

# 面向“双碳”需求变革主要碳基能源利用模式的思考

贾鑫<sup>1</sup> 韩振南<sup>1</sup> 姜新东<sup>1</sup> 张战国<sup>1</sup> 白丁荣<sup>1</sup> 王勤辉<sup>2</sup> 孙绍增<sup>3</sup> 许光文<sup>1</sup>

(1. 沈阳化工大学特色资源化工与材料教育部重点实验室 辽宁沈阳 110142; 2. 浙江大学能源清洁利用国家重点实验室, 浙江杭州 310027; 3. 哈尔滨工业大学能源科学与工程学院 黑龙江哈尔滨 150006)

**摘要:** 煤炭是我国能源供应的“稳定器”和“压舱石”,各种化石碳基能源的消费则是碳排放的主要来源,占比90%。该文分析我国现存煤炭、天然气、石油的主要利用途径,发现燃料属性与利用途径或领域存在未优化匹配的问题。基于煤炭的能源属性、天然气和石油的碳氢原料属性的原则,从最小化碳排放视角,协同煤炭、天然气、石油对不同工业的利用,提出了煤炭等主要化石碳基能源利用模式的再思考。一是优先实施煤炭热解制富氢燃气/原料气并替代工业燃用天然气;二是坚持煤炭及其热解半焦火力发电满负荷高效运行提供基础电力,联合天然气使用煤热解燃气负责调峰发电;三是工业燃烧最大限度使用煤热解燃气,天然气最大限度用于化工原料和民生燃料;四是区域性规划电力和燃气供给,新建局域煤基工业燃气管网,与现存天然气管网互联,为区域内工业燃烧和调峰发电稳定供给燃气;五是推进工业碳原料和产品的循环利用,拓展石化产业的非化石碳氢原料供给,最大化石化产业的化工产品生产;六是大力发展大型储能,全社会层面强化用能的优化管理措施和途径,以全面推进我国碳基能源资源的高效低碳利用,相对现有模式可潜在每年减少数十亿吨规模的二氧化碳排放。

**关键词:** 双碳; 碳基能源; 利用模式; 热解燃气; 电力调峰; 碳原料循环

中图分类号: TK-9 文献标识码: A 文章编号: 1671-2404(2022)111-0056-013

DOI:10.15885/j.cnki.cn11-4683/z.2022.04.004

## 1 我国主要能源资源利用现状

作为人类社会持续发展的重要物质基础,能源是人类维持正常生产和生活的动力来源,直接关系到一个国家的经济发展命脉。化石能源,尤其煤炭,

在我国能源体系中占主体地位。2020年我国能源消费总量达到49.8亿吨标煤(图1),其中煤炭、石油、天然气、非化石能源占比分别为56.8%、18.9%、8.4%、15.7%<sup>[1]</sup>。

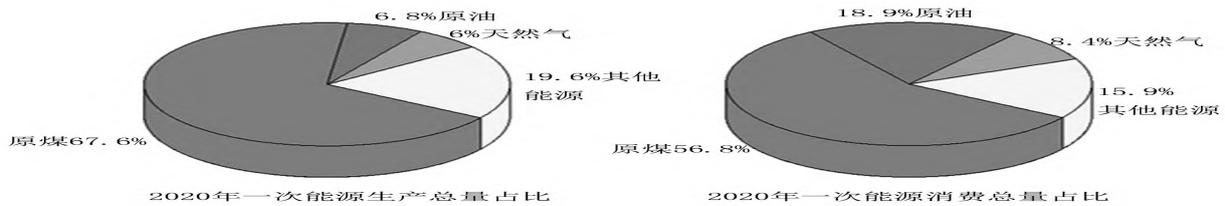


图1 中国能源生产和消费结构<sup>[1]</sup>

收稿日期: 2022-07-28

**作者简介:** 贾鑫, 讲师, 主要从事煤及生物质流化床燃烧与气化等方面的研究; 韩振南, 副教授, 主要从事能源转换过程中的多相流、热物理等方面的研究; 姜新东, 教授, 致公党辽宁高校联盟秘书长, 主要从事精细化工染料颜料等方面的研究; 张战国, 教授, 主要从事天然气催化反应与工艺等方面的研究; 白丁荣, 教授, 主要从事煤炭清洁精细加工等方面的研究; 王勤辉, 教授, 主要从事煤/生物质循环流化床燃烧及气化技术等方面的研究; 孙绍增, 教授, 主要从事清洁燃烧和污染控制技术等方面的研究; 许光文, 校长, 致公党辽宁省委会主委, 致公党辽宁高校联盟理事长, 主要从事能源转换过程中的多相流、热物理、炭化学与环境保护等方面研究。

E-mail: gwxu@syuct.edu.cn

表 1 汇总了 2017 至 2020 年我国煤炭的消费量及进口情况。经济的发展使得近年的煤炭消耗量仍略有增加, 2020 年煤炭消耗总量 40.40 亿吨原煤, 比 2017 年增加了 1.26 亿吨。我国煤炭进口比例较低, 2020 年仅为 3.04 亿吨, 占总量的 7.5%。该表同时汇总了我国煤炭的消费结构, 其中火力发电、钢铁(焦化)、建材(主要供热)、化工是主要的用煤领域。2020 年, 在消耗的 40.4 亿吨原煤中, 电力生产占 23.10 亿吨, 钢铁 6.7 亿吨, 建材 3.81 亿吨, 煤制甲醇、煤制油、煤制天然气等代表的煤化工行业消耗煤炭 3.01 亿吨。

表 1 2017 - 2020 年中国煤炭消费量、消费结构 (单位: 亿吨原煤)

| 对比项目 | 2017<br>数量 | 2018<br>数量 | 2019<br>数量 | 2020<br>数量 |
|------|------------|------------|------------|------------|
| 消费总量 | 39.14      | 39.75      | 40.19      | 40.40      |
| 进口量  | 2.71       | 2.82       | 3.00       | 3.04       |
| 电力行业 | 19.87      | 21.00      | 22.90      | 23.10      |
| 钢铁行业 | 6.35       | 6.20       | 6.50       | 6.70       |
| 建材行业 | 5.07       | 5.0        | 3.80       | 3.81       |
| 化工行业 | 2.76       | 2.80       | 3.00       | 3.01       |
| 其他行业 | 5.09       | 4.14       | 3.99       | 3.78       |

表 2 为近年我国石油消费总量和进口情况, 两者均逐年增加。到 2020 年, 我国石油表观消耗量达 7.41 亿吨, 同比增长 6.5%; 原油进口 5.42 亿吨, 同比增长 7.3%。石油对外依赖度 73.5%, 严重影响国家能源安全和战略博弈。

表 2 2017 - 2020 年我国石油消费及进口情况

| 年份   | 消费量(亿吨) | 进口量(亿吨) |
|------|---------|---------|
| 2017 | 6.06    | 4.18    |
| 2018 | 6.48    | 4.62    |
| 2019 | 6.96    | 5.06    |
| 2020 | 7.41    | 5.42    |

表 3 汇总我国天然气的消费和进口情况。随着经济发展和环境治理的深入, 我国天然气用量和进口量逐年增加, 分别由 2016 年的 2 060 亿立方米和 721 亿立方米大幅增加到 2020 年的 3 280 亿立方米和 1 404 亿立方米, 增幅分别达 59% 和 95%。这一比例远高于煤炭和石油。2020 年天然气进口依赖度

43%。进口天然气包括管道和液化天然气(LNG), 后者近乎纯甲烷, 不含硫等其它杂质, 是天然气化工的首选。

表 3 我国天然气消耗及进口情况 (《中国天然气发展报告》)

| 年份   | 消费量(亿立方米) | 进口量(亿立方米) |
|------|-----------|-----------|
| 2016 | 2060      | 721       |
| 2017 | 2386      | 946       |
| 2018 | 2803      | 1247      |
| 2019 | 3067      | 1322      |
| 2020 | 3280      | 1404      |

