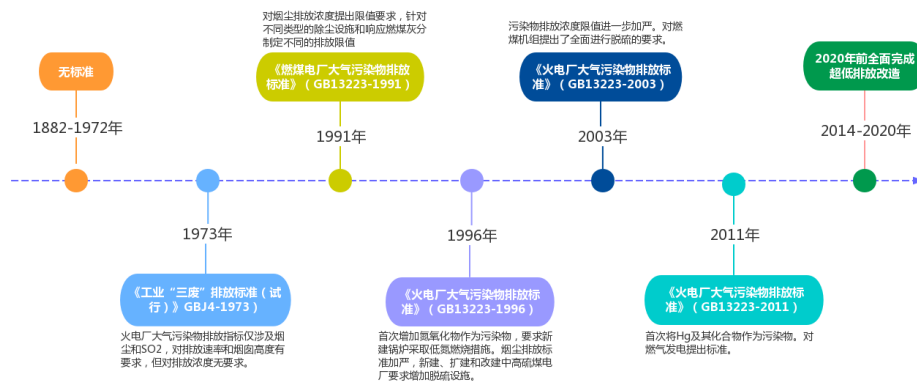
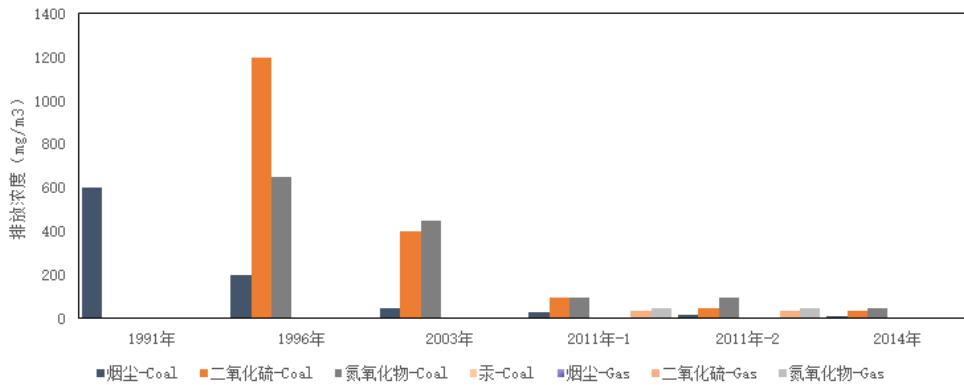


图 4-1 我国火电厂大气污染物排放标准发展历程图



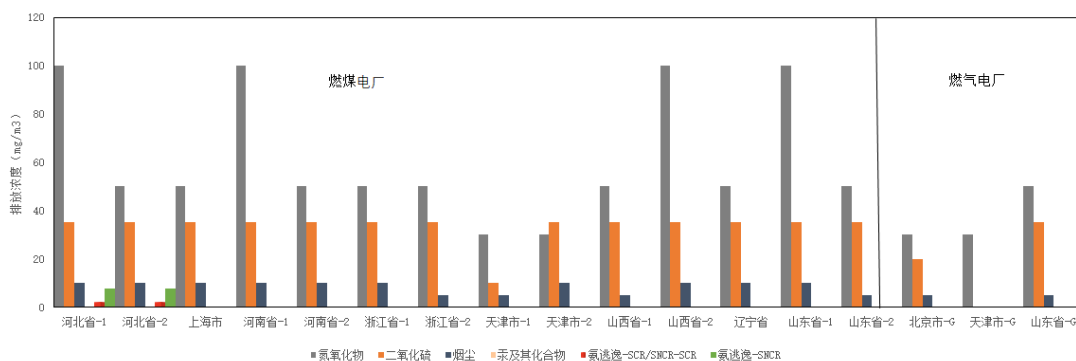
注：2011年-2为重点地区执行标准
数据来源：国家标准

图 4-2 我国各阶段对火电厂污染物排放标准限值对比图

（2）燃煤及燃气电厂地方排放标准

随着火力发电厂大气污染物排放相关标准的不断升级，各类大气污染物排放限值的要求持续趋严。（1）氮氧化物（NO_x），1996年首次出现在国标中，笼统的限值在 650mg/m³，2003年第一次标准微弱升级，下调至 450mg/m³，2011年第二次升级，对建成和新建机组划分为 200mg/m³ 和 100mg/m³；2014年，响应大气治理，国家发改委、环境保护部、国家能源局联合在《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）》中氮氧化物限值为 50 mg/m³；各地出台的标

准中，河北、上海、河南、浙江、山东、山西、辽宁等地设定为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ；河北、河南、山西、山东在减排困难类仍予以保留 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ；天津则设定了更严格的标准， $30\text{mg}/\text{m}^3$ 。（2）二氧化硫（ SO_2 ），1996 年首次出现在国标中，要求在 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ ；2003 年调整为原来的三分之一， $400\text{mg}/\text{m}^3$ ；2011 年，对污染严重、人口稠密的重点地区设定为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，其他地区为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ ；2014 年给出更严格的要求 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ；地方标准中，河北、上海、河南、浙江、天津、山东、山西、辽宁定值为 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ，天津对新建燃煤机组设定为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。（3）烟尘，1991 年首次写入国标，为 $600\text{mg}/\text{m}^3$ ；2003 年下调至 $50\text{mg}/\text{m}^3$ ；2011 年要求为 $20\text{mg}/\text{m}^3$ ；地方标准中，浙江、天津、山西、山东新建机组设定为 $5\text{mg}/\text{m}^3$ ，河北、上海、河南、浙江、天津、山西、辽宁等设定为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ；（4）其他，有毒重金属汞和烟气黑度（格林曼黑度）于 2011 年纳入国标，河北省地方标准中将氨逃逸纳入其中。



数据来源：各地方标准

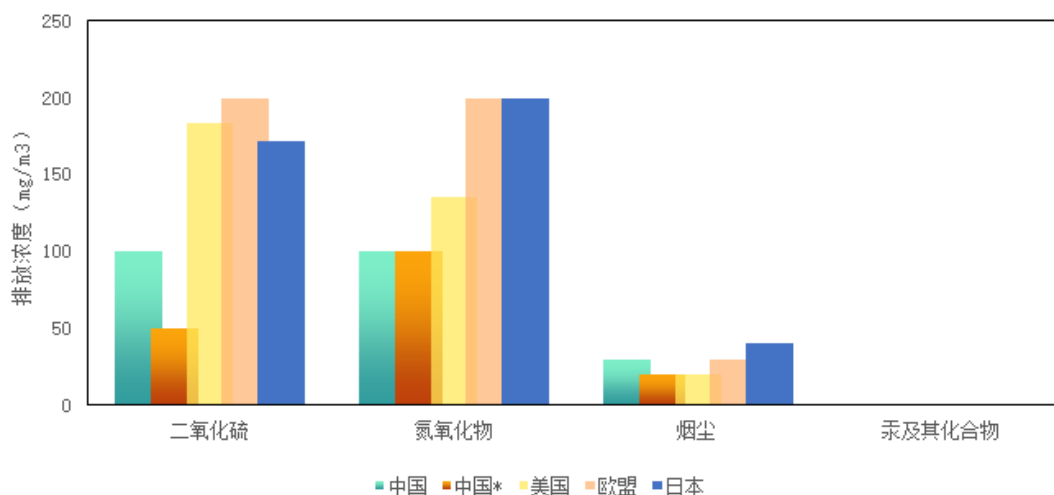
图 4-3 燃煤及燃气电厂大气污染物排放地方标准

（3）燃煤和燃气标准升级统计

国家标准和地方标准不断升级以来，涉及燃煤污染物排放标准限值升级次数显著高于燃气污染物排放标准升级次数。氮氧化物限值在所有标准中燃煤排放的升级次数是燃气的 2.5 倍；燃煤排放二氧化硫限值升级次数为 4 次，燃气仅 1 次；烟尘排放方面，燃煤标准限值升级达 6 次之多，而燃气排放标准从未改变。

4.1.1.2 国外相关标准

因污染物排放量巨大, 燃煤电厂已成为全球大气污染重点控制的行业, 各国分别依据各自的国情制定了相应的火电企业大气污染物控制政策及排放标准。针对 SO₂、NO_x、烟尘、汞及其化合物等 4 类燃煤发电过程中产生的主要大气污染物, 分别汇总分析了美国、欧盟、日本与我国污染物排放政策现状与标准的基本情况。



注：中国*为重点地区执行标准

数据来源：各国排放标准

图 4-8 国际燃煤电厂大气污染物排放限值

通过与国外火电厂污染物排放标准比较可以看出, 我国现行标准中新建电厂 SO₂、NO_x 排放浓度限值均低于美国、欧盟、日本; 烟尘排放浓度限值与美国持平, 低于欧盟、日本; 汞及其化合物排放限值高于美国, 与德国持平, 日本尚未规定汞及其化合物排放限值。

4.1.2 燃煤及燃气发电排放相关政策

2013 年 9 月 10 日《大气污染防治行动计划》：力争再用五年或更长时间, 逐步消除重污染天气, 全国空气质量明显改善。具体指标：到 2017 年, 全国地级及以上城市可吸入颗粒物浓度比 2012 年下降 10%以上, 优良天数逐年提高。

2016 年 12 月《能源发展“十三五”规划》：大幅降低二氧化碳排放强度和污

染物排放水平，优化能源生产布局 and 结构，促进生态文明建设。全面实施燃煤机组超低排放与节能改造，推广应用清洁高效煤电技术，严格执行能效环保标准，强化发电厂污染物排放监测。2020 年煤电机组平均供电煤耗控制在每千瓦时 310 克以下，其中新建机组控制在 300 克以下，二氧化硫、氮氧化物和烟尘排放浓度分别不高于每立方米 35 毫克、50 毫克、10 毫克。

2016 年 12 月 5 日，国务院，《“十三五”生态环境保护规划》：生态环境质量有所改善。2015 年，全国 338 个地级及以上城市细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 50 微克/立方米，首批开展监测的 74 个城市细颗粒物年均浓度比 2013 年下降 23.6%，京津冀、长三角、珠三角分别下降 27.4%、20.9%、27.7%。

2017 年 1 月 5 日，国务院，《“十三五”节能减排综合工作方案》：全国化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放总量分别控制在 2001 万吨、207 万吨、1580 万吨、1574 万吨以内，比 2015 年分别下降 10%、10%、15%和 15%。全国挥发性有机物排放总量比 2015 年下降 10%以上。

2017 年 4 月 25 日，国家发改委、国家能源局，《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》：推动完善污染物和碳排放治理体系，实现单位国内生产总值碳排放量不断下降。

2017 年 6 月 5 日，国家发改委、国家能源局，《电力发展“十三五”规划（2016-2020 年）》：火电机组二氧化硫和氮氧化物年排放总量均力争下降 50%以上。30 万千瓦级以上具备条件的燃煤机组全部实现超低排放，煤电机组二氧化碳排放强度下降到 865 克/千瓦小时左右。

2017 年 9 月 13 日《十三五挥发性有机物污染防治工作方案》：推进 VOCs 与 NO_x 协同减排，到 2020 年，建立健全以改善环境空气质量为核心的 VOCs 污染防治管理体系，实施重点地区、重点行业 VOCs 污染减排，排放总量下降 10%以上。通过与 NO_x 等污染物的协同控制，实现环境空气质量持续改善。

2018 年 6 月 27 日《打赢蓝天保卫战三年行动计划》：到 2020 年，二氧化硫、氮氧化物排放总量分别比 2015 年下降 15%以上。

2018年6月24日《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》：全国细颗粒物（PM_{2.5}）未达标地级及以上城市浓度比2015年下降18%以上，地级及以上城市空气质量优良天数比率达到80%以上；到2020年，挥发性有机物排放总量比2015年下降10%以上。

2019年2月27日《2019年全国大气污染防治工作要点》：2019年，全国未达标城市细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度同比下降2%，地级及以上城市平均优良天数比率达到79.4%；全国二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）排放总量同比削减3%。

4.1.3 国内燃煤及燃气发电排放现状

（1）燃煤电厂超低排放技术的发展

近年来，在燃煤发电领域“超低排放”得到了很大的关注，自2011年浙能集团首次提出“超低排放”概念后，越来越多的燃煤电厂实施超低排放的环保改造，并建成投运。国内外对燃煤电厂大气污染物超低排放尚无统一规定，我国燃煤电厂大气污染物超低排放主要是指在采用低硫优质煤的基础上，通过先进的烟气综合治理技术，实现污染物排放满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中的重点地区以气体为燃料的燃气轮机组排放限值或一般地区以天然气为燃料的燃气轮机组排放限值的要求，但烟气含氧量仍然按照燃煤发电锅炉的基准含氧量6%，即在基准含氧量6%的条件下SO₂排放小于35mg/Nm³，NO_x排放小于50mg/Nm³，烟尘排放小于5mg/Nm³。

（2）燃气发电排放水平现状

由于天然气中硫和灰尘颗粒的含量微乎其微，因此燃气发电的主要污染物排放为NO_x，各版及2011版国标《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）的燃气轮机组大气污染物排放限值是与大型燃机及其低氮燃烧技术的发展阶段是相适应的，在现行技术条件下大型燃机NO_x排放基本在50mg/m³以下，可以满足国标达标排放要求。

根据目前主流厂商公布资料调研获知，由于透平前温不同，不同厂商和不同

容量等级机组的氮氧化物排放设计限值也存在差异，具体情况见表 3-1，表中氮氧化物排放浓度均为额定负荷下的设计限值，当负荷低于 50%或高于 100%时，排放量会有所增加。

表 4-1 不同厂商、机组等级氮氧化物排放的设计限值

等级	生产商	典型燃机型号	低 NO _x 技术	NO _x 排放浓度 (O ₂ =15%)
E 级	GE	MS9001E	初级低 NO _x 技术	50 mg/m ³
			高级 DLN 燃烧室	30 mg/m ³
	西门子	SGT5-2000E	初级低 NO _x 技术	50 mg/m ³
	上海电气 安塞尔多	AE94. 2	高级 DLN 技术	30 mg/m ³
F 级	GE	MS9351-FA	初级 DLN 燃烧室	50 mg/m ³
			DLN 2.6+燃烧室	18 mg/m ³
	三菱	M501F / M701F	DLN 燃烧室	30~50 mg/m ³
	西门子	SGT5-4000F	低 NO _x 混合燃烧器 (PMP 燃烧器)	50 mg/m ³ (30 mg/m ³)
上海电气 安塞尔多	AE94. 3A	DLN 燃烧室	30~50 mg/m ³	
H 级	GE	9HA	高级 DLN 燃烧室	50 mg/m ³
	三菱	M701J	高级 DLN 燃烧室	50 mg/m ³
	西门子	SGT5-8000H	高级 DLN 燃烧室	50 mg/m ³
	上海电气 安塞尔多	GT36	轴向分级燃烧室	50 mg/m ³

由表 4-1 可以看出：随着技术的提高，采用高级低氮燃烧技术的机组氮氧化物排放浓度还在不断降低，例如 GE 公司产品 E 级为 50mg/Nm³ 降至 30 mg/Nm³；H 级燃机由于透平前温高，各厂家 H 级燃机氮氧化物设计限值只能保证在 50mg/Nm³ 范围内，高于 E 级和 F 级燃机的氮氧化物设计限值。因此目前主流大型燃气发电机组在未额外配置烟气脱硝设备的情况下，其自身 NO_x 排放水平也均以达到燃煤电厂超低排放标准要求（50mg/Nm³）。

但在大气污染控制政策更为严格的地区或城市，如北京，新制定专门针对燃气轮机的大气污染物排放标准《固定式燃气轮机大气污染物排放标准》（DB11

/847-2011), 提出了 NO_x 排放浓度限值 30mg/m³。按照此标准, 当前北京地区现役燃气轮发电机组在燃机虽已配装干式低氮燃烧器基础上, 仍需继续采取燃机电厂超低排放技术-余热锅炉烟气脱硝技术, 才能达到 30mg/m³ 以下的 NO_x 排放浓度。江苏省《固定式燃气轮机大气污染物排放标准》(DB32/3967-2021) 提出了国内最为严格的 NO_x 排放浓度限值现有锅炉 30mg/m³, 新建锅炉 15mg/m³。

4.1.4 燃煤及燃气发电减排关键技术

燃煤电厂的烟气中含有大量粉尘、硫化物及氮氧化物, 部分电厂的排烟中还有少量汞, 因此要达到相应排放标准甚至达到超低排放, 必须对燃煤电厂所排放的烟气进行全面脱硫、脱硝及除尘处理; 而现代大型燃机多采用低氮燃烧器, 燃烧后排放的高温烟气基本无粉尘、很少量 SO₂, 因此燃气电厂烟气中的主要污染物仅为 NO_x, 且根据设备调研结果可知, 目前主流燃气轮机组在未额外加装脱硝装置的情况下, 其自身排放水平已能够满足大气污染物排放限值要求, 仅在一些排放要求比较严格的地区, 仍需继续采取烟气脱硝技术以满足当地排放标准。因此, 本报告对目前常用的脱硫、脱硝及除尘技术的原理、优缺点及适用性进行了汇总, 其结果如下:

(1) 脱硝技术

表 4-2 常用脱硝技术汇总

脱硝技术	原理	优点	缺点
低氮燃烧器	通过改变空气与燃料的混合情况, 降低燃料型 NO _x 和热力型 NO _x 的生产	适用于新的和现有锅炉改装, 中等投资	结构比常规燃烧器复杂, 有可能引起炉膛结渣和腐蚀, 并降低燃烧效率
SCR	NH ₃ 和 NO _x 在催化剂的作用下发生催化还原反应, NO _x 还原为无害的 N ₂ 和 H ₂ O	NO _x 脱除效率高, 可达 85-95%; 应用最广泛	初期投资高, 需使用催化剂, 运行成本高, 存在氨逃逸可能
SNCR	在分解炉或上升烟道的位置喷入氨或尿素等还原剂, 迅速热分解出 NH ₃ 与烟气中的 NO _x 反应, 将烟气中的 NO _x 还原为 N ₂ 和 H ₂ O	系统简单, 投资低, 改造简便, 占地面积小, 操作便捷, NO _x 脱除效率在 30%-60%	依赖温度, NO _x 减少量在低负荷时较低

SCR-SNCR	在炉膛内，还原剂与NO _x 发生非催化还原反应，未反应完的还原剂进入反应器，进行进一步脱氮	催化剂使用量小，成本较低；反应塔体积小，空间适应性强；系统阻力小；降低设备腐蚀危害；投资和运行费用较低	一般会影响SNCR和SCR技术性能的因素都有可能引起SNCR-SCR技术的异常
电子束		不产生废水，回收副产物NO ₄ NO ₂ 可作为氮肥利用，能同时脱除SO ₂ 和NO _x ，且具有较高的脱除率	能耗高，产生X射线对人体产生伤害

(2) 脱硫技术

表 4-3 常用脱硫技术汇总

脱硫技术		原理	优点	缺点
湿法脱硫技术	石灰/石灰石-石膏法	采用石灰石或石灰做脱硫吸收剂，石灰石破碎与水混合，磨细成粉状，制成吸收浆液。在吸收塔内，烟气中的SO ₂ 与浆液中的CaCO ₃ 以及鼓入的氧化空气进行化学反应，生产二水石膏	脱硫效率高，一般可达95%以上；单机烟气处理量大，可与大型锅炉单元匹配；技术成熟，运行可靠性好；对煤种变化的适应性强；吸收剂资源丰富，价格便宜；脱硫副产物便于综合利用	石灰浆制备要求高，流程复杂；设备易结垢、堵塞；脱硫剂的利用率偏低，增加了脱硫剂和脱硫产物的处理费用
	海水脱硫	利用海水的自身碱性吸收烟气中SO ₂	工艺简单，不再采用其他添加剂	对燃料含硫率有严格要求（质量分数在1.5以内），不适合用于处理燃用高硫煤的烟气；对设备的腐蚀较严重；对海洋环境有一定影响
	氨法脱硫	采用氨水作为脱硫吸收剂，氨水溶液中的NH ₃ 和烟气中的SO ₂ 反应，得到亚硫酸铵，亚硫酸铵通过空气氧化，得到硫酸铵溶液	脱硫效率高（95%-99%）；可回收硫酸铵作为化肥；工艺流程短，占地面积小；运行成本低；无废渣废液排放，不产生二次污染	吸收剂氨水价格高；脱硫系统设备腐蚀大
半干法脱硫技术		采用湿态吸收剂，在吸收装置中吸收剂被	高循环率、干燥迅速、反应器尺寸小、反应剂	单塔烟气处理量较小

	烟气的热量所干燥，并在干燥过程中与SO ₃ 反应生产干分状脱硫产物。	的利用率高	
干法脱硫技术	采用吸收剂进入吸收塔，脱硫后所产生的脱硫副产品是干态的工艺流程	投资少、占地面积小、运行费用低、设备简单且维修方便、烟气无需再热	存在着钙硫比高、脱硫效率比较低、且副产品不能商品化等缺点

(3) 除尘技术

表 4-4 常用除尘技术汇总

除尘技术	原理	优点	缺点
静电除尘	利用静电场使气体电离从而使尘粒带电吸附到电极上的收尘方法。在强电场中空气分子被电离为正离子和电子，电子奔向正极过程中遇到尘粒，使尘粒带负电吸附到正极被收集。	除尘效率高，易实现大型化、控制自动化；适用温度范围广，耐高温，处理风量大；本体压力损失小，为袋式除尘器的1/5-1/10；动力消耗小，维修费用低，运行成本低；维护工作量少。	受粉尘比电阻、烟气工况影响很大，结构复杂；不适于处理高浓度及细微粉尘；受电源特性及供电方式影响较大；维修时需要停机；不能捕集有害气体。
袋式除尘	利用滤料对除尘的锅炉作用	过滤效率高，可达99.99%以上；除尘效率不受工况条件波动的影响；清灰效果好，运行阻力低，运行阻力在1000Pa以下；运行稳定，安全可靠；设备故障率低，检修维护简便；操作运行自动化程度高，可实现无人值守；脉冲阀性能优越，膜片寿命100万次以上；滤袋寿命长，一般为3-4年。	不适于处理高温、高湿及腐蚀性烟气；压力损失大，电耗高；维修费用大，运行成本高；对滤料特性要求较高。
电袋组合除尘	前级电除尘器和后面袋装除尘器自合在一起的除尘设备		存在臭氧的腐蚀、运行阻力的增高以及投资较多、占地面积大、滤袋寿命相对较短。

4.2 燃煤及燃气电厂调研分析

4.2.1 调研概述

为充分了解目前煤炭和天然气在发电领域的应用现状以及污染物排放的实际情况，本文选取了位于京津冀、长三角、珠三角的 9 家燃煤电厂和 10 家燃气电厂开展了调研工作，主要针对燃煤和燃气电厂的实际运行情况、减排措施、实际排放水平、减排及运营成本进行了全方位调研。并参考了已有文献资料中 99 台机组的排放情况。

调研的所有燃煤电厂均安装了脱硫、脱硝及除尘装置且运行状况良好，排放水平均达到超低排放标准。

本次调研的燃气电厂均为 E 级、F 级燃气电厂，由于发电机组本身排放水平已达到国家标准 ($\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{Nm}^3$)，因此根据不同地区的地方标准不同，环保设备的配置也有所不同。如北京地区标准较高，调研的所有燃气电厂均配置烟气脱硝装置，且脱硝系统运行良好，压损、氨逃逸等数据正常，脱硝效率接近设计效率；长三角及珠三角的燃气电厂则只有重点城市的电厂加装脱硝装置。

表 4-5 电厂调研情况汇总

	燃煤电厂	燃气电厂
数量	9	10
电厂职能	常规电厂	常规电厂/调峰电厂
设备规模	均为 300MW 以上规模机组	多为 E 级(120MW~150MW)、F 级(250MW~300MW)机组
是否达到超低排放标准	是	是
主要污染物	SO_2 、 NO_x 、粉尘、废水	NO_x 、废水
污染物处理系统	脱硫、脱硝、除尘	部分脱硝
污染物排放处理系统在线监测	有	有
运行效率	>40%	>55%

4.2.2 调研结果

4.2.2.1 环保设施运行现状

(1) 燃煤电厂

本报告所调研的所有燃煤电厂均达到了超低排放标准，脱硝技术路线多采用 SCR 烟气脱硝，部分燃煤电厂采用 SNCR 脱硝方式；如国华沧东电厂采用低氮燃烧器+SCR 烟气脱硝技术路线，其排放水平也为调研的所有燃煤电厂中最低；脱硫控制技术路线多为选择低硫优质煤（含硫量一般不高于 0.8%）+高效湿法脱硫技术，使其脱硫效率不低于 98%；而除尘技术路线则静电除尘、袋式除尘和组合除尘技术均有采用。所有调研的燃煤电厂环保设备均运行状况良好，均设有污染物排放在线监测系统。

(2) 燃气电厂

本次调研的燃气电厂均为 E 级、F 级燃气电厂，由于发电机组本身排放水平已达到国家标准（ $\text{NO}_x \leq 50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ），因此根据不同地区的地方标准不同，环保设备的配置也有所不同。

北京地区环境要求高，出台了《固定式燃气轮机大气污染物排放标准 DB11/847-2011》，并制定了地区污染物减排优惠政策，因此所调研燃气电厂除发电机组本身采用干式低氮燃烧器外，均配置烟气脱硝装置。脱硝系统运行良好，压损、氨逃逸等数据正常，脱硝效率接近设计效率。

长三角地区燃气电厂的排放要求与国家排放限值一致，但上海、南京等重点城市环保税率较高，因此虽然燃气发电机组本身已满足排放要求，但该部分地区的电厂也都配置了 SCR 烟气脱硝装置；其它非重点城市由于 NO_x 环保税与全国要求一致，因此并未加装 SCR 脱硝系统。

作为我国沿海发达地区，珠三角重视发展清洁高效气电。目前，珠三角地区燃机排放要求与国家排放要求一致，仅深圳地区标准严于国家标准，由于地方政府没有特殊要求，该地区大部分电厂没有加装 SCR 脱硝系统。珠三角地区燃气电厂 NO_x 排放水平与长三角地区相近。

4.2.2.2 排放浓度

(1) 氮氧化物 (NO_x)

本次调研的燃煤和燃气电厂的 NO_x 排放水平普遍均远低于国家及地方标准,其中燃气电厂 NO_x 排放平均值为 18.13mg/Nm³ 比燃煤电厂 NO_x 排放平均值 40.32mg/Nm³ 低 55.0%。

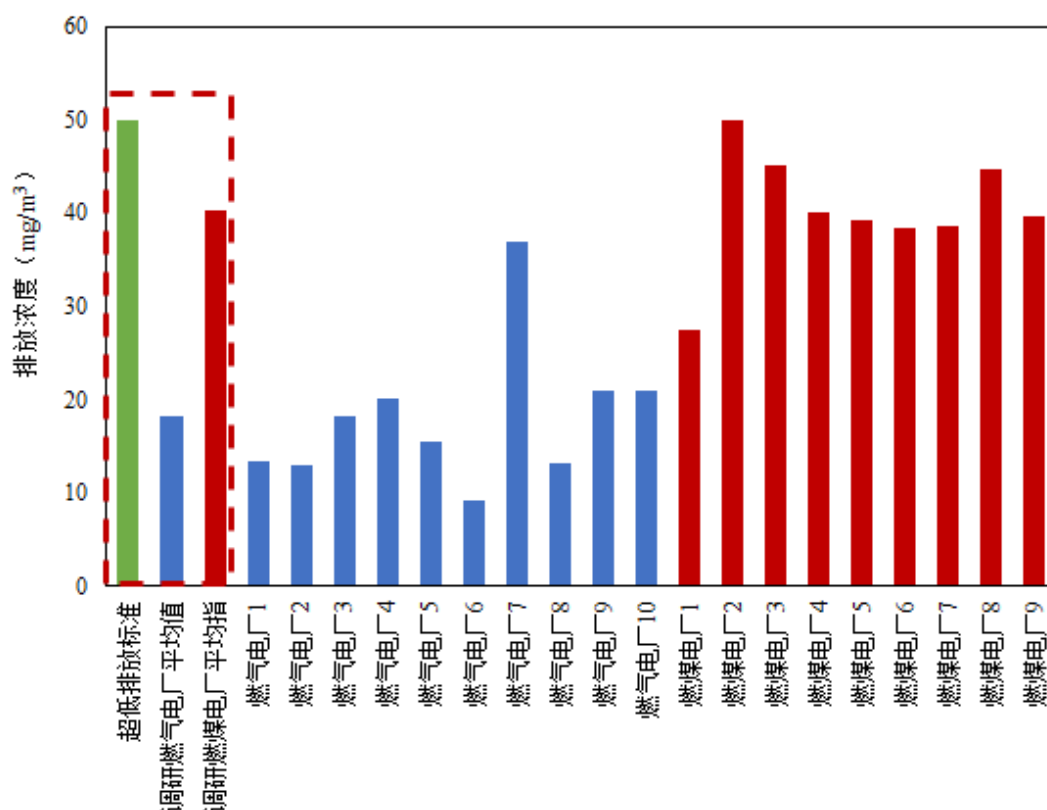


图 4-9 调研燃煤及燃气电厂 NO_x 排放水平

(2) 二氧化硫 (SO₂)

