



固碳、储氢、航运燃料、
掺混发电：

绿氨行业概览与 展望



2022年12月

kpmg.com/cn

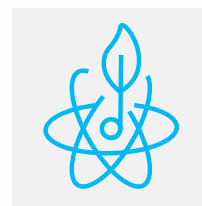
摘要

在碳达峰、碳中和的世纪热潮中，世界各国都在积极寻找下一代能源技术，绿氨正在成为近期全球关注的焦点。相较于氢，氨由于其在储存和运输方面的明显优势，正在从最传统的农业化肥领域向能源领域拓展。2022年年初，国家发改委联合其他部委连发两文，提出逐步引导原本高耗能的传统合成氨优化原料结构和生产技术、淘汰落后低效产能，向绿氨发展；以及探索开展可再生能源制氢在合成氨等行业替代化石能源的示范等。未来合成氨市场将进一步由传统合成氨向绿氨转移，绿氨的市场规模必将得到进一步释放。

氨作为零碳燃料和氢能的载体，“氨-氢”能源密不可分，是实现未来绿色发展的重要支柱。毕马威中国于今年9月发布了《一文读懂氢能》报告，收到了较好的社会和市场反响。在此基础上，本报告聚焦绿氨行业，从氨的简介和分类入手，对全球市场、中日韩三国发展策略、重要应用领域、绿氨成本趋势、以及海内外企业布局情况等方面进行了详细梳理。主要发现包括：

氨的简介和分类

氨目前是世界上生产及应用最广泛的化学品之一，主要用于制作硝酸、化肥、炸药以及制冷剂等。目前全球八成以上的氨用于生产化肥。



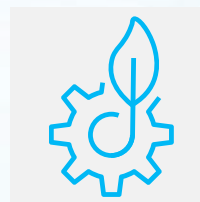
- 就我国而言，氨主要分农业、工业、储能(新增用途)等三大用途。从2020年的数据来看，农业用氨占比71%，工业使用占比29%。随着未来化肥效能的进一步提升，农业用氨占比将逐年减少，到2050年下降到20%；工业用氨将在2035年达到顶峰，占比约54%，再逐年下降，到2050年占比为30%，与2020年水平基本持平；储能用氨将在2030年后进入快速发展期，到2050年达到50%的占比，是未来合成氨产业发展的主要动力。
- 目前全球氨产量约2.53亿吨，其中98%由化石能源制得，其碳排放占全球的1.8%，是全球碳排放“大户”。中国2020年数据显示，化工行业中氨的碳排放量为2.2亿吨，位居首位，略高于炼油行业。未来基于化石燃料的传统合成氨工业很难持续，积极寻找绿色制氨方案，逐步实现高效、低能耗、低排放、可持续的氨生产，是亟待解决的能源技术挑战。
- 由于氢气是氨的主要生产原料，因此根据制氢过程中碳排放量的不同，也可以将氨进行颜色分类为灰氨、蓝氨、蓝绿氨和绿氨四类。

全球市场目前仍处于起步阶段，未来年复合增长率有望达到70%以上



目前绿氨生产仍处于探索和起步阶段，产业规模化仍有待时日。随着公众减碳意识的进一步提升以及政府关于碳排放和防止大气污染立法的进一步完善，相信绿氨的产业化发展将加快。从全球范围来看，2021年绿氨市场规模约为3,600万美元，到2030年预计将达到54.8亿美元，年均复合增长率达74.8%，潜力可观。

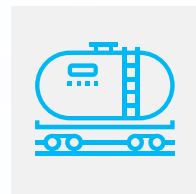
中日韩三国合成氨增长速度世界领先，发力布局绿氨转型



未来中日韩三国的合成氨市场增长速度领先于世界，预计2035年将达到1.5亿吨，其中作为燃料的动力氨将达到0.9亿吨，市场占比达60%，需要加快向绿氨转型才能在满足如此大市场需求的同时减少碳排放。

- **日本：**日本由于可再生能源较贫乏，电力行业脱碳需要一方面大力发展可再生能源，另一方面则通过将氨与煤炭进行混烧，并逐步提高混烧比例，最终实现氨专烧发电。《第六次能源基本计划》中已明确提出在2030年前实现燃煤掺烧20%氨的目标，要实现该目标未来需要大量进口绿氨或蓝氨。
- **韩国：**韩政府宣布将2022年作为氢气氨气发电元年，并制定发展计划和路线图，力求打造全球第一大氢气和氨气发电国。为推动氢气氨气混合发电技术发展，韩国加强电力国企和民企合作，韩政府计划从2022年1月起开展无碳环保氨气发电技术联合研发，斗山重工、现代重工和乐天精密化学等企业将参与合作。
- **中国：**中国合成氨市场规模为千万吨级，规模位居全球第一。根据Wind数据，2021年总产量5,189万吨，占全球合成氨市场份额约30%，现阶段中国合成氨市场基本保持供需平衡。受国家双碳战略和供给侧改革的影响，传统合成氨向绿氨过渡已是必然趋势。2022年2月，国家发改委等四部委联合发文《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》，2022年3月发改委和能源局发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》均提出要加快发展绿氨。未来合成氨市场将进一步由传统合成氨向绿氨转移，绿氨的市场规模必将得到进一步释放。

应用领域集中在固碳、储氢、航运燃料、掺混发电等场景



- **固碳载体：绿氢生产过程接近“零碳”，耦合CCS技术固定二氧化碳，有助于实现“双碳”目标。**

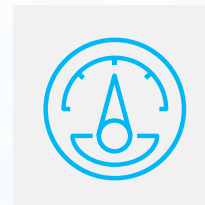
 - 2021年我国合成氨碳排放量约2亿吨，氨自身的碳减排是重点，而经由绿电、绿氢产生的绿氨能够实现接近“零碳”排放。
 - 氨耦合CCS捕捉二氧化碳，经过化学反应固定二氧化碳。天然气耦合CCS制取每吨氨的碳排放量可从1.8吨减少至0.1吨，煤耦合CCS制取每吨氨的碳排放量更是从3.2吨减少至0.2吨。
 - 在可持续发展情境下，基于电解水制氢技术和CCS，到2050年氨生产的碳排放强度将下降78%，其中通过电解水制氢合成绿氨减少的二氧化碳排放量将从今天的微乎其微提高到29%，通过CCS累计固定的二氧化碳占比为16%。
- **氢的载体：绿氢作为储运氢的载体，可实现氢的低成本远洋运输。**

 - 氨的特性适合储运氢。氨比氢气更容易液化，常压下氨气在-33℃可以液化，而氢气需要低于-253℃，且同体积的液氨比液氢多至少60%的氢。
 - 氨的储运基础设施完善。氨有管道、船舶等多种运输方式，其中通过液氨运输一千克氢的远洋运输的成本为0.1-0.2美元，低于通过管道和轮船的氢运输渠道。与此同时，绿氨将是未来航运业脱碳的主力燃料之一，在2030-2050年间，氨能作为航运燃料的占比将从7%上升为20%，取代液化天然气等成为最主要的航运燃料。
 - 氢作为清洁能源具有较大发展潜力，作为氢载体的氨未来可期。氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，到2030年绿氢的产量将增长至770万吨，氨作为氢的载体达100万吨。
- **无碳燃料：绿氢是未来航运业脱碳的主力燃料之一。**

 - 在目前关注度较高的零碳能源中，绿氢动力船舶能量密度大大高于氢气，且可利用现有氨供应链和基础设施，在集装箱船等大型船舶远航领域具有较好的推广应用前景。航运业内普遍认为，绿氢是未来航运业脱碳的主力燃料之一。
 - 据英国劳氏船级社预测，在2030-2050年间，氨能作为航运燃料的占比将从7%上升为20%，取代液化天然气等成为最主要的航运燃料；其次为氢能，占比从2030年的8%上升为19%，与氨能的重要性相当
- **掺混发电：实现全球可持续发展愿景下，推进火电机组掺烧氨或纯氨等低碳燃料是发电领域碳减排的重要技术方向。**

 - 掺混燃烧发电能够为煤电厂提供减碳方案，弥补可再生能源发电的不稳定性、保障电力安全，以及为可再生能源生产条件不利的国家提供减碳的替代方案。
 - 由于日本能源结构等因素影响，日本在氨能的开发利用上走在前沿。日本在2021年制定了“2021-2050日本氨燃料路线图”，到2040年左右，建设纯氨发电厂。中国燃煤锅炉混氨实现35%掺烧比例，对于氨燃烧的反应动力学机理仍处于不断验证改进阶段，掺氨发电技术在燃煤发电厂的商业化进程中仍面临挑战。

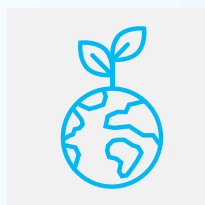
绿电价格下降带动绿氨成本呈显著下降趋势



随着可再生能源发电成本的下降及风光电氢氨一体化技术的成熟，绿氨的成本将显著降低。

- 通过煤等化石燃料制取每吨灰氨的成本为280-440美元，通过可再生资源制取每吨绿氨的成本为720-1400美元，即使和煤炭价格处于历史高点时相比，绿氨成本仍然较高，不具备竞争优势。
- 绿电成本下降是绿氨成本下降的最主要因素。根据国际可再生能源机构预测，到2030年绿氨生产的最低成本将从2020年的每吨720美元下降到475美元，其中，绿电成本下降约占绿氨成本下降的90%，电解槽成本下降约占7%。
- 绿氨发展仍面临不确定性。主要国际能源组织对绿氨未来需求的预测多是基于1.5°C减排目标，全球推动碳减排的力度和成效如果不及预期，未来绿氨发展可能面临动力不足问题。

国内外企业积极布局绿氨产业



全球绿氨产业发展处在产研结合和商业化早期阶段，但由于其广阔的市场前景，海外和中国企业竞相布局绿氢-绿氨赛道。

- 预计 2025 年以后，海外绿氨将主导氨的新增产能。已经有60多家企业宣布建立可再生氨工厂，主要分布在欧盟、澳大利亚和智利等，项目集中投产时间在2026年左右。
- 中国绿氨项目主要分布在可再生资源丰富区域，内蒙古今年获得备案的绿氨产能超过100万吨。在“双碳”背景下，伴随着绿氢的发展，氢的载体绿氨也被化工和能源企业重视，多家国企和部分行业领先民企正在国内积极投资布局风光电氢氨一体化项目。全国规划的绿氨项目总产能约380万吨，内蒙古今年获得备案的绿氨产能约180万吨。
- 能源、化工等相关产业可密切关注绿氨产业政策动态，紧跟国家绿氨政策导向，抓住先发优势，根据自身实际布局绿氨产业链。

