

绿氨产业发展分析

合成氨产业绿色转型，火电减排前景可期

优于大市

核心观点

合成氨产业绿色转型迫在眉睫，绿氨具有显著环境效益。氨是全球性的重要大宗化学品，全球年消费量1.8亿吨左右。现有生产技术几乎完全依赖煤炭和天然气，具有能耗高和碳排放强度大的特点，在全球气候治理和，以低能耗及低碳排的技术路线合成氨是必然趋势，且具有一定紧迫性，绿氨产业应运而生。绿氨是指基于清洁电力通过电解水制氢及驱动空气分离装置制氮气，然后利用氢气和氮气反应得到的氨，其生产过程碳排放强度几乎为零。

绿电价格下降带动绿氨成本呈显著下降趋势，叠加碳交易成本后经济性逐步显现。目前电解水合成绿氨成本为4500-4600元/吨，高于煤合成氨成本。未来绿氨成本主要取决于绿电的价格，当电价为0.1元/kWh，且制氢电耗降至4 kWh/Nm³时，绿氨的成本有望下降至2500-2600元/吨，与灰氨持平。考虑到随着技术发展，未来绿氨成本价格将有较大下降空间。叠加碳市场和碳关税后灰氨成本上涨，绿氨经济性将逐步显现。

绿氨为煤电降碳提供新路径。国家出台政策大力推动煤电机组绿氨掺烧，掺烧10%绿氨将减少10%的碳排放，基于目前绿氨的生产成本度电成本将增加0.13元/kWh，随着绿电价格下降及碳交易成本的影响，将与完全燃煤发电度电成本持平或下降。我们估计我国80%燃煤电厂采用掺烧10%绿氨的方案，将激发2.39亿吨绿氨需求，超过当前全球合成氨消费总量。

航运业脱碳势在必行，氨燃料将大有作为。国际海事组织提出到2030年，国际航运业温室气体年度排放总量较2008年至少减少20%（力争减少30%）；到2040年，国际航运业温室气体年度排放总量较2008年至少减少70%（力争减少80%）。长期来看，由于液氨储运条件较为温和、充分燃烧的情况下仅生成氮气和水而不产生硫氧化物和二氧化碳、具有较高能量密度等优势，液氨在航运业燃料市场上大有可为。国际可再生能源署则预测2050年航运业对绿氨的需求将达1.8亿吨，占航运市场的43%。

投资建议：建议关注布局绿氨项目的企业东方电气、运达股份。

风险提示：全球绿氨政策推进不及预期，绿氨成本下降不及预期，绿氨需求不及预期。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘(元)	总市值(亿元)	EPS		PE	
					2024E	2025E	2024E	2025E
300772.SZ	运达股份	优于大市	14.71	106.7	0.77	1.06	19.1	13.9
600875.SH	东方电气	优于大市	15.12	471.5	1.35	1.48	11.2	10.2

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究·行业专题

电力设备

优于大市·维持

证券分析师：王蔚祺 010-88005313
wangweiqi2@guosen.com.cn
S0980520080003

证券分析师：徐文辉 021-60375426
xuwenhui@guosen.com.cn
S0980524030001

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

- 《电力设备新能源 2024 年 12 月投资策略-重点关注电网智能化投资，风电海内外需求景气共振》——2024-12-04
- 《绿色甲醇发展前景分析-交通领域主流替代燃料，融合绿氢发展前景广阔》——2024-12-02
- 《风电/电网产业链周评(11月第5周)-海风招标持续释放,2025年装机高增可期》——2024-12-01
- 《电力设备新能源 2025 年度投资策略-电网智能化升级，新能源龙头引领创新发展》——2024-11-26
- 《风电/电网产业链周评(11月第3周)-海上风电招标逐步释放，重视 2025 年行业需求反转》——2024-11-17