2020 年, 我国能源消费与工业过程二氧化碳排放合计 115 亿吨。图 2 为典型行业及领域的二氧化碳排放贡献。工业过程碳排放包括电力、钢铁、建材、石化、化工、有色等行业, 占比 75%<sup>[2]</sup>, 其中以燃煤为主体的火力发电(含热电联供)是碳排放大户, 占比 40%, 其次是钢铁与水泥分别是 14% 和 11%。

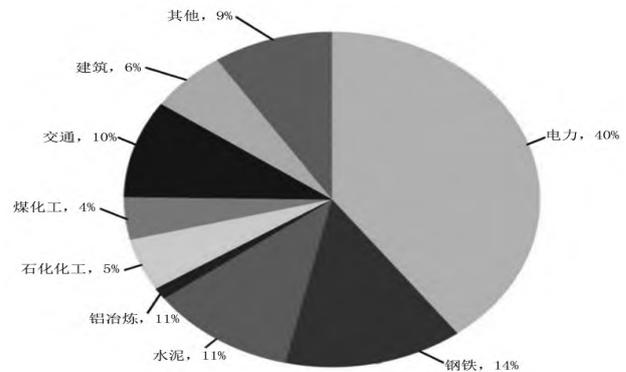


图 2 2020 年中国二氧化碳排放的行业分布结构<sup>[2]</sup>

## 2 煤与天然气资源利用错位现象

毫无疑问, 针对任何应用场景(发电、燃料、化工原料等), 主要化石能源资源中天然气的碳排放强度最低、使用效率最高。但是, 我国没有充足的天然气供给保障, 必须大量使用高碳燃料。针对具有不同碳氢比(C/H)的煤炭、石油、天然气三类主要碳基能源资源, 含碳(C)最高的煤应坚持其为“能源”的基本属性, 主要的“低碳”利用方式是高效燃烧发电或供热。由于我国油气资源供给的不足, 大

力发展煤化工,将“煤”100%用为原料,转化为燃气(SNG)、燃油及化学品的碳。该过程释放的“C”与获得的产品“C”比例可能达到3-10倍。

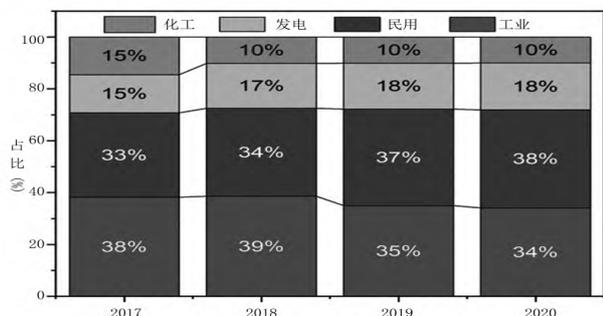


图3 我国近年的天然气消费结构<sup>[3]</sup>

图3表示了近年我国天然气消费的结构,可见约34%用为工业燃气,发电消耗近18%,即一半以上的天然气仍然用为燃料,达到年2500亿方左右。用于化工的天然气仅占比10-15%,约500亿方/年。天然气包括管道和液化天然气,后者近乎纯甲烷,不含硫,非常适合用于天然气化工,其进口量应该可满足制甲醇。天然气可以作为车用燃料替代燃油,也在我国很多城市得到了推广,深受欢迎。关注我国天然气的现存消耗结构,对比我国煤制油、煤制气等方面已形成的煤化工产业,一方面在各种

工业过程每年消耗天然气资源1500亿方以上,用为燃料;另一方面又大力推进基于煤炭转化年产51亿立方米合成天然气、931万吨车用燃油、4500万吨甲醇、合成氨3651多万吨<sup>[4]</sup>。存在资源利用错位问题是:天然气资源被工业过程的燃烧大量消耗,但同时又利用煤炭制备天然气或燃油,排放大量二氧化碳。能否“煤炭”优先服务工业燃烧需求,天然气最大限度用为机动车燃料、合成氨等化学合成的原料气?

表4 煤化工产业单位产品的碳排放<sup>[5]</sup>

| 煤化工产品 | 吨产品二氧化碳排放  |
|-------|------------|
| 煤制烯烃  | 11.1 吨/吨   |
| 煤间接制油 | 6.1 吨/吨    |
| 煤直接制油 | 5.8 吨/吨    |
| 煤制天然气 | 4.5 吨/千立方米 |

注:来源《“十二五”煤炭深加工产业示范项目规范》。

表4总结了典型煤化工产品生产的碳排放强度。吨产品排放的二氧化碳分别是煤制烯烃10.52吨、煤间接制油6.86吨、煤直接制油5.56吨、煤制乙二醇5.6吨。每千立方米煤制天然气排放4.5吨二氧化碳。

表5 煤化工和天然气化工路线的碳排放对比

| 产品  | 煤化工    |                     | 天然气化工               |           | 天然气化工与煤化工碳排放比值 |
|-----|--------|---------------------|---------------------|-----------|----------------|
|     | 年产能    | 总CO <sub>2</sub> 排放 | 总CO <sub>2</sub> 排放 | 需要天然气     |                |
| 天然气 | 51亿立方米 | 0.22亿吨              | 0                   | 51亿立方米    | -              |
| 燃料油 | 931万吨  | 0.56亿吨              | 0                   | 113.5亿立方米 | -              |
| 甲醇  | 4500万吨 | 1.63亿吨              | 0.4亿吨               | 440.6亿立方米 | 0.25           |
| 合成氨 | 3651万吨 | 1.20亿吨              | 0.87亿吨              | 284.8亿立方米 | 0.73           |
| 合计  |        | 3.61亿吨              | 1.27亿吨              | 890亿立方米   | -              |

注:甲醇和合成氨碳排放量基于国家标准征求意见稿《甲醇单位产品碳排放限额》和《甲醇单位产品碳排放限额》进行估算。

基于我国现有煤化工产品的产能,表5汇总了主要煤化工产品的生产在我国形成的二氧化碳排放总量。可见,目前我国已经形成产能的年931万吨煤制燃料油、51亿立方米天然气、4500万吨甲醇、3651万吨合成氨的年二氧化碳排放量分别达到了0.56、0.22、1.63和1.2亿吨。即,我国基于煤炭气化的现代煤化工产业的累计年二氧化碳排放量超过3.61

亿吨。

天然气化工是世界化学工业的支柱,全球80%的合成氨、90%的甲醇是以天然气为原料生产的。我国煤制甲醇(含焦炉煤气制甲醇)占总产能的89%,天然气制甲醇仅11%;尿素产能中煤占77.2%,气头占22.8%。将煤为原料的化工产品转为天然气化工过程将带来显著的碳减排效应(表5)。按目前

甲醇和合成氨产能,天然气化工路线的二氧化碳排放分别仅为 0.4 亿吨和 0.87 亿吨,而对应的煤化工路线则高达 1.63 亿吨和 1.2 亿吨。以天然气原料替代煤原料,仅甲醇和合成氨行业的二氧化碳减排将达到 1.23 亿吨和 0.33 亿吨。由于以液化天然气为燃料的机动车和电动车的日益普及、以及天然气消费结构的改变,我国无需实施大规模的煤制油、煤制

天然气,其主要作为重大战略储备技术。基于现有产能,现有煤制油及煤制天然气将由工业、发电用天然气替换,这将形成 0.78 亿吨的碳减排。综合对比,仅表 5 所列四类化工产品,天然气替代煤原料需 890 亿立方米天然气,可带来年 2.43 亿吨二氧化碳减排,效果比较显著。