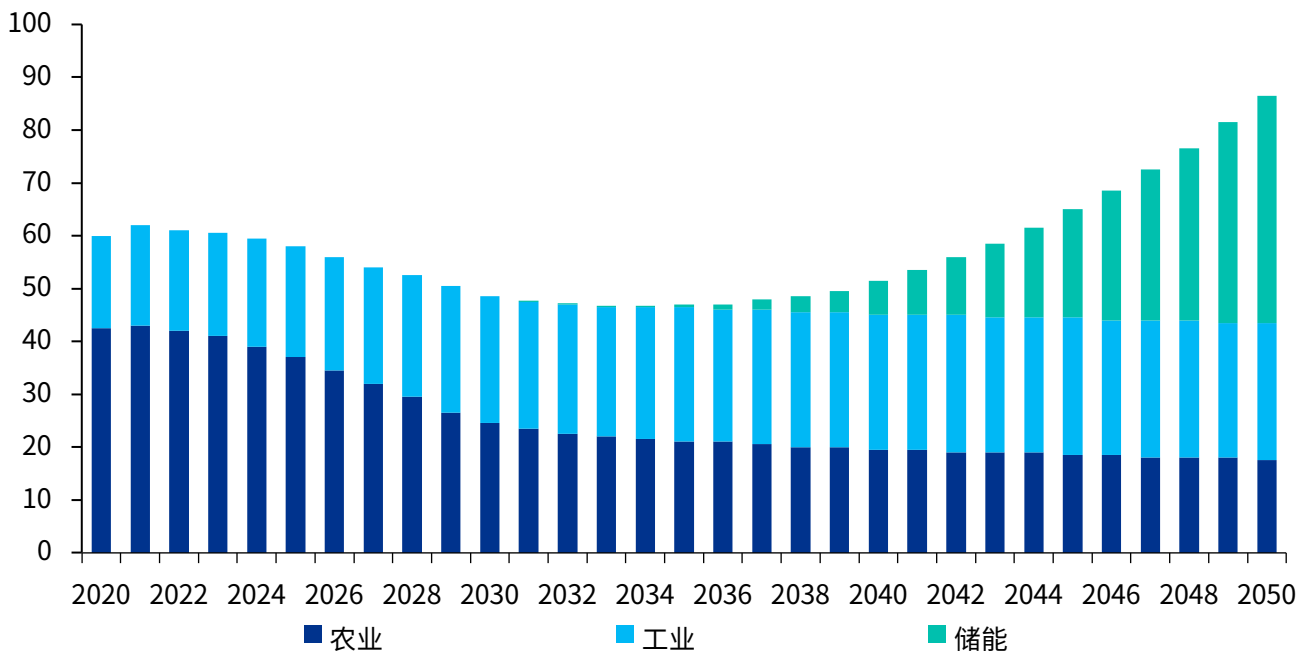
01

氨的简介和分类



氨，化学分子式为NH₃，常温下是一种无色气体，易挥发，可燃，其强烈刺激性气味极具辨识度。氨目前是世界上生产及应用最广泛的化学品之一，主要用于制作硝酸、化肥、炸药以及制冷剂等。目前全球八成以上的氨用于生产化肥。就我国而言，目前氨主要分农业、工业、储能(新增用途)等三大用途。从2020年的数据来看，农业用氨占比71%，工业使用占比29%。随着未来化肥效能的进一步提升，农业用氨占比将逐年减少，到2050年下降到20%；工业用氨将在2035年达到顶峰，占比约54%，再逐年下降，到2050年占比为30%，与2020年水平基本持平；储能用氨将在2030年后进入快速发展期，到2050年达到50%的占比，是未来合成氨产业发展的主要动力（图1）。

图1 合成氨在中国不同产业中的用量及预测，百万吨

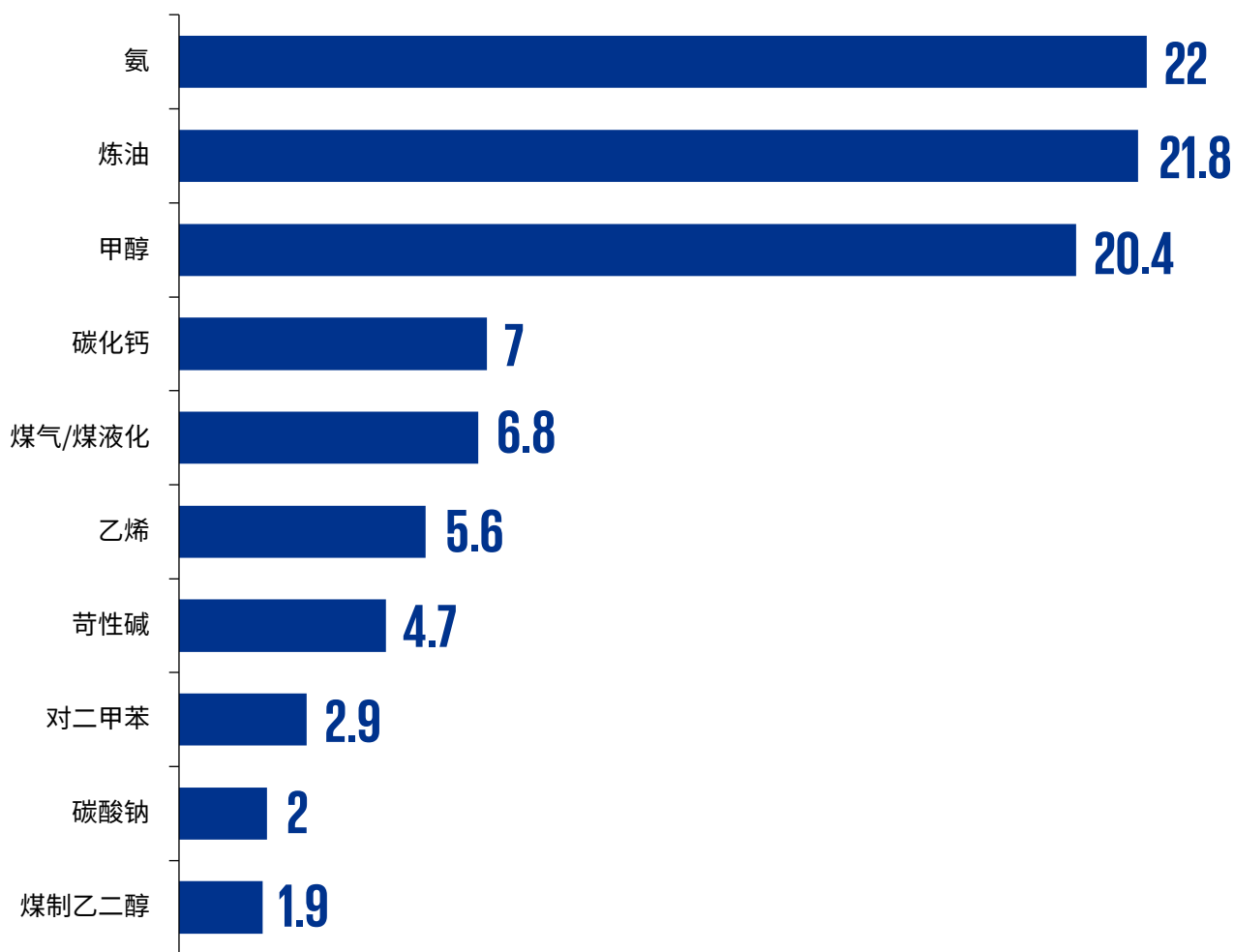


数据来源: Rocky Mountain Institute Statista, 毕马威分析



20世纪初, 德国化学家Fritz Haber和Carl Bosch等人提出了Haber-Bosch法, 在高温高压下以氮气跟氢气1: 3的比例合成氨, 从而开启了合成氨大规模的工业化进程, 制成的化肥对增加全球粮食产量功不可没。目前全球氨产量约2.53亿吨, 其中98%由化石能源制得, 其碳排放占全球的1.8%¹, 是全球碳排放“大户”。中国2020年数据显示, 化工行业中氨的碳排放量为2.2亿吨, 位居首位, 略高于炼油行业(图 2)。在应对全球气候变暖和“双碳”目标下, 基于化石燃料的传统合成氨工业很难持续, 积极寻找绿色制氨方案, 逐步实现高效、低能耗、低排放、可持续的氨生产, 是亟待解决的能源技术挑战。

图 2 2020年中国化工产业不同行业碳排放量, 千万吨



数据来源: Statista, 毕马威分析

¹ <https://ammpower.com/greenammonia/>

由于氢气是氨的主要生产原料，因此根据制氢过程中碳排放量的不同，也可以将氨进行颜色分类：

灰氨

使用传统化石能源（天然气和煤）制成



蓝氨

生产原料氢由化石燃料提炼而来，但在提炼过程采用碳捕捉和封存技术（CCS）



蓝绿氨

甲烷热解过程将甲烷（CH₄）分解为氢和碳。使用绿电将该过程中回收到的氢气做为原料制氨



绿氨

通过风能、太阳能等可再生能源发电所产生的绿电电解水产生氢气，再由空气中的氮气和氢气合成氨(图3)。

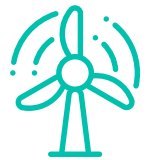
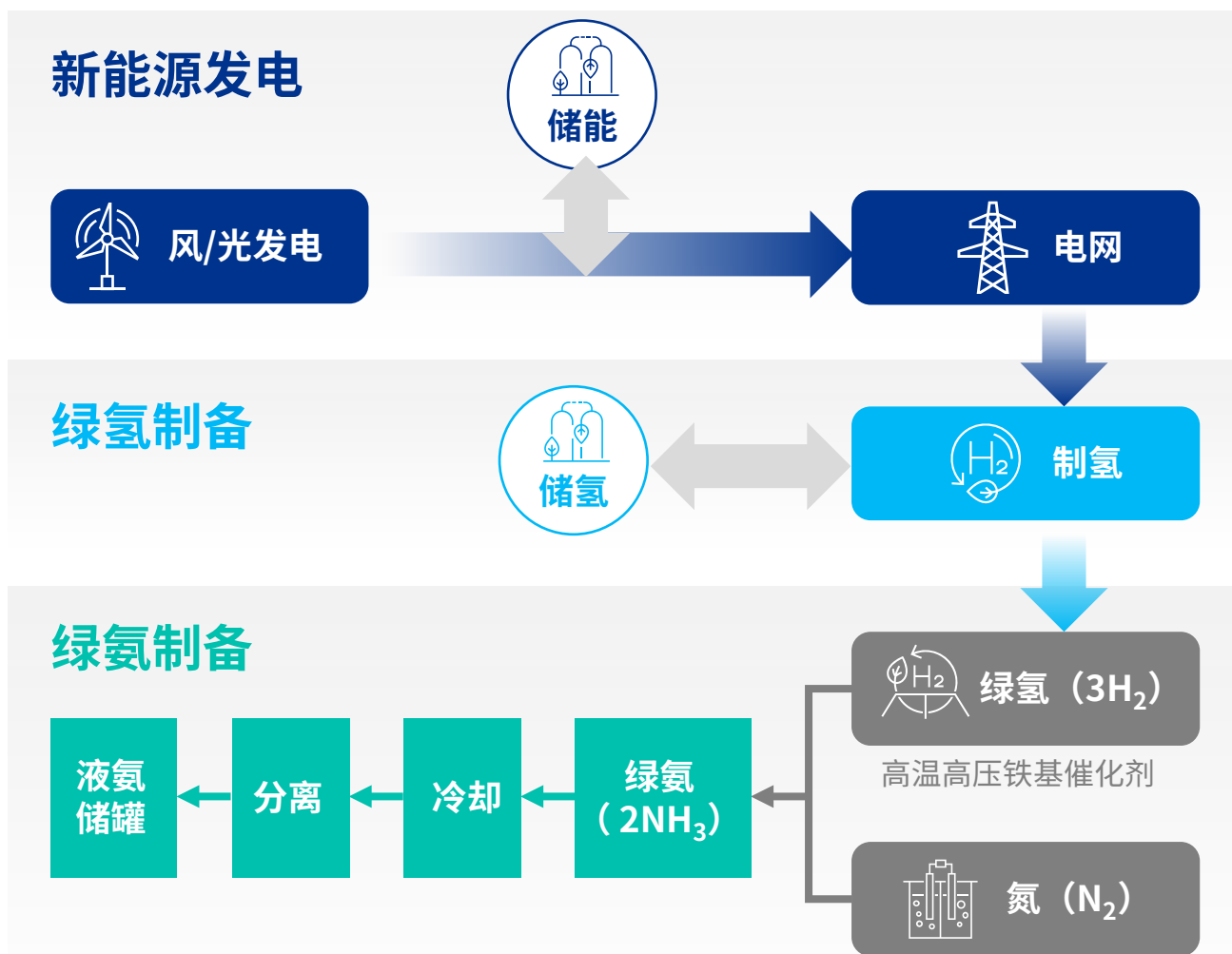