内容目录

绿氨：新型清洁能源	5
氨及合成氨产业概述	5
合成氨分类及绿氨定义	6
合成氨技术路线	8
绿氨产业环境效益显著	9
合成绿氨经济性比较分析	11
煤合成氨成本结构	11
绿氨成本分析	11
绿电价格下降带动绿氨成本呈显著下降趋势	12
液氨跨区域运输经济性分析	13
绿氨应用前景	15
一、煤电掺烧	15
二、航运燃料	17
三、储氢储能	20
四、化工原料	21
绿氨生产端现状	23
绿氨发展政策环境	23
我国绿氨项目发展情况	26
海外绿氨项目	29
绿氨市场价格	30
绿氨产业未来发展趋势	31
投资建议：关注绿氨布局领先企业	32

图表目录

图 1: 全球合成氨下游应用分布	5
图 2: 我国合成氨下游应用分布	5
图 3: 2020 年我国各化工重点子行业碳排放量	6
图 4: 2000-2022 年我国合成氨产量发展趋势	6
图 5: 2015-2024 年我国合成氨进出口数量（左轴）及金额（右轴）	6
图 6: 2015-2022 年全球合成氨表观消费量	6
图 7: 绿氨产业链示意图	7
图 8: 合成氨分类	7
图 9: 煤合成氨技术路线图	8
图 10: 天然气合成氨技术路线图	8
图 11: 全球合成氨技术路线占比	9
图 12: 我国合成氨技术路线占比	9
图 13: 电解水制氢合成氨技术路线图	9
图 14: 天然气合成氨（左）与电解水制氢合成氨（右）工艺全流程中反应温度对比	10
图 15: 煤合成氨成本结构	11
图 16: 煤合成氨成本随煤炭价格变化趋势	11
图 17: 电解水合成绿氨成本结构	12
图 18: 绿电电解水制氢成本结构	12
图 19: 电解水合成绿氨成本随绿电价格变化趋势	13
图 20: 未来灰氨与绿氨成本对比	13
图 21: 不同方式液氨运输成本与运输距离的关系	14
图 22: 英国劳氏船级社预测未来航运燃料结构	19
图 23: 美国船级社预计未来氨燃料比重	19
图 24: 目前氨燃料船舶订单船型分布	20
图 25: 2024 年可替代燃料船舶订单结构	20
图 26: 液氨和液氢用于储能储氢的成本结构对比	21
图 27: 不同氢运输方式成本对比	21
图 28: 全球合成氨未来需求预测	22
图 29: 我国绿氨项目地理位置分布	27
图 30: 我国绿氨产能地理位置分布	27
图 31: 我国合成氨价格走势	30
图 32: 2020-2050 年不同类型合成氨产量发展趋势（亿吨）	31
图 33: 未来绿氨市场规模预测	31

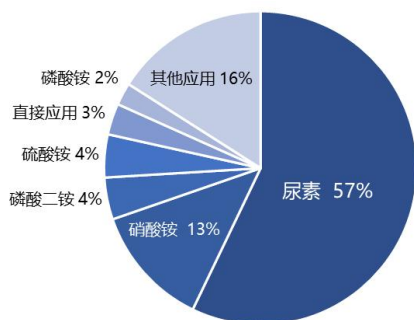
表1: 煤合成氨成本结构	11
表2: 电解水制氢合成氨成本结构	12
表3: 煤电机组运行情况(不掺绿氨)	16
表4: 煤电机组掺绿氨燃烧运行情况	16
表5: 绿氨成本下降后机组运行情况及发电成本	17
表6: 船用燃料及其特性清单	18
表7: 海外绿氨产业政策环境	24
表8: 我国绿氨产业发展政策环境	26
表9: 我国布局绿氨项目涉及公司梳理	27
表10: 海外绿氨项目统计	29
表11: 相关公司盈利预测及估值(2024.12.4)	32

绿氨：新型清洁能源

氨及合成氨产业概述

氨是一种无机化合物，化学式为 NH_3 ，常温下为无色、有强烈的刺激性气味的气体。农业领域，氨是所有氮肥的起点，是连接空气中氮气和作物的桥梁。另外氨还广泛应用于各种工业用途，如塑料、炸药和合成纤维等，年产量接近 1.8 亿吨。近年来，在清洁能源转型的背景下氨作为一种清洁能源逐渐显现出应用前景。全球范围内，合成氨主要用于尿素的合成，占合成氨总消费的 57%；工业用途中硝酸铵占比 13%。我国合成氨下游应用中尿素占比最高，达到 61%；其他化肥如硫酸铵、磷酸铵的合成占比 19%，作为化工原料合成硝酸铵、炸药和其他化工产品等合计 20%。