表 6 针对能源及化工利用的天然气替代煤碳减排效果

| 对比基准                            | 产业类别及产品    | 实现的碳减排  |
|---------------------------------|------------|---------|
| 煤替代 890 亿立方米天然气生产相同量的产品(化工、电、热) | 化工(对应表 5)  | 2.34 亿吨 |
|                                 | 发电(相同发电量)  | 1.44 亿吨 |
|                                 | 工业燃烧(相同热值) | 1.07 亿吨 |

注:发电效率按天然气 58%(联合循环)、煤 44%(超超临界)计算。

我国天然气资源保有不足,难以兼顾其能源和资源属性。为阐明天然气何种属性的利用途径的碳减排效益更加突出,表 6 对比了针对不同产业实施天然气替代煤可形成的碳减排。基于表 5 所示 890 亿立方米天然气,其替代煤作为化工原料的碳减排是年 2.34 亿吨,远高于替代煤生产同样电力(1.44 亿吨)和热量(1.07 亿吨)形成的二氧化碳减排。这里,发电和工业燃烧对比基于用煤替代生产 890 亿立方米可生产的相同电量(按天然气发电 58%、煤发电 44% 计算)及热量而核算的。可见,相较于燃料化(发电、供热),天然气资源化替代煤炭用于化工过程原料所实现的二氧化碳减排潜力最大。

“双碳”背景下,我国煤炭及天然气的消费结构亟需变革性调整。富碳的煤炭资源应坚守或最大化其“燃料”属性,主要用于发电或供热,其形成的碳排放明显低于煤化工。富氢的天然气具有最高的氢碳比( $H/C$ ),应最大化其“原料”属性,除优先用于民生燃烧保障外,最大可能地用于化工原料。为此,十分有必要通过合适的技术路径,将发电和工业燃烧所消耗的天然气通过煤基燃气实施替代或置换,使这部分天然气转变为化工产业原料。即,我国化工产业的天然气将增加为 1 300 亿立方米(890 + 350 ~ 450),以大部分替代已有的基于煤气化的煤化工过程,实现化工产业的碳减排 2.5 亿吨/年。

此外,除了煤与天然气资源利用错位问题,我国现阶段仍存在其它能源利用方式与其本质属性的错位现象。比如“热-电”利用的错位,毫无疑问,规模

化工业热量供给最佳途径为燃料燃烧直接供热,而非由燃料燃烧发电(效率通常低于 50%)后用电供热。事实上,我国现阶段存在大量高温电加热过程,如电弧加热制电石、电解铝等。

### 3 能源生产与供给的问题短板

#### 3.1 石化产业碳源单一

长期以来,石油“燃料”属性的利用占据了主导地位,作为石油化工产品的比例一般不到 20%<sup>[6]</sup>。“双碳”目标下,随着交通能源供给由“燃料”向“电气”转移,石油在未来终端消费中扮演“燃料”属性的特色将大幅度被削弱,燃油汽车将逐步被电动车替代。石油化工产业面临结构调整,需要降低燃油生产占比。

短中期内(如 20 年),我国仍然面临油气对外依存度高的供给安全问题。目前,煤炭、石油、天然气等化石碳资源也是相关产业大宗物质转化的唯一碳基原料。除这些化石“碳”外,我国农业、林业、有机化工及轻工产业、以及人类日常生活中还产生大量含“碳”的天然(光合作用)来源的生物质或有机废弃物。有效利用这些非化石“碳”、替代化石“碳”可形成有效的“负碳”效应,为压抵我国二氧化碳排放“峰值”和实现最终“碳中和”目标提供保障。

石化工业“油”原料的生物基替代和来源多元化已成为该产业重点推进的低碳方向。人类生活使用大量石油基高分子材料制品,用后形成的废弃物一方面由于环境要求需要处理处置,另一方面其本

身可通过裂解液化,形成的裂解油实质上是类似石油原料的烃类化合物,可能作为原料循环进入炼化过程。除石油制品废弃物以外,其它很多生物质均可通过类似过程转化为石化产业的碳氢原料。

表7总结了适合该技术路线的潜在有机废弃物资源。其中,废塑料、废橡胶、石油渣原则上可100%地通过该方式进行处理和应用,而竹木废物、农作物秸秆可分别假定其33%和25%按照该路线处理,形成潜在可用于石油及化工行业原料的非化石原料油1.44亿吨/年。这里,所示的产油率已考虑了生物质裂解油品质与原油的差异。即,生物质裂解油含有更多的含氧化合物,如醇、醛、酮、酸等,因此按照小于1.0的系数折算等价的原料油。按照原油碳排放强度系数3.2考虑,这种石化碳基原料油替代可形成年减排4.5亿吨二氧化碳的潜力。

表7 可应用于裂解液化的有机废弃物资源量  
和裂解制原料油潜力<sup>[7]</sup>

| 可用资源  | 数量<br>(亿吨/年) | 产油率<br>(wt.%) | 转化比率<br>(wt.%) | 裂解油量<br>(亿吨/年) |
|-------|--------------|---------------|----------------|----------------|
| 废塑料   | 0.8          | 50            | 70             | 0.28           |
| 废橡胶   | 0.1          | 45            | 70             | 0.03           |
| 石油渣   | 0.6          | 40            | 70             | 0.17           |
| 竹木废物  | 2.1          | 30            | 33             | 0.21           |
| 农作物秸秆 | 10           | 30            | 25             | 0.75           |
| 合计    | 13.6         | --            | --             | 1.44           |

### 3.2 能源效率整体偏低

我国煤炭超超临界发电的效率已接近世界先进水平(约44%)。但是,受限于进一步提升蒸汽发电参数的技术难度以及“卡诺循环”本身具有的热功转换效率限制,实际发电过程中超过50%的热能被白白浪费。我国工业锅炉和工业窑炉普遍存在系统热效率低、能耗高、污染重等问题。例如,燃煤工业锅炉仍以链条炉排炉为主,实际运行的燃烧效率、锅炉热效率通常低于国际先进水平15%左右。由于工业锅炉、工业窑炉普遍规模较小、负荷波动较大,也无法达到大型电厂锅炉的热效率。因此,针对非电行业燃烧过程,其降低碳排放的最有效措施是使用低碳富氢燃料,以从源头推进有效降碳。

电石、冶金硅、电熔镁砂等的生产一直基于2000度的高温过程,使用高耗能的电弧炉。按照化

石能源40%的发电效率和电加热/电解过程中50%的热效率计,其能源综合利用效率仅有20%。此外,钢铁冶炼、水泥生产等众多大宗原料材料生产过程操作温度高、能耗高、污染重。通常,高温生产过程各项热损失较大,难以确保所有过程都匹配高效余热回收技术,致使其热效率较低。以水泥行业为例,吨水泥、吨水泥熟料CO<sub>2</sub>排放量分别约为616.6千克、865.8千克<sup>[8]</sup>。这些电加热及高温过程的产业节能、降耗和减碳是国家重大需求,而且空间大,创新效应显著。

### 3.3 缺乏适合我国的电调峰技术

随着低谷电和新能源发电的规模增大,供给波动和电力调峰的需求相应加大。常规水电和抽水蓄能机组调峰虽然运行灵活、环境效益也很显著,但由于自然条件的客观限制,未来可行的装机容量增幅将比较有限。目前,应用最广的仍为火电机组自身调峰,以满足多种因素导致的宽范围负荷变动。发电机组调峰时,燃煤锅炉处于低负荷运行,导致锅炉效率显著下降和碳排放、污染物排放的增加。对于百万千瓦燃煤机组,其出力系数从100%降至40%时,供电煤耗增加68.3克/千瓦时<sup>[9]</sup>。针对全国的装机容量,这种低负荷运行将导致年增加二氧化碳排放5亿吨以上,增加煤炭消耗2亿吨。同时,现有燃煤发电机组通常按基本负荷设计,难以在宽负荷条件和快速变负荷方式有效运行,从而造成我国电力系统维护灵活性的资源严重不足,影响电力稳定和安全。