图3 绿氢、绿氨制取过程图解



资料来源：公开信息，毕马威分析

02

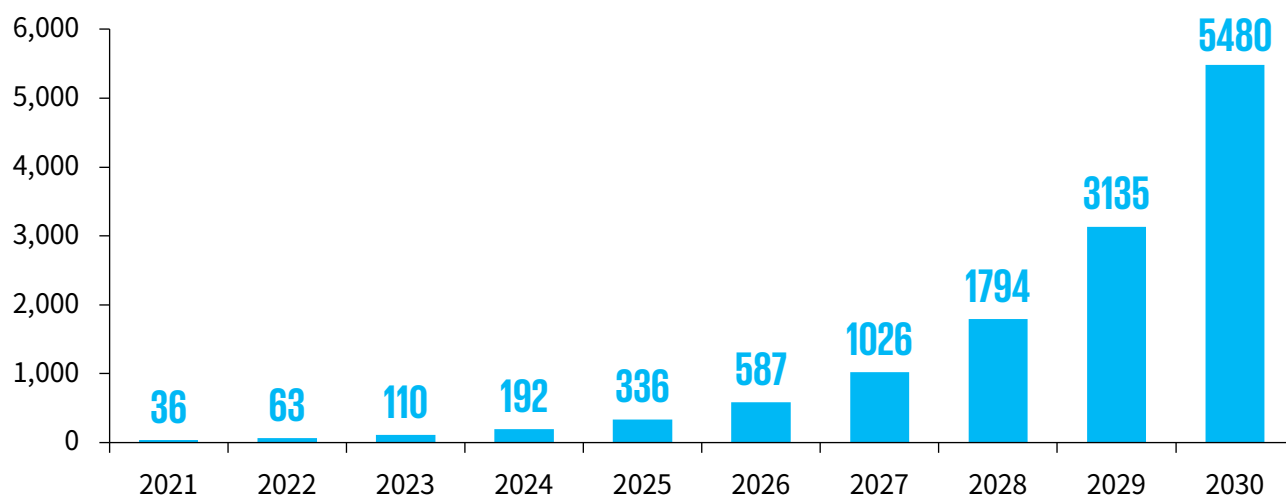
全球绿氨发展未来可期，中日韩三国增长速度世界领先



全球市场目前仍处于起步阶段，未来年复合增长率有望达到70%以上

目前绿氨生产仍处于探索和起步阶段，产业规模化仍有待时日。随着公众减碳意识的进一步提升以及政府关于碳排放和防止大气污染立法的进一步完善，相信绿氨的产业化发展将加快。从全球范围来看，2021年绿氨市场规模约为3,600万美元，到2030年预计将达到54.8亿美元，年均复合增长率达74.8%，潜力可观（图4）。

图4 绿氨市场规模及预测，百万美元



数据来源: Precedence Research, 毕马威分析

日韩等国积极布局绿氨，或成为未来氨进口大国

虽然现阶段日本和韩国合成氨市场规模较小，但得益于两国在氨燃料应用领域的先进研发进展和政策扶持力度，预计到2035年，日本与韩国的绿色合成氨需求规模将呈十倍增长。而日本韩国本国自产的合成氨规模十分有限，主要依赖进口，未来日本韩国对于绿色合成氨的进口需求规模巨大。

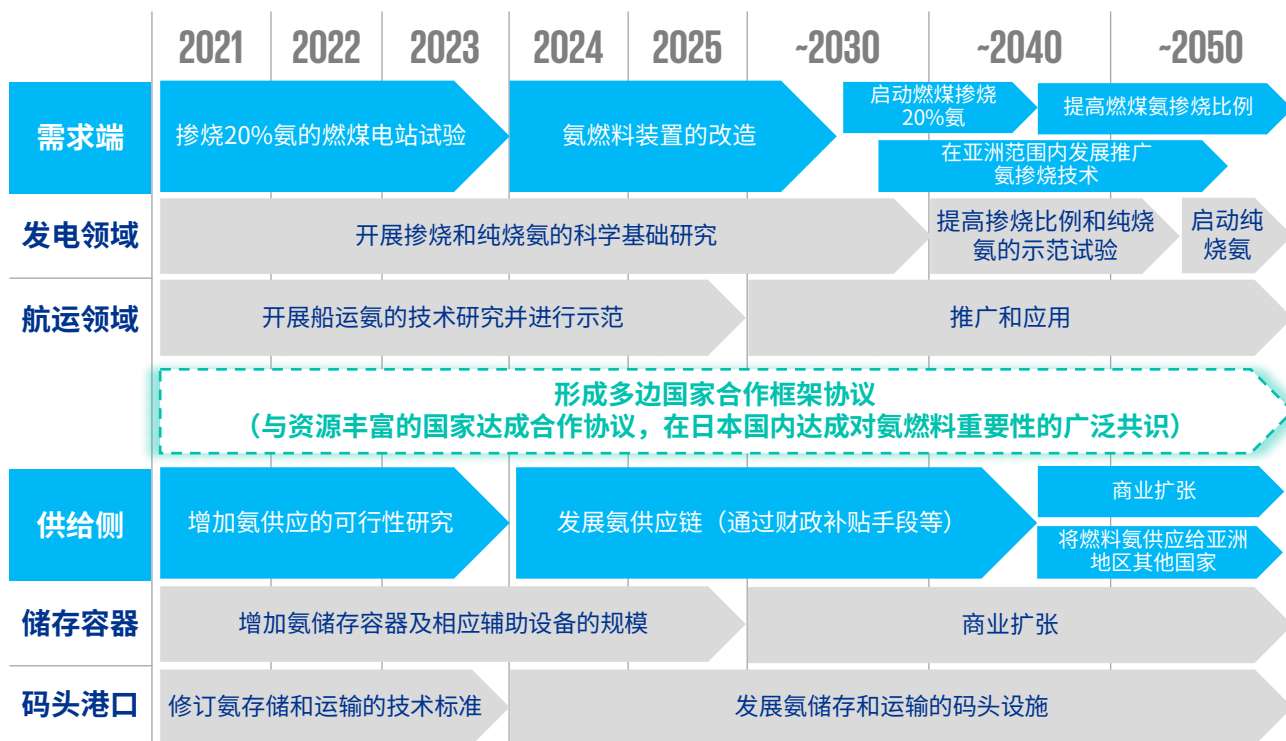


2021年10月日本政府内阁批准的《第六次能源基本计划》中预计，到2030年日本电力的供应结构将为：可再生能源占比36-38%，核能占比20-22%，氢能和氨能占比1%，燃煤火电占比19%，LNG（液化天然气）火电占比20%，石油火电占比2%。而在上一版计划的2030年展望中不包含氢氨发电目标。

与其他主要发达国家相比，日本的电力结构中燃煤火电占比更高。2021年七国集团中燃煤火电占比分别为：日本和德国29%，美国22%，加拿大6%，意大利5%，英国和法国2%。虽然德国与日本一样，高度依赖燃煤火电，然而德国的可再生能源在电力供应结构中的占比在2021年已经达到了42%，日本则仅有22%。德国计划通过迅速增加可再生能源的比例来实现电力系统脱碳，于2022年淘汰核电，于2030年淘汰燃煤火电。

日本由于可再生能源较贫乏，电力行业脱碳需要依靠一方面大力发展可再生能源，另一方面则通过将氨与煤炭进行混烧，并逐步提高混烧比例，最终实现氨专烧发电。《第六次能源基本计划》中已明确提出在2030年前实现燃煤掺烧20%氨的目标（图5），要实现该目标未来需要大量进口绿氨或蓝氨。

图5 日本政府氢能发展计划概览



资料来源：日本经济产业省（METI），国家能源科技资源中心，毕马威分析

目前日本电力公司、石油公司和贸易公司等正越来越多地通过寻求海外合作的方式拓展未来的清洁氨来源。例如日本最大的火力发电公司JERA和大型石油公司出光兴产正在与全球最大的氨生产商挪威Yara探索合作模式；综合贸易公司三井物产则参与了阿布扎比国家石油公司（ADNOC）的清洁氨生产项目等²。

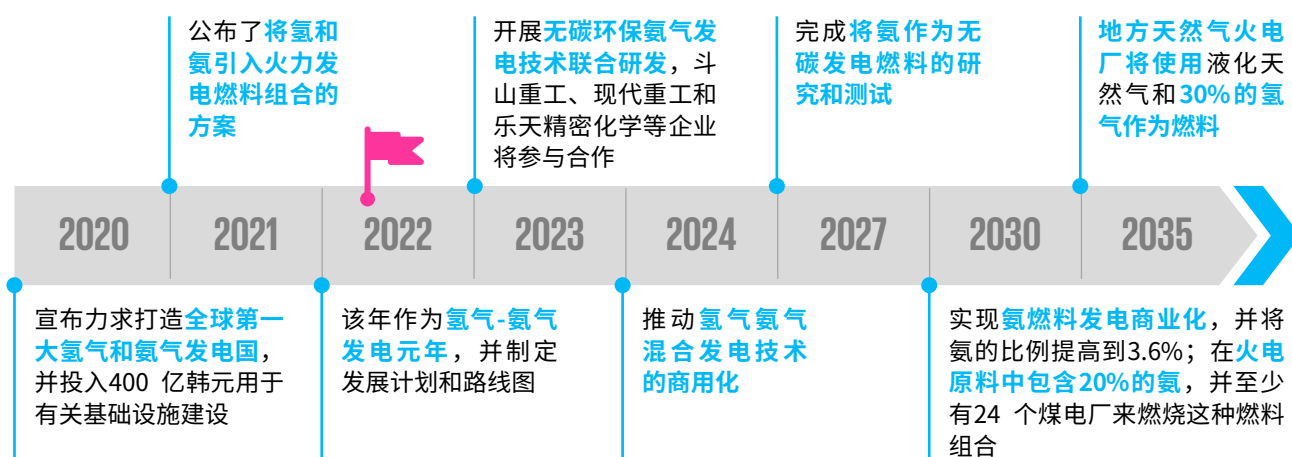
² 日本选择“氨燃料火力发电”的理由以及需解决三大难题，青岛节能协会碳中和专业委员会官网，<https://www.qdtzh.com/news/guojitanzixun/1793.html>



在韩国产业通商资源部2021年12月7日主持召开的第二次氢气和氨气发电推进会议上，韩政府宣布将2022年作为氢气氨气发电元年，并制定发展计划和路线图，力求打造全球第一大氢气和氨气发电国。会议宣布，政府明年共将投入400亿韩元用于有关设备基础设施建设，并于2023年前制定“氢气和氨气发电指南”，推广有关技术在LNG发电站使用。

为推动氢气氨气混合发电技术发展，韩国加强电力国企和民企合作，韩政府计划从2022年1月起开展无碳环保氨气发电技术联合研发，斗山重工、现代重工和乐天精密化学等企业将参与合作。此外，韩国南部发电计划明年起利用氢气氨气混合发电技术，并在2024年后推动氢气氨气混合发电技术商用化³。