图1：全球合成氨下游应用分布



资料来源：国际可再生能源署，国信证券经济研究所整理

图2：我国合成氨下游应用分布



资料来源：华经产业研究院，国信证券经济研究所整理

合成氨是能源和排放密集型的全球性产业，节能减排需求紧迫。氨是碳排放强度最高的重工业产品之一，每吨氨的合成需排放约 2.4 吨二氧化碳，是粗钢的近两倍，水泥的四倍。目前全球 98% 的氨由化石能源制备，碳排放占全球的 1.8%，属于能源和排放密集型的全球性大型产业。我国 2020 年合成氨行业碳排放量达 2.2 亿吨/年，位居首位，略高于炼油行业。国际能源署（IEA）预测，按照目前趋势发展，到 2100 年全球合成氨累计直接碳排放量将达到 280 亿吨，相当于全球气温升高 1.5℃ 的目标条件下全球剩余碳预算的 6%。

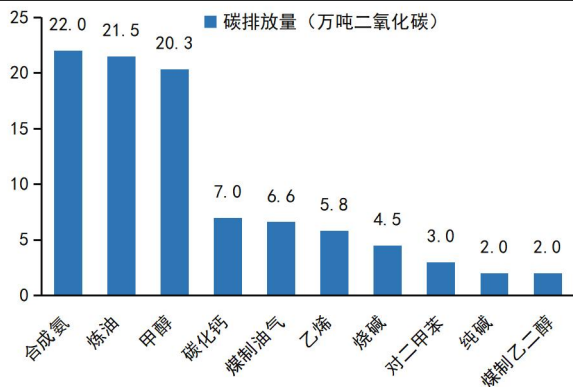
合成氨还是高能耗的产业，目前全球合成氨中的化学能只占生产过程中能源消耗总量的 2%，输入能量的约 40% 用于原料制备，即合成氢气和分离空气得到氮气，其余能量在工艺流程中被消耗，主要用于产生热量。据 IEA 统计，目前全球合成氨产业需消耗 1700 亿立方米的天然气（占工业天然气需求的 20%）和 7500 万吨标煤（占工业煤炭需求的 5%）。

我国是全球最大的氨生产国，政策积极推动合成氨产业绿色转型。目前全球氨产量约 1.82 亿吨/年，中国是全球最大的氨生产国，约占总产量的 30%（二氧化碳排放量的 45%），美国、欧盟、印度、俄罗斯和中东各占 8-10%。自 2000 年后，我国合成氨的产量总体呈现上升趋势，2012 年后产量逐步稳定伴随波动。

由于 2010 年-2016 年我国快速扩张的合成氨产业造成产能过剩的局面，2016 年工信部印发的《石化和化学工业发展规划（2016 年-2020 年）》明确原则上不再新建以无烟块煤和天然气为原料的合成氨装置，且行业主要以去产能为主基调。“十三五”期间，工业和信息化部要求合成氨行业淘汰落后以及过剩产能不得少于 1000

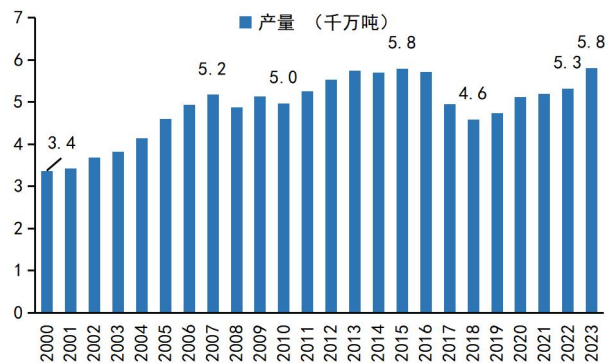
万吨,同时对相关工艺进行改良。各种政策的出台表明我国正在推动合成氨产业的绿色转型。