由调研结果可以看出,作为酸雨主要成因的 SO₂,燃气电厂的排放量微乎其微,平均值仅为 0.47 mg/Nm³,而燃煤电厂的 SO₂ 排放水平虽然远低于超低排放标准的 35mg/Nm³,但仍达到了 19.91mg/Nm³,是当前 SO₂ 排放的主要来源。

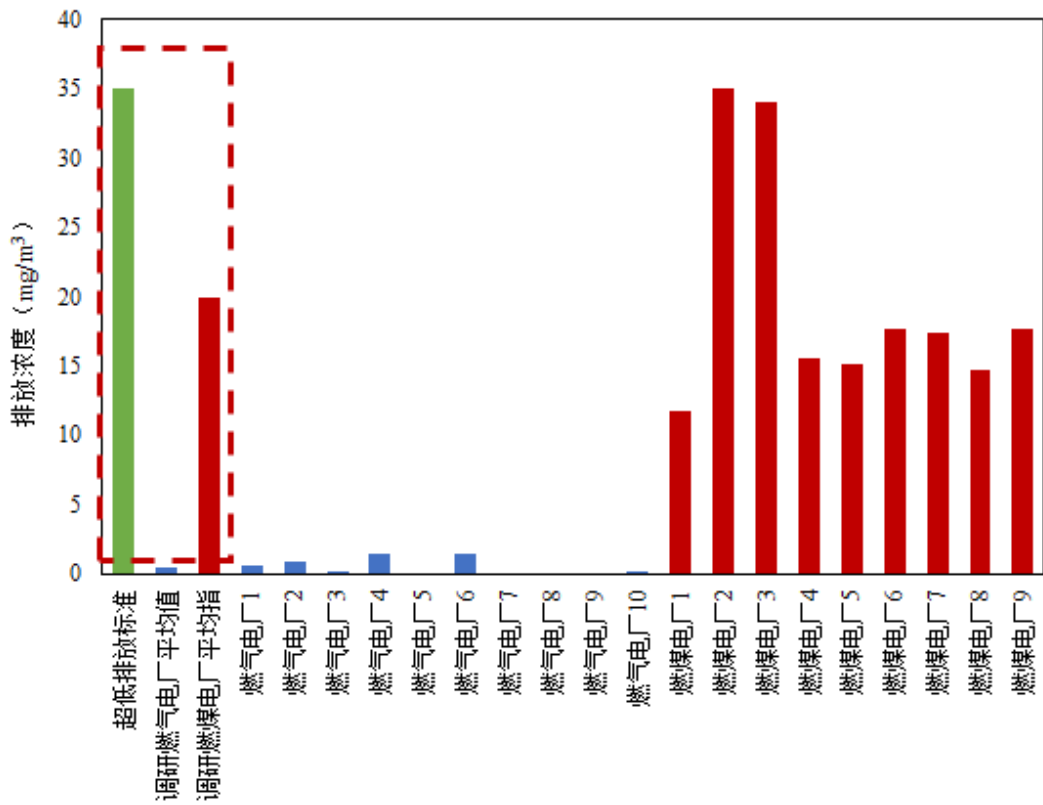


图 4-10 调研燃煤及燃气电厂 SO₂ 排放现状

(4) 烟尘

烟尘的调研结果也与 SO₂ 类似，燃气电厂的烟尘排放平均值仅为 0.66mg/Nm³，比燃煤电厂的 2.2mg/m³ 低 70.0%。

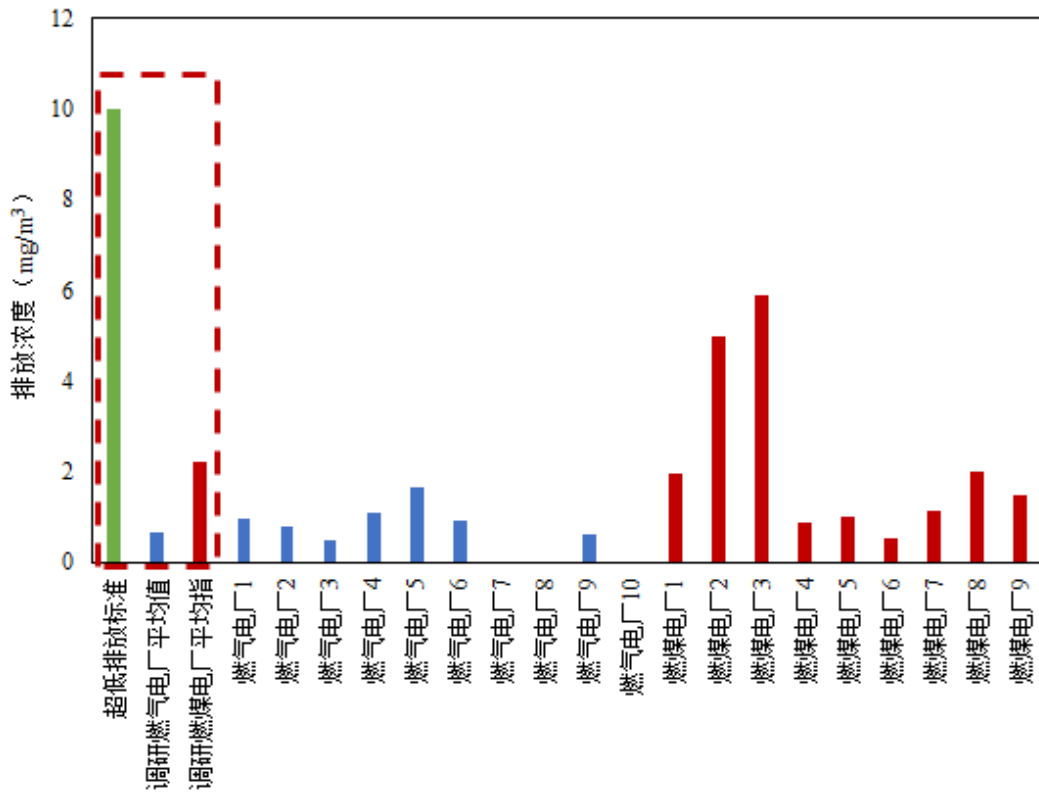


图 4-11 调研燃煤及燃气电厂烟尘排放现状

4.2.2.3 排放绩效

目前，国家级地方标准均采用污染物排放浓度作为排放水平评价指标，但由于燃煤电厂与燃气电厂的工艺流程、工作机理有所不同，同等规模发电设备的烟气量和基准含氧量也不同，即使达到相同的排放浓度标准，两种发电形式的实际污染物排放量和对环境所造成的实际影响并不相同。虽然调研结果显示燃气电厂的污染物排放浓度水平明显优于燃煤电厂，但在相同发电量条件下，燃气电厂的总排烟量大于燃煤电厂，因此需进一步计算燃煤及燃气电厂的污染物排放绩效（即单位发电量的污染物排放量），以全面评价燃煤电厂及燃气电厂的污染物排放水平。

(1) NO_x 排放绩效

从调研计算结果可以看出，本次调研燃煤和燃气电厂的 NO_x 平均排放绩效均低于 2019 年中电联发布的全国统计数据 0.195g/kWh，其中燃气电厂平均值为

0.114g/kWh，燃煤电厂平均值为 0.146g/kWh，燃气电厂的 NO_x 排放绩效低于燃煤电厂约 22%。

另外，燃气电厂样本中最大值为 0.189g/kWh，仍低于全国平均值 0.195g/kWh，证明本文所调研燃气电厂的 NO_x 排放绩效普遍优于全国火力发电平均水平。

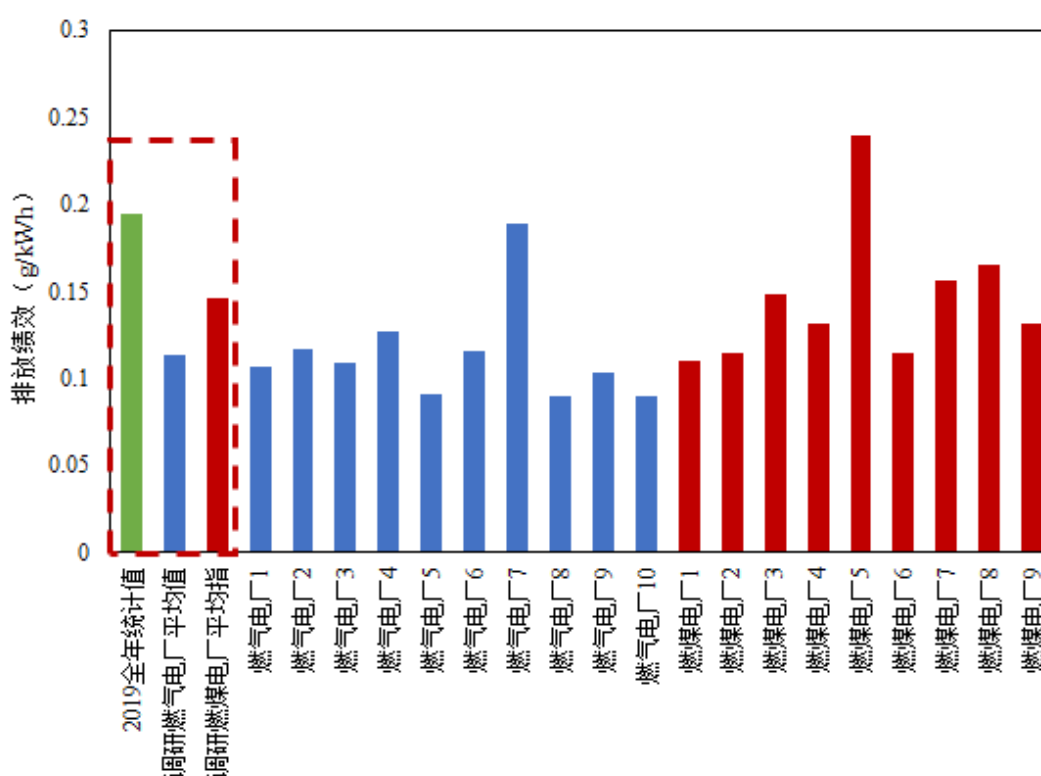


图 4-12 调研燃煤及燃气电厂 NO_x 排放绩效

(2) SO₂ 排放绩效

燃气电厂的 SO₂ 排放绩效优势仍旧比较明显，调研结果燃气电厂的 SO₂ 平均排放绩效为 0.004g/kWh，燃煤电厂平均排放绩效为 0.075g/kWh，均显著低于 2019 年中电联发布的全国统计数据 0.187g/kWh。由于火力发电领域的 SO₂ 主要来自于燃煤发电，而本次调研中 SO₂ 排放绩效低于全国统计值 60%以上，证明调研所选取的燃煤电厂样本均为高清洁电厂。

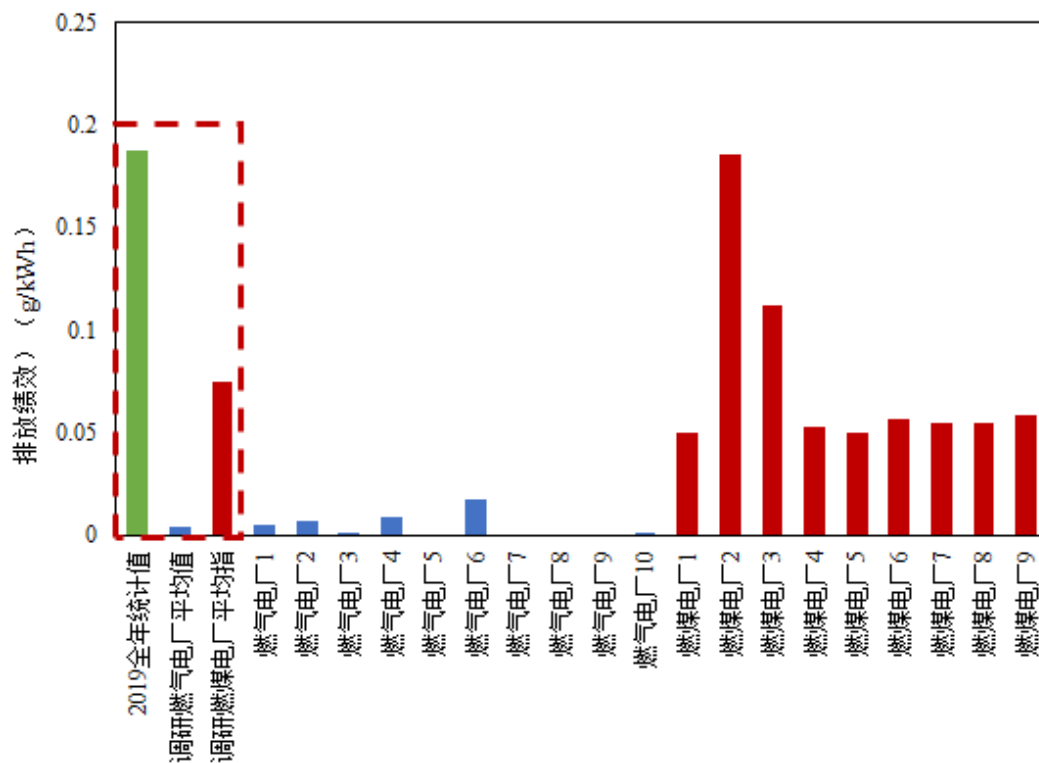


图 4-13 调研燃煤及燃气电厂 SO₂ 排放绩效

(3) 烟尘排放绩效

烟尘排放绩效仍与 SO₂ 类似，燃气电厂具有明显优势，平均排放绩效仅为 0.005g/kWh，燃煤电厂平均排放绩效为 0.014g/kWh，低于全国统计值 0.038g/kWh。

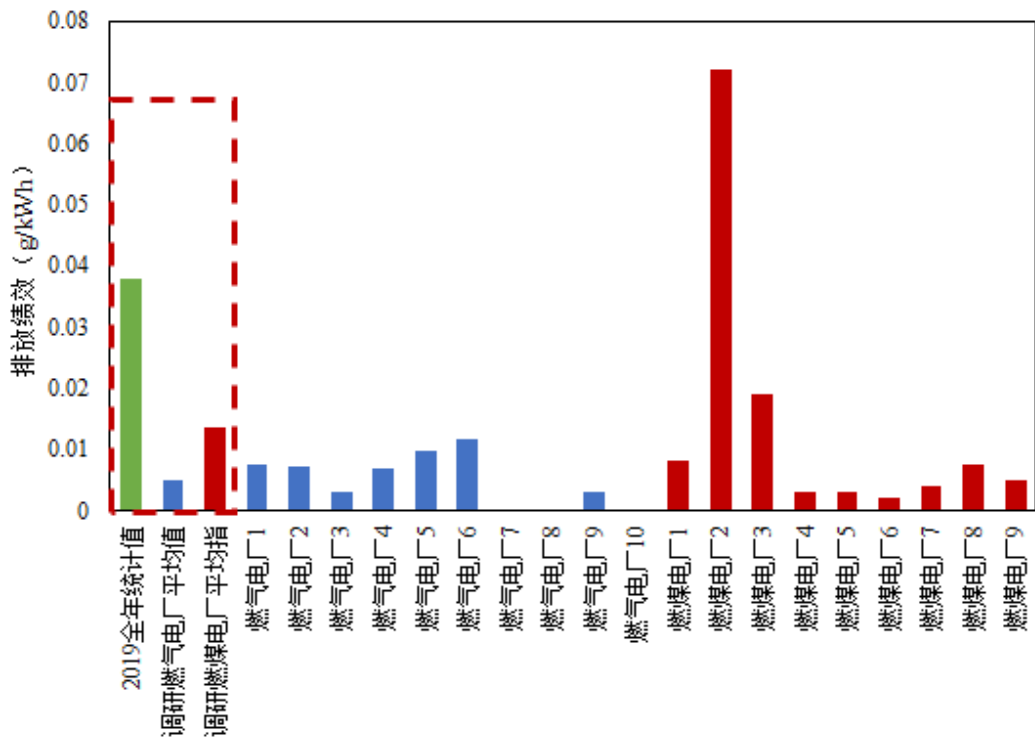


图 4-14 燃煤及燃气电厂粉尘排放绩效

(4) 平均排放绩效

由调研结果可知,本报告中所选样本的 NO_x、SO₂、烟尘排放绩效均低于 2019 全国火力发电统计数据平均值,燃气电厂 NO_x 排放绩效低于燃煤电厂,SO₂、烟尘排放绩效均显著由于燃煤电厂。

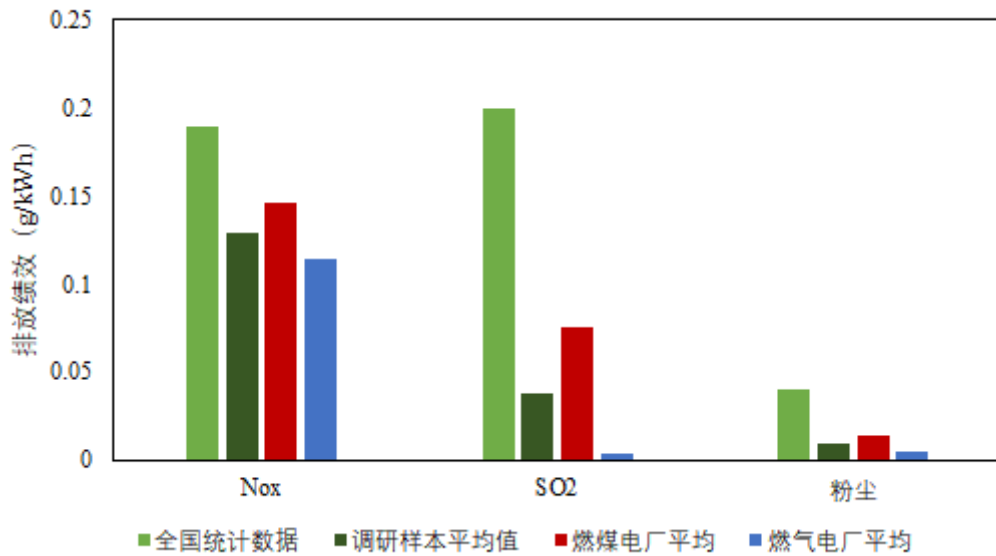


图 4-15 调研燃煤及燃气电厂平均排放绩效

4.2.2.4 污染物排放当量

参考《中华人民共和国环境保护税法》，引入物排放当量，即根据不同污染的污染程度及当量系数，计算燃煤及燃气发电污染物排放对大气的综合影响。可以看出，按照 2019 火力发电全国统计值计算，火力发电大气污染物当量为 0.378 当量/kWh，调研结果燃气电厂的大气污染物排放当量仅为 0.113 当量/kWh，燃煤电厂为 0.212 当量/kWh。

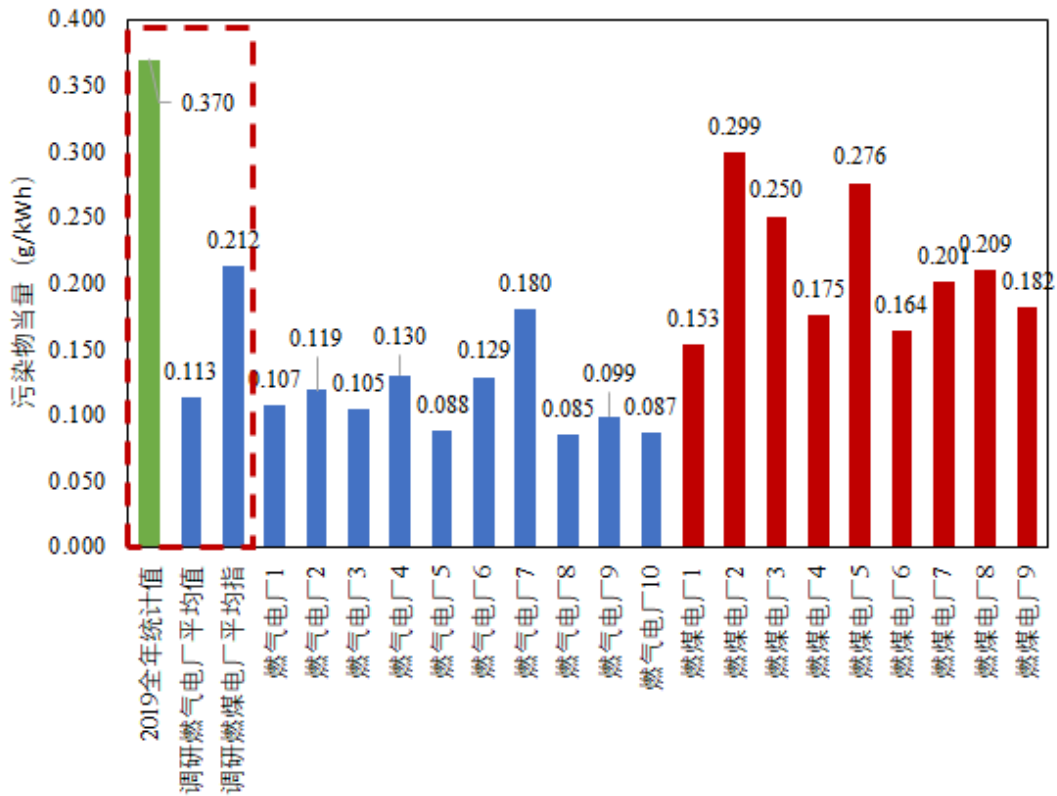


图 4-16 调研燃煤及燃气电厂污染物当量绩效

4.2.2.5 减排成本

减排成本主要包含燃煤和燃气电厂各自为达到排放标准而投入的技术改造成本、减排装置投资建设成本以及电厂实际运行过程中的运行维护成本。其中运行维护成本又包含维护费用、材料费用、能源费用、排污费用及年人工费用等构成。

燃煤及燃气电厂减排成本计算

序号	参数	2×600MW 燃煤电厂	2×400MW 燃气电厂
1	技术改造及设备投资成本	59382	22275
1.1	脱硝系统投资	22000	22275
1.2	脱硫系统投资	25172	0
1.3	除尘系统投资	12210	0

1.4	单位造价 (元/kWh)	495	278
2	年运行成本	4223	2482
2.1	脱硝运行成本	3219	2482
2.2	脱硫运行成本	434	0
2.3	除尘运行成本	570	0
2.4	单位减排成本 (元/MWh)	6.81	4.21

注：1、燃煤电厂减排计算标准为 NOx30mg/Nm³，SO₂15mg/Nm³，烟尘 2mg/Nm³；

2、燃气电厂减排计算标准为 NOx15mg/Nm³；

3、单位减排成本=（设备年折旧摊销+年运行维护成本）/电厂全年发电量。

4.2.2.6 综合绩效分析

（1）占地对比

由于不涉及煤和灰的堆放，燃气电厂占地面积大大减少，单位容量的占地仅为燃煤电厂的 10%~30%。另外，为达到减排效果，燃气电厂只需增加脱硝装置，而燃煤电厂则需要增加脱硫、脱硝及烟尘处理设备，燃气电厂的减排设备占地也远远小于燃煤电厂。

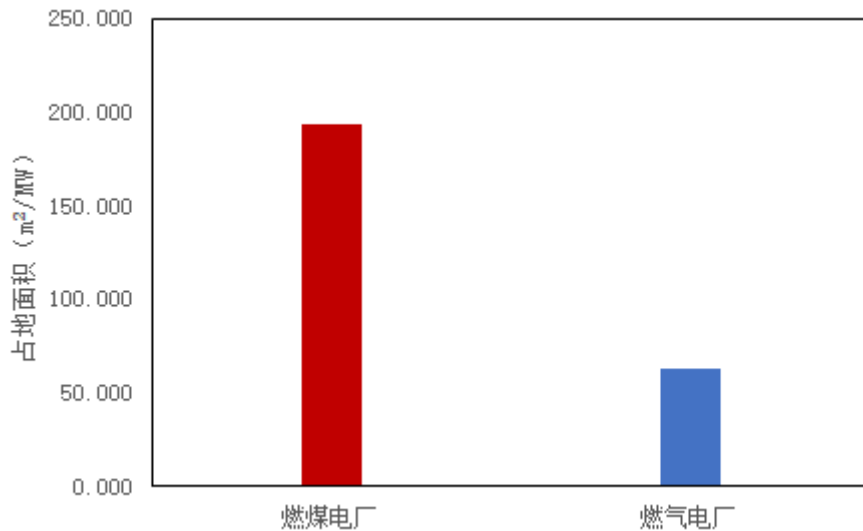


图 4-20 燃煤及燃气电厂占地对比

（2）环保设备投资对比

燃煤电厂需投入脱硝、脱硫及除尘设备，环保设备整体投资较大；燃气电厂

由于当代大型燃气轮机发电机组均已采用低氮燃烧技术，若不加装脱硝装置，则环保设备投资近乎为零；若追求更严格的排放标准，则需投入烟气脱硝装置。

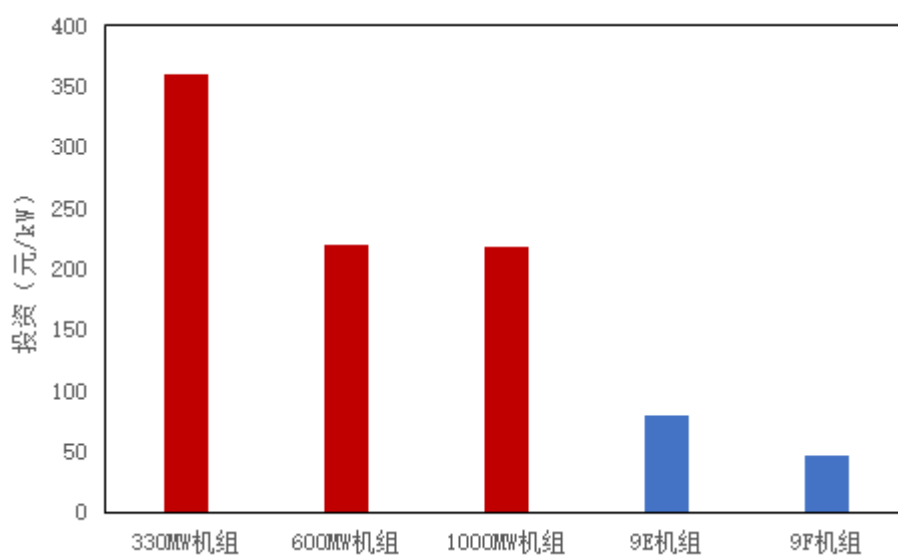


图 4-21 燃煤及燃气环保设备电厂投资对比

(3) 能耗对比

根据调研结果统计，燃气电厂通过燃气-蒸汽联合循环，通常可以获得更高的发电效率，F级发电机组联合循环发电效率可达60%，因此燃气电厂发电效率标准煤耗比燃煤电厂低20%左右。