图6 韩国绿氨发展规划



成立官方组织：

2021年9月，由韩国能源技术研究院、韩国化学研究院等五家机构以及斗山重工业、乐天化学、三星工程、浦项钢铁等13家企业组建“碳中和的绿氨组织”，计划全面开发“绿氨生产-运输-提取-利用”的全周期技术

取得技术突破：

2021年8月，由韩国蔚山国家科学技术研究所(UNIST)能源与化学工程学院领导的研究团队宣布取得技术突破，可将液态氨有效转化为氢气，为氨转化成氢提供实际电化可行途径

开展项目建设：

2022年，韩国电力、三星工程、乐天化学、浦项制铁等头部企业先后与马来西亚、阿联酋企业合作在当地建设绿氢和绿氨工厂，旨在向当地及韩国提供绿氢和绿氨

资料来源：韩国产业通商资源部，公开信息，毕马威分析

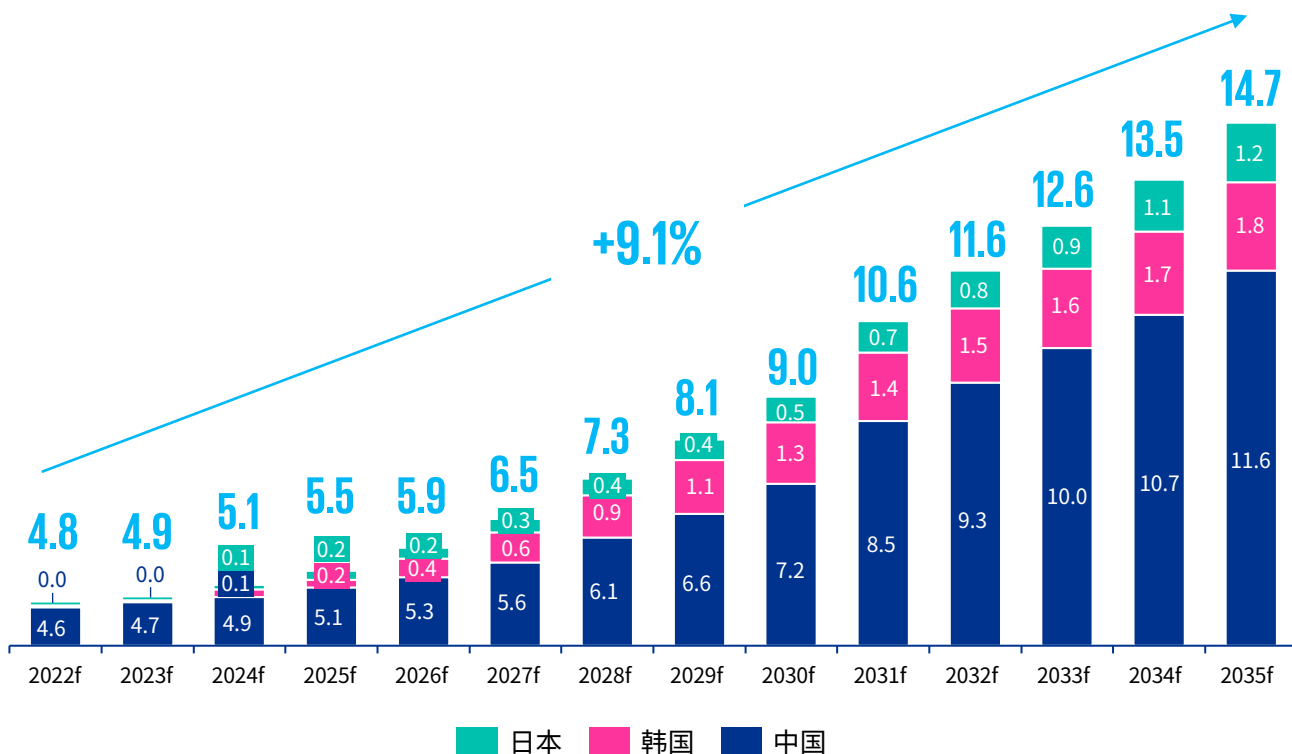
³ 韩国自明年起将大力发展氢气氨气发电技术，商务部网站，https://www.cpn.com.cn/news/gj/202112/t20211221_1468485.html

中国合成氨市场规模第一， 动力氨市场将在2030年后迅速起量

中国合成氨市场规模为千万吨级，规模位居全球第一。根据Wind数据，2021年总产量5,189万吨，占全球合成氨市场份额约30%，现阶段中国合成氨市场基本保持供需平衡。俄罗斯、美国、印度等也是产氨大国，年产量均在1,000万吨以上。

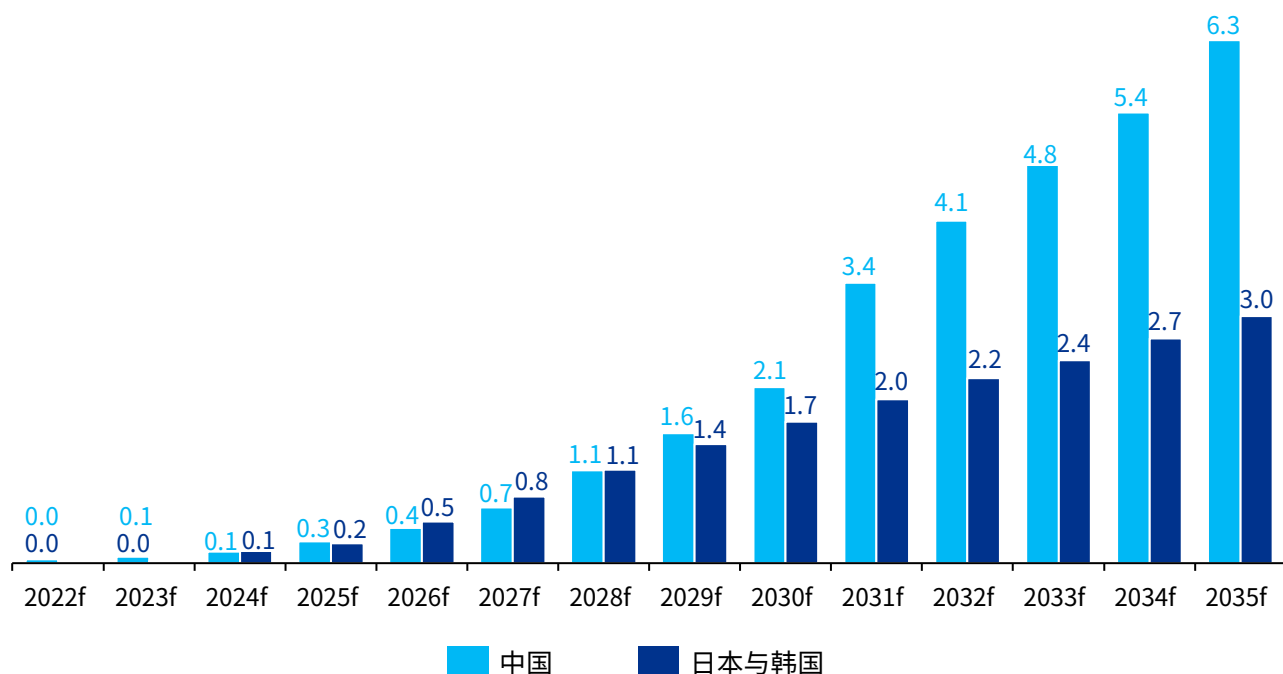
未来中日韩三国的合成氨市场增长速度领先于世界，预计2035年将达到1.5亿吨，其中作为燃料的动力氨将达到0.9亿吨，市场占比达60%，需要加快向绿氨转型才能在满足如此大市场需求的同时减少碳排放（图7）。从中国来看，预计2035年合成氨总消费量将达1.2亿吨，较2022年规模扩大了1.5倍，市场规模远高于日韩两国。从动力氨市场来看，由于日韩布局氨燃料产业领先于中国，预计中国动力氨市场发展在2028年前不及日韩，之后发展加快且迅速起量。到2035年预计中国动力氨消费量将达6300万吨，为日韩总量的一倍以上（图8）。

图7 中日韩三国的氨消费量及预测，千万吨



数据来源: Rystad energy, 公开信息, 毕马威分析

图 8 中日韩三国动力氨消费量及预测, 千万吨



数据来源: Rystad energy, 公开信息, 毕马威分析

受国家双碳战略和供给侧改革的影响, 传统合成氨向绿氨过渡已是必然趋势。2022年2月, 国家发改委等四部委联合发文《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》, 提出逐步引导原本高耗能的传统合成氨优化原料结构和生产技术、淘汰落后低效产能, 向绿氨发展。2022年3月发改委和能源局发布的《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》也提到“…积极引导合成氨等行业由高碳工艺向低碳工艺转变, 促进高耗能行业绿色低碳发展…”、“…探索开展可再生能源制氢在合成氨等行业替代化石能源的示范…”。未来合成氨市场将进一步由传统合成氨向绿氨转移, 绿氨的市场规模必将得到进一步释放。



03

应用领域

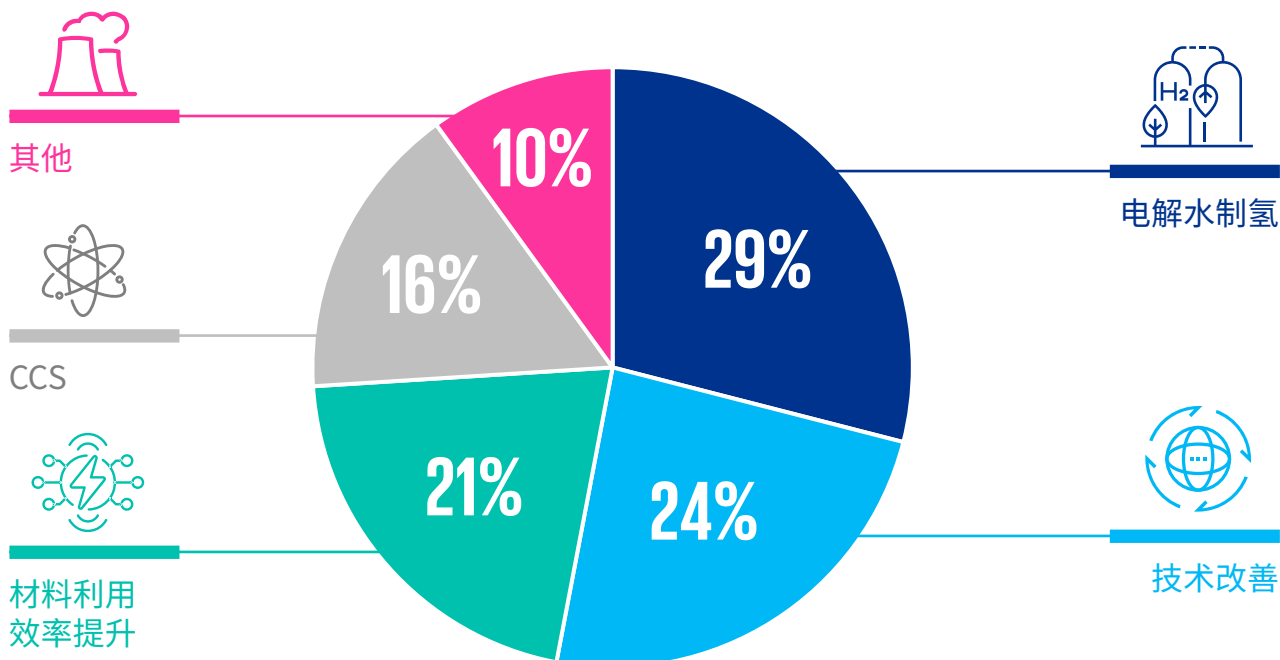
绿氨作为清洁能源，未来应用场景多种多样，除了传统的农业和工业用途外，还主要包括掺混发电、航运燃料、固碳、储氢等领域。