图3: 2020年我国各化工重点子行业碳排放量



资料来源: Statista, 毕马威, 国信证券经济研究所整理

图4: 2000-2022年我国合成氨产量发展趋势

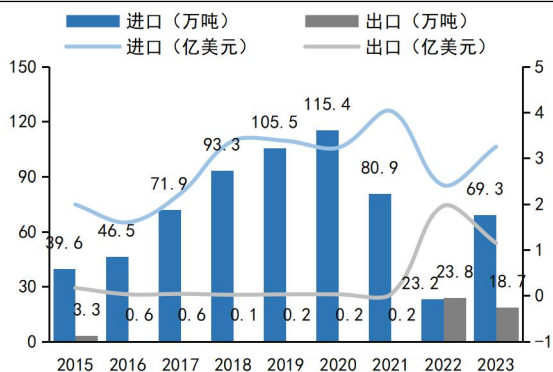


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

未来全球合成氨消费量将大幅上涨。2022年全球合成氨消费量为1.83亿吨,据国际能源署预测,在经济和人口增长的推动下,到2050年合成氨消费量将增加近40%,达到2.56亿吨左右。2022年我国合成氨的消费量为6063.38万吨,约占全球消费量的33%。

我国合成氨基本实现自给自足,双碳背景下未来氨需求量将大幅提升。氨的交易遍布世界各地,全球出口量约占总产量的10%。我国氨消费量当中每年进口量占比约为1%,基本实现自给自足。

图5: 2015-2024年我国合成氨进出口数量(左轴)及金额(右轴)



资料来源: 中国海关, 国信证券经济研究所整理

图6: 2015-2022年全球合成氨表观消费量



资料来源: 同花顺 iFind, 国信证券经济研究所整理

合成氨分类及绿氨定义

在双碳目标驱动下绿氨产业正在崛起。氨是全球性的重要大宗化学品,现有生产技术几乎完全依赖煤炭和天然气,具有能耗高和碳排强度大的特点,发展低能耗及低碳排的技术路线是必然趋势,且具有一定紧迫性,随着新能源进入平价发展阶段,绿氢成本不断下降,绿氨产业应运而生。

绿氨是指基于清洁电力通过电解水制氢及驱动空气分离装置制氮气，然后利用氢气和氮气反应得到的氨，其生产过程碳排放强度几乎为零。

绿氨的储运通常以液体的形式进行，其中运输目前主要通过铁路、公路和水路，未来管道运输可能得到大力发展。

绿氨可以取代传统合成氨用于化肥合成和工业原料，同时新增能源应用如煤电掺烧和航运燃料，因此发展绿氨产业是实现双碳目标的重要途径之一。

图7：绿氨产业链示意图

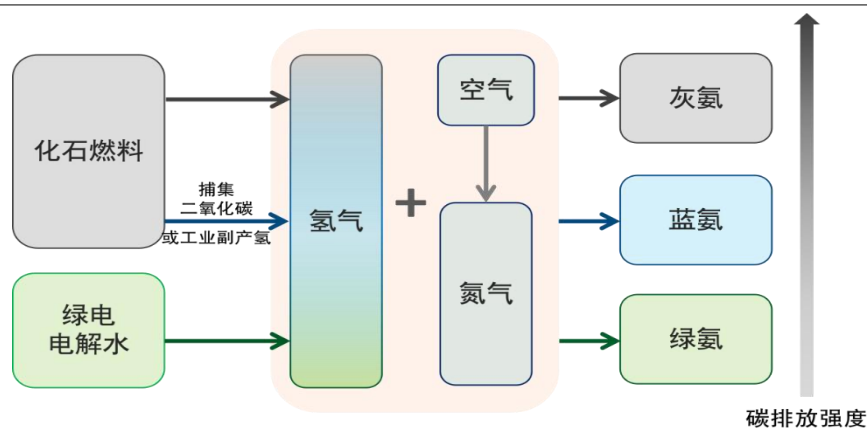


资料来源：国际能源署，国信证券经济研究所整理

根据技术路线及碳排放强度，合成氨可以分为灰氨、蓝氨和绿氨。灰氨是指原料氢气源于化石燃料，且未捕集生产氢气过程当中产生的二氧化碳。蓝氨是制用化石燃料制氢时对产生的二氧化碳进行捕集、利用与封存，减少生产过程中的碳排放，或者使用工业过程中的副产氢进行氨合成。与灰氨相比，蓝氨的生产过程碳排放量有所降低，但是生产原料仍是化石能源，且捕获二氧化碳会增加氨合成过程的能耗。