利用低碳原料在源头降碳是调峰发电技术的发展方向。发达国家主要利用天然气发电,易启动、快启动、好调控等,实施调峰的优势明显。但是,我国天然气资源的保有量和供给严重不足,无法完全利用天然气支撑电力行业的调峰需求,且气峰与电峰在时间上可能重合,尤其在冬季还难以获得充足的气源,无法满足顶峰发电的调峰要求。另一方面,表6数据表明,天然气替代煤炭应用于化工领域的碳减排潜力远远大于发电领域。因此,利用我国富煤少气的能源资源禀赋特点,发展煤制富氢燃气或原料气技术,在局域内利用管道储存燃气、输运燃气,对拥有调峰需求的企业(发电机组)供应燃气,可实施灵活调峰。

### 3.4 可再生能源规模化应用仍面临诸多挑战

以风电、光伏为代表的可再生能源普遍存在间

歇性、波动性、随机性等特点,存在“极热无风”“晚峰无光”等短板,出力受天气影响较大,因此导致这些新能源的顶峰供电能力严重不足,对电网稳定特性带来严重挑战。由于缺乏商业化长期运行的大容量先进储能技术,现有电网尚无法实现对可再生能源电力的高比例消纳。此外,基于全生命周期分析,可再生能源利用并非严格的零碳过程,其材料生产、废弃物处理等过程均伴随较高的碳排放。

#### 4 我国能源资源利用的综合思路

“双碳”背景下,重构能源资源的低碳利用体系之重要性更加凸显。基于上述现状及问题分析,我们提出图4所示能源资源低碳利用思路,综合考虑了煤炭、石油、天然气的资源属性和碳排放强度,创新了能源资源利用模式。其特点是:通过煤热解制富氢燃气或原料气,开辟协同煤炭能源与资源属性的高效低碳分质利用模式(途径),同时解决我国目前存在的低碳调峰技术缺乏、天然气消费途径错位等问题。通过煤炭热解,以最小能耗联产富氢燃气(原料气)和半焦,进而半焦高效燃烧推进满负荷高

效火力发电,对其匹配富氢燃气驱动的燃气/蒸汽联合循环进行调峰,以构筑高效率满负荷火力发电与灵活燃气发电调峰相互匹配的新型电力生产和供应模式。同时,推进煤基富氢燃气在工业锅炉、窑炉、冶炼、化工等领域的燃料利用,置换目前工业过程消耗的天然气,使之最大程度转变为化工过程的原料利用,实现依据资源属性的源头低碳利用布局,以显著降低煤炭、天然气利用的碳排放强度,贡献“双碳”目标。

石化领域一直100%地使用原油。响应低碳经济和社会发展的需求,亟需推进石化碳氢原料油的多样化,提升其对可再生碳氢资源的消纳利用,开辟以生物质废弃物等制备热解液体产物用为石化原料的新途径,以缓解我国“石油”严重依赖进口的风险。同时,石油炼化产业正面临由“燃料型”向“化工型”转变的重大需求。利用木质素热解等形成的富含化学结构的液体油原料,将大力推进非石油基芳香烃及其它化学品的生产。天然气化工和民用将占据其应用的主导地位,同时需要作为热解富氢燃气的补充气源,以确保工业用气的稳定供给。

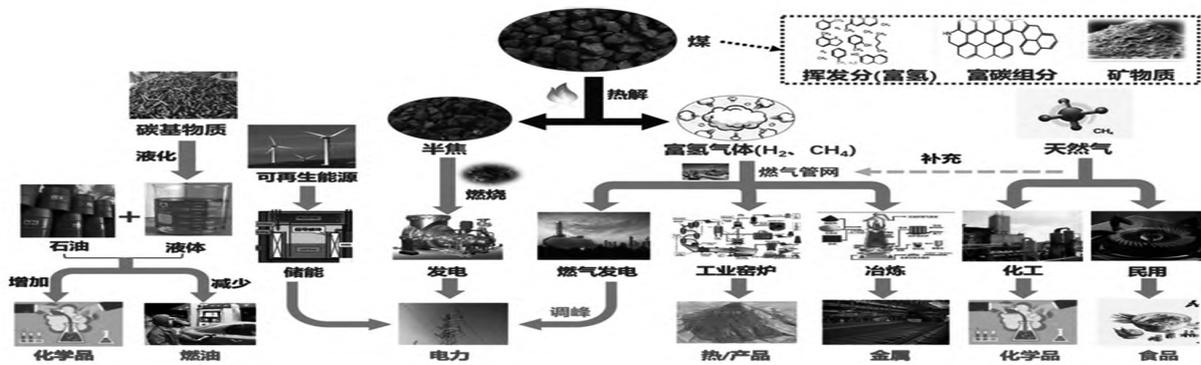


图4 响应“双碳”战略的我国能源资源低碳利用技术体系



图5 哈依煤气化工程与中煤龙化(上左: 1990年奠基, 上右: 用气居民; 下: 中煤龙化厂区)

煤炭热解制富氢燃气、半焦燃烧发电都需要在稳定的满负荷条件运行才能保障设计的高能效指标。但是, 电力调峰以及工业燃烧对富氢燃气的需求可能在大范围内变动。因此, 建议针对工业园区、城市等代表的合理规模局部区域, 建设运行大规模煤炭热解制富氢燃气/原料气工程, 并匹配管道储存和输送富氢燃气, 保障连续供给。该管道同时与天然气管道相连, 在煤炭热解制气难以满足电力调峰、工业燃烧对燃气需求的情况下, 以天然气进行补充(见图5示)。尚不具备建立工业富氢燃气管网条件的区域, 剩余富氢燃气应合成天然气, 并入现有天然气管网。

我国具有很好的管道煤基燃气储存和输运经验。为解决哈尔滨市的生产、生活用气不足问题, 经国务院批准, 1990年哈尔滨市组建了哈尔滨燃气化工总公司, 在依兰市建设哈依煤气工程(图5), 于1993年投运, 向哈尔滨市供气。自1993到2009年的16年间, 经由245公里的管道向哈尔滨市每天输送约200万立方米由鲁奇煤气化炉生产的煤基燃气(煤气), 为市民及城市产业提供了约90%的燃气需求。在该煤气输运工程中, 利用输运管道输送了煤气60万立方米。

#### 4.1 创建煤基富氢燃气调峰发电体系

通过热解可以最低能耗将煤挥发分转化为低焦油富氢燃气、固定碳转化为半焦。半焦可被运输到各电厂, 为满负荷火力发电提供燃料, 维持最高发电效率, 形成基础电力。富氢热解气体经冷却净化后, 并入煤基燃气/原料气管网, 其用户端与调峰电厂、

工业锅炉、工业窑炉、化工厂等连接, 为这些工业过程提供气体燃料或碳氢气体原料, 实现燃气多元化应用。

富氢燃气优先保障电力调峰, 为此建设燃气-蒸汽联合循环高效发电系统, 最新联合循环机组的效率已达60%, 远高于超超临界燃煤发电( $< 44%$ )。即, 利用煤基燃气发电可同时提升综合发电效率。燃气轮机发电启停快, 调峰性能优越, 一般仅10多分钟便可并入电网参与负荷调节。即使采用联合循环, 半小时左右也可在电网中发挥调峰作用, 明显优于常规火电机组的调峰性能<sup>[10]</sup>。该调峰主要通过燃气轮机的启停实现, 确保了半焦富碳燃料的满负荷高效运行。无需调峰时, 燃气轮机停运, 热解富氢燃气用于置换工业燃烧及化工过程的天然气。