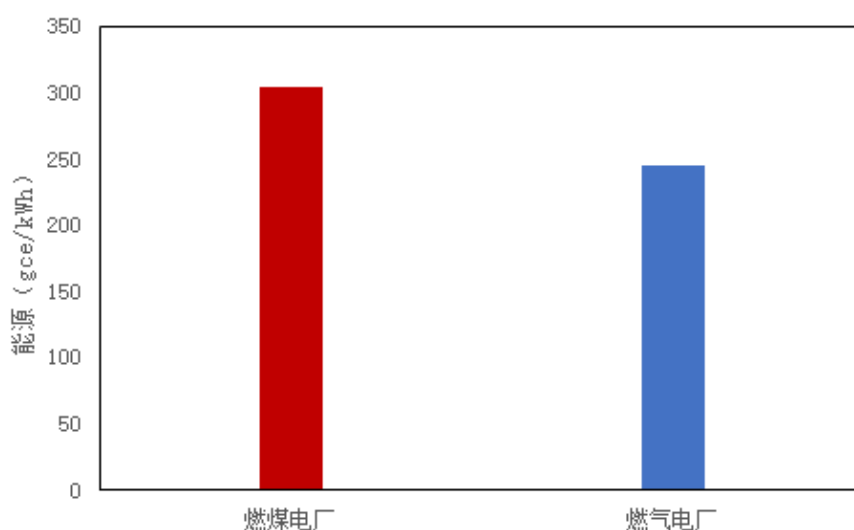


图 4-22 燃煤及燃气电厂能耗对比

(4) 水耗对比

燃气电厂的水耗也明显低于燃煤电厂，低了约 26%。

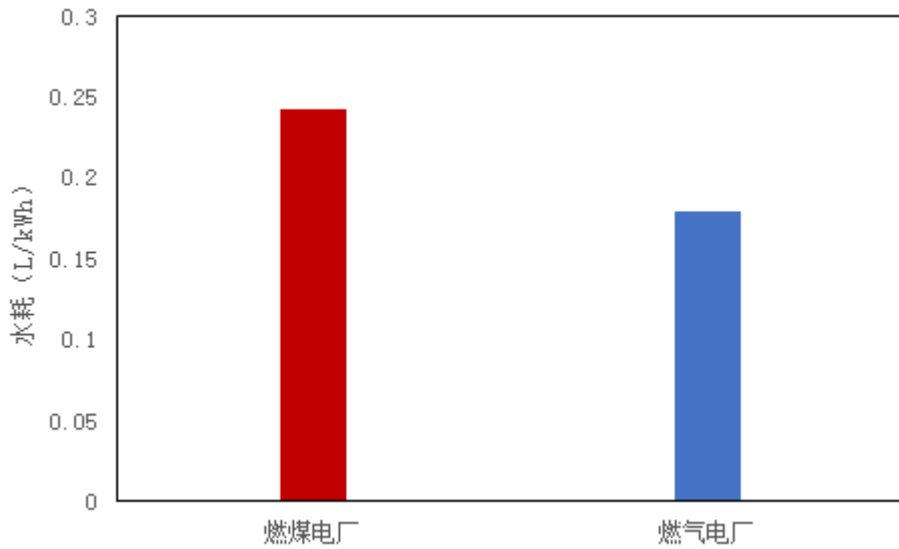


图 4-23 燃煤及燃气电厂水耗对比

(5) 碳排放对比

自 2017 年起，我国碳交易市场全面启动，随着碳交易市场的不断发展和成熟，碳成本也逐渐成为火力电厂日常成本的重要组成部分。

目前燃煤电厂排放的 CO₂，主要包括了煤炭完全燃烧产生的 CO₂ 和污染物处理产生的 CO₂。燃煤燃烧过程 CO₂ 排放因子，与电站的热效率、燃料的含碳率及燃煤氧化率等因素有关。碳排放计算参考 IPCC2006 温室气体指南中的公式。

$$CEF = \frac{91.5\% \times C \times 44/12}{LHV \times 0.278 \times X}$$

式中：CEF-燃烧 CO₂ 排放因子，kg/kWh；

91.5%-燃煤氧化率；

C-燃煤的含碳量，kg/kg；

44/12-CO₂ 和 C 的摩尔质量之比，kg/kg；

LHV-燃煤的低位发热量，MJ/kg；

X-燃煤发电机组效率，%；

0.278-热电转换系数，kWh/MJ。

脱硫过程产生的 CO₂ 可通过 SO₂ 去除率计算得到：

$$SE_{CO_2} = W_{SO_2} \times MW_{CO_2} / MW_{SO_2}$$

式中： SE_{CO_2} -吸附剂 CO₂ 净释放量；

MW_{SO_2} -SO₂ 的摩尔质量；

MW_{CO_2} -CO₂ 的摩尔质量；

W_{SO_2} -SO₂ 去除量。

不同煤炭资源的含硫率差别较大，本报告取全国煤炭平均含硫率 1.1%。

脱氮过程产生的 CO₂ 主要为催化剂与氮氧化物反应产生的 CO₂，根据环保部、中电联等研究，脱氮产生的碳排放约为 1.28g/kWh。

而天然气电厂的碳排放则主要来自天然气的燃烧和脱氮过程中催化剂与氮氧化物反应产生的少量 CO₂，天然气发电烟尘、SO₂ 较低，不存在处理过程碳排放。燃烧过程中碳排放可由下式计算所得。

$$CEF = \frac{C \times 44/12}{LHV \times 0.278 \times X}$$

式中：CEF-燃烧 CO₂ 排放因子，kg/kWh；

C-天然气的含碳量，kg/m³；

44/12-CO₂ 和 C 的摩尔质量之比，kg/kg；

LHV-燃气的低位发热量，MJ/m³；

X-燃气-蒸汽联合循环发电效率，%；

0.278-热电转换系数，kWh/MJ。

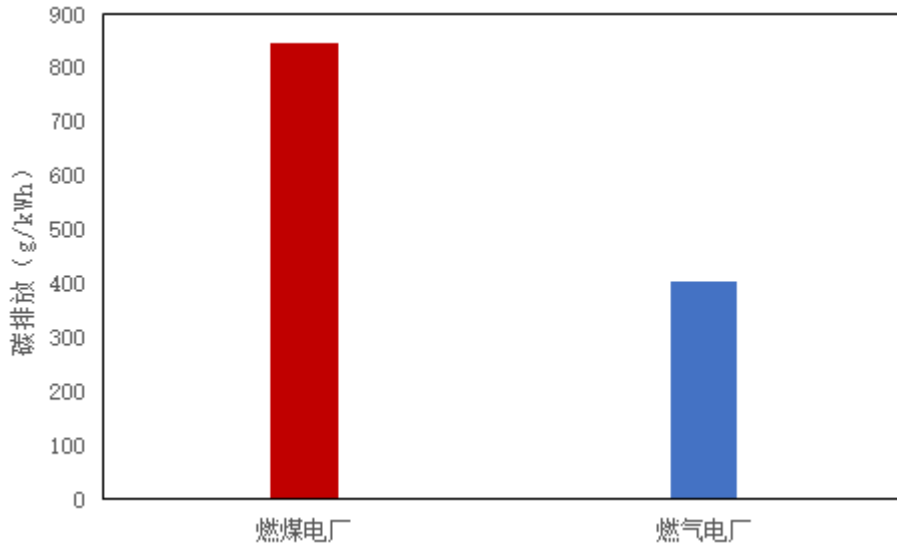


图 4-24 燃煤及燃气电厂碳排放量对比

4.2.2.7 平准化度电污染成本 (LEOE)

平准化发电成本 (LCOE) 是指发电项目在建造运营周期内每千瓦时的发电成本，它是一种被广泛认可的、透明度高的发电成本计算方法。发电项目在建造运营周期内每千瓦时的发电成本，衡量的是发电项目从初建到运营的总成本费用支出的折现值与其在寿命周期内能量产出的经济时间价值的比值，即其平准化贴现成本，可用于计算经营期电价。

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{(CAPEX_n + OPEX_n + TAX_n)}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{(C \times H \times (1 - O_N))_n}{(1+r)^n}}$$

式中： $CAPEX_n$ --初始投资的年值，包括自有资金、贷款以及折旧；

$OPEX_n$ --运维成本的年值，包括燃料、运行维护费用、减排费用、保险费用、人工成本等；

TAX_n --电厂每年应缴纳税额，包括增值税、所得税、教育附加费、城市维护建设税、土地使用税等；

C --装机容量，

H --年利用小时数，

O_N --厂用电率，
 N --电厂运营年限，
 r --贴现率。

按照 LCOE 的公式的构造思路，我们构造了如下的度电污染成本指标：

$$LEOE = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{(SE_n + NE_n + PM_n + CE_n + WE_n)}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{(C \times H \times (1 - O_N))_n}{(1+r)^n}}$$

LEOE 考量的是燃煤和燃气电厂在建造运营周期内每千瓦时的发电的综合减排成本，其中 SE_n 、 NE_n 、 PM_n 、 CE_n 和 WE_n 代表脱硫、脱硝、除尘、二氧化碳和废水排放成本。当然这些污染物的社会损害不同，并不能简单的做代数运算，所以我们用了环保税费衡量脱硫、脱硝、除尘及排水的经济成本。税费标准依据 2018 年 1 月 1 日开始实施的《中华人民共和国环境保护税法》及《中华人民共和国环境保护税法实施条例》。

《中华人民共和国环境保护税法》实施的同时，废止了 2003 年 1 月 2 日国务院公布的《排污费征收使用管理条例》，实施近 40 年的排污收费制度正式退出历史舞台。将排污费改为环保税，主要目的之一就是为了更好地提高排污企业环保意识，引导企业节能减排。

目前已有近 30 个省(市、自治区)陆续公布了应税大气污染物和水污染物环保税具体使用税额及项目数。其中，北京市收费标准全国最高，江苏、天津、河北、四川等省市环保税标准为最低标准的 3-5 倍；宁夏、甘肃、江西、吉林等地区环境承载力相对较强的地区平移原排污费标准；山西、湖北、福建、云南等部分省适当上调标准。

表 4-2 全国各地环保税收费情况

地区	NO _x	SO ₂	烟尘
北京	12 元/当量	12 元/当量	12 元/当量
上海	7.6 元/当量	8.55 元/当量	1.2 元/当量
江苏省 (不含南京)	4.8 元/当量	4.8 元/当量	4.8 元/当量
南京	8.4 元/当量	8.4 元/当量	8.4 元/当量

四川	3.9 元/当量	3.9 元/当量	3.9 元/当量
重庆	3.5 元/当量	3.5 元/当量	3.5 元/当量
天津	8 元/当量	6 元/当量	6 元/当量
山东	6 元/当量	6 元/当量	1.2 元/当量
湖南	2.4 元/当量	2.4 元/当量	2.4 元/当量
贵州	2.4 元/当量	2.4 元/当量	2.4 元/当量
云南	2.8 元/当量	2.8 元/当量	2.8 元/当量
其他地区 (执行最低标准)	1.2 元/当量	1.2 元/当量	1.2 元/当量

可以预见，随着环保意识的不断加强，对于环保的要求越来越高，为污染物排放所支付的税费也会越来越高。

另外，二氧化碳的成本使用上海市环境和能源交易所碳额度的当期价格 45 元/吨。这也是个通用的做法，国际经济合作与发展组织（Organization for Economic Cooperation and Development, OECD）发布的电力项目预期成本报告（2010 版），首次将 CO₂ 的排放成本计入，将污染成本考虑到度电成本中。

综合上述数据，分别对 600MW 级别燃煤电厂和 F 级燃气电厂的平准化度电污染成本（LEOE）进行了计算，结果如下所示：

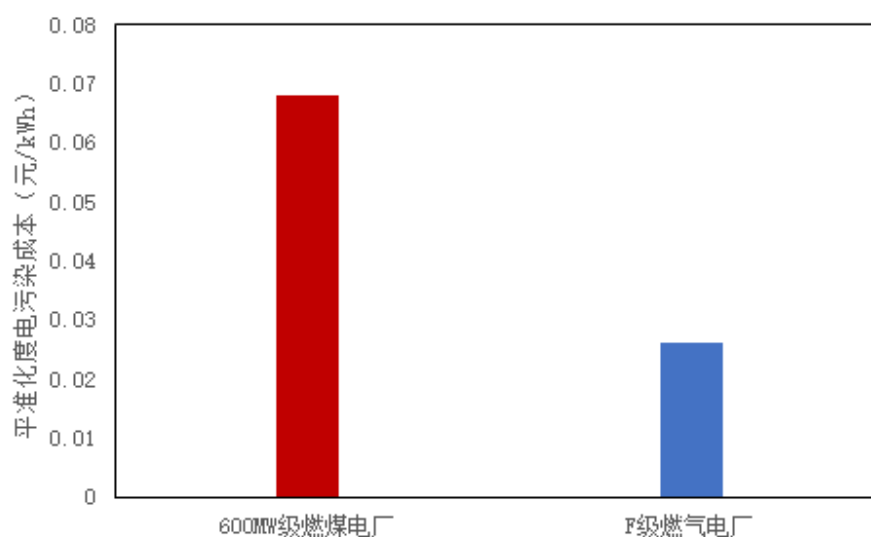


图 4-25 600MW 级燃煤电厂及 F 级燃气电厂 LEOE 值对比

注：环保税费标准取全国最高值与最低值的平均值

此结果基于 600MW 级燃煤电厂 NO_x 排放水平达到 30mg/Nm³，SO₂ 排放水

平达到 $15\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，烟尘排放水平达到 $2\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；F 级燃气电厂 NO_x 排放水平达到 $15\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。可以看出，虽然通过清洁技术水平，燃煤电厂可以达到与燃气电厂相当的排放水平，但势必需要付出更多的成本。

4.3 本章小结

本章节梳理和总结了我国燃煤及燃气发电污染物排放标准、相关政策、排放水平现状及减排关键技术，并选取了位于京津冀、长三角、珠三角的 9 家燃煤电厂和 10 家燃气电厂开展了调研工作。调研分析主要对比了燃煤和燃气电厂的 NO_x 、 SO_2 、烟尘等主要污染物排放指标，并从污染物排放浓度、排放绩效、排放当量等进行了多角度对比；同时综合对比燃煤及燃气电厂环保设备投资、运行能耗、节能减排运行成本、耗水量及碳排放量，对燃煤发电和燃气发电的综合环保效益进行了分析。

本报告所调研的所有燃煤电厂均达到了超低排放标准，调研电厂的环保设备均运行状况良好，整体排放清洁性远高于全国燃煤电厂平均水平。所调研的燃气电厂根据不同地区的排放标准要求不同而有所不同：北京地区燃气电厂除发电机组本身采用干式低氮燃烧器外，均配置烟气脱硝装置且脱硝系统运行良好，脱硝效率接近设计效率；长三角地区燃气电厂的排放要求与国家排放限值一致，因此大部分电厂均未加装 SCR 脱硝系统；珠三角地区燃气电厂 NO_x 排放水平与长三角地区相近。调研数据分析结果如下：

（1）排放浓度

超低排放标准中所规定的 NO_x 、 SO_2 、烟尘排放标准分别为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，调研燃煤电厂的 NO_x 、 SO_2 、烟尘排放平均浓度分别为 $40.32\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $19.91\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $2.22\text{mg}/\text{m}^3$ （6%含氧量），调研燃气电厂的 NO_x 、 SO_2 、烟尘排放平均浓度分别为 $18.13\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.47\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.66\text{mg}/\text{m}^3$ （15%含氧量）。燃气发电的排气中 NO_x 、 SO_2 、烟尘浓度水平均显著低于燃煤发电。

（2）排放绩效

根据中电联统计数据，2019 年全国火力发电 NO_x 、 SO_2 、烟尘的排放绩效约为 $0.195\text{g}/\text{kWh}$ 、 $0.187\text{g}/\text{kWh}$ 、 $0.038\text{g}/\text{kWh}$ ，本报告全部调研样本的 NO_x 、 SO_2 、

烟尘的排放绩效平均值分别为 0.13g/kWh、0.04g/kWh、0.01g/kWh；其中燃煤电厂的 NO_x、SO₂、烟尘的平均值分别为 0.15g/kWh、0.08g/kWh、0.014g/kWh，燃气电厂平均值分别为 0.11g/kWh、0.004g/kWh、0.005g/kWh。

可以看出，即使燃煤电厂通过有效的减排技术可以达到超低排放标准，但其排放水平仍普遍高于燃气电厂，本次调研中燃气电厂的 NO_x、SO₂、烟尘的排放绩效分别低于燃煤电厂 27%、95%、64%。

（3）污染物排放当量

污染物排放当量的计算参考了《中华人民共和国环境保护税法》，根据不同污染的污染程度及当量系数，计算燃煤及燃气发电污染物排放对大气的综合影响。

以中电联统计的全国平均数据计算，2019 年火力发电每 kWh 的污染物当量为 0.378，本次调研样本每 kWh 的污染物当量为 0.160，远低于平均数据；其中调研燃煤电厂每 kWh 的污染物当量为 0.212，燃气电厂每 kWh 的污染物当量为 0.113，燃气电厂低于燃煤电厂近 50%。

（4）碳排放

自 2017 年起，我国碳交易市场全面启动，随着碳交易市场的不断发展和成熟，碳成本也逐渐成为火力电厂日常成本的重要组成部分。

经计算，本次调研中燃煤电厂的碳排放指标为 844.77g/kWh，而燃气电厂的碳排放指标为 403.62g/kWh，仅为燃煤电厂的 48%，碳减排效果显著。

（5）综合效益分析

为更加综合、全面评价天然气和煤炭发电的综合效益，本课题特引入了平准化度电污染成本 LEOE 指标以考量燃煤和燃气电厂在运营周期内每千瓦时的发电的综合减排成本，其中包含了脱硫、脱硝、除尘、二氧化碳和废水排放成本。

根据调研数据，分别对 600MW 级别燃煤电厂和 F 级燃气电厂的平准化度电污染成本（LEOE）进行了计算，其中燃煤电厂的 LEOE 为 0.068 元/kWh，燃气电厂的 LEOE 为 0.026 元/kWh，燃气电厂的 LEOE 值仅为燃煤电厂的 38%。

综上，在发电领域，虽然近年来随着清洁燃煤技术的不断发展，燃煤发电应用的清洁性不断提高，排放水平逐渐接近燃气发电，但综合来看，燃气发电在环保方面的综合效益仍具备明显优势，即使是已达到“超低排放”水平的燃煤电厂，

其各项排放指标仍略逊于一般燃气电厂。且燃气电厂排放限值还有大幅降低的空间，国外发达国家早已对燃气发电的污染物排放水平实施严格控制，以美国为例，通过低氮燃烧+SCR 脱硝技术，实现了氮氧化物 4-10 mg/m³ 的排放水平，远低于我国对燃气电厂氮氧化物的排放浓度限值（50 mg/m³），迫于燃煤超低排放的压力，未来燃气电厂环保标准必然会进一步提高。另外，随着未来环保税政策的不断强化和推广，可以预见这一成本还将继续提高。

5 天然气与煤炭在供热领域排放对比研究

5.1 供热现状分析

5.1.1 燃煤和燃气锅炉供热基本情况

2018 年，全国煤炭总消费量为 397452.19 万吨标煤，其中供热用煤量、民用散煤中的生活消费量占总煤炭消费量的 8.15%、1.94%。“2+26”城市所属省份总煤炭消费量、供热用煤量和生活消费量占全国煤炭消耗总量的比重达 37.06%、44.24%、42.91%，而生活消费中，城镇生活消费所占比例达 87.48%，说明“2+26”城市所属省份城镇生活煤炭消费量相对全国其他地区还是比较大的。

2018 年，全国天然气总消费量为 1937.26 亿立方米，其中供热燃气消费量、生活燃气消费量占天然气总消费量的 6.66%、23.96%。“2+26”城市所属省份总的天然气消费量、供热天然气消费量、生活燃气消费量占全国天然气消耗总量的比重达 38.44%、76.12%、29.93%，“2+26”城市所属省份天然气供暖的比例相对全国是比较高的。

表 5-1 “2+26”城市所属省份煤炭消费情况(2018 年)

地区	煤炭消费量（万 t）	供热煤炭消费量（万 t）	生活煤炭消费量（万 t）	
			城镇	农村
北京	276.19	96.7	21.57	54.61

天津	3832.89	809.57	2.57	41.98
河北	29593.75	2302.57	358.01	1398.59
山东	42319.48	7119.77	188.9	344.15
山西	48940.14	2316.99	182.02	383.09
河南	22332.79	1682.72	125.65	209.47
六省合计	147295.24	14328.32	878.72	2431.89
全国	397452.19	32388.05	1004.48	6709.95
占比	37.06%	44.24%	87.48%	36.24%

数据来源：《2019年中国能源统计年鉴》

表 5-2 “2+26”城市所属省份天然气消费情况（2018年）

地区	天然气消费总量（亿方）	供热消费量（亿方）	生活消费量（亿方）
北京	184.85	67.11	14.11
天津	101.92	20.77	9.72
河北	125.65	1.97	36.48
山东	152.58	2.65	34.57
山西	74.72	3.87	11.92
河南	104.9	1.86	32.1
六省合计	744.62	98.23	138.9
全国总量	1937.26	128.97	464.09

占比	38.44%	76.12%	29.93%
----	--------	--------	--------

数据来源：《2019 年中国能源统计年鉴》

截至 2016 年底，北方供热仍以燃煤为主，燃煤热电联产和燃煤锅炉供热占比为 77%，其中，燃煤热电联产占到 45%，燃煤锅炉供热占到 32%。天然气取暖占比普遍较低，共占到 18%，其中燃气锅炉供热最多，占到 11%，燃气壁挂炉占到 4%，燃气热电联产占到 3%。天然气取暖面积共约 22 亿平方米，占总取暖面积 11%，天然气用量 259 亿立方米，占北方地区天然气消费量 26%。从发展趋势上来看，热电联产、燃气锅炉、燃气壁挂炉供热比例逐年提高，燃煤锅炉供热在降低。

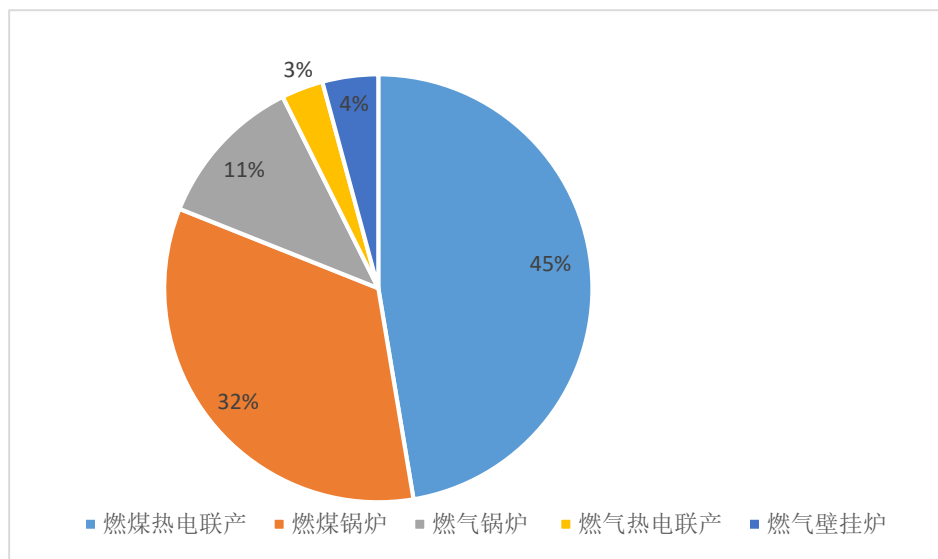


图 5-1 北方城镇地区热源结构 (2016 年底)

从热源结构分布上来讲，各省热源结构差别较大。山东、河南、内蒙古等省份以燃煤热电联产为主，辽宁、吉林、黑龙江、甘肃等地以燃煤锅炉供热为主，燃气锅炉供热主要分布在京津地区，以及新疆、青海等气源资源相对丰富、气价相对偏低的地区。各个城市采用的供热形式也不一，大部分城市以燃煤热电联产为主，少部分以燃煤锅炉供热为主，多是采用多种方式相结合的供热模式。天然气供热仅在京津城镇地区占比较高，其中北京约 80%，天津约 50%。

5.1.2 燃煤和燃气锅炉大气排放国家及地方相关标准

为促进清洁采暖，解决北方地区冬季大气污染问题，全国及各地针对锅炉都制定了锅炉大气污染物排放标准。本文研究范围主要考虑国家标准及 2+26 城市涉及到的省份地方标准：北京、天津、河北、山西、山东、河南 6 省地方锅炉排放标准。按照国务院印发的《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）明确要求：京津冀、山西中北部、山东等地燃煤锅炉项目没有地方标准的地区要执行大气污染物特别排放限值。

锅炉排放标准目前一般会对在用锅炉和新建锅炉标准分别进行规定。全国及各地在用锅炉的排放标准汇总见表 5-3，新建锅炉排放标准见表 5-4 各地在用锅炉时间段：

国家标准：锅炉大气污染物排放标准 GB 13271-2014 中自 2014 年 7 月 1 日以前建成但现在依然在使用的锅炉。

北京指 2017 年 4 月 1 日以前建成但现在依然使用的锅炉。

天津指 2018 年 1 月 1 日以前建成但现在依然使用的锅炉。

山东 2016 年 12 月 31 日以前建成但现在依然使用的锅炉。

河北、山西执行国家标准时间。

表 5-3 在用锅炉排放标准

标准级别	燃料类型	颗粒物 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	汞及其化合物 (μg/m ³)
国家	燃煤	80	400	400	50
	燃气	30	100	400	
重点地区锅炉(大气 污染物特别排放限 值)	燃煤	30	200	200	50
	燃气	20	50	150	
北京	燃煤				
	燃气	5	10	80	0.5
天津	燃煤	30	100	200	50
	燃气	10	20	150	
河北执行国标重点 地区限值	燃煤	30	200	200	50
	燃气	20	50	150	

山西(中北部执行国标特别排放限值)	燃煤	30	200	200	50
	燃气	20	50	150	
山西其他地区(执行国标)	燃煤	80	400	400	50
	燃气	30	100	400	
山东核心控制区	燃煤	20	200	300	50
	燃气	10	50	200	
山东重点控制区	燃煤	10	50	100	50
	燃气	10	50	100	
一般控制区	燃煤	10	50	200	
	燃气	10	50	200	
河南(执行国标)	燃煤	80	400	400	50
	燃气	30	100	400	

表 5-4 新建锅炉排放标准

标准级别	燃料类型	颗粒物 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	汞及其化合物 (μg/m ³)
国家	燃煤	50	300	300	50
	燃气	20	50	200	
重点地区锅炉(大气污染物特别排放限值)	燃煤	30	200	200	50
	燃气	20	50	150	
北京	燃煤				
	燃气	5	10	30	0.5
天津	燃煤	20	50	150	50
	燃气	10	20	80	
河北	燃煤	10	35	50、80(在用层燃炉及抛煤机炉供暖锅炉)	30
	燃气	5	10	50	
山西	燃煤	10	35	50	50
	燃气	5	35	50	
山东核心控制区	燃煤	5	35	50	50
	燃气	5	35	50	
山东重点控制区	燃煤	10	50	100	50
	燃气	10	50	100	

山东一般控制区	燃煤	10	50	100	济南、青岛、淄博、潍坊、日照所有燃煤锅炉及新建锅炉
	燃气	10	50	100	
河南（执行国标）	燃煤	50	300	300	50
	燃气	20	50	200	

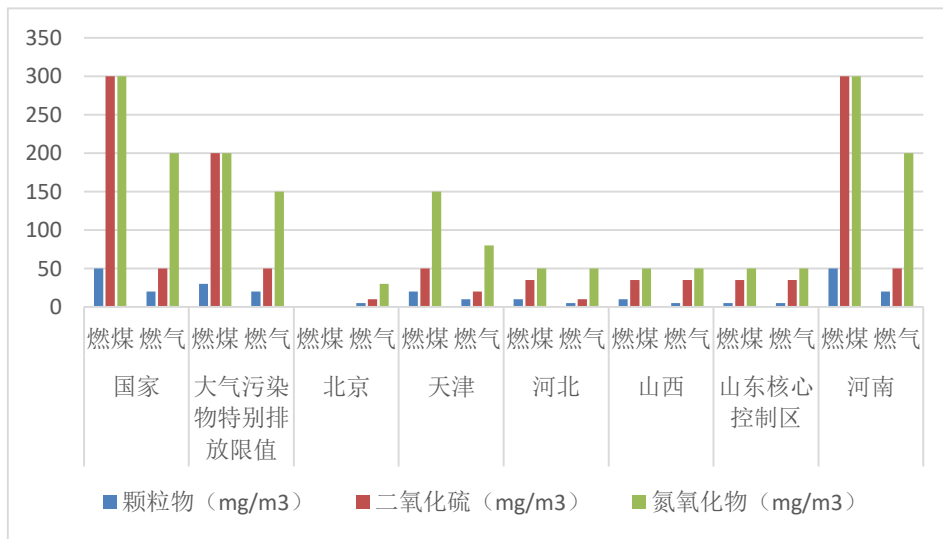


图 5-2 燃煤燃气新建锅炉国家及地方标准

由上表 5-4、图 5-2 可以看出：全国北方重点地区，特别是京津冀等地区基本上都制定了各地的排放标准，均低于国际标准要求，来严格限制锅炉排放，北京市对燃气锅炉排放标准最严格，其中新建锅炉 NO_x 排放约为国家的 1/7；从燃料类型上说，不论是国家标准还是地方标准中，新建燃气锅炉颗粒物、二氧化硫、氮氧化物等污染物排放标准都低于燃煤锅炉，特别是在 SO₂ 排放方面；从地域上来说，北京的燃煤供暖锅炉已全部取消，新建燃气锅炉地方标准是全国最严格的排放标准，天津燃气锅炉排放标准次之，每个地域所执行的锅炉排放标准，新建燃气锅炉相比与燃煤锅炉颗粒物、二氧化硫、氮氧化物等污染物都降低很多，更加突出燃气锅炉供热的环保优势。