绿氨的定义：利用风电/光伏产生的绿电电解水制氢，应用可再生能源电力驱动空气分离装置(制氮)及氨合成装置制备的氨被称为绿氨。绿氨生产过程可实现近零碳排放。相比灰氨和蓝氨，绿氨合成的全流程碳排放强度大幅减少，因此具有广阔的发展前景。

图8：合成氨分类



资料来源：国际能源署，国信证券经济研究所整理

合成氨技术路线

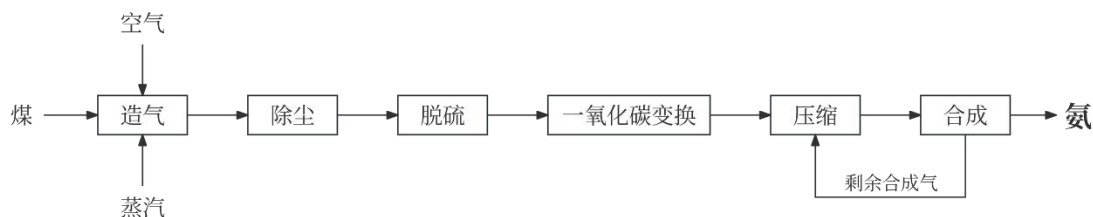
传统的合成氨工艺主要采用哈伯-博世法，目前原料以煤（我国）和天然气（海外）为主。合成氨的工艺主要有哈伯-博世法（Haber-Bosch）、电化学法和低温低压法，不同技术路线的区别在于氢气的制取，目前多依赖煤炭和天然气。

哈伯-博世法是最为成熟和普遍的技术路线，电化学合成氨及低温低压合成氨还处于实验研发阶段，短期内难以应用于工业生产。目前工业上合成氨普遍采用哈伯-博世法，摩尔比为 3:1 的氢气和氮气在高温高压和铁基催化剂的作用下反应得到氨，其中氮气是由空气分离得到的。

灰氨—煤合成氨

煤合成氨的工艺流程包括原料气的制取（制氢和制氮），原料气的净化和原料气的压缩及合成。制备氨的原料气包括氢气和氮气，氢气源于煤炭的燃烧，氮气源于液态空气的分馏，最终得到含有氮气、氢气和一氧化碳的粗原料气。混合气体的温度升高，随后进入放有铁基催化剂的接触室。在接触室，一部分氮气和氢气发生反应得到氨。我国大型合成氨厂均采用 8-22MPa 低压合成技术，已经自主掌握 10 万 Nm³/h 大型空气分离装置和大型煤气化技术及装置等。

图9：煤合成氨技术路线图



资料来源：李建华 等.《双碳背景下合成氨的发展研究》[J].《现代化工》2023 年第 43 卷第 9 期：16-19+23.，国信证券经济研究所整理

灰氨—天然气合成氨

天然气合成氨需要先对天然气进行脱硫处理，然后通过两段转化制取粗合成气，其中第一段转化为蒸汽转化，反应温度为 790-820℃，二段转化为不完全燃烧转化，反应温度大于 1000℃，随后对包含有氢气、氮气、一氧化碳、二氧化碳等的粗合成气进行一氧化碳变换、二氧化碳脱除和甲烷化以制备氢氮摩尔比为 3:1 的纯净合成气，之后的流程与煤合成氨一致，即两种技术路线的主要区别在于合成气的制备。

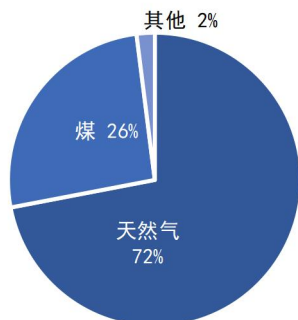
图10：天然气合成氨技术路线图



资料来源：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》[J].《储能科学与技术》2022 年第 11 卷第 12 期：4048-4058.，国信证券经济研究所整理