固碳载体： 绿氨生产过程接近“零碳”，耦合 CCS技术固定二氧化碳，有助于实现 “双碳”目标

一是绿氨的生产过程本身接近“零碳”，能够大幅减少二氧化碳排放。合成氨的下游应用主要分布在农业和工业，农业需求占75%左右，其中尿素占农业总需求的55%⁴。目前氨的生产主要是灰氨，氨的原材料主要来自煤、天然气等，在原材料合成氨的过程中，排放大量二氧化碳。2021年全球合成氨的二氧化碳直接排放量约为4.5亿吨⁵，其中，我国合成氨碳排放量约2亿吨⁶，属于化工子行业中的高碳排放行业。在应对全球气候变暖和实现可持续发展的背景下，基于煤和天然气等化石燃料的传统合成氨需要大幅减排。氨自身的碳减排是重点，而经由绿电、绿氢产生的绿氨能够实现接近“零碳”排放。根据国际能源署（IEA）预测，在可持续发展情景中，基于电解水制氢技术和CCS，到2050年氨生产的碳排放强度将下降78%，其中，通过电解水制氢合成绿氨减少的二氧化碳排放量将从今天的微乎其微提高到29%（图9）。

图9 2021-2050年氨生产累计减少的二氧化碳排放量构成



资料来源：IEA，毕马威分析

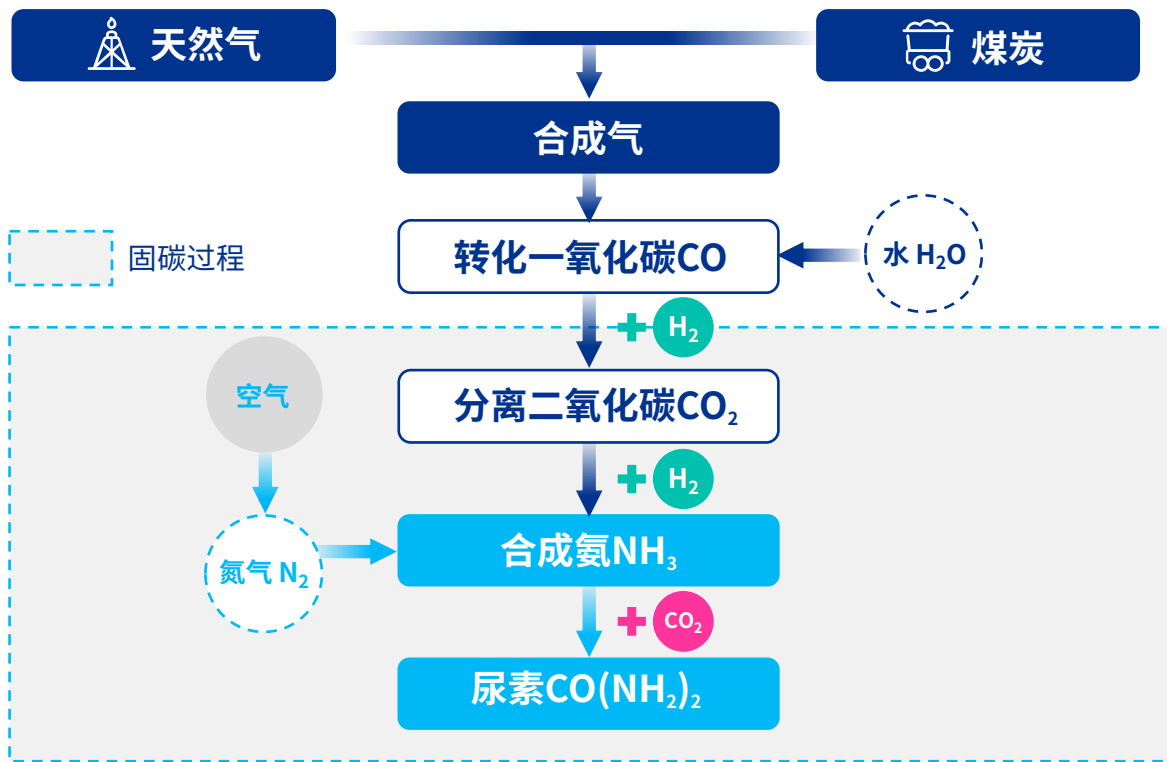
⁴ 百川盈孚，《2021年中国合成氨市场报告》，2021年11月

⁵ IEA, Ammonia Technology Roadmap, October 2021

⁶ 转危为“氨”还需“碳”路绿色制氨，中国科学报，2021年12月

二是氨耦合CCS捕捉二氧化碳，经过化学反应固定二氧化碳。尿素的原材料是氨，在氨合成尿素的阶段耦合CCS，捕捉二氧化碳，经过化学反应形成尿素（图 10）。绿氨耦合CCS技术，捕捉制氢、冶金、炼化、发电等行业排放的二氧化碳，将会实现尿素生产的接近“零碳”排放。

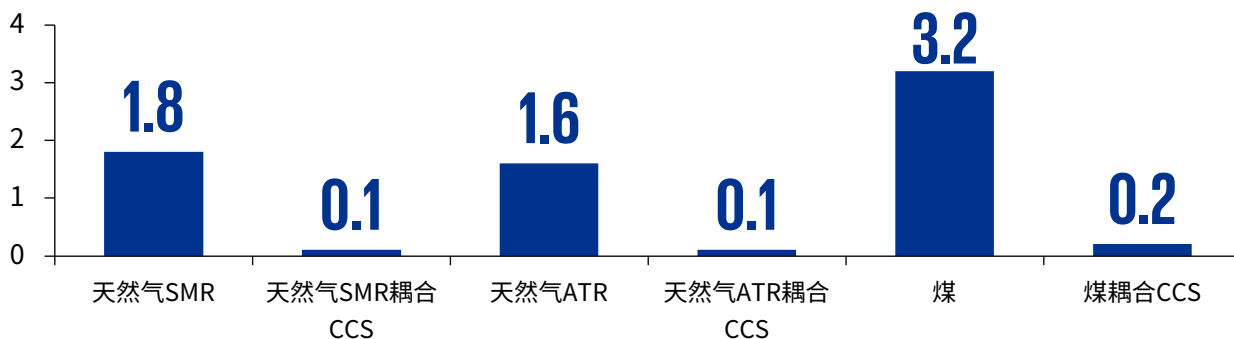
图 10 氨-尿素固碳过程示意图



资料来源：根据公开资料整理，毕马威分析

通过天然气和煤制取氨耦合CCS可大幅降低二氧化碳排放量，天然气耦合CCS制取每吨氨的碳排放量可从1.8吨减少至0.1吨，煤耦合CCS制取每吨氨的碳排放量更是从3.2吨减少至0.2吨（图 11）。根据IEA计算，在可持续发展情景中，到2050年通过CCS累计固定的二氧化碳占比为16%。目前CCS技术最大挑战是成本较高且尚未规模化应用，未来随着技术的成熟和普及，以制氢行业为例，叠加CCS技术的天然气制氢和煤制氢成本将持续下降。

图 11 不同途径生产一吨氨所产生的二氧化碳排放量（吨）



资料来源：IEA，毕马威分析

注：SMR是蒸汽甲烷重整，ATR是自热重整，CCS 是碳捕捉和存储。

氢的载体： 绿氨作为储运氢的载体，可实现氢的低成本远洋运输

氢气在众多清洁能源中，因为燃烧热值高，燃烧产物无污染，被认为是最理想的清洁能源之一。但是，氢气制取成本高、储存及运输困难等问题是制约氢能产业发展的“瓶颈”，限制了“氢经济”的发展，氨被认为是比较理想的储运氢的载体。

一方面，氨的特性适合储运氢。以氢气为原料的液氨比液氢具有更高的体积能量密度，且氨比氢气更容易液化，常压下氨气在-33°C就可以液化，而氢气需要低于-253°C，且同体积的液氨比液氢多至少60%的氢。另外，氨具有特殊的气味，为潜在的泄露提供了预警。

另一方面，氨的储运基础设施完善，可实现氢的低成本远洋运输。氨的工业化生产和应用已经有百余年的历史，技术体系和储运基础设施完备。氨有管道、铁路、船舶、公路拖车和仓库等多种运输方式，其中通过液氨运输一千克氢的远洋运输的成本为0.1-0.2美元⁷，低于通过管道和轮船的氢运输渠道，可能是未来氢气储运的最佳方式之一（表 1）。液氨已经在全球范围内开展远洋贸易，全球满足液氨装卸的港口超过120个，2021年全球氨的出口约占总产量的 10%。智利、中东、澳大利亚作为世界上可再生能源资源较为丰富的地区已启动相关能源规划，利用风光发电制氢，之后利用氨作为氢的载体运输到美国、欧洲、日本等市场。从可再生资源丰富的低成本地区进口氨转化成氢的成本为20美元/MWh，低于北欧通过海上风能发电制取氢气50美元/MWh的成本，已经具有竞争性，尽管前者在氢氨转化中存在损失⁸。

表 1 不同渠道运输一千克氢的成本，美元

运输渠道	200-2000km	2000-3000km
氢运输-管道	0.1-1.3	1.3-2.1
氢运输-轮船	0.9-1.1	1.1-1.3
氨运输-管道	0.1-0.8	0.8-1.0
氨运输-轮船	0.1-0.2	0.1-0.2

资料来源：The Royal Society，毕马威分析

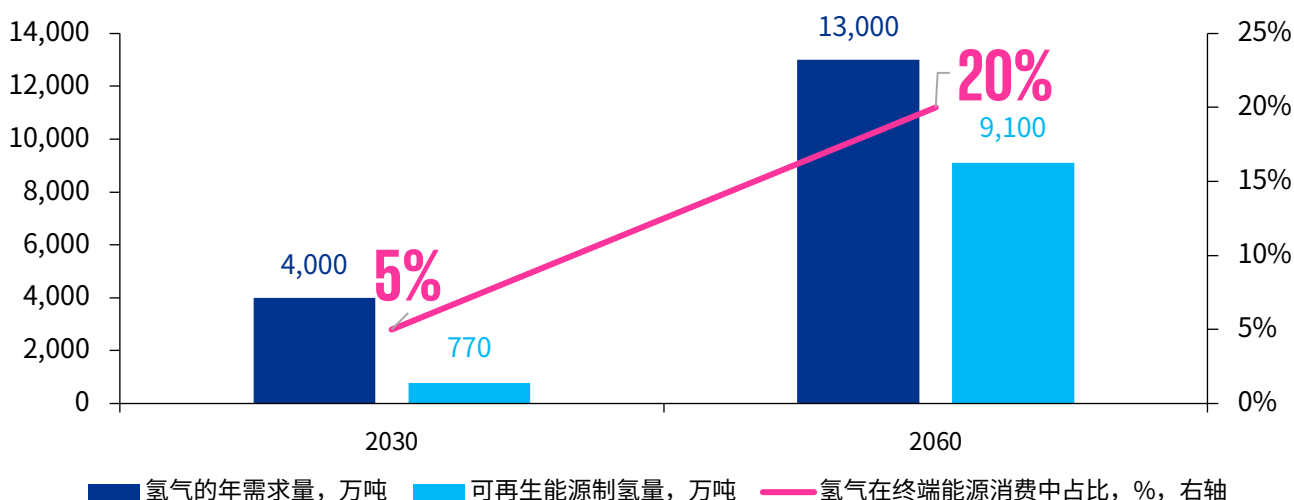
注：成本包括运输和存储的成本，不包括氢氨转换、分销成本。

⁷ The Royal Society, Ammonia: zero-carbon fertilizer, fuel and energy store, February 2020.