5.1.3 燃煤燃气供热政策分析

为治理和环节国内大气污染问题，特别是冬季取暖带来的冬季大气污染问题，国内 17 年出台了《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》，以后各地区、省市也出台了规划和具体的行动计划。重点的京津冀及周边、汾渭平原以及长三角及周边地区每年均出台冬季大气污染综合治理攻坚行动方案以具体解决重点大气污染地区的问题。

本文汇总全国及重点省市推动天然气清洁供暖的相关政策，具体政策见下表 5-5。从政策方向可以看出，压减燃煤，促进清洁燃煤热电联产和大型化燃煤锅炉集中供暖，扩大天然气等清洁供暖是我国未来供暖发展的大趋势。重点支持大型热电联产对小型燃煤热电联产和小型燃煤锅炉的替代，分不同地区允许保留的燃煤锅炉大小不同，重点城市 2021 年，35 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除，县城和城乡结合部 20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除；其他地区 2021 年，20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除，县城和城乡结合部 10 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除。未来燃煤锅炉（房）主要作为集中供热的调峰热源，与热电联产机组联合运行，热电联产机组承担基本热负荷，调峰锅炉承担尖峰热负荷。环境保护和监测方面，所有燃煤集中供暖锅炉必须达标排放，安装大气污染源自动监控设施，城市城区的燃煤锅炉进行超低排放改造，达到超低排放标准（在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米）。鼓励其余燃煤锅炉参照超低排放和天然气锅炉标准提高环保排放水平。推广高效节能环保锅炉。

表 5-5 相关政策汇总

省市	政策名称	政策内容
全国	《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021 年）》	到 2021 年，北方地区清洁取暖率达到 70%，替代散烧煤（含低效小锅炉用煤）1.5 亿吨； 2019 年，“2+26”重点城市 2021 年，35 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除；县城和城乡结合部清洁取暖率达到 80%以上，20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除；农村地区清洁取暖率 60%以上。 其他地区，2021 年，20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除。新建建筑全部实现清洁取暖。县城和城乡结合部构建以集中供暖为主、分散供暖为辅的基本格局。清洁取暖率达到 70%以上，10 蒸吨

		<p>以下燃煤锅炉全部拆除；</p> <p>热电联产机组和城市城区的燃煤锅炉必须达到超低排放（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米）。推进燃煤锅炉“以大代小”推广高效节能环保煤粉锅炉。提高供热燃煤质量，优先燃用低硫份、低灰分的优质煤。</p>
京津冀及周边	《京津冀及周边地区 2019-2020 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》	<p>严格控制煤炭消费总量。加快推进 30 万千瓦及以上热电联产机组供热半径 15 公里范围内的燃煤锅炉和落后燃煤小热电关停整合。对以煤为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源或利用工厂余热、电厂热力等进行替代。依法依规加大燃煤小锅炉（含茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施）淘汰力度，加快农业大棚、畜禽舍燃煤设施淘汰。优先利用热电联产等方式替代燃煤锅炉。2019 年 12 月底前，“2+26”城市行政区域内基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉。锅炉淘汰方式包括拆除取缔、清洁能源替代、烟道或烟囱物理切断等。</p> <p>加快推进燃气锅炉低氮改造，暂未制定地方排放标准的，原则上按照氮氧化物排放浓度不高于 50 毫克/立方米进行改造。对已完成超低排放改造的电力企业，各地要重点推进无组织排放控制、因地制宜稳步推动煤炭运输“公转铁”等清洁运输工作。对稳定达到超低排放要求的电厂，不得强制要求治理“白色烟羽”。</p>
汾渭平原	《汾渭平原 2019-2020 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》	<p>依法依规加大燃煤小锅炉（含茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施）淘汰力度，加快农业大棚、畜禽舍燃煤设施淘汰。优先利用热电联产等方式替代燃煤锅炉。2019 年 12 月底前全部淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉，城市建成区基本淘汰每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉。锅炉淘汰方式包括拆除取缔、清洁能源替代、烟道或烟囱物理切断等。2019 年 12 月底前，各地基本完成每小时 65 蒸吨及以上燃煤锅炉超低排放改造，达到燃煤电厂超低排放水平。</p> <p>加快推进燃气锅炉低氮改造，暂未制定地方排放标准的，原则上按照氮氧化物排放浓度不高于 50 毫克/立方米进行改造。2019 年 12 月底前，陕西省基本完成燃气锅炉低氮改造。</p>
		<p>严控新增用煤，加快推进 30 万千瓦及以上热电联产机组供热半径 15 公里范围内的燃煤锅炉和低效燃煤小热电关停整合。对以煤为燃料的工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及利用工厂余热、电厂热力等进行替代。</p> <p>深入开展锅炉综合整治。依法依规加大燃煤小锅炉（含茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施）淘汰力度，加快农业大棚、畜禽舍燃煤设施淘汰。坚持因地制宜、多措并举，优先利用热电联产等方式替代燃煤锅炉。2019 年 12 月底前，上海、江苏行政区域内和浙江、安徽城市建成区内基本淘汰 35 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。锅炉淘汰方式包括拆除取缔、清洁能源替代、烟道或烟囱物理切断等；基本完成 65 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉超低排放改造，达到燃煤电厂超低排放水平。</p>

		加快推进燃气锅炉低氮改造。未出台地方排放标准的，原则上按照氮氧化物排放浓度不高于 50 毫克/立方米进行改造。2019 年 10 月底前，上海基本完成燃气锅炉低氮改造。
北京	2018 年《北京市打赢蓝天保卫战三年行动计划》	一是加快推进“煤改电”农村地区电网升级，满足采暖领域电能替代需求，2018 年，完成平原地区 450 个村“煤改清洁能源”，同步开展农村住宅节能改造，实现全市平原地区基本“无煤化”。有序推进山区村庄的“煤改清洁能源”工作。 二是在保障温暖过冬的前提下，延庆等区完成集中供热中心燃煤锅炉清洁能源改造。通过以上措施，2020 年，优质能源比重提高到 95%。
天津	2017 年《天津市居民冬季清洁取暖工作方案》	全面推进居民冬季清洁取暖，除山区等不具备清洁取暖条件的采用无烟型煤替代外，全市居民散煤基本“清零”。“煤改气”，主要采用燃气壁挂炉取暖；
河北	2017《河北省城镇供热“十三五”规划》	到“十三五”末，全省县城及以上城市集中供热和清洁能源供热基本实现全覆盖，清洁供热率达到 95%以上，基本形成以燃煤、燃气热电联产、工业余热、地热能为基础热源，以高效清洁燃煤和天然气低氮燃烧区域锅炉房为调峰，以天然气分布式锅炉、壁挂炉、电能、生物质和太阳能等为补充的供热方式。推进大中型燃煤热电联产机组建设，加大天然气资源利用，提高清洁能源供热能力。
	2017 年《河北省节能“十三五”规划》	突出抓好煤炭减量化。全面淘汰小型燃煤锅炉，农村地区实现全省范围 35 蒸吨/小时以下锅炉“无煤化”。 大力推进煤炭清洁化。加快省内煤矿原煤洗选设施升级改造，到 2020 年省内原煤入洗率达到 80%以上，严格控制劣质煤流入。推广清洁高效燃煤技术，推进大型清洁高效燃煤供热站和热电联产建设。 着力实施煤炭替代化。强力推进冬季清洁取暖，到 2020 年，全省县城及以上城市集中供暖和清洁能源供暖率达到 95%以上，全省农村清洁采暖面积达到 70%以上，全省压减散煤 3000 万吨，平原区域农村散煤基本实现“清零”，山坝等边远区域农村散煤总量控制在 800 万吨以内。
黑龙江	2017 年《关于推进全省城镇清洁供暖的实施意见》	各地通过推进清洁供暖，提高燃煤清洁热源、燃气、电等清洁能源供暖占比，减少大气污染排放。城市城区，2019 年清洁取暖率达到 60%以上；2021 年清洁取暖率达到 80%以上。县城和城乡结合部，2019 年清洁取暖率达到 50%以上；2021 年清洁取暖率达到 70%以上。 在气源落实的区域，选择天然气分布式能源、燃气壁挂炉、燃气锅炉等多种方式，推进天然气供暖。
吉林	2018 年《吉林省落实打赢蓝天保卫战三年行动计划实施	实施煤炭消费总量控制。到 2020 年，煤炭占全省一次能源消费总量比例降低到 63%以下。 有效推进清洁供暖。到 2020 年，全省清洁取暖率达到 42%以上。

	方案》	<p>加快推进散煤治理。到 2020 年,全省散煤替代率达到 70%以上。</p> <p>燃煤小锅炉淘汰。县级及以上城市建成区于 2020 年底前基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶等燃煤设施、储粮燃煤烘干设备等燃煤设施。</p>
辽宁	2017 年《辽宁省推进清洁取暖三年滚动计划(2018-2020 年)》	<p>城镇优先发展天然气供暖。加快城镇配套天然气管网建设,优先发展天然气供暖。适度发展天然气热电联产,鼓励对既有燃煤热电联产机组实施天然气替代。在具有稳定冷热电需求的楼宇或建筑群,大力发展天然气分布式能源项目。</p> <p>加大现有燃煤锅炉天然气置换力度,积极推进新建取暖设施使用天然气作为燃料。在热网未覆盖的楼房小区,支持推广天然气锅炉集中供暖,对城中村、城郊村等分散用户,鼓励安装燃气壁挂炉取暖。</p> <p>农村地区积极推广天然气取暖。根据农村经济发展速度、经济承受能力和天然气基础设施建设水平,以盘锦市为重点,在具备管道天然气、LNG、CNG 供气条件地区率先实施天然气“村村通”,积极推广燃气壁挂炉。</p>
甘肃	2018 年《甘肃省冬季清洁取暖总体方案(2017-2021 年)》	<p>在城市城区方面,优先发展集中供暖,加快发展各类分散式清洁供暖。到 2021 年,20 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除;力争清洁取暖率达到 80%以上;集中供热不能覆盖的,全部完成电代煤或其它清洁能源替代。</p> <p>在农村地区方面,优先利用多种清洁能源供暖,农房节能改建启动示范,节能取暖设施得到推广。到 2021 年,农村取暖能源消费结构趋于优化,取暖效率明显提升。</p> <p>在城郊及县城方面,到 2021 年,10 蒸吨以下燃煤锅炉全部拆除;力争清洁取暖达到 70%以上。其中:城区周边、城乡结合部等有条件的地区清洁集中供热延伸覆盖 20%左右。</p>
山东	2018 年《山东省冬季清洁取暖规划(2018-2022 年)》	<p>清洁取暖率。到 2020 年,全省平均清洁取暖率达到 70%以上。</p> <p>用能结构。到 2020 年,燃煤取暖面积占总取暖面积 70%左右,工业余热、天然气、电能以及生物质等可再生能源取暖面积占比达到 30%左右。到 2022 年,燃煤取暖面积占总取暖面积 60%左右,工业余热、天然气、电能以及生物质能等可再生能源取暖面积占比达到 40%左右。</p> <p>天然气、电能等清洁能源取暖暂时难以推广使用的边远山区和经济条件相对薄弱的农村地区过渡替代散烧煤取暖的方式,重点利用清洁型煤(型煤、兰炭、优质无烟煤)+环保炉具等方式提高供暖用煤质量,尽可能的减少供暖污染物排放。严格执行清洁型煤、节能环保炉具和污染物排放等技术标准,强化对清洁型煤的煤质、成分、配送、燃烧等全过程的有效控制及监管,保证清洁型煤的产品质量及排放要求。</p>
河南	《河南省污染防治攻坚战三年行动计划	<p>严控煤炭消费目标。到 2020 年,全省煤炭消费总量较 2015 年下降 10%。</p> <p>大力推进清洁能源取暖。在天然气管网覆盖到的区域,在落实</p>

	(2018-2020年)》	<p>气源合同的前提下,有序建设燃气锅炉房、天然气分布式能源项目;“煤改气”坚持“以气定改”。全省城区、县城和城乡结合部、农村地区清洁取暖率 2020 年达到 70%、60%、30%。</p> <p>加强洁净型煤质量监管,积极推广洁净型煤。</p> <p>扩大天然气利用规模和提升供应保障能力。在热负荷相对集中的开发区、工业集聚区、产业园区新建和改建天然气集中供热设施,鼓励新型工业、高技术企业利用天然气。鼓励有条件的区域或建筑推进冷热电多联供天然气分布式能源站建设。</p>
内蒙古	《内蒙古自治区冬季清洁取暖实施方案》	<p>总体目标。到 2019 年,全区清洁取暖率达到 50%、2021 年达到 70%。</p> <p>区域目标。按照由城市到农村推进的总体思路,加快提高清洁取暖比重。2021 年达到 80%以上,城市建成区禁止新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。</p> <p>2021 年达到 70%以上,逐步淘汰 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉,其中旗、县(市)政府所在地禁止新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。</p> <p>有序发展天然气供暖。适度推进燃气供热项目,有序建设天然气分布式能源项目,采用热电冷三联供技术实现能源梯级利用。因地制宜选择燃气热电联产、燃气锅炉、天然气分布式能源、燃气壁挂炉等多种方式,推进天然气供暖。</p>
山西	2018 年《山西省冬季清洁取暖实施方案》	<p>到 2021 年,清洁取暖率达到 75%左右,替代散烧煤(含低效小锅炉用煤)600 万吨。</p> <p>加大农村清洁取暖力度。积极引导建制镇驻地村、中心村、旅游村等经济条件较好的农村地区改用燃气或电取暖设施。</p> <p>对暂不具备清洁能源替代条件的散煤,使用型煤、兰炭、洁净焦等洁净燃料进行替代;稳步推进冬季取暖“煤改气”工程。有条件城市城区和县城稳步推进天然气供暖,做好城市城乡结合部农村地区天然气供暖。</p>
新疆	2018 年《新疆维吾尔自治区清洁取暖实施方案(2018-2021 年)》	<p>方案提出,到 2021 年新疆总取暖建筑面积需求预计将达 9.07 亿平方米,比 2017 年新增约 2.27 亿平方米,供暖需求较大。新疆将积极推广燃气供暖、电供暖、气电混合供暖等清洁取暖方式,新建及改造热网 1050 公里,到 2021 年清洁取暖面积将达 3.26 亿平方米。</p>
宁夏	《宁夏回族自治区清洁取暖实施方案(2018 年-2021 年)》	<p>2021 年地级市清洁取暖率达到 80%以上,县(市、区)达到 70%以上,农村达到 40%以上。</p> <p>宁夏将按照“集中供热为主、以气代煤为先、以电代煤为辅”的思路,统筹推进清洁能源取暖。</p> <p>宁夏将全面淘汰小型燃煤锅炉,深化燃煤锅炉全面达标治理。各市、县(区)城市建成区淘汰每小时 20 蒸吨以下燃煤锅炉,在不具备煤改气、煤改电条件的农村地区,全面实施洁净型煤替代散煤。</p>
陕西	2018 年《陕西	到 2019 年,全省(关中和陕北地区)清洁取暖率达到 63%;

	省冬季清洁取暖实施方案（2017-2021年）》	到2021年，全省清洁取暖率达到70%以上。实现城镇地区以热电、燃气锅炉等集中供暖为主，分散式天然气、电、可再生能源等利用为辅的清洁取暖格局；农村地区综合采用天然气、电、可再生能源等取暖方式，加快替代散烧煤取暖。 稳步推进天然气供暖。按照“宜管则管、宜罐则罐”原则，综合利用多种气源，以关中地区为重点，推进新建取暖设施用气，加大现有燃煤锅炉天然气置换力度。在具有稳定冷热电需求的楼宇或建筑群，发展天然气分布式能源。在热网覆盖不到，具备管道天然气、撬装液化天然气、压缩天然气供气条件地区，鼓励安装燃气锅炉房、燃气壁挂炉等。
青海	《关于推进冬季城镇清洁供暖的实施意见》	设市城市城区优先发展热电联产、大型区域锅炉房为主的集中供暖，集中供暖暂时难以覆盖的，加快实施各类分散式清洁供暖。2021年，清洁取暖率达到80%以上。 优先发展天然气供暖。因地制宜选择燃气热电联产、燃气锅炉、天然气分布式能源、燃气壁挂炉等多种方式，推进天然气供暖。

5.2 洁净煤和燃气在民用分散采暖领域污染物排放对比分析

5.2.1 分散采暖清洁燃煤技术及排放水平

居民分散采暖清洁燃煤技术包括清洁煤的选择利用技术和清洁燃煤炉具技术。

(1) 清洁煤的选择利用技术

居民分散采暖以往常采用民用散煤，无烟煤和半焦等低挥发分、低灰、低硫的产品通常作为是民用洁净散煤使用，但是散煤不充分燃烧导致大量颗粒物、黑炭等污染物，且炉具没有污染物控制装置，污染严重。当前政府鼓励使用洁净型煤，通过在型煤中添加助燃剂、固硫剂等助剂后，有效地提高点火温度、降低SO₂和烟尘的排放，提高燃煤的利用效率，同时通过采用清洁节能高效燃煤炉具以减少排放。

市面上的民用型煤主要包括煤球和蜂窝煤，以及其他型煤。全国各地，特别是京津冀地区先后出台了民用洁净型煤的地方标准，对洁净型煤的灰分、硫分、挥发分、发热量等指标进行限定，尽量采用低挥发分、低灰、低硫的产品，以减少污染物排放。国标、各地方标准中蜂窝煤的指标要求见表5-6，其他型煤的指标要求见表5-7。全国各省对型煤的各种组分要求更严格，但差别不大，全硫含

量在0.4%~0.6%之间，挥发分在10%~12%之间，灰分在16%~31%之间。

表 5-6 国标、各地方标准中蜂窝煤的指标要求

标准级别	灰分 (Ad) /%	发热量 (Qgt,d)	全硫 (Std) %	挥发分 (Vd) /%	磷含量 (Pd)	氯含量 (Cl)	砷含量 (Asd)	汞含量 (Hgd)	氟含量 (F)
单位		MJ/kg	%	%	%	%	μg/g	μg/g	μg/g
国标蜂窝煤 1号		≥21.00	≤0.50	≤10.00	≤0.100	≤0.150	≤20	≤0.250	≤200
国标蜂窝煤 2号		≥19.00	≤1.00						
北京蜂窝煤	≤31.00	≥21.00	≤0.40	≤10.00					
天津蜂窝煤	≤31.00	≥21.00	≤0.40	≤10.00					
天津块煤	≤16.00		≤0.40	≤10.00	≤0.15	≤0.30	≤80	≤0.60	≤200
河北蜂窝煤	≤31.00	≥21.00	≤0.40	≤10.00					
河北洁净颗粒型煤 1型	≤24.00	≥24.00	≤0.40						
河北洁净颗粒型煤 2型	≤24.00	≥24.00	≤0.60						
山东蜂窝煤 只选 I 型		>19.00	≤0.50	≤12.00	≤0.10	≤0.150	≤20	≤0.60	≤200
河南洁净蜂窝煤选取 1号		≥21.00	≤0.45	≤10.00	≤0.10	≤0.150	≤20		≤200

表 5-7 国标、各地方标准中其他型煤的指标要求

标准级别	灰分 (Ad) /%	发热量 (Qgt,d)	全硫 (Std) %	挥发分 (Vd) /%	磷含量 (Pd)	氯含量 (Cl)	砷含量 (Asd)	汞含量 (Hgd)	氟含量 (F)
国标其他型煤		≥24.00	≤0.40	≤12.00	≤0.100	≤0.150	≤20	≤0.250	≤200

北京其他型煤	≤25.00	≥24.00	≤0.40	≤12.00					
天津其他型煤	≤25.00	≥24.00	≤0.40	≤12.00					
天津块煤	≤16.00		≤0.40	≤10.00	≤0.15	≤0.30	≤80	≤0.60	≤200
河北其他型煤	≤25.00	≥24.00	≤0.40	≤12.00					
河北民用散煤	≤16.00	≥24.00	≤0.40	≤10.00					
山东其他型煤只选 I 型		> 22.50	≤0.50	≤12.00	≤0.10	≤0.150	≤20	≤0.60	≤200
山东民用散煤只选 I 型	< 16.00	> 24.00	≤0.50	≤12.00		≤0.30	≤80	≤0.60	≤200

(2) 清洁燃煤炉具技术

高效的民用水暖炉采用解耦燃烧或者正烧、反烧相结合的方式燃烧洁净烟煤型煤，同时通过改善炉膛结构、控制燃烧速度、增强换热和合理组织空气、烟气排放来提高热效率、降低污染物排放。其产品需要满足 GB16155-2018《民用水暖煤炉通用技术条件》的要求，热效率大于等于 65%，烟气排放符合表 5-8。目前市场上较好的产品能效能达到 75%。

表 5-8 炉具大气污染物排放标准

烟气污染物 GB16154-2018	颗粒物 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	一氧化碳 /%	烟气黑度 (林格曼黑度)/级
热效率大于等于 65%排放指标	≤50	≤100	≤52	≤53	≤54

根据文献《民用燃煤大气污染物控排技术对策》给出的洁净型炉具的实际排放指标颗粒物 15~30mg/m³，二氧化硫 31~95mg/m³，氮氧化物 85~146 mg/m³，烟气黑度(林格曼黑度)/级≤1。

北京市五组民用型煤炉具排放实测数据见下表。按照炉具产品标准中对排放的要求，以下实测数据氮氧化物排放均不满足标准要求、二氧化硫排放部分样本

满足标准要求，而颗粒物均符合要求，可见，使用清洁型煤对控制颗粒物方面有一定效果的。

表 5-9 北京市民用型煤炉具排放实测数据

试验次数	颗粒物 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)
1	29	79	119
2	11	83.11	93.5
3	28	83	120
4	10.8	133.5	92.5
5	9.12	152	157
标准要求	≤50	≤100	≤52

5.2.2 燃气分散采暖低氮技术及排放水平

燃气分散采暖一般都采用燃气壁挂炉采暖，即燃气采暖热水炉。燃气分户式壁挂炉采暖占天然气采暖的 32%，是北方地区城市热网覆盖不到区域的分散供热形式，是集中供热的有效补充，主要用于独栋别墅或城中村、城郊村、农村等居民用户分散的区域。南方地区采暖相对不集中，有采暖需求的地区也主要以燃气分户式采暖为主。

燃气壁挂炉采暖一般分为热水型和热水采暖两用型。燃气采暖热水炉减氮技术主要采用低氮燃烧技术实现氮减排，同时通过采用烟气冷凝回收烟气技术，即可以提高能效，又使烟气冷凝，在一定程度上减少氮氧化物排放。

北京市 18 年份发布的《北京市打赢蓝天保卫战三年行动计划》中提出：进一步降低燃气采暖热水炉氮氧化物排放。新、改、扩建工程禁止使用能效标识 2 级及以下的燃气采暖热水炉，氮氧化物排放达到燃气采暖热水炉国家标准规定的 5 级要求。GB20665-2015《家用燃气快速热水器和燃气采暖热水炉能效限定值及能效等级》中规定见下表。北方地区基本上均采用采暖、热水两用型产品，其热效率在两个状态，不同负荷下最低热效率不能低于 92%。在北京一些地区的“煤改气”的招标中规定燃气壁挂炉的热效率不应低于 1 级能效，河北部分地区“煤改气”要求采购的燃气壁挂炉的热效率不应低于 2 级能效。当前国内大部分规模化企业燃气采暖炉能效可以达到二级及以上，大部分产品采用冷凝式，热效率可达 1 级能效水平。

表 5-10 家用燃气采暖热水炉能效限定值及能效等级

类型			热效率值		
			能效等级		
			1 级	2 级	3 级
采暖炉	热水	η_1	96	89	86
		η_2	92	85	82
	采暖	η_1	99	89	86
		η_2	95	85	82

当前燃气采暖热水炉按照产品标准 GB25034-2010 所规定的 NO_x 排放要求，最高标准 5 级要求燃气热水采暖炉 NO_x 排放要达到 70mg/kwh，而北京市地标《锅炉大气污染物排放标准》DB11/139-2015 要求燃气采暖热水炉 NO_x 排放要达到 100mg/kwh，实际实施过程中北京市很多区县招标采购时要求燃气采暖热水炉 NO_x 排放要达到 50mg/kwh，大部分厂家产品能达到此要求，某些品牌的产品采用低氮燃烧技术，可以使 NO_x 排放要达到 20mg/kwh 及以下。

5.2.3 排放绩效对比分析

排放绩效即单位供热量下的污染物、二氧化碳等排放量。

(1) 碳排放

按照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》中给出的煤炭和燃气的特性参数缺省值进行碳排放计算。燃煤炉具采用型煤，燃气采暖炉采用管道天然气和 LNG。计算采用参数如表 1 所示。二氧化碳排放绩效见图 5-3 所示。燃煤热水炉的二氧化碳排放绩效值为 0.148kg/MJ，管道天然气和 LNG 所产生的二氧化碳排放绩效值分别为 0.058kg/MJ 和 0.066kg/MJ，天然气的碳排放绩效值为煤炭的 39.2%~44.5%，不到一半。这主要是由于煤炭较高的含碳量以及供热设备较低能效造成的。

表 5-11 燃煤炉具和燃气采暖炉二氧化碳排放计算参数

燃料类型	发热量 (GJ/t) / (GJ/万 m ³)	单位发热量含碳量 (t 碳/GJ)	单位含碳量 (kg/kg)	碳氧化率	二氧化碳 kg/kg
型煤	17.46	0.0336	0.59	0.90	1.94
LNG	41.87	0.0172	0.72	0.99	2.61
天然气	389.31	0.0153	0.60	0.99	2.16

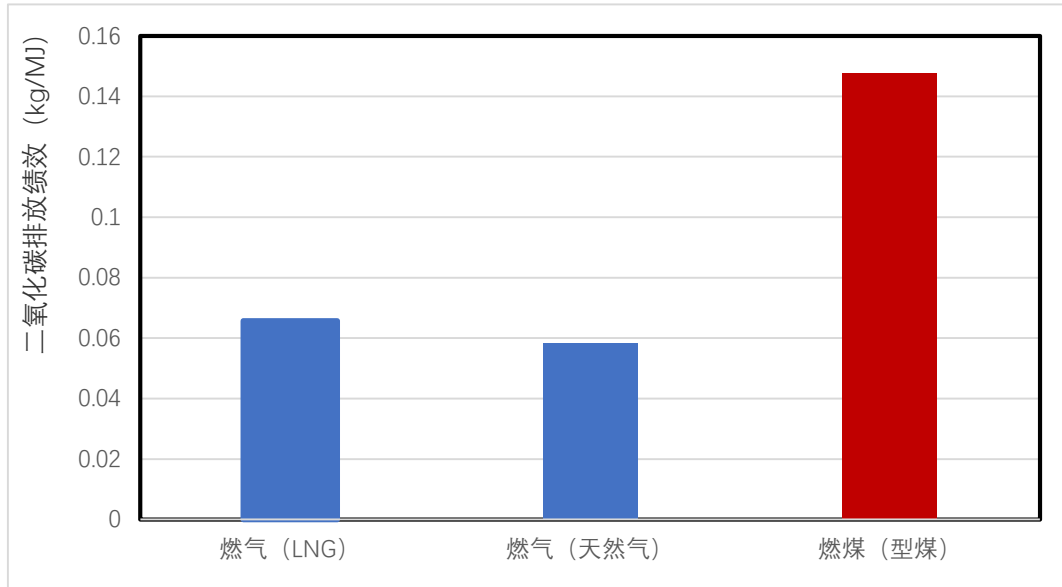


图 5-3 燃煤采暖炉与燃气采暖炉二氧化碳排放绩效

(2) 大气污染物排放

1kg 型煤或 1m³ 天然气燃烧产生的实际烟气量与型煤和天然气的组分和燃烧设备空气过量系数有关。按照常用型煤组分，取空气过量系数为 1.75（烟气中基准氧含量为 9%），则实际烟气量为 11.5~11.6m³。按照典型的天然气组分，取空气过量系数为 1.2（烟气中基准氧含量为 3.5%），则 1m³ 天然气产生的实际烟气量为 13.8~14.1 m³。