表8对比直接基于燃煤发电调峰和利用富氢燃气调峰时的发电效率。其中, 假设锅炉调峰运行的负荷为40%, 致使发电效率由44%降为35.6%<sup>[9]</sup>, 但这部分发电效率通过使用煤制燃气燃气蒸汽联合循环发电, 则效率可以保持在60%。热解制备富氢燃气消耗的能量按照原煤能源的7%计算<sup>[11, 12]</sup>、调峰电量按30%计, 即30%的总运行时间在40%负荷运行。按照表8所注解的方法计算, 可得如表所示各种条件的综合发电效率(最后一栏)。直接基于燃煤机组调峰的综合发电效率41.5%, 基于分级转化的联合发电(热解耗能7%)的综合效率46.7%, 明显高于直接基于燃煤机组调峰时的效率, 而且富氢燃气发电调峰容易实施、调控灵活。

表8 燃煤机组和煤热解分级转化发电机组的发电效率

| 发电技术                    | 满负荷       | 调峰发电(40%负荷运行)        | 综合效率(调峰电量30%) |
|-------------------------|-----------|----------------------|---------------|
| 燃煤机组                    | 44%(超超临界) | 35.6% <sup>[9]</sup> | 41.5%         |
| 煤分质利用发电<br>(不考虑热解耗能)    | 44%(半焦)   | 60%                  | 48.8%         |
| 煤分质利用发电<br>(7%的燃气为热解供热) | 44%(半焦)   | 53.1%<br>(富氢燃气)      | 46.7%         |
| 煤分级利用发电<br>(半焦燃烧为热解供热)  | 41.0%(半焦) | 60%<br>(富氢燃气)        | 46.7%         |

注: 热解过程参照焦化过程, 假定富氢燃气收率( $Y_{\text{燃气}}$ )30%, 其组成为 $60\%H_2 + 25\%CH_4 + \text{其它}$ 。热值( $Q_{\text{燃气}}$ ) $37.5MJ/kg$ (富氢燃气体积热值为 $18MJ/m^3$ , 密度为 $0.48kg/m^3$ )。半焦质量收率( $Y_{\text{半焦}}$ )70%。热值( $Q_{\text{半焦}}$ ) $28.4MJ/kg$ ; 原煤热值( $Q_{\text{原煤}}$ ) $20.9MJ/kg$ 。若考虑热解耗能, 富氢燃气/半焦消耗量增加百分比( $X$ )分别为13%和7.4%, 其计算公式为: $(X) = Q_{\text{原煤}} * 0.07 / (Q_a * Y_a)$ 。折算的发电效率 =  $\eta_a / (1 + X)$ , 其中 $a$ 代表燃气或半焦,  $\eta_a$ 为未考虑热解耗能时的发电效率。

表9 对比直接基于燃煤发电调峰和利用富氢燃气调峰时的碳排放量。先进燃煤机组满负荷运行时单位电量的  $CO_2$  排放为  $640.2g/KWh^{[13]}$ 。基于发电效率折算 40% 负荷运行时单位电量的  $CO_2$  排放  $791.3g/KWh$ 。假设半焦和原煤燃烧发电保持同样的发电效率和发电系统碳排放系数“单位电量燃煤机组碳排量 / 原碳排放系数”,按照表 10 所示燃料热值及碳排放系数折算,半焦发电机组单位电量的

$CO_2$  排放为  $709.6g/KWh$ ,即: (原煤热值 / 半焦热值) \* 半焦碳排放系数 \* (单位电量燃煤机组碳排量 / 原煤碳排放系数)。现有先进天然气发电过程单位电量的碳排放量为  $353.7g/KWh^{[13]}$ 。假定富氢燃气由 60% $H_2$  25% $CH_4$  7% $CO$  3% $CO_2$  及其他组成,按照天然气和富氢气体的热值及其碳排放系数(表 10) 折算,富氢机组单位电量的碳排放量为  $578 \sim 607g/KWh$ 。

表9 燃煤机组和煤热解分级转化发电机组的  $CO_2$  排放量 ( $g/KWh$ )

| 发电技术                   | 满负荷条件碳排放      | 调峰电碳排放(40% 负荷运行) | 综合碳排放(调峰电量 30%) |
|------------------------|---------------|------------------|-----------------|
| 燃煤机组                   | 640.2         | 791.3            | 686             |
| 煤分级利用发电<br>(未考虑热解)     | 709.6<br>(半焦) | 235.8<br>(富氢气体)  | 567             |
| 煤分级利用发电<br>(燃气燃烧为热解供热) | 709.6<br>(半焦) | 271.0<br>(富氢气体)  | 578             |
| 煤分级利用发电<br>(半焦燃烧为热解供热) | 766.3<br>(半焦) | 235.8<br>(富氢气体)  | 607             |

注:考虑热耗耗时(按煤炭能源的 7% 计) 折算的单位电量碳排量 =  $M_{CO_2} / (1 - X)$  其中  $M_{CO_2}$  为未考虑热耗耗时时的单位电量碳排放量, X 参照表 8 备注。

利用上述数据,依据表 9 所注解的计算方法,可得如表 9 所示各种条件的综合碳排放量(最后一栏)。直接基于燃煤机组调峰的单位电量的碳排放量为  $686g/KWh$ ,基于分级转化的联合发电(热解耗能 7%) 的单位电量的碳排放约为  $578 \sim 607g/KWh$ 。因此,相较于燃煤发电调峰,基于富氢燃气调峰的单位电量的碳减排达到  $79 \sim 108g/KWh$ 。我国 2020 年发电量为 7.62 万亿千瓦时,推广煤热解制富氢燃气、发展富氢燃气联合循环调峰,全国由于提高调峰运行效率的年  $CO_2$  减排量可达 6 ~ 8.2 亿吨,可显著贡献我国的“碳中和”战略。

#### 4.2 构建天然气为主体原料的化工产业

煤化工以作为战略储备技术为主要目的,将目前利用煤为原料生产的化工产品,包括甲醇、合成氨、合成油、天然气等,逐步转化为利用天然气为原料。表 5 汇总了典型产品的煤化工与天然气化工路线的碳排放量,揭示了化工产业实施天然气替代煤作为原料可能实现的减碳效果。同等产能的甲醇和合成氨,天然气化工的  $CO_2$  排放量为 0.4 亿吨和 0.87 亿吨,相较于煤化工,碳减排量分别高达 1.23 亿吨和 0.33 亿吨。煤制油气作为战略技术储备,可减碳 0.78 亿吨。基于我国现有主要煤化工产品的产能,以年消耗 890 亿立方米天然气就可实现对化工原料煤的置换,可共产生 2.43 亿吨的二氧化碳减排效应。

作为资源属性的天然气消费比例将提升,以最大程度用煤炭或煤基燃气置换目前用于发电和工业燃烧用的天然气。基于图 3 和表 5 的比较,实施化工原料用煤的天然气替代,将使我国化工原料天然气消费提升至 1 300 亿立方米。同时,天然气供应必须保障民用需求,目前年消耗约 1 200 亿立方米。因此,我国天然气的保障需求约 2 500 亿立方米,较目前的 3 200 亿立方米明显降低,可减缓对天然气