⁸ IRENA and AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, 2022.

另外，氢作为清洁能源具有较大发展潜力，作为氢载体的氨未来可期。绿色、低碳的氢能有助于实现“双碳”目标，是实现绿色低碳转型的重要载体。2022年3月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，明确了氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，也是战略性新兴产业和未来产业的重点发展方向。根据中国氢能产业联盟，到2030年碳达峰情境下，我国氢气的年需求量将达到约4,000万吨，其中可再生能源制氢约770万吨⁹；到2060年碳中和的情境下，氢气的年需求量将增至1.3亿吨左右，其中70%为可再生能源制氢（图12）¹⁰。

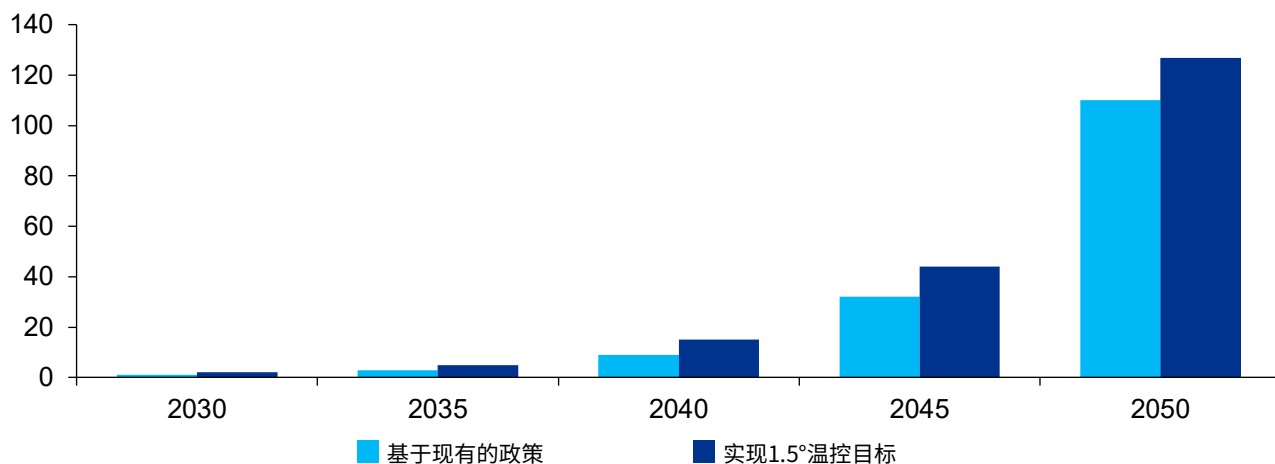
图 12 2030年和2060年中国氢能需求量及可再生能源制氢量



资料来源：中国氢能产业联盟，毕马威分析

鉴于氨是氢运输的可靠储运方式，以及氢的产业化发展将带动绿氨的发展，绿氨的发展空间广阔。虽然目前氨运输方式不具有经济性，但是考虑到制氢成本的下降及技术的创新，未来氨运输方式有望快速增长。根据国际可再生能源机构（IRENA），氨作为氢的载体将从2030年的100万吨增加到2050年的1.1-1.3亿吨（图13）。

图 13 氨作为氢的载体，万吨



资料来源：IRENA，毕马威分析

⁹ 落基山研究所联合中国氢能联盟，《开启绿色氢能新时代之匙：中国2030年“可再生氢100”发展路线图》，2022年6月。

¹⁰ 中国氢能联盟，《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》，2021年4月。

无碳燃料： 绿氨是未来航运业脱碳的主力燃料之一

船舶运输是国际贸易的主要货运形式,其承担了全球贸易运输总量的90%以上。船用动力机特别是远洋船舶,需要较大的功率输出,目前主要以燃油为主,会排放大量的二氧化碳。海运产生的二氧化碳排放量占全球二氧化碳排放量的3%至4%。国际海事组织2018年通过了温室气体减排初步战略,提出到2030年全球海运碳排放与2008年相比至少下降40%,力争到2050年下降70%。为实现航运业的减碳脱碳,清洁燃料替代化石能源是最具潜力的技术手段。远洋航行船舶载重吨位大、航程长、靠港频次低、燃料加注相对不便,需要使用能量密度较高的燃料和功率较大的动力装置。在目前关注度较高的零碳能源中,绿氨动力船舶能量密度大大高于氢气(表2),且可利用现有氨供应链和基础设施,在集装箱船等大型船舶远航领域具有较好的推广应用前景。航运业内普遍认为,绿氨是未来航运业脱碳的主力燃料之一。

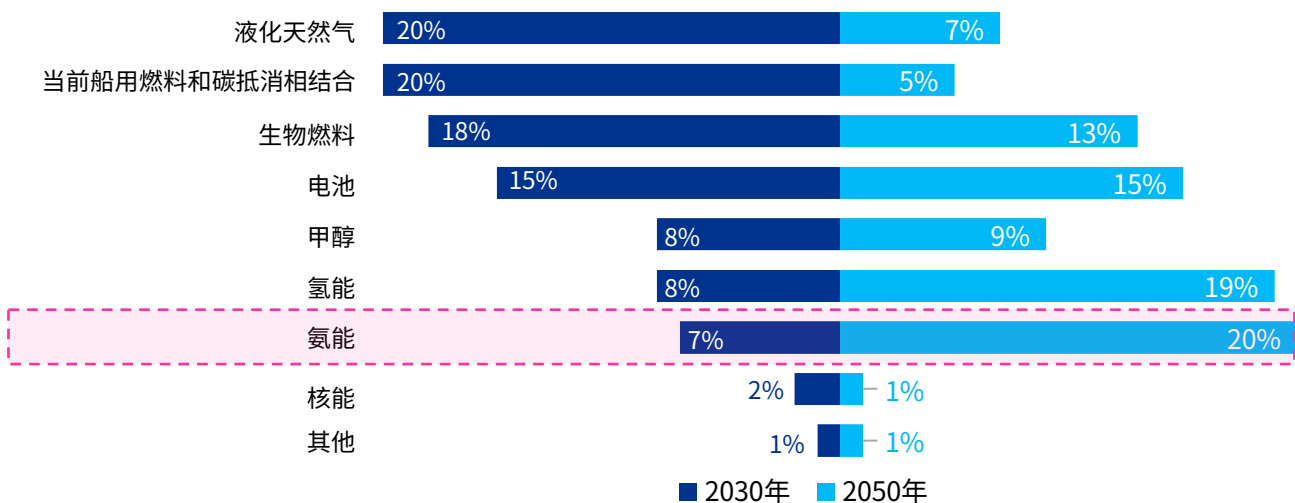
表2 主要燃料气体沸点及液态能量密度

燃料品种	沸点 (摄氏度)	液态能量密度 (MJ/m ³)
绿氨	-34	11,440
天然气	-162	20,790
液化石油气	-42	27,260
氢气	-253	10,132

资料来源: 国际可再生能源署 (IRENA), 毕马威分析

据英国劳氏船级社预测,在2030-2050年间,氨能作为航运燃料的占比将从7%上升为20%,取代液化天然气等成为最主要的航运燃料;其次为氢能,占比从2030年的8%上升为19%,与氨能的重要性相当(图14)。目前,日本、韩国和欧盟在绿氨混合燃烧和用于船舶燃料方面的技术研发、产研结合和商业化试点走在世界前列。其中,用于航运业的氨燃料动力船舶成为中国、韩国、日本和欧洲造船业共同关注和研究的焦点领域,中国船舶、川崎、现代重工等企业陆续宣布了氨动力船舶的研发和交付计划。

图14 航运燃料中不同能源的使用占比预测



数据来源: 英国劳氏船级社, 毕马威分析

掺混发电： 减少燃煤发电厂碳排放，日本是氨掺混发电的主要推动者

实现全球可持续发展愿景下，推进火电机组掺烧氨或纯氨等低碳燃料是发电领域碳减排的重要技术方向。掺氨燃烧技术原理是利用可燃的氨气替代一定比例的煤粉，掺混后进入锅炉共同燃烧，并通过控制火焰的轴向温度和空燃比，抑制火焰内氮氧化物的生成。与其他燃料相比，氨燃烧的相关技术还不成熟，当氨燃烧不充分时，反应过程会产生氮氧化物(NO_x)，可能造成酸雨、臭氧空洞、光化学烟雾等大气污染及其他环境问题。对于掺氨或纯氨燃烧存在增加NO_x排放的风险，可通过燃烧分级、燃烧组织优化等方式有效调控。现阶段燃煤掺氨技术尚处于实验研究和小规模示范阶段，验证了技术可行性，扩大到实际燃煤机组容量规模的应用效果还有待进一步工业示范验证¹¹。

掺混燃烧发电为煤电厂提供减碳方案合保障电力安全

一是为剩余使用寿命仍然较长的煤电厂提供减碳方案。火力发电仍在当今世界占主导地位，到2030年，发达经济体中79%的燃煤和燃气电厂仍有使用寿命，到2040年，这一比例将降至43%；在新兴经济体，由于近期的投资，这一数字到2030年将达到83%，到2040年将达到61%¹²。根据巴黎协定，严重依赖化石燃料发电的国家需要做出非常重大的努力来实现脱碳，掺混氨燃烧发电是一种可行的减碳方式。

二是能够弥补可再生能源发电的不稳定性和间歇性，在向清洁能源转型过程中保障电力的安全。随着风电、光伏发电等新能源装机量的增加，新能源发电的不稳定性和波动性也相应增加。氨燃烧性能良好，易液化、易储存，能够为电力系统提供与传统火电类型的可调节、可调度、可控制的电力电量支撑。

三是为可再生能源生产条件不利的国家，无论是价格还是潜在产能都不占优势的国家，提供了减碳的替代方案。风、光等再生资源分布不均匀，有些国家再生资源少，通过再生资源发电成本高，通过掺混氨发电能够减少碳排放。