按照燃煤热水炉热效率 75%，燃气采暖炉热效率 95%计算，得到其污染物排放绩效见表 5-12、5-13 所示，对比情况见图 5-4 所示。

表 5-12 燃煤热水炉的污染物排放绩效

	颗粒物 (mg/MJ)	二氧化硫 (mg/MJ)	氮氧化物 (mg/MJ)
实际测试平均值	10.49	63.32	69.45
标准限定值	29.83	59.67	31.03

表 5-13 燃气采暖炉 NO_x 排放绩效

	北京市地标	招标要求	某品牌
标准要求值 (mg/kWh)	100.00	50.00	20.00
换算后 (mg/m ³)	117.01	58.51	23.40
排放绩效 (mg/MJ)	33.60	16.80	6.72

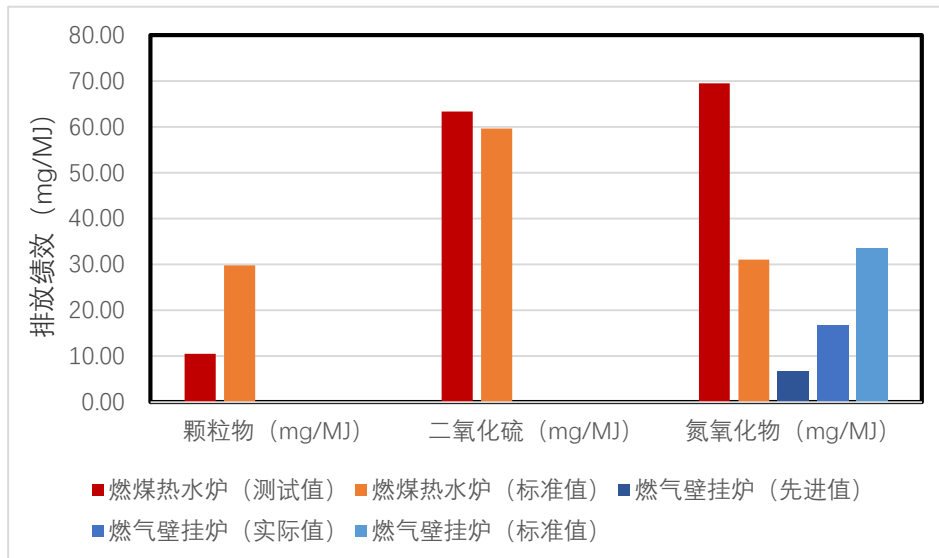


图 5-4 燃煤、燃气采暖炉输出单位热量时大气污染物排放情况

从图中可以看出，当前燃气采暖炉污染物主要以 NO_x 为主，从对比结果来看，燃煤和燃气标准要求的 NO_x 排放限值换算后的单位供热量的排放绩效差别不大，但是从实际产品使用的排放效果来看，燃气采暖炉的 NO_x 由于较好的低氮燃烧技术和较高的热效率，使得其排放绩效远低于于标准要求值，而且远低于燃煤热水采暖炉。

5.3 燃煤和燃气在锅炉供热领域污染物排放对比分析

5.3.1 燃煤锅炉供热技术及排放水平

清洁燃煤锅炉供热技术主要通过燃前煤质监控技术、燃烧技术、污染物脱除及控制碳排放技术等实现。

目前国内对于 CO_2 的排放没有标准要求，对于 CO_2 的减排技术从节能技术出发，通过提高能源利用效率来实现节能减排。而采用氮捕捉技术，包括燃烧前捕集技术、燃烧后捕捉，还有改变燃烧形式，采用富氧燃烧、化学链燃烧形式，可以达到减碳的目的，但是目前在燃煤供热锅炉项目中还未有应用。

(1) 燃前煤质监控技术

对不同来源的燃料煤，当挥发分符合煤粉工业锅炉设计需求时，优先选择低

灰、低硫的煤种。在仅有高含硫(不小于 1%)、高含灰(不小于 15%)燃料煤的情况下,通过洗选的方法降低燃料煤的灰分和硫分。一般控制所用的燃料煤灰分不大于 10%、硫分不大于 0.5%。全国及各地对非发电工业用煤的标准要求见表 5-14。工业用煤灰分要求 $\leq 11.5\% - 15.5\%$, 低于民用型煤要求 16.00%-31.00%;挥发分技术要求 $\leq 37.00\%$, 比民用煤 ≤ 12.00 要高,高的挥发分容易点燃、热效率高。

表 5-14 全国及各地对非发电工业用煤的标准要求

标准级别	灰分 (Ad) /%	全硫 (Std) %	挥发分 (Vd) /%	磷含量 (Pd)	氯含量 (Cl)	砷含量 (Asd)	汞含量 (Hgd)	氟含量 (F)
北京	≤ 12.50	≤ 0.40	≤ 37.00					
天津一类	≤ 11.50	≤ 0.40	≤ 37.00	≤ 0.15	≤ 0.30	≤ 80	≤ 0.60	≤ 200
天津二类	≤ 12.50	≤ 0.50	≤ 37.00					
河北工煤 I 型	≤ 12.50	≤ 0.40	≤ 37.00					
河北工煤 II 型	≤ 15.50	≤ 0.50	≤ 37.00					

(2) 锅炉燃烧技术

锅炉主要采用低氮燃烧技术减少氮氧化物产生;或者采用不同的锅炉燃烧方式提高锅炉效率,减少污染物产生。

低氮燃烧技术主要采用低氮燃烧器、空气分级、燃料分级等方法在燃烧中抑制氮氧化物生成,约能控制 30%的氮氧化物排放,可将膛氮氧化物数值控制在 200~300mg/m³。

燃煤工业锅炉采用不同的燃烧技术方式,主要形成 3 种:基于颗粒煤(<30 mm) 移动床层状燃烧原理的链条炉排锅炉、基于粉煤(<10 mm) 流化床(流态化) 燃烧原理的循环流化床锅炉,以及近年来出现的基于高级煤粉(<0.1 mm)。目前锅炉常采用链条炉,效率较低,平均约 70%~80%,发展空间越来越小。近年来循环流化床锅炉技术也得到了很好的应用,总体上技术发展趋势是以大容量化为主,并形成 35 t/h、65 t/h、75 t/h、130 t/h、240 t/h 的锅炉系列,流化床锅炉对燃料的适应性较强,可以实现炉内固硫及低 NO_x 燃烧,通过炉内喷钙技术,

可使流化床锅炉的炉内固硫率可以达到 80%以上,燃料的折算全硫低于 0.5%时,初始排放浓度可以控制至 $<200\text{ mg/m}^3$ 。流化床锅炉炉膛的总体温度水平低,热力型 NO_x 难以生成,只有少量燃料型 NO_x ,并通过一、二次风的经典空气分级配风,一般 NO_x 的初始排放浓度也可以控制至 $<200\text{mg/m}^3$,但循环流化床 N_2O 的排放远高于煤粉锅炉,其浓度达到 $40 \sim 600\text{ mg/m}^3$,成为循环流化床锅炉发展的技术瓶颈。现代煤粉工业锅炉对燃料的质量指标提出严格要求,要求入炉煤粉的空干基水分小于 5%,要求煤粉粒度 $R_{90}\leq 15\%$,以提高燃烧效率,要求清洁煤粉的灰分小于 15%(最好在 10%以内),全硫小于 0.5%,以满足系统的低(超低)排放特性。循环流化床、煤粉工业锅炉热效率已达到 90%以上,与链条炉相比,很大程度上降低了氮氧化物排放水平。

(3) 污染物及减少碳排放控制技术

主要采用除尘技术、脱硫技术、脱硝技术,全过程控制污染物排放。

1) 除尘技术

目前主要通过应用较为广泛的布袋除尘、静电除尘和电袋复合除尘技术,可以有效除尘,效率高达 99.9%以上,烟尘排放浓度可达 $20\sim 30\text{mg/m}^3$,而且可以达到除汞的效果。若要进一步降低烟尘浓度,可在普通电除尘的基础上采用低低温电除尘、湿式静电除尘器、旋转电极静电除尘技术和高频电源技术。超低排放及更严格减排燃煤锅炉中,除尘系统主要技术路线为烟气冷却器+低低温静电除尘器+高效除尘烟气脱硫+湿式静电除尘器,旋转极板静电除尘器+高效除尘烟气脱硫+湿式静电除尘器等,均可实现烟尘排放小于 5mg/m^3 。

2) 烟气脱硫技术

一般可分为湿法、干法(半干法)两类。

湿法烟气脱硫常采用石灰石/石灰-石膏法(WFGD)、双碱法、氨法、氧化镁法。其优点是脱硫效率高,技术成熟,运行稳定可靠,脱硫副产物可以利用等;缺点是存在脱硫废水处理的问题,容易造成二次污染,且由于洗涤后烟气温度低,不利于烟囱排气的扩散,需要设置烟气再热器,能耗高,管道及设备腐蚀严重等。

干法烟气脱硫常采用烟气循环流化床脱硫、电子束法。其优点是工艺过程简单,无脱硫废水、能耗低,管道及设备腐蚀小;缺点是脱硫效率较低,设备庞大、

占地面积大，投资大。电子束烟气脱硫法可达到烟气同时脱硫脱氮的效果，脱硫效率高达 95% 以上，脱氮效率高达 80% 以上。

新型半干法烟气脱硫除尘一体化技术(NGD)也在部分煤粉路上有应用，效果可以达到超低排放水平，与湿法烟气脱硫相比更经济。

3) 脱硝技术

脱硝技术通常采用选择性催化还原技术 (SCR)、选择性非催化还原技术 (SNCR)。SCR 一般脱氮效率可达 80%。SNCR 在中小型余热锅炉中脱硝效率达 50%~70%；在大型余热锅炉中脱硝效率达 30%~50%。若要进一步降低排放低至超低排放或者更低，可采取优化低氮燃烧控制炉膛出口氮氧化物浓度，同时增加 SCR 催化剂层数和面积以提高脱硝效率的方法。

目前通过一系列的技术，燃煤锅炉基本上可实现超低排放，排放可达到 5mg/m³，SO₂35mg/m³，NO_x50mg/m³ 的要求。

5.3.2 燃气锅炉减排技术及排放水平

由于天然气中含硫量和其他杂质较少，一般燃气锅炉的减排技术主要是氮减排技术，通常采用燃烧中控制技术，采用分级燃烧、烟气再循环、贫燃预混燃烧、无焰燃烧等方式实现对燃烧温度的控制，从而控制热力型 NO_x 生成。预混燃烧和部分预混在降低 NO_x 生成有很大潜力，在有些情况下相比于非预混燃烧减少 85%~90%。在燃气锅炉和燃气轮机中应用。无焰燃烧可降低 70%NO_x 生成，多应用于燃气锅炉中。

目前应用于燃气锅炉的低氮技术和排放效果见表 5-15 所示。

由于低氮燃烧技术即可控制锅炉排放达到超低排放的水平，所以燃烧后控制技术在燃气锅炉中没有应用。

表 5-15 燃气锅炉低氮燃烧先进技术

	采用技术	减氮效果
燃气锅炉	低氮燃烧器（分级燃烧、烟气内循环等技术）+烟气外循环	达到 30mg/m ³ 以下
	超低氮燃烧器（贫燃预混燃烧）	

CO₂的减排技术主要是从节能技术出发,通过提高能源利用效率来实现节能减排,后捕捉技术由于经济性等问题在锅炉供热领域并没有应用。

5.3.3 综合对比分析

5.3.3.1 调研概况

本次对比分析以实际调研数据为主,基于北方清洁供热发展及分布情况,本课题选取了位于京津冀周边、汾渭平原地区的31座燃气锅炉房和13座燃煤锅炉房开展了调研工作,主要针对燃煤和燃气锅炉房的实际运行情况、减排措施、实际排放水平、减排及运营成本进行了全方位调研。燃煤锅炉房以河北、河南、山西为主,燃气锅炉以北京为主。燃煤锅炉房脱硫脱硝除尘方式包括双碱法高效喷淋脱硫+臭氧加高效喷淋脱硝+袋式除、HNCR+HCR+布袋除尘+管束除尘、分级燃烧+石灰石-石膏法+SNCR。燃气锅炉房主要采用低氮燃烧器或者低氮燃烧器+烟气回流的方式实现低氮排放。调研样本中燃煤单台锅炉均大于58MW,燃气锅炉单台容量在0.7~70MW之间。各样本的排放值均符合所在地排放限值要求。

5.3.3.2 环境排放浓度

本文对样本排放数据进行了汇总,燃气、燃煤锅炉氮氧化物、二氧化硫、颗粒物的排放浓度对比分别见图5-5、图5-6、图5-7所示。由于天然气含硫量很少,燃气锅炉排放检测很难检出,所有没有燃气锅炉二氧化硫排放数据。通过计算得到,燃煤锅炉氮氧化物、颗粒物排放浓度均高于燃气锅炉。燃煤锅炉氮氧化物样本均值为52.86mg/m³,燃气锅炉氮氧化物样本均值为31.52mg/m³,燃气锅炉仅为燃煤锅炉的60%;燃煤锅炉颗粒物样本均值为9.84mg/m³,燃气锅炉颗粒物样本均值为3.39mg/m³,燃气锅炉仅为燃煤锅炉的34%。

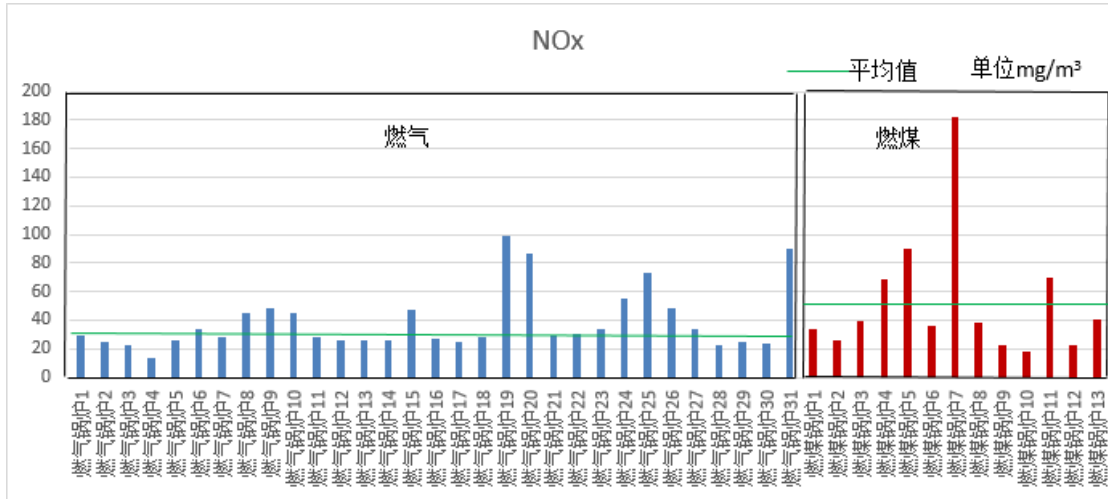


图 5-5 燃气、燃煤锅炉氮氧化物排放浓度

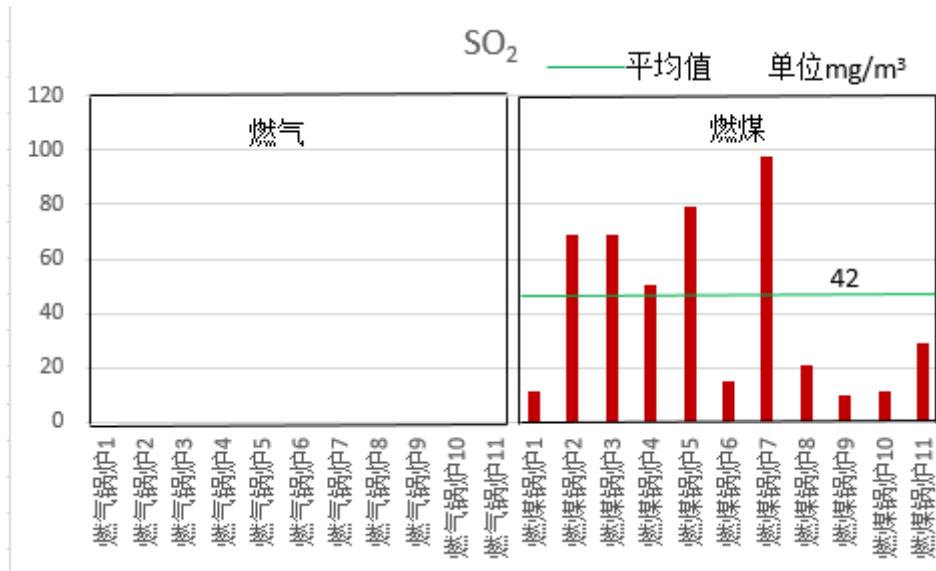


图 5-6 燃气、燃煤锅炉二氧化硫排放浓度

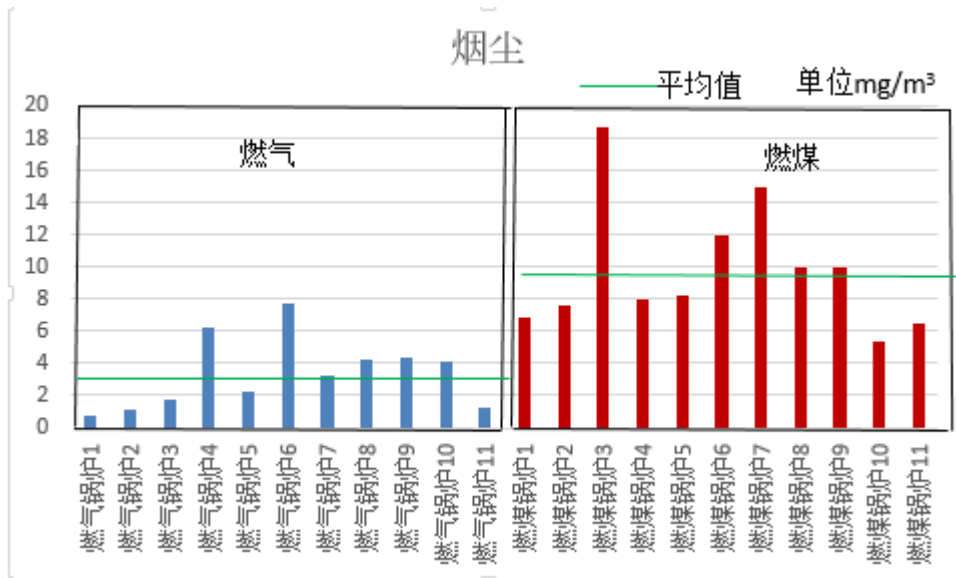


图 5-7 燃气、燃煤锅炉颗粒物排放浓度

5.3.3.3 环境排放绩效

排放绩效即单位供热量下的大气污染物或者温室气体的排放量。主要考虑的大气污染物为氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、氨逃逸。温室气体主要为二氧化碳。

(1) 大气污染物排放

1) 标准要求的排放绩效

按照国家和地方标准要求计算得到的供热量的污染物排放绩效见图 5-8、5-9、5-10 所示。

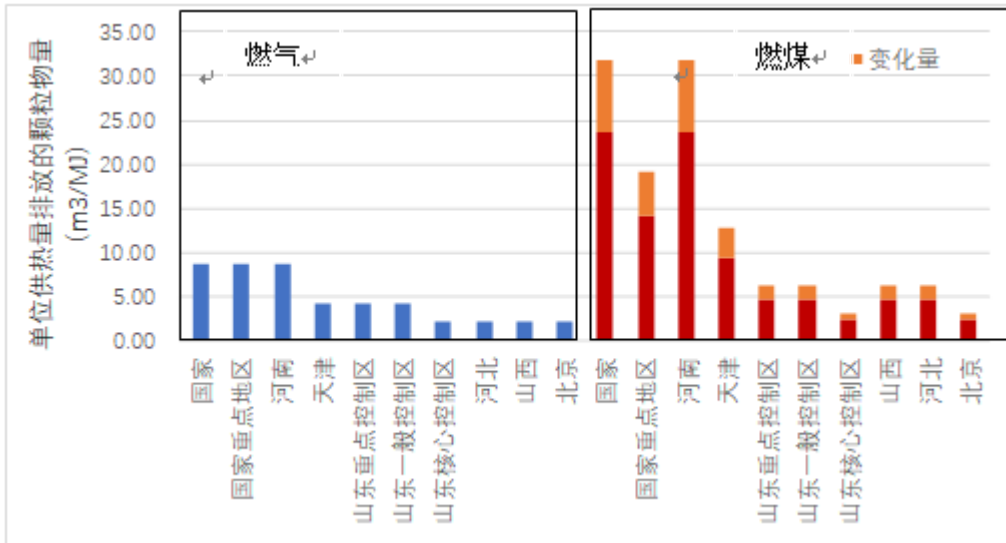


图 5-8 标准要求的颗粒物排放绩效

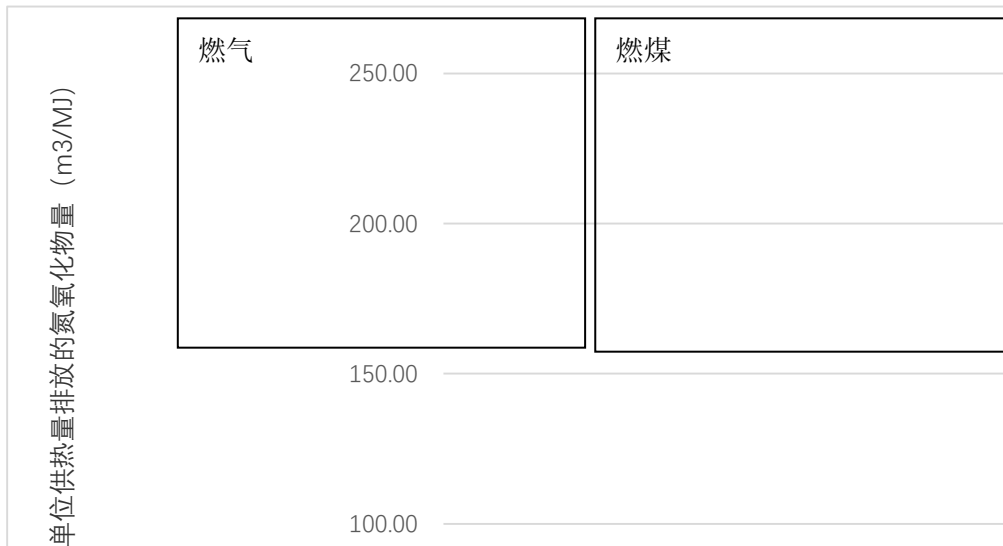


图 5-9 标准要求的氮氧化物排放绩效

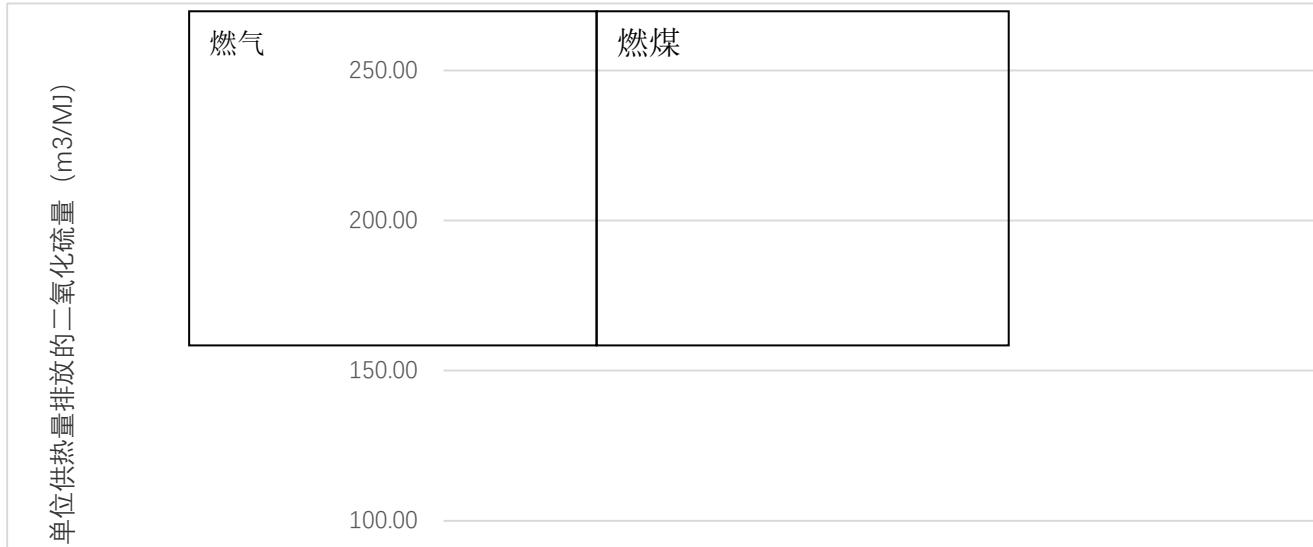


图 5-10 标准要求的二氧化硫排放绩效

从以上图中可以看出：①标准要求的普通效率水平下的燃气供热锅炉排放的氮氧化物、二氧化硫、颗粒物的排放绩效均小于最优效率水平下的燃煤供热锅炉，其中最显著的是二氧化硫。②燃煤供热锅炉由于煤种不同，在相同的空气过量系数下，其燃烧后的烟气量也不同，会使得其污染物排放绩效变化范围较大，但整体上还是高于燃气锅炉排放绩效。

2) 实际排放绩效

根据 2018、2019 年发布的国家工业节能技术装备推荐目录（2018）、（2019）节能锅炉的能效比污染物排放情况及实际调研得到的相关锅炉房排放情况，折算到排放绩效见图 5-11、5-12。