表 10 主要能源燃料的碳排放系数  
(燃烧每公斤 / 立方米的  $CO_2$  排放量)

| 燃料种类 | 燃料热值                    | 燃料碳排放系数                           |
|------|-------------------------|-----------------------------------|
| 原煤   | 20.9MJ/kg               | 1.9003kg - $CO_2$ /kg             |
| 半焦   | 28.4MJ/kg               | 2.8604kg - $CO_2$ /kg             |
| 天然气  | 36.44MJ/Nm <sup>3</sup> | 1.977kg - $CO_2$ /Nm <sup>3</sup> |
| 富氢气体 | 18MJ/Nm <sup>3</sup>    | 0.69kg - $CO_2$ /Nm <sup>3</sup>  |

注:半焦的热值和碳排放系数参照焦炭确定。

进口的依赖。但是,前提是有效实施煤炭热解制富氢燃气/原料气,并利用富氢燃气替代发电及工业燃烧用天然气。从最大化低碳、高效、清洁能源获取的角度分析,我国应加大天然气进口,更多推进燃气车、电动车对燃油车的替代。

#### 4.3 推动高效发电和过程节能技术创新

加快开发高参数燃煤发电技术,将现有最先进的超超临界发电机组主蒸汽温度从 600℃ 提高到 700℃ 以上,发电效率由 45% 提高至 50% 左右,耗煤量减少 30%,供电煤耗降低约 36g/kWh,我国年减排二氧化碳 2.7 亿吨。供电效率的提高也将相应地带动烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 CO<sub>2</sub> 等污染气体排放的减少,以及单位电量成本等经济指标的提升<sup>[14,15]</sup>。同时,大力创新高温热电材料,以直接将高温热能转化为电力,不受热功转化“卡诺循环”的效率限制,可能创建更高发电效率的变革性途径。发展耦合“高温热电转化”和“高参数蒸汽循环发电”的分级发电系统、基于燃料分级转化及完全气化的“燃气发电”和“火力发电”联合循环等,也都是显著提升发电效率的有效途径。

针对超高温(> 1 800℃)电加热(电弧炉)和电解等高耗能、高 CO<sub>2</sub> 排放的产业行业,如碳化钙、硅、电炉炼钢等,创新过程低温化原理,发展变革性新技术,以实现燃烧直接加热对电加热的替代,显著提升过程效率,降低碳排放。化石能源发电效率通常在 40% 左右,电弧炉加热、电解过程中的热效率约为 50%,这些电加热/电解过程中能源综合利用效率仅 20% 左右。因此,通过过程原理突破,降低反应温度、引入变革工艺,使电加热、电解过程转型升级为直接加热过程,可能大幅降低过程能耗,显著提高系统能源利用效率,降低碳排放。

针对高温运行的高炉、石灰窑、水泥窑等(1 400 ~ 1 800℃),能效提升的核心是降低反应温度。通过创新反应原理、强化反应过程、创制反应器,实现过程温和化。以高密度耐火镁砂烧制为例,传统大颗粒竖窑的反应温度 1 800 ~ 2 000℃,若采用细小颗粒利用流化床烧制,反应温度可降至 1 500℃ 左右,不但反应时间大幅降低,而且可将半连续的生产过程转变为连续过程,大大提升过程效率和工业产率。针对我国 50 万台工业锅炉,大力推进热解富氢燃气(H<sub>2</sub> + CH<sub>4</sub> > 80%)替代煤炭直接燃烧,不但降低燃料含碳,而且提高燃烧效率,对比等热值的煤直

接燃烧,碳排放量可降低三分之一以上。

#### 4.4 突破新一代高效清洁炼焦技术

焦化在我国每年耗煤近 7 亿吨,是第二大煤炭消费行业,其高效低碳发展对于“双碳”战略具有重要意义。焦化技术与装备已十分成熟,但也传统,近年的显著技术进步较少。但是,仍有很大空间升级发展,如面向 21 世纪高效低碳技术的需求,日本创新开发了高效低污染两段焦化技术 Scope21<sup>[16]</sup>,应用实践证明其大幅缩短了反应时间,提高了能源效率。该技术耦合原料煤预热解,将装炉煤通过高效气固传热的输送床加热至热解开启温度,通常 350 ~ 400℃,以提高在炭化室炉内对煤的传热速率,并使升温自 350℃ 开始,以大大缩短升温和干馏反应时间。由于耦合预热解,增强了原料煤的粘结性,可有效提高非焦煤的利用比率。在日本新日铁公司 Ohita 厂 5 号焦炉的应用示范表明:其非粘结、弱粘结煤的使用比例由 20% 提高至 50%,生产率提高 3 倍,NO<sub>x</sub> 降低 30%,SO<sub>x</sub> 降低 10%,整体节能 20%,综合碳减排达到每 100 万吨焦炭 40 万吨。

我国具有世界上最大的焦炭产能,2020 年达到 4.71 亿吨。参照日本 Scope21 技术指标,我国通过创新突破新一代焦化技术,可实现显著的节能和减碳。对应 4.71 亿吨的产能,二氧化碳的减排达到 1.88 亿吨,对应的节能达到 7 000 万吨标煤,节能和减排效果非常显著。

#### 4.5 推进石化行业碳资源多元化和绿色化

“双碳”目标下,随着电动车的普及,未来对成品油的需求将急剧下降,石油炼化发展趋势将由“燃料型”向“化工型”转变。然而,短中期内(至少 20 年内),我国仍然面临着油气对外依存度高的能源安全问题。石化工业“油”原料的生物替代和来源多元化已成为该产业重点推进的绿色和低碳发展方向。参见前述“3 能源生产与供给的问题短板”的 3.1 节,我国通过将废塑料、废橡胶、石油渣、各种生物质废物裂解转化为碳氢液体,用为石化原料,可形成 1.44 亿吨/年石化原油的替代,减排 4.5 亿吨/年二氧化碳(表 7)。

#### 4.6 开发富氢还原金属冶炼技术

包括焦化的钢铁行业是我国碳排放量仅次于火力发电的行业,是“双碳”目标实施首当其冲的流程工业。2020 年我国钢铁行业年碳排放量高达 18 亿吨(包括焦化),占碳排放总量的 15%<sup>[17]</sup>,在制造业

中碳排放量最高。面对日益严峻的生态环境保护形势,钢铁工业面临着巨大的碳减排压力,迫切需要开发能够显著降低 $CO_2$ 排放的突破性低碳冶金技术,以满足“双碳”的政策要求。一是焦化、二是冶炼。焦化推进新一代高效技术研发,冶炼应大力创新基于富氢还原剂的钢铁及有色冶炼流程再造,以望从根本上突破冶炼碳排放高的问题。已有研究初步表明纯氢冶炼钢铁存在质量差等问题,发展富氢气体( $H_2 + CO$ )及天然气还原的金属冶炼技术,虽然其无法实现零碳排放,但相对于焦炭流程,仍可削减大部分碳。富氢还原金属冶炼技术是战略性技术,需要我国乃至世界科技界长期持续的创新和开发工作。

#### 4.7 发展大规模储能技术保障新能源发电

最大程度提升可再生能源在能源中的比例是低碳社会发展的关键途径。但是,提升可再生能源比例也为现存的能源系统和能源技术提出了挑战。解决挑战的有效途径是发展大规模储能技术。在各种可能承担大规模储能技术中,除抽水蓄能之外,我国其他储能技术仍以示范应用为主,技术性能有待成熟、建设成本相对偏高、安全性还需提升,整体处于产业化初级阶段。亟需聚集优势力量,加强多种途径的储能关键科学和技术问题研发,加快推进大规模商业化储能技术的示范及应用步伐,推动新型储能技术的发展,以支撑可再生能源、新能源的大规模高比例并网,保障电网安全稳定运行,支撑能源中可再生能源比例的逐步提升。