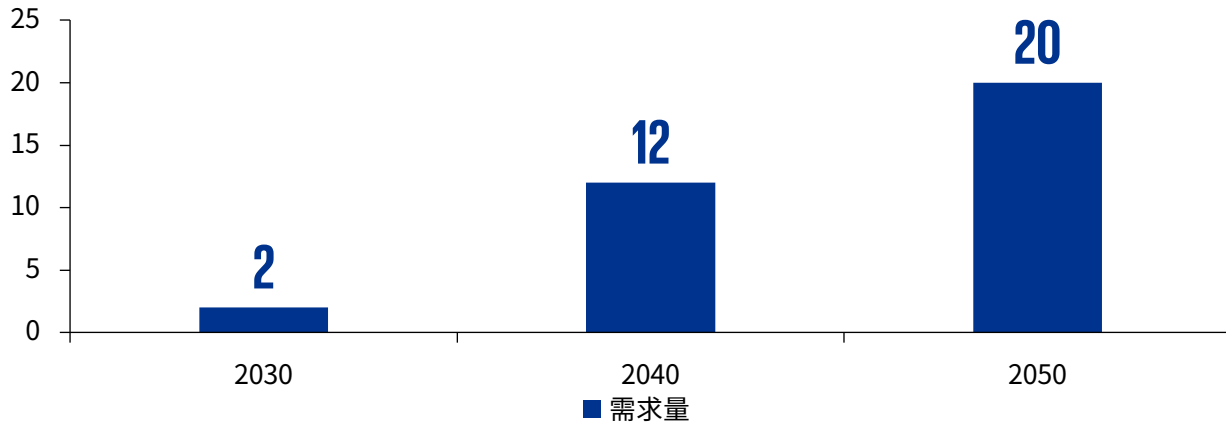
日本是氨掺混发电的主要推动者，中国实现燃煤锅炉混氨35%掺烧比例

可再生能源不丰富、火力发电占比较高的国家是氨掺混燃烧发电的主要推动者，主要以日本为代表。根据Yara的研究，到2050年对氨发电的需求为2000万吨（主要来自日本的需求），仅占总需求的4%，在氨的所有用途中需求占比最小（图15）。

¹¹ 李俊彪，王明华. 基于不同情景模式的燃煤掺氨发电技术的经济性分析，中国煤炭，2022第5期

¹² IEA, The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, February 2022

图 15 发电部门对氨的需求，百万吨



资料来源: Yara, 毕马威分析

日本: 积极探索掺氨燃烧发电, 助力构建低碳电力系统

由于日本能源结构等因素影响, 日本在氨能的开发利用上走在前沿, 掺煤燃烧发电技术研发主要由日本推进。日本在2021年制定了“2021-2050日本氨燃料路线图”, 2025年前在火力发电厂中完成20%掺混氨燃料的示范验证; 随着掺烧氨技术的成熟, 这一比例将上升到50%以上; 到2040年左右, 建设纯氨发电厂。日本掺氨燃烧发电的最大挑战是氨能源缺乏。要实现煤电厂20%的掺氨燃烧目标, 大约需要2000万吨氨, 相当于全球每年的氨贸易量。为了增加氨的供应, 日本计划到2030年实现氨燃料年产量300万吨, 到2050年实现氨燃料年产量3000万吨¹³。日本国内氨能源匮乏, 主要通过进口满足需求, 基于技术、成本等因素考虑, 目前日本主要进口蓝氨; 2030年以后, 由于绿氨制取成本的下降和技术的成熟, 日本开始进口绿氨, 掺混发电燃烧碳排放更少, 有助于日本构建低碳电力系统和清洁能源体系。

日本的企业也在积极进行掺氨燃烧探索。2017年, 日本水岛发电厂向155 MW燃煤锅炉中添加0.6%-0.8%, 首次实现了氨煤共燃, 热效率和氮氧化物(NO_x)排放没有受到影响, 二氧化碳排放降低¹⁴。2021年10月日本启动的碧南1000 MW热电厂进行了20%混氨燃烧测试。日本三菱重工正在开发40 MW氨燃气轮机将100%使用氨发电, 并把选择性催化还原与新型燃烧技术相结合, 降低氨不完全燃烧所产生的氮氧化物。

中国: 燃煤锅炉混氨实现35%掺烧比例, 步入世界领先行列

中国燃煤发电产生的二氧化碳排放量占二氧化碳排放总量的34%左右, 减少燃煤发电的二氧化碳排放是实现“双碳”目标的关键, 研究机构和企业积极探索掺氨发电技术。2022年国家能源集团以35%掺烧比例在40 MW燃煤锅炉上实现了混氨燃烧工业应用, 开发了可灵活调节的混氨低氮煤粉燃烧器, 并配备多变量可调的氨供应系统, 完成了对氨煤混燃技术的整体性研究, 为更高等级燃煤锅炉混氨燃烧系统的工业应用提供了基础数据和技术方案。然而, 目前对于氨在不同工况下的燃烧特性, 如点火延迟时间、火焰速度与结构、燃烧极限、NO_x生成特性等关键参数尚未完善, 对于氨燃烧的反应动力学机理也仍处于不断验证改进阶段, 掺氨发电技术在燃煤发电厂的商业化进程中仍面临挑战¹⁵。

¹³ Japan embracing ammonia power to achieve 2050 zero CO₂ target | The Asahi Shimbun: Breaking News, Japan News and Analysis.

¹⁴ 陈磊等, 氨燃料发电研究进展, 工程热物理学报, 2022年第8期。

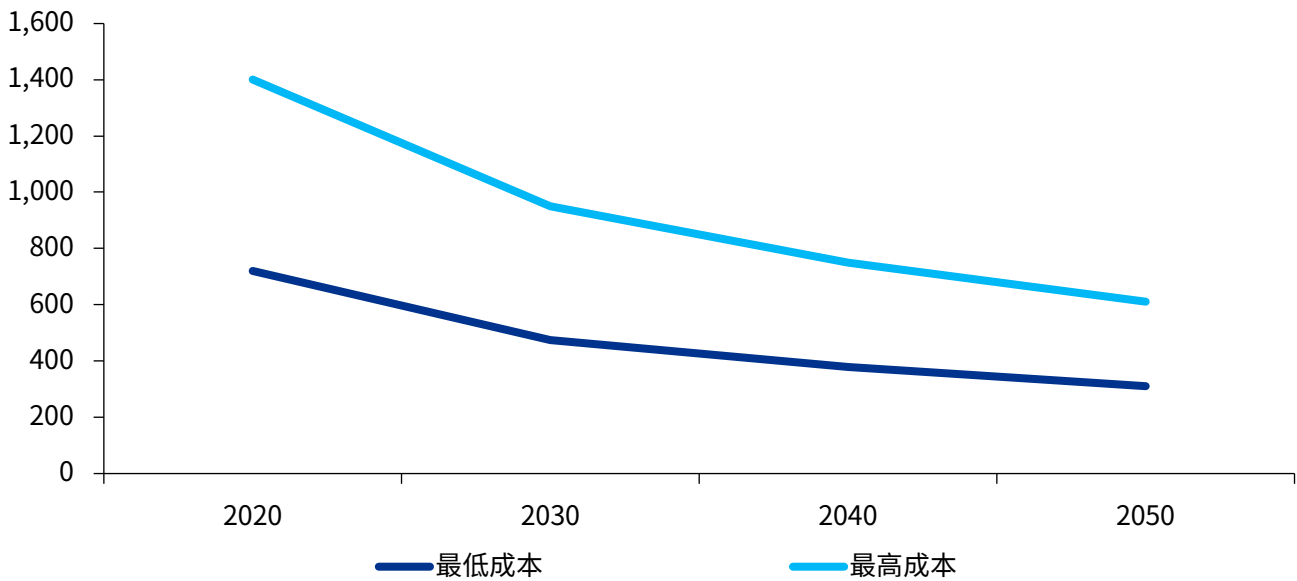
¹⁵ 熊亚林等, “双碳”目标下氢能在我国合成氨行业的需求与减碳路径研究, 储能科学与技术, 2022年第8期。

04

绿氨趋势： 绿电价格下降带动 绿氨成本显著下降

由于全球不同地区可再生能源的丰富程度和技术成熟不同，通过可再生能源制取绿氢进而生产绿氨的成本也不尽相同，2020年生产每吨绿氨的成本区间为720-1400美元。而在煤炭价格处于正常范围时（100-130美元/吨），通过煤等化石燃料制取每吨灰氨的成本为280-320美元；在煤炭价格处于历史高点时（220-300美元/吨），氨的成本将超过440美元/吨¹⁶。即使和煤炭价格处于历史高点时氨的成本相比，现阶段绿氨成本仍然较高，不具备竞争优势。随着可再生能源发电成本的下降及风光电氢氨一体化技术的成熟，绿氨的成本将显著降低。根据IRENA，到2030年绿氨的生产成本区间为475-950美元，2050年绿氨的生产成本进一步下降为310-610美元（图 16）。

图 16 绿氨的生产成本估计，美元/吨



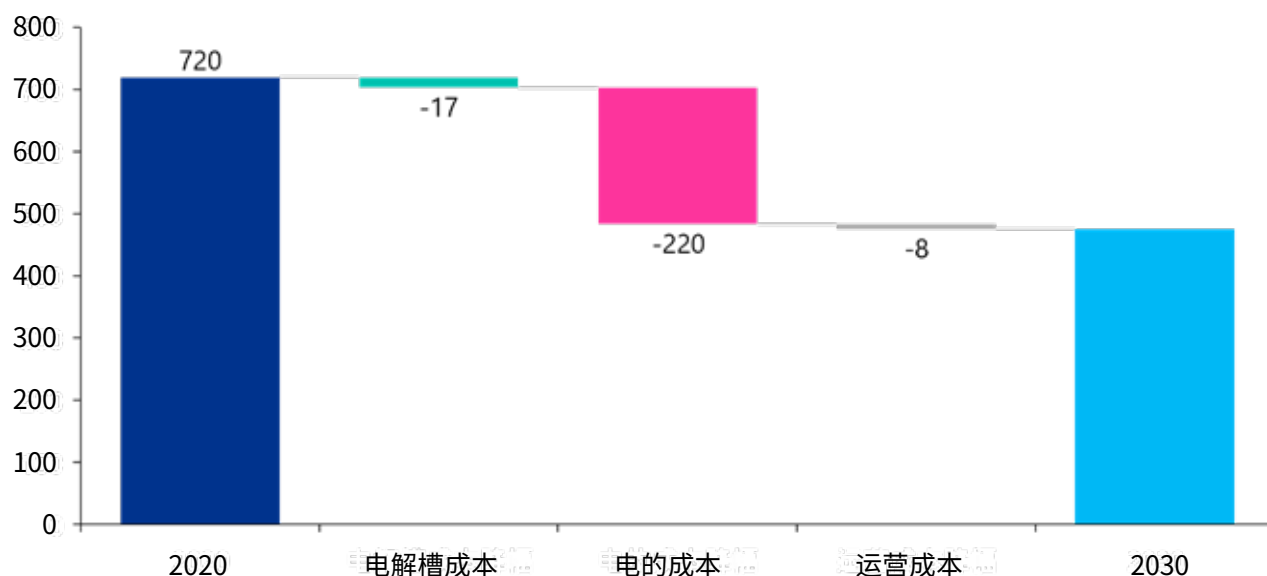
资料来源：IRENA，毕马威分析

¹⁶ 氢能研究：离产业化还有多远？香橙会研究院，2022年3月，<https://mp.weixin.qq.com/s/5wQ1hst3-tPxrCOP16mJw>



绿氢制取成本包括电的成本、电解槽成本和运营成本等，其成本下降来自绿电成本下降、技术创新等多方面。以2030年绿氢生产的最低成本为例，到2030年绿氢生产成本将从2020年的每吨720美元下降到475美元，其中，绿电成本下降约占绿氢成本下降的90%，电解槽成本下降约占7%，运营成本下降约占3%（图 17）。绿电成本下降是导致绿氢成本下降的最主要因素，随着风光电氢氨一体化技术的成熟和大规模商业化产线的建成，绿电成本有望进一步下降。2021年，太阳能和陆上风电的平均平准化度电成本 (LCOE) 分别为39 美元/MWh和43 美元/MWh，意味着每吨氨的电力输入成本390-430 美元。可再生能源的进一步发展将导致太阳能和风能的LCOE 低于20 美元/MWh，每吨氨的电力成本将低于200美元¹⁷。另外，随着未来世界各国碳排放交易体系的落地和完善，高昂的碳成本和碳税将倒逼绿氢具有比较成本优势。

图 17 2020-2030年每吨绿氢生产成本下降构成，美元



资料来源：IRENA，毕马威分析

注：假设绿氢工厂每年产量为100万吨，运营负荷系数为 70%，年利率为 7%，折旧超过 20年，年度运营支出假设为资本支出的 3%。

但是绿氢发展仍面临不确定性。IEA、IRENA等国际能源组织对绿氢未来需求的预测多是基于1.5°C减排目标，建设绿色低碳的社会是推动绿氢发展的主要驱动因素。但是今年以来由于俄乌冲突、世界经济增长放缓等因素导致一些国家没有完成碳减排的目标，部分欧洲国家在能源价格飙升情况下重新开始启用煤等化石能源燃料，可再生能源发电推进可能滞后。在这种背景下，全球推动碳减排的力度和成效不及预期，未来绿氢发展可能面临动力不足问题。

¹⁷ Tancock, A. Green ammonia at oil and gas scale, Ammonia Energy Conference 2020.