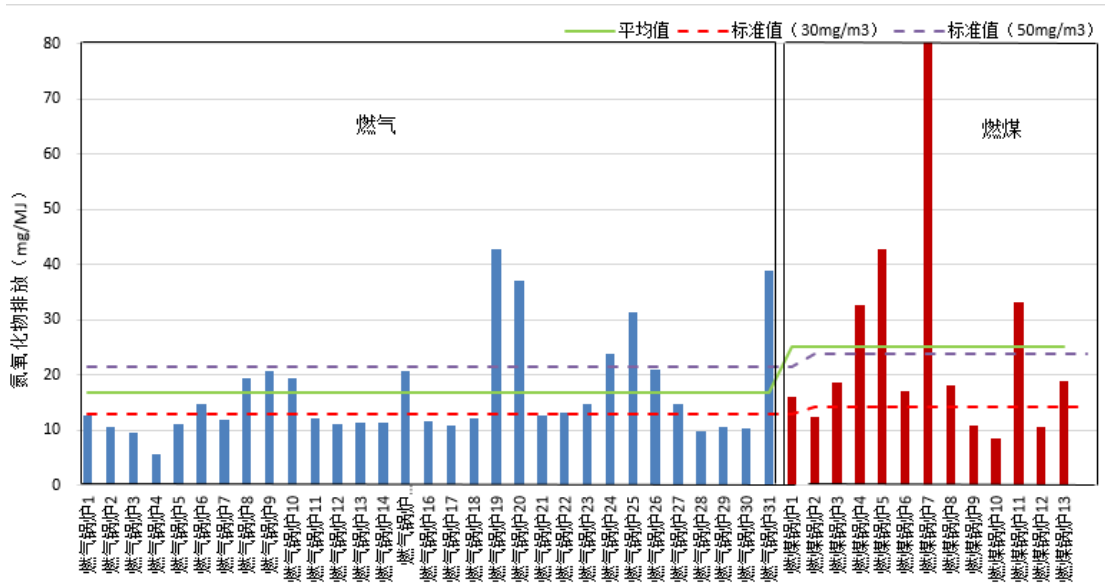


图 5-11 燃气、燃煤锅炉烟气 NOx 排放绩效

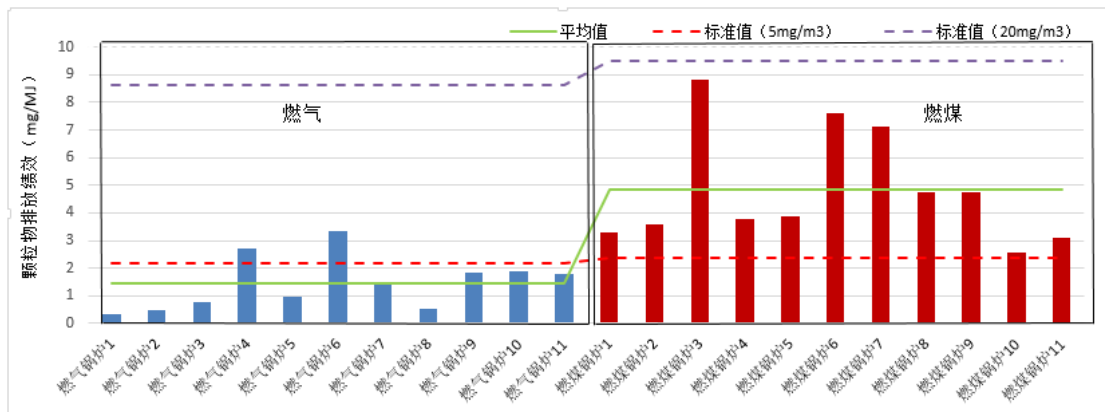


图 5-12 燃气、燃煤锅炉烟气颗粒物排放绩效

从以上图中可以看出：①在随机抽取的样本中，燃气供热锅炉的氮氧化物、颗粒物的排放绩效平均值均低于燃煤锅炉，单位供热量下燃气锅炉的氮氧化物排放平均值为 16.67mg，而单位供热量下燃煤锅炉的氮氧化物排放平均值为 25.06mg，约为燃气锅炉排放的 1.5 倍；②由于各地排放标准要求不同，实际使用中锅炉达标即可，这些锅炉的排放水平虽差别较大，但均满足各地方的标准要求。③按照燃煤锅炉供热超低排放标准（氮氧化物排放浓度分别不高于 50 毫克/立方米），抽取样本中燃煤锅炉达到率约 62%，燃气锅炉供热达到同样排放标准的达到率约 84%。

(2) 碳排放

按照《中国石油天然气生产 企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》中给出的煤炭和燃气的特性参数缺省值进行碳排放计算。供热锅炉多采用烟煤和型煤，燃气锅炉采用管道天然气和 LNG。计算采用参数如下表所示。二氧化碳排放绩效见图 5-13 所示。不同类型的煤炭、天然气由于自身组分之间的差异，造成二氧化碳排放绩效也有略有差异，但整体上燃气锅炉二氧化碳排放绩效均远低于燃煤锅炉，约为燃煤锅炉的 47.2%~68%。

表 5-16 各能源发热量对应的碳氧化率

	发热量 (GJ/t) / (GJ/万 m ³)	单位发热量含碳量 (t 碳/GJ)	碳氧化率
烟煤	19.57	0.0262	0.93
型煤	17.46	0.0336	0.90
LNG	41.87	0.0172	0.99
天然气	389.31	0.0153	0.99

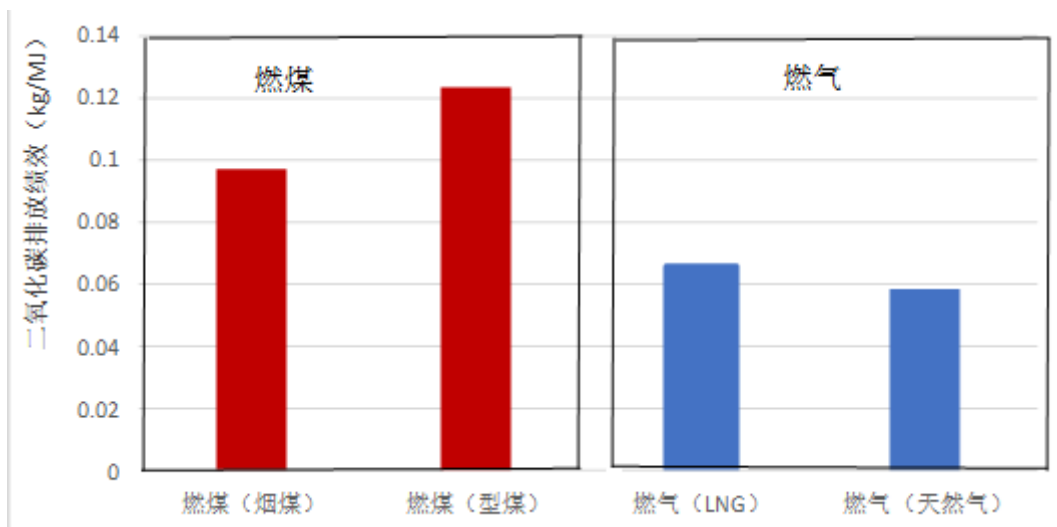


图 5-13 燃气和燃煤锅炉二氧化碳排放对比

(3) 氨逃逸

氨逃逸标准要求见表 5-17 所示。

表 5-17 氨逃逸标准

标注名称	具体要求
------	------

《燃煤烟气脱硝技术装备》 GB/T 21509-2008	装备的氨逃逸量不大于 2.28mg/m ³ ，（标况、干基、空气过量系数为 1.4）。
北京市地标《锅炉大气污染物排放标准》DB11/139-2015	SCR 工艺，氨逃逸质量浓度不应高于 2.5mg/m ³ ， SNCR）工艺，氨逃逸质量浓度不应高于 8mg/m ³ 。

实际调研两个样本，采用 SNCR 工艺氨逃逸为 6-8mg/m³（过量系数为 1.4），采用 HNCR+HCR 氨逃逸为 1-2 mg/m³。可见，在运行过程中，氨逃逸是普遍存在的，部分设备的逃逸量超出标准范围。

（4）废水和废渣处理

锅炉房生产废水符合国家标准《污水综合排放标准 GB8978-2012》和《地表水环境质量标准 GB3838-2012》。锅炉房生产废水采用循环利用方式，经收集后回用于机械系统补水、煤库及场地的洒水。少量生产废水经降温处理后可排入城市污水管道。按照建表 211-2018《城镇供热厂工程项目建设标准》燃煤供热厂的用水量指标在 0.17~0.91（m³/h）/MW 之间（蒸汽锅炉除外），燃气供热厂的用水量指标在 0.13~0.89（m³/h）/MW 之间。燃气供热厂用水量指标略小于燃煤供热厂。

废渣采用机械分别集中至渣库，由汽车运出进行综合利用，主要用于生产水泥和新型墙体砖及其它用途，但是灰渣也受市场需求和各地环保政策、产业结构调整，部分废渣不能在当地直接综合利用，需要输送到外地或者在当地作为垃圾填埋，这样需要支付一定的垃圾处理费用等。

5.3.3.4 锅炉能效

普通燃煤链条锅炉是机械化程度较高的一种层燃炉，大型集中燃煤锅炉热效率基本能达到 80%左右，相对分散燃煤锅炉的热效率 55%有较大提高。

燃气锅炉在炉型上分为钢制、铸铁锅炉、真空锅炉及冷凝式锅炉。燃气锅炉效率一般为 90%以上，冷凝锅炉能够达到 100%以上。

根据 2018、2019 年发布的国家工业节能技术装备推荐目录（2018）、（2019）节能锅炉的能效比较见图 5-14 所示。燃气锅炉的整体热效率高于燃煤锅炉。燃

气锅炉热效率基本上均在 92%以上，冷凝式燃气锅炉可以达到 100%以上，最高到 103%。燃煤锅炉热效率在 85%~93%之间，链条炉热效率较低，最高不超过 88%，流化床和煤粉炉热效率相对较高，热效率均在 91~93%之间。



图 5-14 燃气和燃煤锅炉的能效对比

5.3.3.5 操作便利性

燃煤锅炉房运行系统较多，包括锅炉热力系统、燃烧系统、水处理系统、储煤系统、运煤除灰渣系统、烟气处理系统等，设备繁多且操作复杂。普通燃煤锅炉点火操作时间较长，如短时间内负荷降低，就要采用焖炉操作。

燃气锅炉运行系统包括锅炉热力系统、燃烧系统、水处理系统等，系统大为简化。且使用管道输送的天然气为燃料，无需燃料储存，无需人力上煤和转运灰渣等。燃气锅炉冷态点火时间可在几十秒钟完成，可以即开即停，没有燃料浪费。而且燃气自动化控制程度高，燃烧器可以实现比例调节，无脱硫脱硝和除尘系统，低氮燃烧全部采用自动化控制。

燃煤锅炉房需要运行人员远远多于燃气锅炉房人员。与燃气锅炉房运行人员相比，需要增加运煤系统、除渣系统、除灰系统、烟气处理系统、脱氮设备、除尘设备、脱硫设备岗位运行人员，同时在司炉工、水处理与化验、辅机运行、电气仪表维护维修方面配置的人员均多于燃气锅炉房。

按照建标 112-2018《城镇供热厂工程项目建设标准》调研得到的结果，燃煤供热厂的单位指标在 0.24 人/MW~0.69 人/MW，燃气供热厂的单位指标在 0.1 人

/MW~0.27人/MW,人员定员也只有燃煤供热厂的40%。本次调研的结果如图5-15所示。

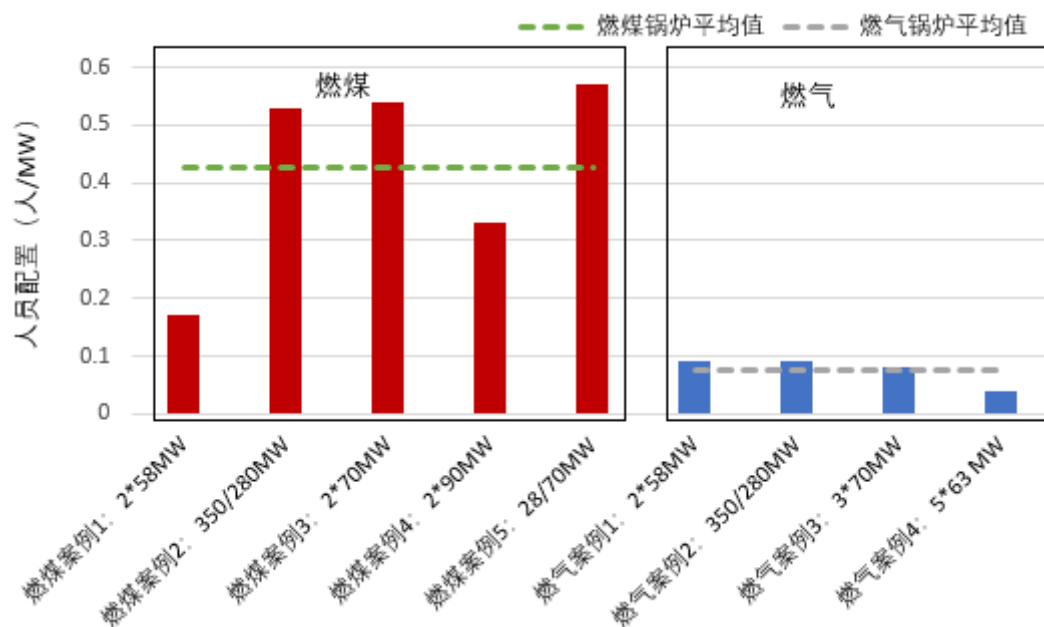


图 5-15 燃气和燃煤锅炉人员配置情况对比

5.3.3.6 经济性比较

(1) 初投资

锅炉房建设投资方面,虽然燃气锅炉本身的初投资高于燃煤锅炉投资,但燃煤锅炉供热由于需要配套除尘脱硫脱硝、上煤除渣等设施,其建筑费、设备费和安装费等均会高于燃气锅炉房。调研具体案例的处理设施初投资水平见图5-16所示。烟气处理设施初投资水与需要处理达到的水平以及锅炉容量大小有关系,样本中燃煤锅炉烟气处理设施初投资水平在7.4~14万元/MW,平均初投资12万元/MW,样本中燃气锅炉所需要的环保设施初投资在3.6~4.3万元/MW,平均初投资4万元/MW。由于燃煤锅炉要增加脱硫脱硝、除尘等设施,与仅需要低氮燃烧器或者增加烟气外循环方式的燃气锅炉来说,其达标排放需要增加的处理设施的初投资成本是远高于燃气锅炉的。

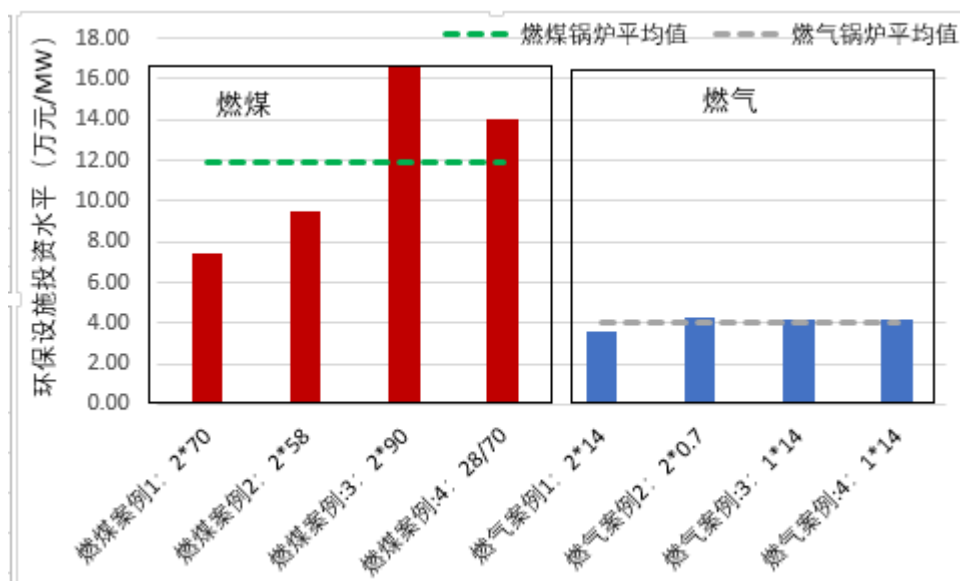


图 5-16 燃气和燃煤锅炉环保设施的初投资水平

(2) 运行费用

燃气锅炉环保设施在运行过程中不需要消耗额外的能源和材料，所以其没有直接运行成本，而燃煤锅炉环保设施运行时，包括了脱硫脱硝剂费用、脱硫脱硝系统运行水费和电费，甚至有的地方还需要煤渣运输处理费等。调研的几个燃煤锅炉的环保设施直接运行费用见表 5-18 所示。可见，单位供热量环保设施的运行费用差别较大，这与处理达到的水平有较大关系。

表 5-18 环保设施直接运行费用

序号	锅炉容量 (MW)	运行小时用(万元)	年供热量 (万 GJ)	减排设施运行费用 (万元/年)	单位供热量环保设施运行费用 (万元/GJ)
1	2*70	2880	101.61	240.00	2.36
2	2*90	3500	138.80	386.50	2.78
3	28/70	3120	55.02	35.97	0.65

(3) 单位供热量的成本分析

如果考虑初投资的折旧，环保设施使用寿命为 20 年。污染物排放采用北京地区污染物税收标准计算，应税大气污染物适用税额为每污染当量 12 元。按式 (1) 计算得到单位供热量的环境成本见图 5-17 所示。

$$LQ = \frac{Pr(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} - C - S$$

$$Q_i$$

式中：LQ--单位供热量的环境成本，元/GJ；

P--初始投资，元；

C--环保设施运行费用，元；

Q_i--年供热量，GJ；

n--锅炉房运营年限，年；

r--贴现率，取 8%。

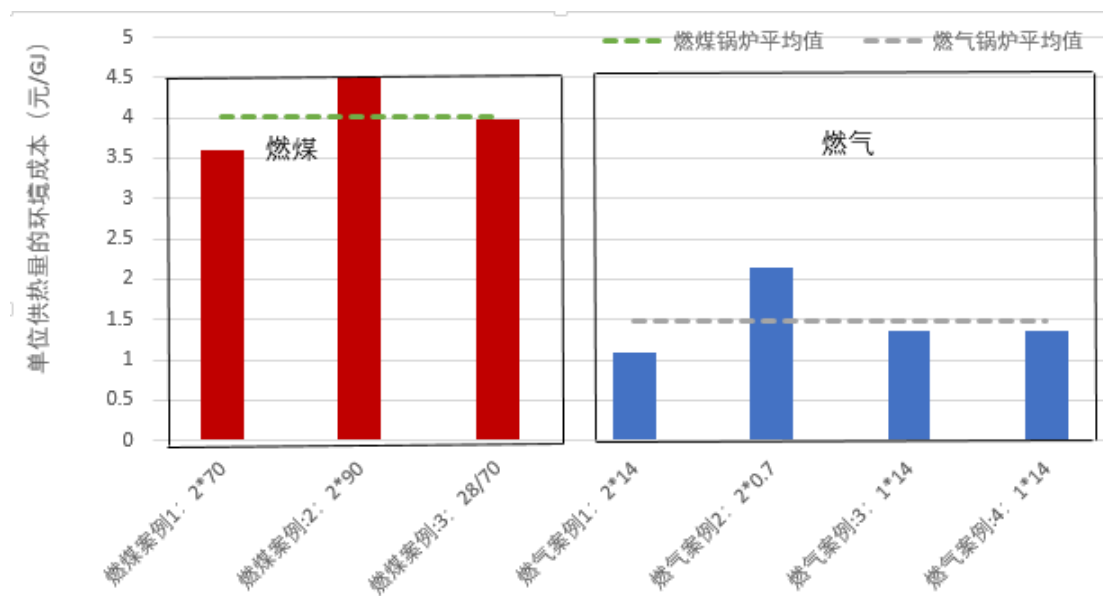


图 5-17 单位供热量的环境成本

考虑由于环境处理设施的投资和运行中处理材料的消耗和维修费用，以及由于污染物排放需要缴纳的环保税，得到燃煤锅炉的单位供热量环境成本均值为 4.02 元/GJ，而燃气锅炉的单位供热量环境成本均值为 1.49 元/GJ，燃煤锅炉的环境成本约为燃气锅炉的 2.7 倍。

5.3.3.7 占地面积

燃煤锅炉房与燃气锅炉房相比来说系统复杂，需要增设储煤间、引风机室、脱硫泵房、上煤通廊、渣仓、尿素库、灰库等建筑物，同时还多了很多系统和设备，如灰渣处理系统、脱硫脱硝系统等。在《城市供热规划规范》GB / T 51075-2015，以及建标 112-2018《城镇供热厂工程项目建设标准》中对城镇供热厂建设用地面积指标作了要求，燃煤锅炉房占地指标为 $145\text{m}^2/\text{MW}$ ，燃气锅炉房占地指标为 $100\text{m}^2/\text{MW}$ 。燃气锅炉房占地面积相比燃煤锅炉房节约土地约 30%。下图 5-18 为实际调研锅炉房占地指标。样本中燃气锅炉平均占地面积 $40\text{m}^2/\text{MW}$ ，燃煤锅炉 $144\text{m}^2/\text{MW}$ ，燃气锅炉仅为燃煤锅炉的 28%。

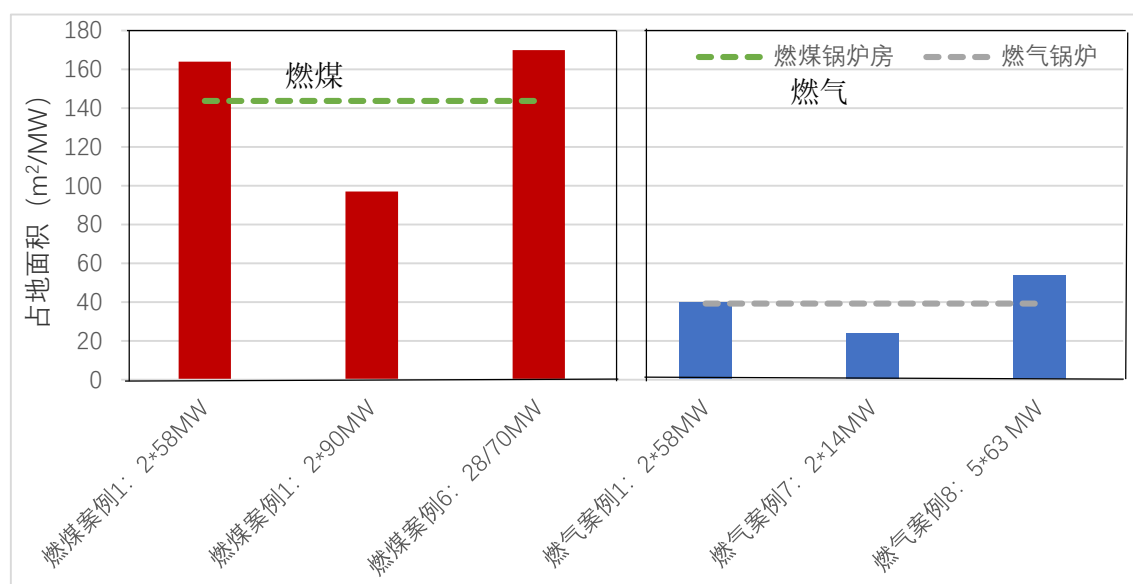


图 5-18 燃气和燃煤锅炉房占地面积对比

5.4 本章小结

本章梳理和总结了我国燃煤及燃气锅炉房供热的污染物排放标准、相关政策、排放水平现状及减排关键技术；并选取了位于京津冀周边和汾渭平原地区的 31 台燃煤锅炉和 13 台燃气锅炉开展了调研工作。调研分析主要对比了燃煤和燃气锅炉的 NO_x 、 SO_2 、烟尘等主要污染物排放指标，对比从污染物排放浓度、排放绩效等不同方面着手；同时综合对比燃煤及燃气锅炉房环保设备投资、减排运行成本、碳排放量、系统能效、操作便利性、占地等方面，对燃煤发电和燃气发

电的综合环保效益进行了分析。

（1）排放浓度

按照供暖规划要求，城市城区的燃煤锅炉要进行超低排放改造，达到超低排放标准（在基准氧含量 9%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米）的要求，实际调研的燃煤锅炉的 NO_x 、 SO_2 、烟尘排放平均浓度分别为 $52.8\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $46.8\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $10.7\text{mg}/\text{m}^3$ ，其中能够达到超低排放的占到所有样本量的约 50%，特别是地方排放标准要求不严格的地区，排放水平虽然符合地方标准要求，但是相对超低排放标准，差距还较大。调研燃气锅炉的 NO_x 、 SO_2 、烟尘排放平均浓度分别为 $45.7\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.8\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $5.2\text{mg}/\text{m}^3$ （3.5%含氧量）。燃气锅炉的排气中 NO_x 、 SO_2 、烟尘浓度水平均显著低于燃煤管理。

（2）排放绩效

燃气锅炉的排放绩效，无论是从标准上，还是实际排放，都优于燃煤锅炉，这主要是由于燃气锅炉本身的污染物排放水平低于燃煤锅炉，而且由于污染物排放量受到锅炉能效的影响，燃气锅炉热效率普遍高于燃煤锅炉，使得普通热效率水平下的燃气供热锅炉排放的氮氧化物、二氧化硫、颗粒物的排放绩效均小于最优热效率水平下的燃煤供热锅炉，单位供热量下燃气锅炉的氮氧化物排放平均值为 16.67mg ，而单位供热量下燃煤锅炉的氮氧化物排放平均值为 25.06mg ，约为燃气锅炉排放的 1.5 倍。同时，燃煤锅炉在污染物处理过程中存在氨逃逸问题，运行过程存在氨逃逸不达标。

（3）碳排放

从二氧化碳的排放上来说，不同组分煤炭的成分不同，含碳量不同，造成的碳排放不同，烟煤的二氧化碳排放绩效为 $0.1\text{kg}/\text{MJ}$ ，型煤为 $0.12\text{kg}/\text{MJ}$ 。而天然气也因为气质组分不同碳含量不同，典型的管道天然气二氧化碳排放绩效为 $0.06\text{kg}/\text{MJ}$ ，LNG 为 $0.07\text{kg}/\text{MJ}$ 。燃煤锅炉由于使用的煤炭在相同热值条件下含碳量较高，而热效率相对燃气锅炉又较低，使得其二氧化碳排放绩效较高，比燃气锅炉排放绩效高出 47.2%-68%。

(4) 其他

从占地、操作便利性等方面来看，燃气锅炉的各项指标均低于燃煤锅炉，燃气锅炉的占地为燃煤锅炉的 30%，运行人员为燃煤锅炉的 40%。

(5) 综合环境成本

从环境经济性的角度来看，燃煤锅炉烟气处理设施初投资水平在 7.4~14 万元/MW，燃气锅炉所需要的环保设施初投资水平在 1.7~4.3 万元/MW。燃煤锅炉的环保设施的初投资成本高于燃气锅炉。燃气锅炉环保设施在运行过程中不需要消耗额外的能源和材料，所以其没有直接运行成本，而燃煤锅炉环保设施运行时，包括了脱硫脱硝剂费用、脱硫脱硝系统运行水费和电费，甚至有的地方还需要煤渣运输处理费等，直接运行费用在 0.65~2.78 元/GJ 之间。

考虑由于环境处理设施的投资和运行中处理材料的消耗和维修费用，以及由于污染物排放需要缴纳的环保税，燃煤锅炉的单位供热量环境成本均值为 4.02 元/GJ，而燃气锅炉的单位供热量环境成本均值为 1.49 元/GJ，燃煤锅炉的环境成本远远高于燃气锅炉供热成本，约为燃气锅炉的 2.7 倍。

综合以上各方面，燃气锅炉供热与燃煤锅炉供热相比具有更优的环境综合效益。。

6 规模化发展天然气的环境效益分析

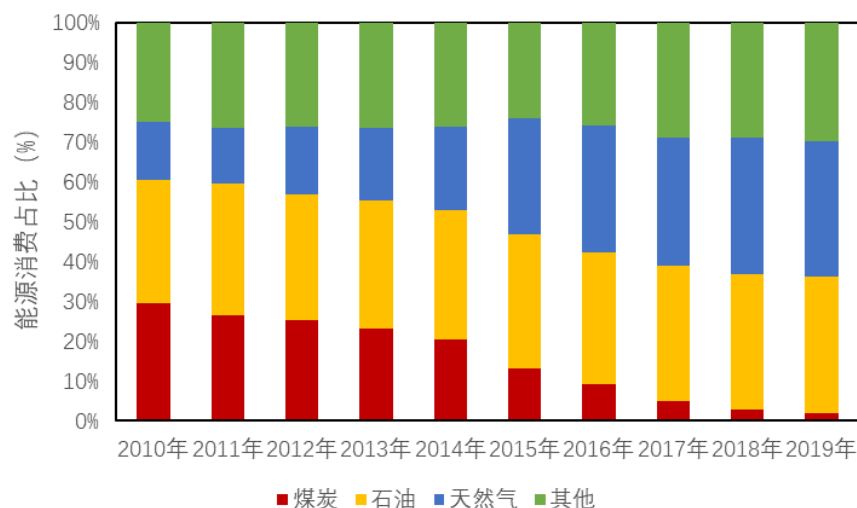
6.1 天然气对北京市改善环境的贡献分析

本节选取北京市作为研究对象，研究其在大规模利用天然气的过程中各类污染排放以及二氧化碳的变化情况以及空气质量改善的情况。

6.1.1 北京市能源利用现状

北京市能源消费总量在逐渐增加，2019年，北京市能源消费总量达到7360.32万吨标准煤，但增速波动较大，2015年增速最小约为0.31%，此后增速有所增加。

北京市“十二五”时期累计压减燃煤近1400万吨。“十三五”期间，关停大唐高井、京能石热和神华国华燃煤电厂。完成各类燃煤锅炉清洁能源改造2万蒸吨，实现民用散煤清洁能源替代18.4万户。核心区基本实现无煤化，城六区、市级以上开发区基本取消燃煤锅炉。北京市煤炭消费不断减少，清洁能源利用逐年增加，到2019年北京市清洁能源占比达到96%左右，煤炭占比仅为1.25%，天然气消费量达到186.37亿立方米，主要用于发电和供热领域。