#### 4.8 推行全社会层面用能优化管理

日本福岛核电站事故后,核电站停运,总发电量下降,为保障社会的稳定运转,全社会开展节能行动,展示了显著的效果,确保了全社会的正常运转和发展。典型的措施包括错峰上下班、中午休息关灯、推广节能灯、调低公共通道亮度、优化空调及采暖温度等。我国人口基数大,能源消耗量高,任何全民性的有效节能行动都可能形成大规模的可观节能和碳减排效果。国家也非常重视我国社会层面的节能。为推动全民参与节能减排,科技部组织专家编写了《全民节能减排潜力量化指标》,分析了大众生活中衣食住行用相关六个方面的36项日常行为的减碳措施和减排潜力。结果表明,我国个人生活点滴中的节能减排潜力巨大,若全社会积极参与,仅36项日常生活行为的年节能总量为7700万吨标准煤,

相应减排二氧化碳约2亿吨<sup>[18]</sup>。如果进一步向日本等单位GDP能耗、个人用能量低的国家学习,系统组织,具有很高可能性达到社会用能降低5%、年二氧化碳减排5亿吨左右的规模,形成显著的经济、社会、环境效益。

## 5 突破能源生产与利用关键技术

无疑,存在很多需要创新和突破的能源技术,包括氢气制备与应用、各种非化石能源电力生产及利用、储能电池、二氧化碳利用与储存等相关的种种技术。针对图4的能源资源利用新模式,重点需要突破如下关键技术。

### 5.1 高效发电新技术

(1) 提升发电效率是全世界的战略方向,包括基于蒸汽、二氧化碳及混合工质循环的高参数发电,如700℃超超临界发电。该技术的关键在于突破700℃等级耐高压水蒸汽及二氧化碳环境的金属材料。

(2) 打造煤炭分质利用技术体系,重点突破半焦清洁高效燃烧技术及相关设备,形成超超临界半焦燃烧单独发电技术工业示范,其发电效率不低于现有同等规模的燃煤机组。其中,基于循环流化床的半焦燃烧单独发电技术、以及煤粉锅炉大比例掺烧半焦(50%)的发电技术,均已完成了工业示范<sup>[19]</sup>。

(3) 大型发电锅炉燃烧温度通常在1000℃以上,但现有发电系统的最高可运行温度仅700℃,普遍存在燃烧高温(约1500℃)没有直接转变为电力的问题。高温热电材料可直接将高温热能转化为电,不受热功转化的“卡诺循环”效率限制,因此具有实现更高发电效率的可能。研发高温热电材料,利用高温热能直接发电,探索现代高效发电技术。同时,推进构建“高温热电转化”集成“蒸汽循环”的联合发电系统,实现发电效率的大幅提升。

### 5.2 电网灵活调峰和深度调峰

突破以煤热解制备的富氢燃气为燃料,通过燃机与热力发电联合循环的调峰技术,构建以半焦满负荷高参数发电为基础电力,匹配由燃气制备、燃气管道运输、半焦发电、燃气联合循环等构成的新模式煤炭高效发电体系的关键技术,加快体系构建和管理运营模式的示范,形成有效的灵活、深度和高效电力调峰,解决现存燃煤锅炉低负荷运行及由其导致

的低效率、高排放等问题。

### 5.3 煤炭热解制富氢燃气 / 原料气

攻克利用低能耗热解大规模生产制备高收率的低焦油富氢煤基燃气 / 原料气技术,实现煤炭分级转化。技术的关键是控制热解过程焦油生成、尽可能提高煤热解燃气的收率<sup>[20]</sup>,如高于 30%,以确保热解制气过程经济可行。拥有稳定的富氢燃气供给,也为规模化氢气制备提供了有效的优选原料气,因为利用富氢燃气(原料气)通过重整制备合成气、氢气的技术已比较成熟,可直接工业化应用,使煤基富氢产品气可直接用于化工过程的原料气。

### 5.4 耦合预热解的两段式焦化技术

研发类似日本 *Scope21* 焦化技术,构建我国拥有自主知识产权的新一代煤焦化技术。该技术核心是利用输送床反应器预热解、升温,进而热态成型装炉,实施干馏焦化。参照日本技术,研发我国的新一代焦化技术,针对年消耗 7 亿吨原煤焦化产业应用,形成可显著节能和碳减排的升级。

### 5.5 基于煤热解原料气的煤化工技术

构建以煤热解制备的富氢产品为原料合成各种化学品或燃料的新技术,包括催化剂、工艺、系统匹配等关键技术,开展与煤完全气化合成气路线的煤化工技术对比,优选低碳高效技术方案,一方面形成有效技术储备,另一方面为构建煤热解制气与煤分质利用模式提供化工技术支撑。

### 5.6 非电行业的低碳高效燃烧

(1) 针对效能低、分散性高的小规模窑炉,开发应用以煤热解富氢燃气为燃料的工业燃烧技术及其推广应用模式,耦合燃气制备、储存、输送和供给。

(2) 针对电解铝、电石等超高温和高能耗行业,开辟电热、电解过程的变革性替代新工艺,形成可替代电直接应用燃烧热的高效低碳替代技术。

(3) 在高温煅烧、焙烧等热化学反应工业,如炼铁、石灰、水泥等,开发降低反应温度的新型反应器、新工艺、新流程,实现显著节能降耗。

(4) 针对各种工业燃烧,发展利用非化石燃料及能源的技术和装备,减少化石能源资源消耗,贡献低碳减碳目标。

### 5.7 富氢还原的金属冶炼技术

重构以富氢气体部分 / 全部替代固体碳基还原剂的金属冶炼技术体系,包括工艺流程、反应器及其他关键设备等,大力推进工程化及工业示范。其中,

氢基竖炉炼铁已有相当的基础,且应用规模大,需求广,应优先突破<sup>[21]</sup>。

### 5.8 富氢燃气输送、贮存和供给体系

该系统在单个技术上难度不大,关键在于能源系统的构建。基于我国已有的煤气管道输送与储存经验,重点形成选点和供气范围选择的技术经济分析方法,支撑煤热解制富氢燃气装备选址及其对应的管道布局、稳定供气对象选择等提供设计系统和依据,达到为选定区域的电力调峰、工业燃烧、以及化工过程稳定、经济可行的连续供气,保障区域的显著节能减排。

### 5.9 转化过程的污染物控制与脱除

煤炭、石油等能源资源的利用通常形成大量污染物排放。基于尾端治理需要消费大量能量和环境净化原料,如脱硝催化剂、氨气、脱硫剂、活性炭、活性焦吸附剂等。因此,加强能源资源转化过程中的污染物生成抑制、控制脱除技术的创新,降低尾端治理负荷,也是重要的节能减排途径。如通过“流态重构”的循环流化床锅炉技术<sup>[22]</sup>和通过“反应重构”的解耦燃烧技术<sup>[23-24]</sup>均大幅度降低了粉尘及  $NO_x$  的尾端排放,甚至直接达到环保标准。一方面降低能源系统的环保设备投入,另一方面减少运行负担和成本,提高整体过程的经济性。我国用能规模大、行业广,这种清洁转化过程技术实现了本质上的清洁生产,其成功研发和推广应用通常可形成规模巨大的减排和增效成果。

### 5.10 亿吨规模“碳中和”与负碳关键技术

最近,我们分析了除前述能源资源利用模式的优化变革,以及调整产业结构和推进工业节能等措施以外,潜在可实现年亿吨以上二氧化碳减排的其它重要途径,如表 11 所示<sup>[7]</sup>。对应的关键技术均应大力研发并尽早推进示范评价和实际应用。其中,表示的“石油化工碳原料多元化”也是落实图 4 所示能源资源利用新模式所要求的关键技术。如下表示,这些“碳中和”“负碳”技术的研发与运用推广,可能每年为我国形成近 30 亿吨的二氧化碳减排,效果尤其显著。