05

全球企业积极布局 绿氨赛道

目前全球绿氨产业发展处在产研结合和商业化早期阶段，但由于其广阔的市场前景，目前全球和中国企业竞相布局绿氢-绿氨赛道。根据IEA，在可持续发展情境下，到2050年氨产业累计投资份额和生产份额紧密联系，中国是氨生产份额最大的国家，同时也是氨累计投资份额最大的国家，占比22%；印度、中东、欧盟和美国分别占比12%、10%、8%和8%。

海外： 企业积极建设绿氨生产项目，2025年 以后绿氨将主导氨的新增产能

目前，多数公司生产生产的氨是灰氨，运营中的可再生氨工厂非常少。随着全球对碳减排的重视和绿色可持续发展的推进，在过去三年中，已经有60多家企业宣布建立可再生氨工厂，以及多家化肥公司对现有的化石合成氨工厂进行改造，项目集中投产时间在2026年左右。预计到2025年以后，可再生氨将主导氨的新增产能。海外可再生氨工厂的设立主要分布在风光等可再生资源丰富和对“零碳”承诺响应程度较高的国家，例如欧盟、澳大利亚和智利等（表3）。

表3 部分海外企业绿氨项目建设情况

项目名称	开发商/ 技术提供商	装机量/ 发电量	年氨产量 (万吨)	年氨产量 (万吨)	项目状态
智利H2 Magallanes 项目	道达尔埃伦公司(Total Eren)与 麦哲伦大学(UMAG)	10000MW	-	-	2022年4月已有咨 询工程公司提供概 念工程
智利 Trammo100 万吨绿氨项目	美国Trammo DMCC、澳大利亚能源 集团和Oekowind发电厂公司	2000MW	-	100	正在施工中，计划 在未来五年开始生 产和运行绿色氨
澳大利亚 AREH 绿氢和 氨项目	亚洲可再生能源中心(AREH)、绿色氢 能开发商Intercontinental Energy、 CWP Renewables、涡轮机供应商 Vestas 和Pathway Investments	5000MW光伏， 10000MW 风能	-	-	预计将在2026年 投入运营
葡萄牙绿氢/ 绿氨项目	葡萄牙项目开发商Madoqua Renewables、丹麦基金管理公司 Copenhagen Infrastructure Partners和荷兰公司Power2X	500MW	5	50	计划2030年达到 满负荷生产
Yara 荷兰绿 氨项目	雅苾 (Yara) 与海上风电开发商 Orsted (沃旭能源)	100MW	-	7.5	计划将于2024 或 2025 年开始投入 运行
丹麦5000吨/ 年绿色氨示范 项目	由Skovgaard Invest开发，可持续能 源解决方案提供商Vestas和化工和炼 油行业催化剂、技术和服务提供商 Haldor Topsoe支持	10MW	-	0.5	计划2023年投产
Yara 挪威绿 氢/绿氨项目	雅苾(Yara)与林德工程公司	-	-	50	计划最早在2023 年中期向市场供应 首批绿色氨产品
瑞典 Fertiberia 绿氨项目	西班牙化肥集团 (Fertiberia)	-	-	50	预计将在2026年 投入运营
德国INEOS 绿氢/绿氨 项目	英国石油天然气公司英力 (INEOS)	-	-	-	目前还将寻求以工 业规模通过电力转 化为甲醇的应用来 开发电子燃料

资料来源：公开资料、公司官网、毕马威分析

注：收集自公开信息，毕马威力争提供准确信息，但不对该信息准确性承担责任。

中国： 绿氢项目主要分布在可再生资源丰富 区域，内蒙古今年获得备案的绿氢产 能超过100万吨

在“双碳”背景下，伴随着绿氢的发展，氢的载体绿氨也被化工和能源企业重视，以国能、国电投、远景能源、吉能股份、中国氢能、明拓集团等为代表的企业也正在国内积极投资布局风光电氢氨一体化项目（表4）。绿氢项目主要分布在西北、东北等可再生资源丰富的地区，全国规划的绿氢项目总产能约380万吨，其中内蒙古2022年公布的绿氢产能约180万吨¹⁸。部分项目获得备案，正在融资和筹建阶段，预计2025-2026年陆续投产。

表4 部分中国企业绿氢项目建设情况

项目名称	参与企业	企业性质	地理位置	装机量/ 发电量	年氢产量 (万吨)	年氨产量 (万吨)	项目状态
风光发电制氢联产无碳燃料项目	明拓集团，水木明拓氢能科技有限公司，北京清华工业开发研究院	私营企业	内蒙古	150MW风电	7	39	已获得备案，2023年4月计划开工
达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化项目	国家电投和清华海峡研究院共同投资，智慧能源（国核电力院）为EPC牵头方	国有企业与研究机构合作	内蒙古	200MW风电、200MW光伏，预计发电量12.5亿KWh	1.78	10	2022年3月获得备案，7月开工
风光氢氨一体化新型示范项目	国家能源集团国华投资蒙西公司	国有企业	内蒙古	风电800MW，光伏300MW	-	30	2022年7月获得备案
风光制绿氢绿氨一体化示范项目	远景能源	私营企业	内蒙古	4550MW风电，1020MW光伏	-	-	预计将在2028年前建成投产
百万千瓦风光氢氨+基础设施一体化低碳园区示范项目	国能源创阿拉善新能源有限公司	国有企业	内蒙古	新能源发电量47.59亿KWh	3.6	40	2022年8月获得备案
乌拉特后旗绿氨合成氨项目	绿氨（北京）技术有限公司-股东方为清能链（北京）能源科技有限公司	私营企业	内蒙古	-	-	30	2022年3月获得备案
达茂旗绿氨合成氨项目			内蒙古	-	-	30	2022年3月获得备案
大安风光制绿氨合成氨一体化示范项目	吉电股份	国有企业	吉林	700MW风电、100MW光伏	-	18	2022年9月获得备案
十万吨可再生能源电解水制氢合成氨示范工程	三峡集团、四川大学、四川省能投集团等	国有企业和研究机构	四川	10万吨可再生能源电解水制氢合成氨	-	-	2021年立项

资料来源：公开资料、公司官网、毕马威分析

注：收集自公开信息，毕马威力争提供准确信息，但不对该信息准确性承担责任。

¹⁸ 规划产能超339万吨，绿氢产能和应用双爆发，网易，2022年11月，<https://www.163.com/dy/article/HL3QLG0A05387A5L.html>

相关企业可密切关注绿氨产业动态，根据自身情况寻找合适参与路径

在全球绿色能源转型和能源安全的大背景下，绿氢与绿氨相伴而生，都被认为是实现绿色降碳的重要实现途径。一方面，在绿氨产业处于萌芽时期，政府通过出台政策引导绿氨产业的发展，化工、能源等相关企业可密切关注绿氨产业政策动态，紧跟国家绿氨政策导向，抓住先发优势，布局绿氨产业链。另一方面，对于考虑进入氢氨等无碳燃料的企业或有迫切能源转型的企业，应紧密关注并跟随产业发展，进行技术攻关，并结合自身资源情况改造传统的合成氨工厂或新建可再生能源氨工厂，设计一条适合企业战略和自身实际的路径。



联系我们



蔡忠铨

能源及天然资源行业主管合伙人
毕马威中国
邮箱: alex.choi@kpmg.com
电话: 010-8508 5502



沈莹

气候变化和可持续发展服务主管合伙人
毕马威中国
邮箱: daisy.shen@kpmg.com
电话: 010-8508 5819



李晶

交易战略与并购融资合伙人
毕马威中国
邮箱: jing.j.li@kpmg.com
电话: 010-2212 3252



康勇

首席经济学家
毕马威中国
邮箱: k.kang@kpmg.com
电话: 010-8508 7198

研究团队: 王薇、马曼、曹越
报告设计: 梁晓榆

关于毕马威中国

毕马威中国在三十一个城市设有办事机构，合伙人及员工超过15,000名，分布在北京、长春、长沙、成都、重庆、大连、东莞、佛山、福州、广州、海口、杭州、合肥、济南、南京、南通、宁波、青岛、上海、沈阳、深圳、苏州、太原、天津、武汉、无锡、厦门、西安、郑州、香港特别行政区和澳门特别行政区。在这些办事机构紧密合作下，毕马威中国能够高效和迅速地调动各方面的资源，为客户提供高质量的服务。

毕马威是一个由独立的专业成员所组成的全球性组织，提供审计、税务和咨询等专业服务。毕马威国际有限公司（“毕马威国际”）的成员所以毕马威为品牌开展业务运营，并提供专业服务。“毕马威”可以指毕马威全球网络内的独立成员所，也可以指一家或多家毕马威成员所。

毕马威成员所遍布全球144个国家及地区，拥有超过236,000名专业人员。各成员所均为各自独立的法律主体，其对自身描述亦是如此。各毕马威成员所独立承担自身义务与责任。

毕马威国际有限公司是一家英国私营担保有限责任公司。毕马威国际及其关联实体不提供任何客户服务。

1992年，毕马威在中国内地成为首家获准中外合作开业的国际会计师事务所。2012年8月1日，毕马威成为四大会计师事务所之中首家从中外合作制转为特殊普通合伙的事务所。毕马威香港的成立更早在1945年。率先打入市场的先机以及对质量的不懈追求，使我们积累了丰富的行业经验，中国多家知名企业长期聘请毕马威提供广泛领域的专业服务（包括审计、税务和咨询），也反映了毕马威的领导地位。

kpmg.com/cn/socialmedia



如需获取毕马威中国各办公室信息，请扫描二维码或登陆我们的网站：
<https://home.kpmg.com/cn/en/home/about/offices.html>

本刊物所载资料仅供一般参考用，并非针对任何个人或团体的个别情况而提供。虽然本所已致力提供准确和及时的数据，但本所不能保证这些数据在阁下收取本刊物时或日后仍然准确。任何人士不应在没有详细考虑相关的情况及获取适当的专业意见下依据本刊物所载资料行事。

© 2022 毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙) — 中国合伙制会计师事务所，毕马威企业咨询(中国)有限公司 — 中国有限责任公司，毕马威会计师事务所 — 澳门特别行政区合伙制事务所，及毕马威会计师事务所 — 香港特别行政区合伙制事务所，均是与英国私营担保有限公司 — 毕马威国际有限公司相关联的独立成员所全球性组织中的成员。版权所有，不得转载。在中国印刷。

毕马威的名称和标识均为毕马威全球性组织中的独立成员所经许可后使用的商标。