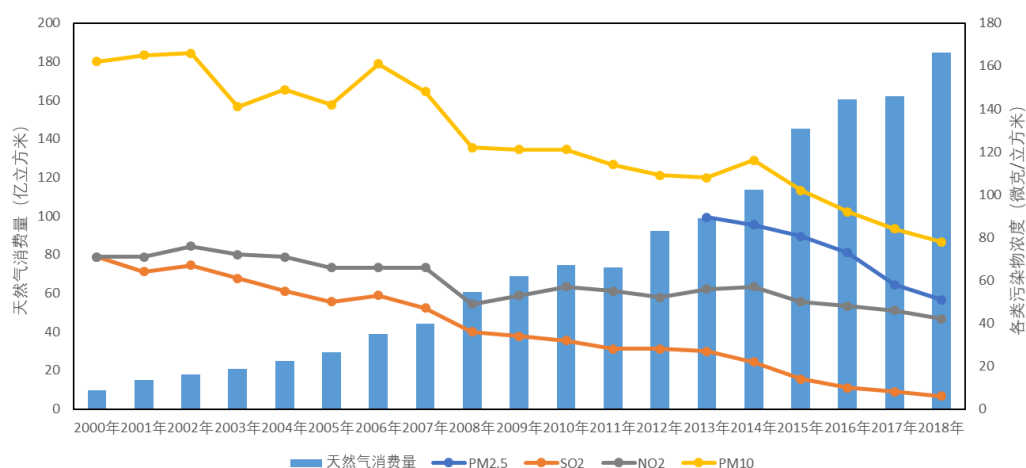
数据来源：北京统计局

图 6-1 2010-2019 年北京市能源消费结构

6.1.2 发展天然气对改善环境的贡献分析

6.1.2.1 各类污染物浓度的年度变化分析

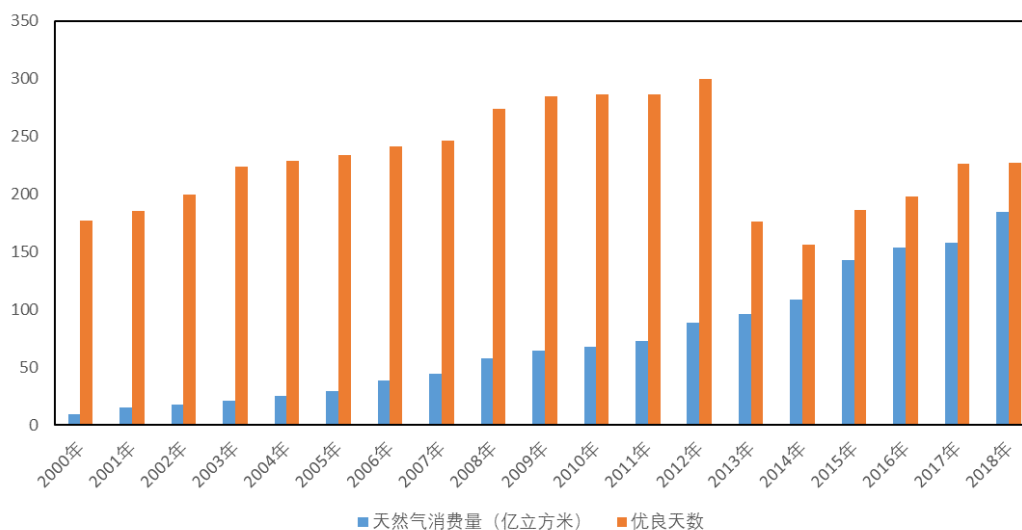
随着北京市天然气消费量不断增加，主要大气污染物的浓度在逐渐降低。天然气从 2000 年的 9.6 亿立方米增长到 2019 年的 186.37 亿立方米。各种大气污染物的浓度也在逐年下降，PM10、NO₂ 和 SO₂ 分别从 2000 年的 162、71 和 71 微克/立方米降低到 2019 年的 68、37 和 4 微克/立方米，累计降幅分别为 58.0%、47.9% 和 94.4%。PM2.5 从 2013 年的 89.5 微克/立方米降低到 2019 年的 42 微克/立方米，累计降幅 53.1%。



数据来源：北京统计局

图 6-2 天然气使用量与大气污染物排放浓度相关示意图

由上图可知，天然气的利用对各类大气污染物减排发挥了重要的作用。2000-2011 年北京市优良天数也在逐步增加，大气环境逐步改善。2013 年较 2012 年明显减少，是因为自 2013 年起按照国家修订的新版《环境空气质量标准》评价环境空气质量，将污染物由原有的三项（SO₂、NO₂、PM10）增加到六项（新增 PM2.5、CO、O₃），并且部分污染物标准限值更加严格，使得 2013 年优良天数较之前有较大减少，但 2013-2018 年，北京市的优良天数在逐渐增加。



数据来源：北京生态环境局

图 6-3 北京市天然气使用量与优良天数相关示意图

6.1.2.2 各类污染排放总量变化分析

(一) 二氧化硫

(1) 二氧化硫排放量变化趋势

随着大气环境治理措施的落实，北京地区的各类大气污染物的排放量在逐渐减少。如图所示，二氧化硫年排放量由 2012 年的 9.4 万吨减少到 2019 年的 0.62 万吨，减少了 93.3%。从其来源来看，工业排放二氧化硫的减排量最多，由 2012 年的 5.9 万吨减少到 2019 年的 0.1 万吨，减少了 98%。

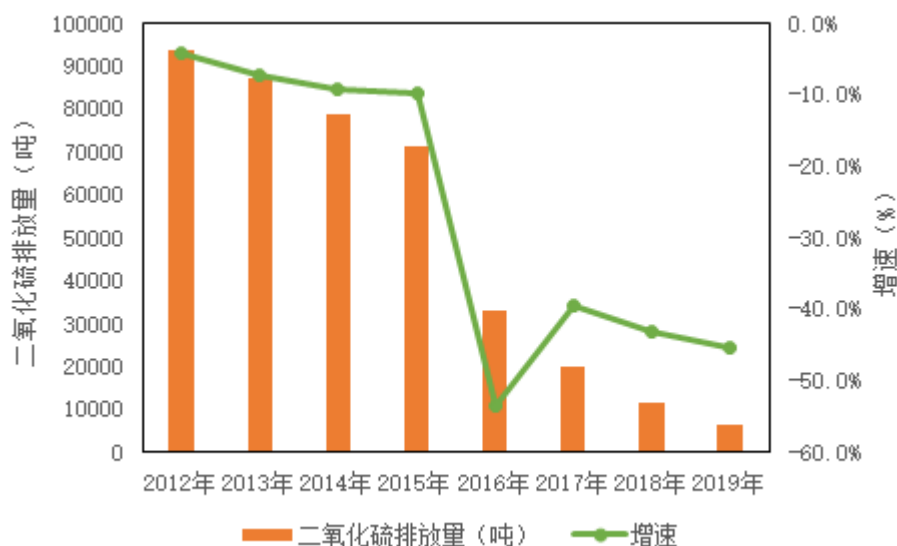


图 6-4 2012-2019 年北京市二氧化硫排放情况

(2) 发电和供热领域减排效果

在发电和供热领域，2012-2019 年带来的二氧化硫的排放量在逐年减少，共减少了约 1.6 万吨。占总排放减少量的 18.4%。

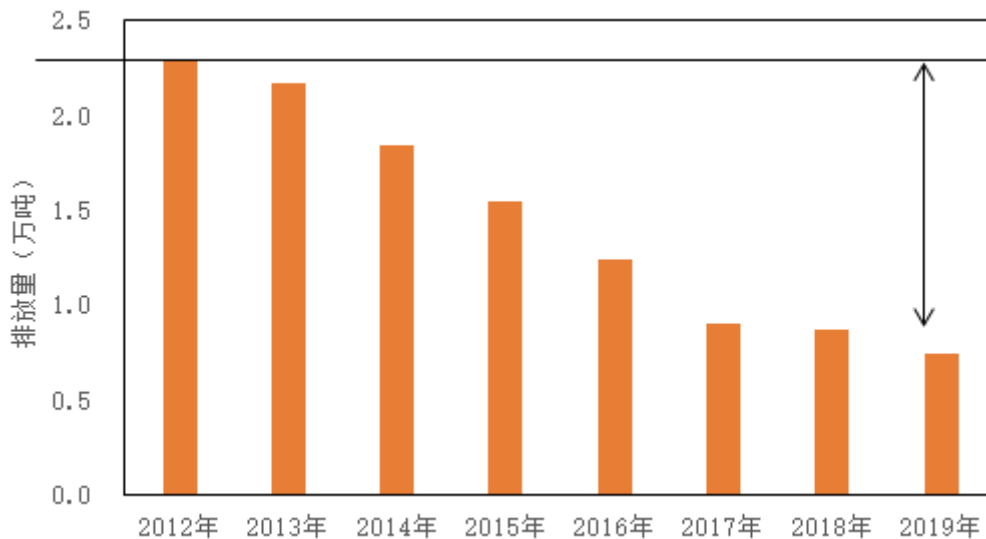


图 6-5 2012-2019 年发电和供热领域二氧化硫排放量

(3) 单位 GDP 排放量

从排放强度来看，由 2012 年的 5.3 吨/亿 GDP 降低到 2019 年的 0.2 吨/亿 GDP，降低了 96.7%，高于二氧化硫总减排率的 93.3%。

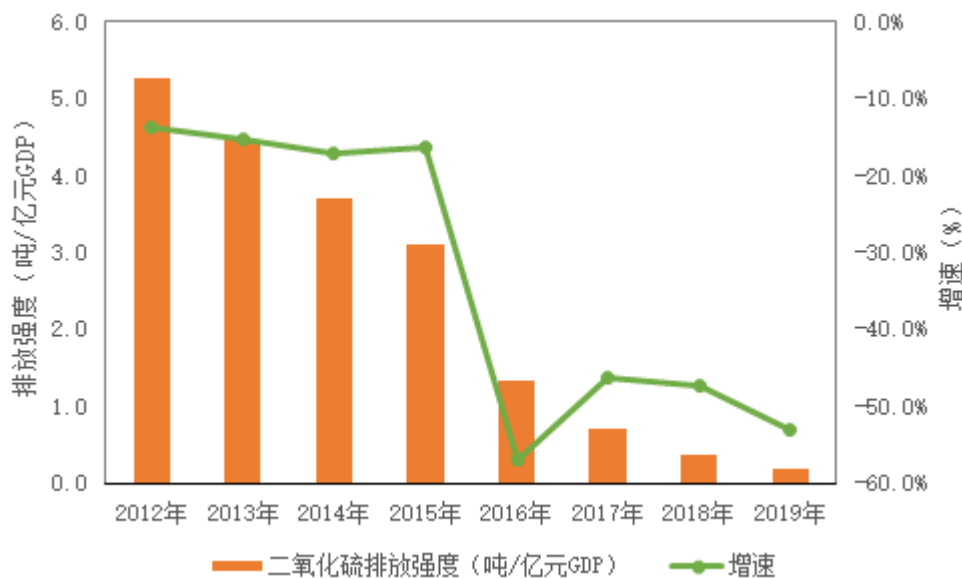


图 6-6 单位 GDP 二氧化硫排放强度

（二）氮氧化物

（1）氮氧化物排放量变化趋势

氮氧化物的排放源主要包括工业排放、城镇生活排放、集中式治理设施（不含污水厂）排放、机动车排放和非道路移动源排放。排放总量从 2012 年的 17.7 万吨减少到 2019 年 10.5 万吨，降低了 41.1%，其中 2017 年排放总量有所增加，主要是因为机动车排放量的增加。氮氧化物的减排量主要来自工业排放量的减少，从 2012 年的 8.5 万吨减少到了 2019 年的 1.3 万吨，降低了 84.8%。

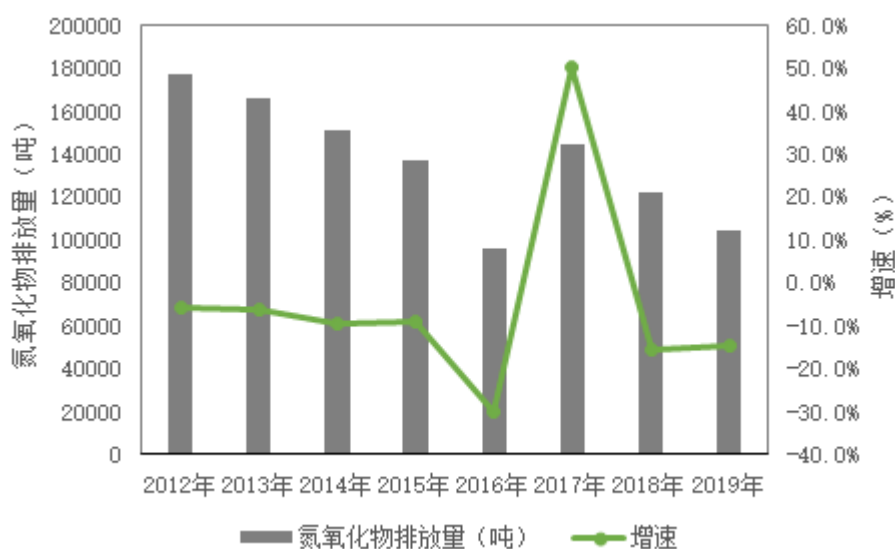


图 6-7 2012-2019 年北京市氮氧化物排放量变化趋势

(2) 发电和供热领域减排效果

在发电和供热领域，氮氧化物排放量在逐年减少，从2012-2019年减少了1.7万吨。占总排放减少量的24.3%。

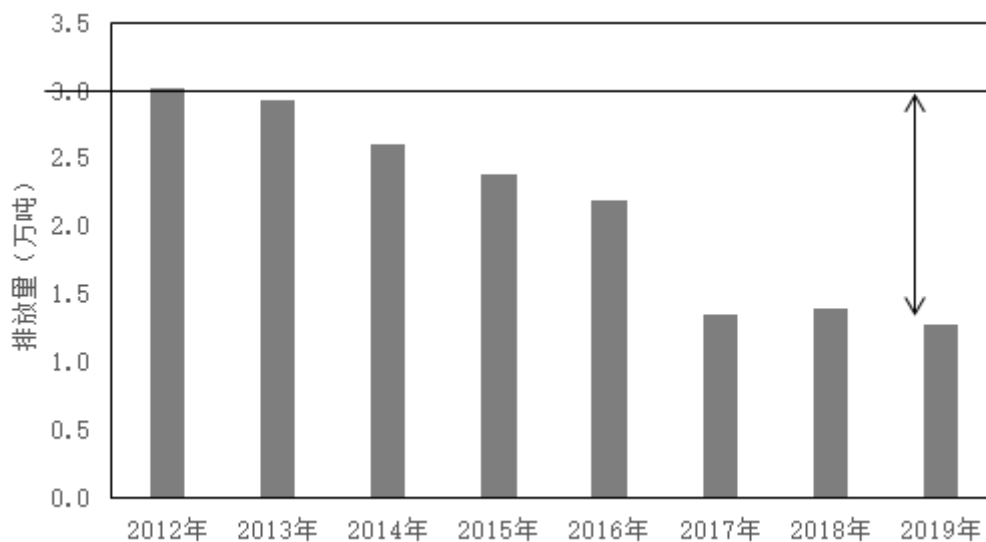


图 6-8 2012-2017 年发电和供热领域氮氧化物排放量

(3) 单位 GDP 排放量

从排放强度来看，氮氧化物的排放强度从2012年的10吨/亿元GDP降低到了2019年的3吨/亿元GDP，降低了70.3%，高于氮氧化物排放总量的减少率41.1%。

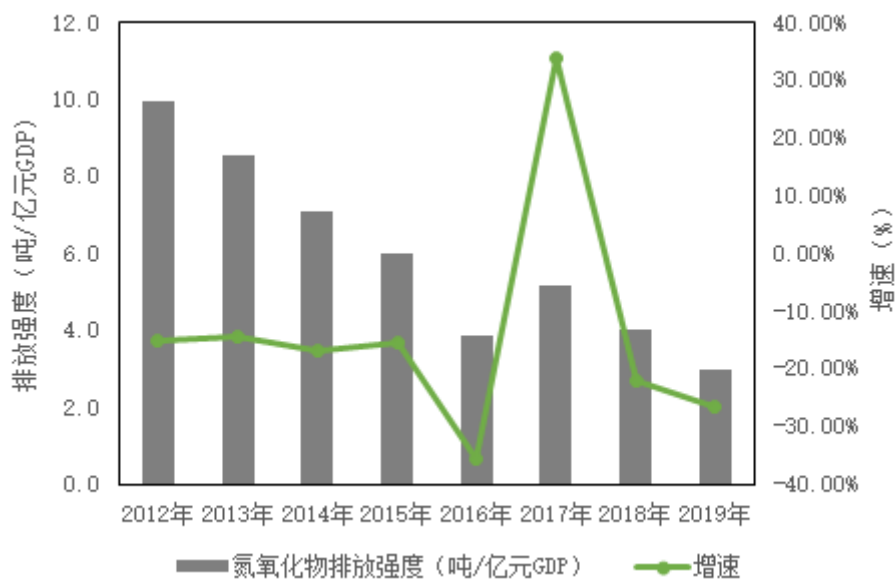


图 6-9 单位 GDP 氮氧化物排放强度

（三） 烟尘

（1） 烟尘排放量变化趋势

烟尘的排放源主要来自工业排放、城镇生活、集中式治理设施（不含污水厂）排放和机动车排放。总的排放量在逐年减少，从2012年的6.7万吨减少到2019年的0.6万吨，降低了90%。减排量主要来自工业排放，其中工业排放从2012年的3.1万吨降低到2019年的0.4万吨，降低了89.1%，

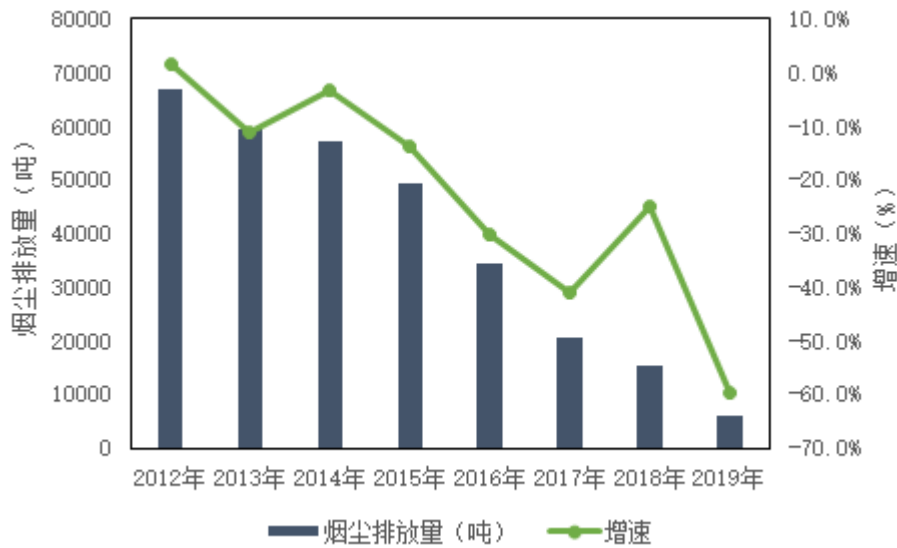


图 6-10 2012-2019 年烟尘排放量变化情况

（2） 发电和供热领域减排效果

在发电和供热领域，烟尘的排放量在逐年减少，2012-2019 年减排了 0.25 万吨。占总排放减少量的 4.0%。

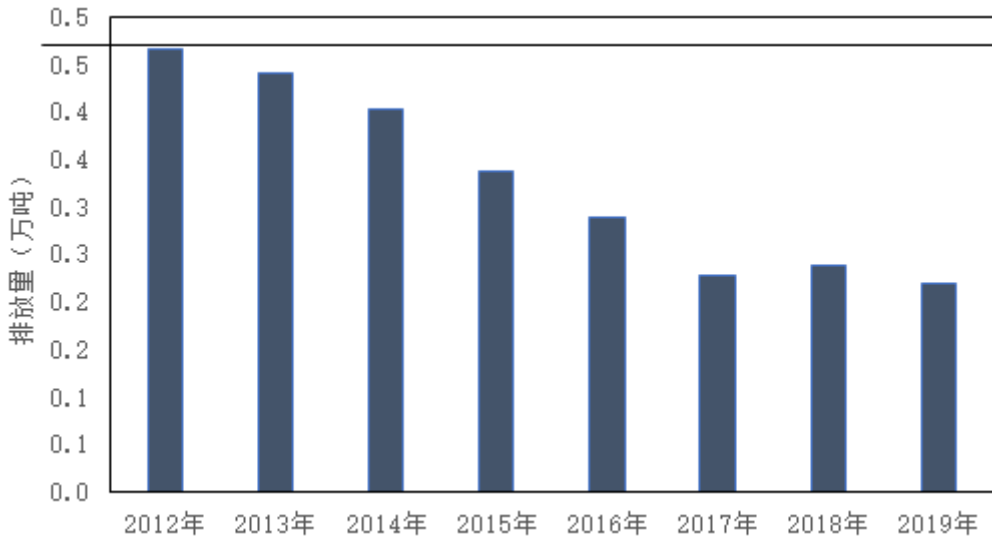


图 6-11 2012-2019 年发电和供热领域烟尘排放量

(3) 单位 GDP 排放量

从排放强度来看，烟尘的排放强度从 2012 年的 3.8 吨/亿 GDP 降低到 2019 年的 0.2 吨/亿 GDP，降低了 95.4%，高于排放总量降低率 90%。

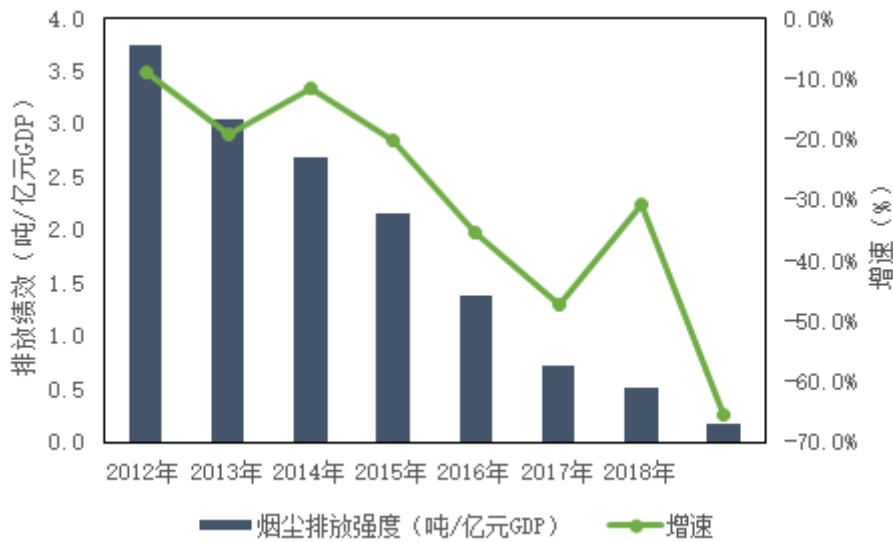


图 6-12 单位 GDP 烟尘排放强度

6.1.2.3 二氧化碳减排量变化分析

(一) 煤炭和天然气二氧化碳排放量

从下图可知，由煤炭和天然气燃烧带来的二氧化碳的排放量在逐年减少，从能源类型来看，煤炭带来的二氧化碳的排放量在逐年减少，而天然气燃烧带来的二氧化碳排放量在逐渐增加，其中由于煤炭消费量减少带来的二氧化碳减排量为4217万吨（2012-2019年），而由于天然气消费量增加带来的二氧化碳的增加了2268万吨（2012-2019年）。

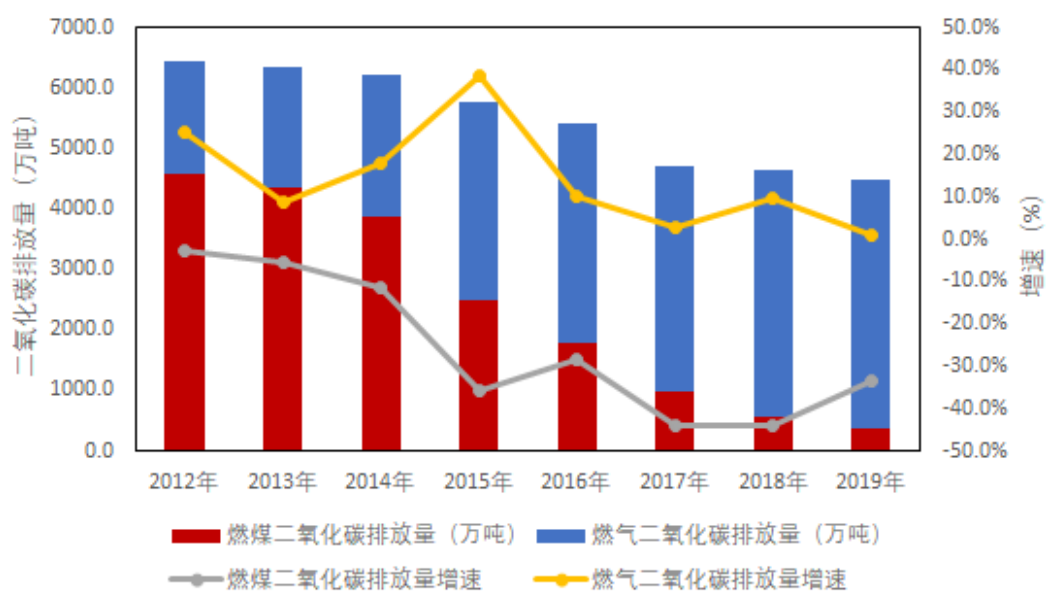


图 6-13 2012-2019 年煤炭和天然气产生二氧化碳排放量

（二）发电和供热领域煤炭和天然气二氧化碳排放量

从应用领域来看，发电和供热领域由煤炭和天然气产生的二氧化碳排放总量在逐年减少，在每年的排放量中，发电领域带来的二氧化碳排放量要多于供热领域产生的二氧化碳排放量。

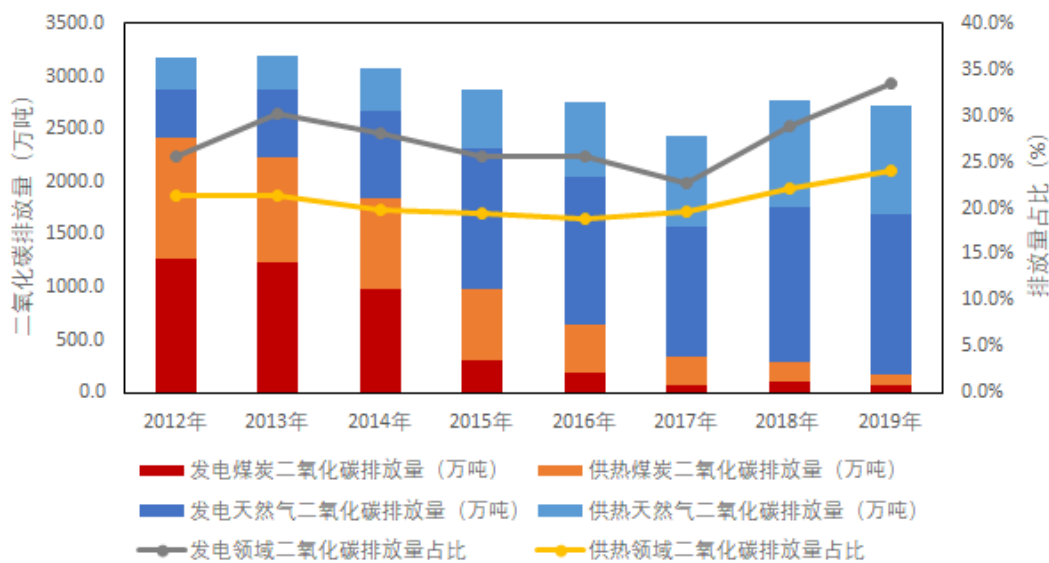


图 6-14 2012-2019 年燃煤和燃气在发电和供热领域二氧化碳排放情况

6.2 规模发展气电调峰的环境贡献分析

我国要大力发展可再生能源，但风电、光伏发电等可再生能源具有间歇性、随机性和反调节特性，影响电网安全稳定运行；加之我国用电负荷高峰的逐年增长和峰谷差的不断拉大，系统的调峰任务艰巨，使得风电等可再生能源消纳困难。天然气发电机组具备启停迅速、运行灵活、污染排放少等性能优势，将燃气机组用于电网调峰，能有效改善我国现有电网适应负荷变化能力差的现状，促进可再生能源的消纳吸收，并且节能环保效益显著。