表 11 产业结构调整 and 节能减碳以外的潜在亿吨规模以上减碳途径<sup>[7]</sup>

| 减碳 / 负碳途径   | 主要技术措施描述        | 潜在减碳 / 负碳量(亿吨 / 年) |
|-------------|-----------------|--------------------|
| 石油化工碳原料多元化  | 有机废物裂解油替代原油     | 4.5                |
| 秸秆碳化还田      | 秸秆分散碳化、生物炭还田    | 5.5                |
| 剩余竹木、秸秆能源化  | 裂解 / 碳化外的生物质燃烧  | 5.0                |
| 高水分有机废物生物甲烷 | 甲烷催化裂解制氢 / 纳米碳  | 1.4                |
| 二氧化碳化工利用    | 甲醇、尿素、碳酸酯合成     | 1.8                |
| 森林伐林与管理促生长  | 总体年增产 1.5 亿立方木材 | 3.0                |
| 未利用土地的森林扩种  | 增加 4000 万公顷森林种植 | 3.5                |
| 农业科技增产粮食    | 年增亿吨粮食、1.4 吨秸秆  | 3.7                |
| 合计          |                 | 28.4 亿吨            |

## 参考文献

- [1] 国家统计局. 中国统计年鉴. 北京: 中国统计出版社, 2021.
- [2] 严刚, 郑逸璇, 王雪松. 基于重点行业/领域的我国碳排放达峰路径研究[J]. 环境科学研究, 2022, 35(2): 309-319.
- [3] 周守为, 朱军龙. 中国天然气及 LNG 产业的发展现状及展望[J]. 中国海上油气, 2022, 34(1): 1-8.
- [4] 相宏伟, 杨勇, 李永旺. 碳中和目标下的煤化工变革与发展[J]. 化工进展, 2022, 41(3): 1399-1408.
- [5] 牛亚群. 煤制天然气全生命周期碳排放核算研究[D]. 2017, 中国石油大学(北京).
- [6] 吕清刚, 柴祯. “双碳”目标下的化石能源高效清洁利用. 中国科学院院刊, 2022, 37(4): 541-548.
- [7] 许光文, 姜新东, 谢英鹏, 张战国, 白丁荣. “双碳”目标两步走战略与年亿吨规模减碳途径分析[J]. 中国发展, 2022, 22(2): 3-11.
- [8] 丁美荣. 水泥行业碳排放现状分析与减排关键路径探讨. 中国水泥, 2021(7): 46-49.
- [9] 梁芳. “双碳”目标下煤电灵活性改造误区及改进措施[J]. 中国电力企业管理, 2021(25): 72-73.
- [10] 金向阳. IGCC 发电技术研究及探讨[D]. 浙江大学, 2007.
- [11] 路丙川. 褐煤固体热载体热解—气化耦合工艺模拟研究及评价[D]. 太原理工大学, 2013.
- [12] 李开坤. 焦热载体条件下双流化床煤热解联产焦油半焦煤气技术的研究[D]. 浙江大学, 2021.
- [13] 王为伟, 朱本刚, 杨家强. 天然气发电对碳减排的贡献[J]. 燃气轮机技术, 2016, 29(1): 9-11.
- [14] 毛健雄. 700℃超超临界机组高温材料研发的最新进展[J]. 电力建设, 2013, 34(8): 69-76.
- [15] 郭岩, 王博涵, 侯淑芳, 等. 700℃超超临界机组用 Alloy617mod 时效析出相[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(14): 2314-2318.
- [16] 郭艳玲, 胡俊鸽, 周文涛. SCOPE21 的研发与工业应用现状. 冶金丛刊, 2011(2): 44-46, 50.
- [17] 姚志鹏. 双碳目标下钢铁企业发展面临的挑战与对策[J]. 企业改革与管理, 2022, 5: 165-167.
- [18] 何冰阳. 全民节能减排潜力量化指标[J]. 环境教育, 2008(12): 55-57.
- [19] 杨剑锋, 杜进, 黄璞, 黎海平, 陈一平, 申明, 王志超, 刘豪. 300 MW 电站煤粉锅炉大比例掺烧半焦的试验研究[J]. 热力发电, 2020, 49(7): 69-76.
- [20] 许光文, 武荣成, 韩振南, 朱庆凯, 张建岭. 一种用于含碳原料热解制高品质燃气的装置[P]. CN111004637B.
- [21] 冶金工业信息标准研究院低碳研究团队. 氢基竖炉直接还原炼铁工艺应用进展[J]. 中国冶金文摘, 2021, 35(5): 51-53.
- [22] Yang H.R., Yue G.X., Lv J.F., et al. An update of circulating fluidized bed combustion (CFBC) technology in China. VGB Powdertech, 2012, 12: 1-5.
- [23] 韩健, 刘新华, 何京东, 等. 民用解耦燃煤炉中 NO<sub>x</sub> 和 CO 的同时减排[J]. 化工学报, 2019, 70(5): 1991-1998.
- [24] Han Z.N., Geng S.L., Zeng X., et al. Reaction decoupling in thermochemical fuel conversion and technical progress based on decoupling using fluidized bed. Carbon Resources Conversion, 2018, 1: 109-125.

## Transformation of Fossil Energy Utilization Mode in Responding to the Double-carbon Targets

JIA Xin<sup>1</sup>, HAN Zhennan<sup>1</sup>, JIANG Xindong<sup>1</sup>, ZHANG Zhanguo<sup>1</sup>, BAI Dingrong<sup>1</sup>, WANG Qinhuai<sup>2</sup>,  
SUN Shaozeng<sup>3</sup>, XU Guangwen<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory on Resources of Chemicals and Materials of Ministry of Education, Shenyang University of Chemical Technology, Shenyang Liaoning Province 110142, China; 2. State Key Laboratory of Clean Energy Utilization, Zhejiang University, Hangzhou Zhejiang Province 310027, China; 3. School of Energy Science and Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin Heilongjiang Province 150006, China)

**Abstract:** The strategic position of fossil energy utilization as the main energy source of China will remain unchanged for a substantially long term. In particular, coal plays a crucial role in guaranteeing the bottom line of the national energy supply. However, carbon emission from fossil energy consumption takes the exclusively dominant percentage above 90% of greenhouse gases. Our low-carbon strategy has to be coordinated with economy development. Analyzing the existing ways using different fossil fuels, we identified a big proportion of misallocated natural gas and coal to cause mismatched high carbon emissions. An innovative mode is hence proposed to reach the possible low-carbon utilizations of coal, natural gas and oil. It believes that coal is essentially a "energy source", while natural gas and petroleum are more of the nature as carbonaceous materials or feedstock. Thus, coal should be converted first into hydrogen-rich gas and char so that char can be burnt for electricity with full load and high efficiency, and the hydrogen-rich gas, which may be transferred in locally grid of gas pipelines, is used for peak power generation as well as industrial combustion to replace natural gas traditionally used. In turn, natural gas can be mainly applied for chemical industry and people's livelihood. Meanwhile, the various non-fossil hydrocarbon sources including spent polymers, biomass and organic wastes should be widely transformed into liquid feedstock that can be taken to replace crude petroleum. The development of large-scale energy storage and optimal management of energy utilization at the entire society level are also deemed to be urgent for low-carbon green development. As a consequence, these new measures allow billions of tons CO<sub>2</sub> to be potentially reduced annually.

**Key Words:** Double Carbon; Carbonaceous Energy; Utilization Demo; Pyrolysis Fuel Gas; Peak Power Generation; Recycling of Carbon Materials