本文通过预测 2025 年我国可再生能源装机的规模，计算燃气机组和燃煤机组分别为可再生能源调峰时所需要的装机规模，并计算可能带来的大气污染物和二氧化碳的减排量。

（一）条件假设

- （1）只考虑燃煤电厂和燃气电厂为可再生能源（风电和光伏）调峰；
- （2）现有燃煤和燃气机组均可为可再生能源调峰；
- （3）燃煤机组的运行负荷率范围为 30%~100%；燃气机组的运行负荷率范围为 10%~100%。

（二）计算基础数据

（1）现有装机规模

截止 2019 年我国电力装机 20.1 亿千瓦，其中煤电和气电装机规模分别为 11 亿千瓦和 0.9 亿千瓦。根据燃煤发电和燃气发电的负荷调节范围，计算可知能够提供的调峰容量为 8.51 亿千瓦。

（2）根据预测，到 2025 年风电和光伏的装机规模为 10.67 亿千瓦，减去现有调峰容量，则还需要增加调峰能力 2.16 亿千瓦。

（三）计算结果

（1）装机规模

到 2025 年的新增风电和光伏的装机需要新增的调峰容量为 2.16 亿千瓦。全部由燃煤机组调峰，则需要增加装机容量为 3.08 亿千瓦，预计需要新增加投资规模约 9719.2 亿元，占地面积 5974.4 万 m²。

全部由燃气机组调峰时则需要新增加装机容量为 2.39 亿千瓦，预计需要新增加投资规模约 6313.8 亿元，占比面积 1509 万 m²。相较于燃煤机组，需要新增加的装机规模、投资规模和占地面积分别减少 22.2%、35.0%和 74.7%。

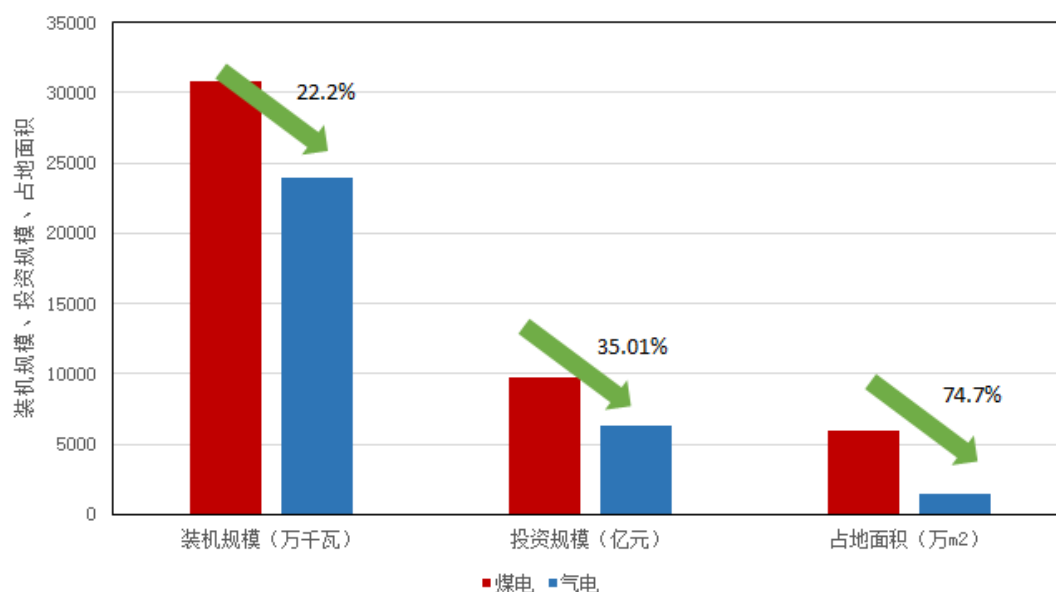


图 6-15 新增燃煤和燃气机组的规模

(2) 燃气机组调峰的环保效益

通过调研可知,当前火力发电厂为可再生能源调峰的运行时长约为 200 小时左右,考虑到随着可再生能源装机规模的增加,调峰机组的运行时长也会增加。因此,在上述装机情况下,假设调峰机组分别运行 500、1000、1500、2000h 时,计算燃气机组相较于燃煤机组产的减排量。由下图和下表可知,燃气发电为可再生能源调峰相较于燃煤机组可使 NO_x、SO₂、烟尘和 CO₂ 减少排放 26.7%、95.0%、64.3%和 46.9%,具有明显环境效益。

表 6-1 燃气电厂为可再生能源调峰带来的大气污染物和二氧化碳减排量

运行时长	NO _x	SO ₂	烟尘	CO ₂	碳成本
	万吨	万吨	万吨	万吨	万元
500h	0.4	0.8	0.1	4556.0	164651.2
1000h	0.8	1.6	0.2	9111.9	329302.4
1500h	1.2	2.4	0.3	13667.9	493953.7
2000h	1.7	3.1	0.4	18223.8	658604.9

注:碳交易价格使用的当期价格 36 元/吨(2020 年 6-7 月 7 个交易日交易价格的平均值)。

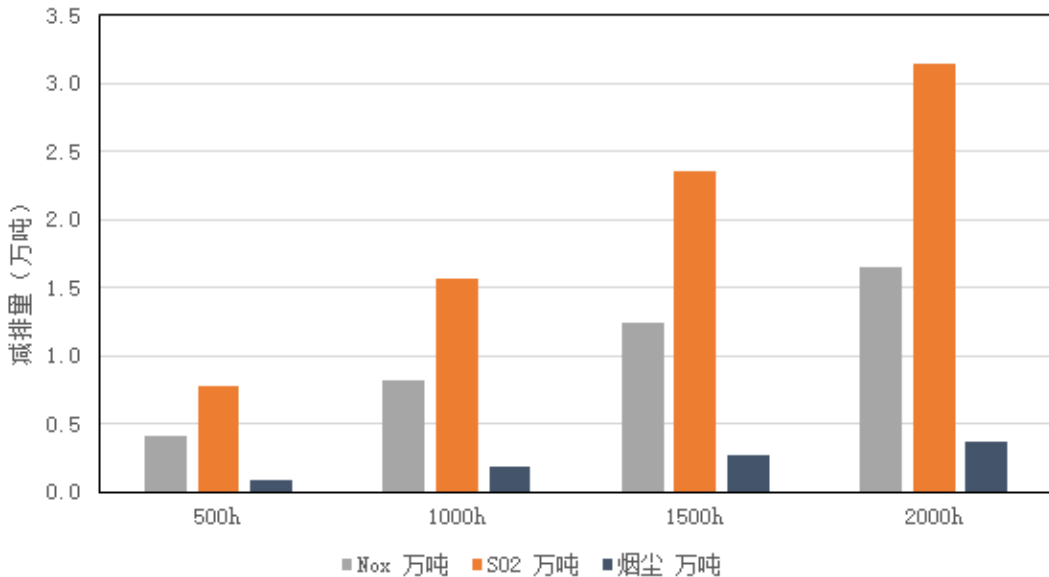


图 6-16 燃气电厂为可再生能源调峰带来的大气污染物减排量

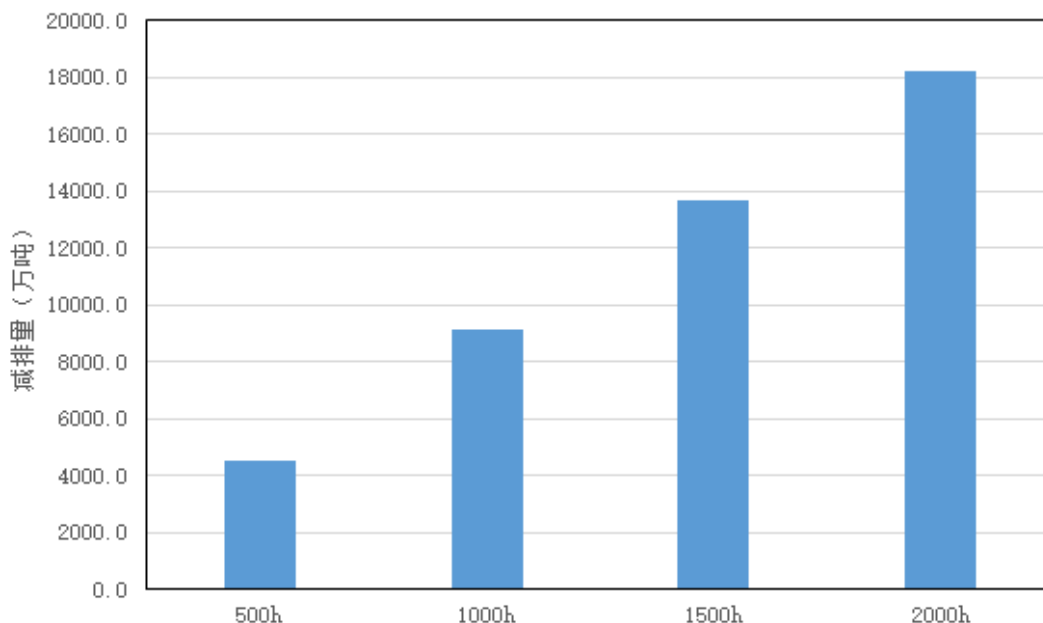
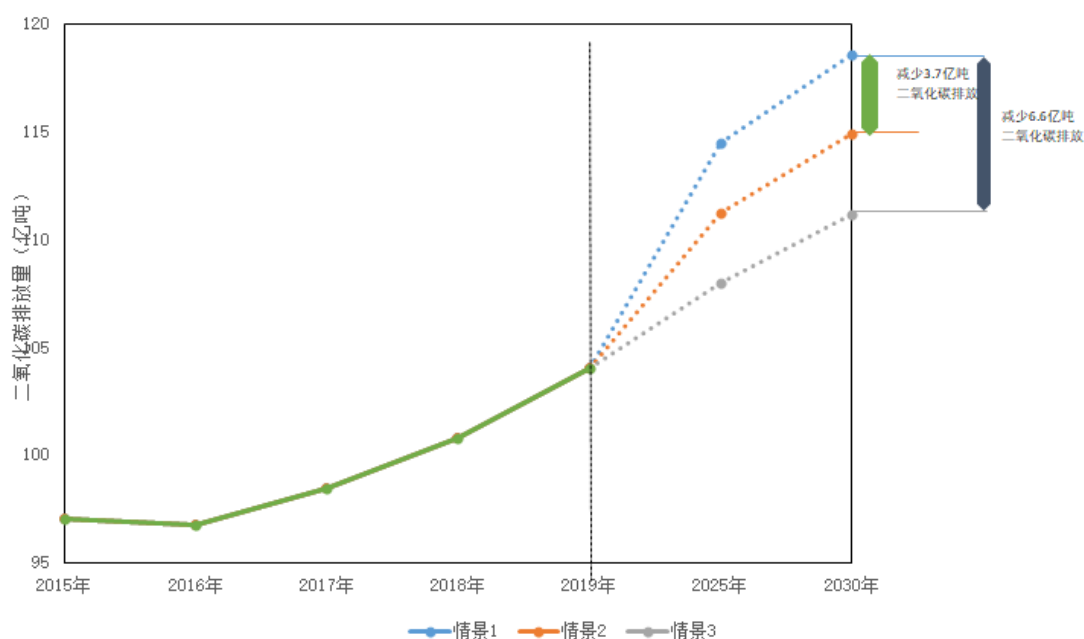


图 6-17 燃气电厂为可再生能源调峰 CO₂ 减排量

6.3 天然气消费比重增加对碳排放的正面影响

本研究以 2015-2019 年能源消费情况为基础，设定三个不同情景，预测到 2025 年和 2030 年煤炭和天然气消费量及在能源消费总量中的占比，计算天然气消费不同比重下产生的二氧化碳量，分析天然气对碳排放的影响。



数据来源：课题组研究数据

图 6-18 不同情景下 CO₂ 的排放量

表 6-2 不同情景的描述

	情景 1	情景 2	情景 3
情景描述	由 2015-2019 年均增量预测 2025 年和 2030 年能源消费量	其他量不变, 天然气消费量增加 5 个百分点, 煤炭消费量减少 5 个百分点	其他量不变, 天然气消费量增加 10 个百分点, 煤炭消费量减少 10 个百分点
煤炭消费占比 (%)	50.9/37.3	45.9/32.3	40.9/27.3
天然气消费占比 (%)	10.6/21.0	15.6/26.0	20.6/31.0
CO ₂ 排放量 (亿吨)	114.5/118.6	111.2/114.9	108.0/111.2
说明	-	相较于情景 1 减少 CO ₂ 排放 3.3 亿吨 (2025 年) 和 3.7 亿吨 (2030 年)	相较于情景 1 减少 CO ₂ 排放 6.5 亿吨 (2025 年) 和 7.4 亿吨 (2030 年)

(1) 情景 1

由 2015-2019 年年均增量预测到 2030 年能源消费总量将达到 65 亿吨标准煤, 其中煤炭、石油、天然气和核能、风能、太阳能等可再生能源占比分别为 37.3%、20.1%、21.0% 和 21.6%。此情景下, 产生的 CO₂ 排放量为 117.6 亿吨。

(2) 情景 2

在能源消费总量、石油和非化石能源消费量不变的情况下, 天然气消费量增加 5 个百分点, 则煤炭消费减少 5 个百分点, 产生的 CO₂ 114.9 亿吨, 与情景 1 相比减少了 3.7 亿吨, 减少 3.1%。

(3) 情景 3

在能源消费总量、石油和非化石能源消费量不变的情况下, 天然气消费量增加 10 个百分点, 则煤炭消费减少 10 个百分点, 产生的 CO₂ 111.2 亿吨, 与情景 1 相比减少了 7.4 亿吨, 减少 6.2%。

由此可见，如果天然气消费增加 5 个百分点，到 2030 年可减少 CO₂ 排放 3.7 亿吨。因此，提高天然气消费比重，控制煤炭消费，可协助我国实现碳中和。

6.4 本章小结

（一）北京市天然气产业发展对环境治理的贡献

北京地区 2019 年天然气消费量增长到 2013 年的 1.9 倍，PM_{2.5}、PM₁₀、二氧化氮和 SO₂ 分别降低 2013 年的 46.9%、62.9%、66.1%和 14.8%。发电和供热领域，由天然气消费增加和煤炭消费减少带来的 NO_x、SO₂ 和烟尘的减排量为 1.7、1.6 和 0.3 万吨。

（二）天然气发电为可再生能源调峰的环境效益

在只考虑燃气发电和燃煤发电为可再生能源（风电、光伏）调峰，并且现有燃气电厂和燃煤电厂均可为可再生能源调峰的条件下，到 2025 年，天然气发电替代燃煤电厂为可再生能源调峰在装机规模分别为 3.08 亿千瓦和 2.39 亿千瓦，在投资规模和占地面积方面分别减少 35.0%和 74.7%。在环境效益方面 NO_x、SO₂、烟尘和 CO₂ 减少排放 26.7%、95.0%、64.3%和 46.9%。

（三）提高天然气消费有助于控制二氧化碳排放

在当前能源消费增速的条件下，到 2030 年能源消费总量将达到 65 亿吨标准煤，产生的二氧化碳排放量达到 118.6 亿吨。当天然气消费量增加 5%，而煤炭消费量减少 5%，二氧化碳的排放量将减少 3.7 亿吨；当天然气消费量增加 10%，煤炭消费量减少 10%，二氧化碳的排放量将减少 7.4 亿吨。

7 总结及建议

7.1 总结

（一）微观层面

以实际调研项目为研究对象，对比分析天然气和煤炭在发电和供热领域的环境效益，从分析结果可知，在发电和供热领域，天然气相较于煤炭具有明显的环境效益，并且在综合效益对比中也具有较好的优势。

（二）中观层面

以北京市为例，研究在天然气利用过程中，环境的变化情况。通过研究可知，在推动天然气利用的过程中，各类大气污染物的浓度在逐年下降。

（三）宏观层面

在我国环境治理体系中，能源结构调整，大力发展天然气、可再生能源等清洁能源是重要举措之一。根据分析，到 2025 年，天然气消费占比增加 5%，二氧化碳减排 3.1%；由天然气发电替代燃煤电厂为可再生能源调峰，氮氧化物、二氧化硫、烟尘、二氧化碳等分别减排 26.7%、95.0%、64.3%、46.9%。

倡导全面的评价理念，全方位的评价煤炭和天然气利用对环境改善的贡献性；促进清洁能源行业的科学、可持续发展。

7.1.1 天然气在发电和供热领域具有显著的环境优势

本课题调研燃煤电厂 9 个、燃气电厂 10 个、燃煤锅炉 13 个、燃气锅炉 31 个，对各项目的实际运行情况、减排措施、实际排放水平、减排及运营成本进行了全方位调研，对调研数据计算分析，结果显示天然气在发电和供热领域相较于煤炭具有显著的环境优势。

表 7-1 发电和供热领域排放对比情况

项目		燃煤发电	燃气发电	燃煤供热	燃气供热
排放浓度	NO _x （国标）	100	50	300	200

(mg/m ³)	SO ₂ (国标)	50	35	300	50
	烟尘 (国标)	20	5	50	20
	NO _x (调研均值)	40.32	18.13	52.86	31.52
	SO ₂ (调研均值)	19.91	0.47	42.01	-
	烟尘 (调研均值)	2.22	0.66	9.84	3.39
排放绩效 (mg/kWh)/ (mg/MJ)	NO _x (火电平均)	0.19		-	-
	SO ₂ (火电平均)	0.20		-	-
	烟尘 (火电平均)	0.04		-	-
	NO _x (调研均值)	0.15	0.11	25.06	16.67
	SO ₂ (调研均值)	0.08	0.004	-	-
	烟尘 (调研均值)	0.014	0.005	4.84	1.46
减排成本 (元/MWh) / (元/GJ)	6.81	4.21	4.02	1.49	
占地 (m ² /MW)	194	63	144	40	
碳排放 (g/kWh) / (kg/MJ)	844.77	403.62	0.097 (烟煤) 0.123 (型煤)	0.058 (管道天然气) 0.066 (LNG)	

(一) 发电领域

排放浓度：燃气发电的 NO_x、SO₂、烟尘排放浓度平均为 13.13mg/m³、0.42mg/m³ 和 0.66mg/m³，燃煤发电 NO_x、SO₂、烟尘排放浓度平均为 40.32mg/m³、19.91mg/m³ 和 2.2mg/m³。

排放绩效：燃气电厂 NO_x、SO₂ 和烟尘的排放绩效分别为燃煤电厂的 73%、5%和 36%。

污染物排放当量：燃气电厂每 kWh 的污染物当量为 0.113 比燃煤电厂的 0.212 低 46.7%。

碳排放：燃煤电厂的碳排放指标为 844.77g/kWh，而燃气电厂的碳排放指标

为 403.62g/kWh，仅为燃煤电厂的 48%。

综合效益分析：燃煤电厂的 LEOE 为 0.068 元/kWh，燃气电厂的 LEOE 为 0.026 元/kWh，仅为燃煤电厂的 38%。

（二）供热领域

排放绩效：燃气锅炉的 NO_x 排放平均值为 16.67mg/MJ，而燃煤锅炉为 25.06mg/MJ，约为燃气锅炉排放的 1.5 倍。

碳排放：燃煤锅炉 CO₂ 排放绩效比燃气锅炉排放绩效高出 56%-68%。

占地、操作便利性：燃气锅炉的各项指标均低于燃煤锅炉。

环境经济性：燃煤锅炉的环保设施的初投资成本及单位供热量的直接环境成本都高于燃气锅炉。

从全生命周期来看，煤炭在开采、运输等阶段的污染物排放要大于在利用阶段的排放，并且在利用阶段，除上述重点研究的指标外，还有大量的非水、废渣、重金属等污染物的排放。

7.1.2 天然气助力环境治理

（一）典型城市

以北京为例，推进天然气的利用，尤其在发电和供热领域提高天然气消费比例，各类大气污染物的浓度在逐年下降；且对 CO₂ 的减排也有显著的贡献。

开展了“煤改气”工作，2000-2019 年，北京市天然气消费消费量从 9.6 亿立方米增长到 188.5 亿立方米，增加了 178.9 亿立方米。

PM₁₀、NO₂ 和 SO₂ 分别从 2000 年的 162、71 和 71 微克/立方米降低 2019 年的 68、37 和 4 微克/立方米，累计降幅分别为 58.0%、47.9%和 94.4%。PM_{2.5} 从 2013 年的 89.5 微克/立方米降低到 2019 年的 42 微克/立方米，累计降幅 53.1%。

（二）天然气发电为可再生能源调峰的环境效益

在只考虑燃气发电和燃煤发电为可再生能源（风电、光伏）调峰，并且现有

燃气电厂和燃煤电厂均可为可再生能源调峰的条件下，到 2025 年，天然气发电替代燃煤电厂为可再生能源调峰在装机规模分别为 3.08 亿千瓦和 2.39 亿千瓦，在投资规模和占地面积方面分别减少 35.0%和 74.7%。在环境效益方面 NO_x、SO₂、烟尘和 CO₂ 减少排放 26.7%、95.0%、64.3%和 46.9%。

7.2 发展建议

（一）提升区域环境协同治理

树立区域整体意识，加强区域环境协同治理，不断提升区域环境治理绩效。

（二）强化总量控制的治理理念

在标准和政策制定中，将污染物排放总量作为污染物排放的限制指标。

（三）全面科学认识天然气的环境价值

应从大气污染、水污染、碳排放等多方面全方位的认识天然气对环境治理贡献。将 SO₃、重金属、放射性污染、污水等环境污染物排放纳入环境评价范围，完善环境评价体系。

从政策规范等方面肯定天然气的环境价值，并给予一定的政策支持。

探索构建与碳排放交易机制结合的新型商务模式。加快建立成熟有效的碳交易市场，建立统一的碳交易机制和碳减排核定方法。鼓励天然气利用行业积极参与碳交易，探索新型商务模式。

（四）积极推进天然气产业发展

明确天然气清洁能源地位，发挥天然气在能源转型、碳达峰和碳中和的重要作用。强化顶层设计，积极推动《能源法》等法律政策颁布实施，从法律上明确天然气在我国能源结构中的地位肯定其清洁能源的属性和作用。开展科学规划，贯彻落实相关政策和措施，国家主管部门协同各级政府主管部门，根据各地的资源条件和能源发展需求，科学制定“十四五”天然气发展规划，明确国家和各地方天然气产业发展目标和路径。贯彻落实党中央、国务院关于加快天然气产供储销体系建设、深化石油天然气体制改革等决策部署。

推动天然气体制改革。进一步开放准入。推进开放天然气产业链的各主要环节的准入，包括勘探开发、进出口贸易、管输市场、非常规等。开展科学规划，贯彻落实相关政策和措施。加快价格市场化。完善国内天然气价格机制，疏导资源成本，加快天然气门站价格市场化进程，明确门站价格联动周期，完善上下游价格联动机制。加快天然气贸易体系建设。加快完善国内天然气交易市场，推进上海、重庆等天然气交易中心建设，推进川渝天然气市场化改革试点，促使交易中心尽快起到价格发现作用。开展灵活性资源的规划与市场激励机制建设。建立以地下储气库调峰为主，LNG、气田调峰、管网调配和燃气电厂调峰作为补充的辅助调峰市场，保障资源调配的灵活性。并通过市场激励机制调动需求侧参与天然气辅助调峰市场的积极性，激发天然气市场的活力。

（五）有序推进天然气发电

充分肯定天然气调峰电厂为大比例接入可再生能源的贡献和作用。鼓励天然气与可再生能源融合发展，优势互补，共同推动清洁低碳、安全高效的能源供应体系建设。

在需求侧建设天然气调峰电厂，增加电网的灵活性。鼓励在用电负荷中心新建以及利用现有燃煤电厂已有土地、已有厂房、输电线路等设施建设天然气调峰电站，提升电网的灵活性和安全性。

因地制宜、适度发展天然气热电联。

（六）强化天然气在节能和提高能效方面的优势

节能和提高能效在碳减排中的贡献率最大，加快合理利用天然气是提高社会能源利用效率、减少能源消耗的重要途径，是构建清洁低碳、安全高效的现代化能源体系的必由之路。

（七）推动综合能源发展

（1）推进天然气与其它能源融合发展

通过提升能效及能源融合互补，提升天然气利用效率；加快研究能源互联网框架下的天然气管网布局与智慧化发展。

（2）积极促进天然气综合能源发展

加强终端供能系统筹规划和一体化建设,构建综合性多能互补的终端供能系统。因地制宜,充分发挥当地能源资源作用,统筹规划,将天然气与风、光、地热等可再生能源结合起来,创新搭建能源与企业、能源与交通、能源与家居、能源与市政等生态圈,延伸能源系统综合服务范围,提升终端用能体验与大众参与度,构建能源与城市和谐共生的聚合体,从而推进能源高质量发展。

参考文献:

- [1] 中国电力企业联合会.中国电力行业年度发展报告[R].北京:中国市场出版社,2011-2020.
- [2] BP.Statistical Review of World Energy 2020[R].Beijing:BP,2020.
- [3] 中华人民共和国生态环境部.中国环境状况公报[R].北京:中华人民共和国生态环境部,2010-2016.
- [4] 中华人民共和国生态环境部.中国生态环境状况公报[R].北京:中华人民共和国生态环境部,2017-2019.
- [5] 国家统计局.中国统计年鉴[R].北京:中国统计出版社,2010-2019.
- [6] 国家统计局.中华人民共和国国民经济和社会发展统计公报[R].北京:中国统计出版社,2010-2019.
- [7] GB 13223-1996,火电厂大气污染物排放标准[S].中国:国家环境保护总局,1996.
- [8] GB 13223-2003,火电厂大气污染物排放标准[S].中国:国家环境保护总局,国家质量监督检验检疫总局,2003.
- [9] GB 13223-2011,火电厂大气污染物排放标准[S].中国:环境保护部,国家质量监督检验检疫总局,2011.

[10]DB 11/847-2011,固定式燃气轮机大气污染物排放标准[S].北京:北京市环境保护局,北京市质量技术监督局,2011.

[11]DB 44/T 27-2001,大气污染排放限值[S].广东:广东省环境保护局,广东省质量技术监督局,2001.

[12]DB 11/139-2015,锅炉大气污染物排放标准[S].北京:北京市环境保护局,北京市质量技术监督局,2015.

[13]DB 11/501-2017,大气污染物综合排放标准[S].北京:北京市环境保护局,北京市质量技术监督局,2017.

[14]DB 50/418-2016,大气污染物综合排放标准[S].重庆:重庆市环境保护局,重庆市质量技术监督局,2016.

[15]DB 13/2209-2015,燃煤电厂大气污染物排放标准[S].河北:河北省质量技术监督局,河北省环境保护厅,2015.

[16]DB 12/810-2018,火电厂大气污染物排放标准[S].天津:天津市环境保护局,天津市市场和质量管理委员会,2018.

[17]DB 21/T 3134-2019,辽宁省燃煤电厂大气污染物排放标准[S].辽宁:辽宁省市场监督管理局,辽宁省生态环境厅,2019.

[18]DB 41/1424-2017,燃煤电厂大气污染物排放标准[S].河南:河南省环境保护厅,河南省质量技术监督局,2017.

[19]DB 37/664-2019,火电厂大气污染物排放标准[S].山东:山东省生态环境厅,山东省市场监督管理局,2019.

[20]DB 314/1703-2019,燃煤电厂大气污染物排放标准[S].山西:山西省生态环境厅,山西省市场监督管理局,2019.

[21]DB 33/2147-2018,燃煤电厂大气污染物排放标准[S].浙江:浙江省人民政府,2018.

[22]宋长清.火力发电厂烟气超净排放技术研究[C].2015 火力发电节能改造现状

与发展趋势技术交流会论文集.衡阳:,2015.228-234.

[23]梁建瑞,姜丰.降低扩散燃烧天然气量达到减少 NO_x 污染物排放的技术研究和应用[J].中国设备工程,2018,5:54-55.

[24]联合国环境规划署.北京二十年大气污染治理历程与展望[R].北京:联合国环境规划署,2019.

[25]]郭荣博.中国大气污染治理形势及存在问题及若干政策建议[J].节能环保,2017,4:216-216.