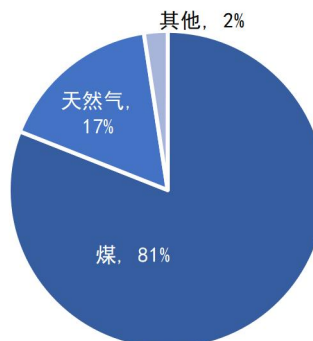
全球范围内合成氨 72%采用天然气制备，煤合成氨占比 26%，其余少量为油制和通过电解制备等。由于我国“富煤贫油少气”的能源结构，我国合成氨主要依赖于煤炭，占比达到 81%，天然气合成氨占比为 17%，另有 2%依赖油和电解等。

图11: 全球合成氨技术路线占比



资料来源: 杜东 等. 《氢能产业发展现状及展望》[J]. 《石油科技论坛》第 42 卷第 2 期: 96-104. , 国信证券经济研究所整理

图12: 我国合成氨技术路线占比

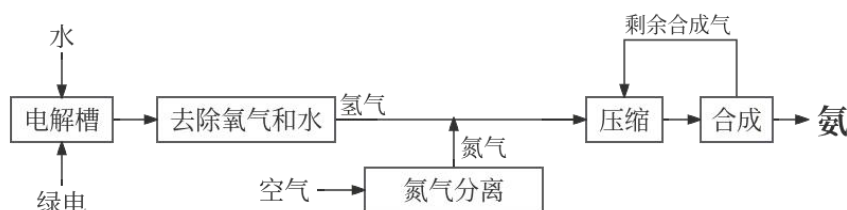


资料来源: 熊亚林 等. 《“双碳”目标下氢能在我国合成氨行业的需求与减碳路径》[J]. 《储能科学与技术》2022 年第 11 卷第 12 期: 4048-4058. , 国信证券经济研究所整理

电解水制氢合成氨（绿氨）

电解水制氢合成氨的氢气是由绿电制备的，绿氢和从空气中分离得到的氮气以 3:1 的比例混合并压缩后导入合成塔，传统合成氨反应器温度通常为 450-525°C，压力高达 15-32 MPa，近年来推广应用的低温低压合成氨工艺对合成温度和压力要求降低，从而也有利于降低能耗。

图13: 电解水制氢合成氨技术路线图



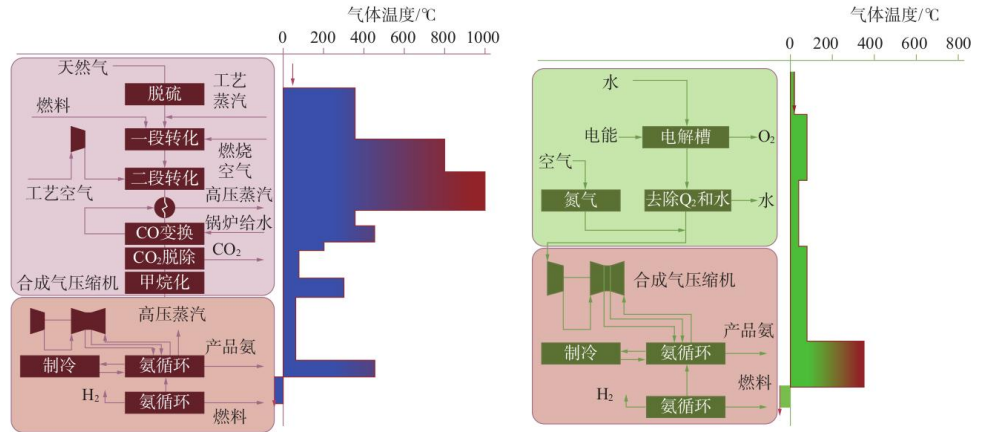
资料来源: 李建华 等. 《双碳背景下合成氨的发展研究》[J]. 《现代化工》2023 年第 43 卷第 9 期: 16-19+23. , 国信证券经济研究所整理

绿氨产业环境效益显著

电解合成氨流程中合成气压缩、氨合成及分离流程与传统氨合成基本一致，但是电解合成氨在原料气制备和氨合成阶段的反应温度较低，有利于降低能耗。而且绿氨纯度高，可省去化石能源路线脱硫脱碳等工序，进一步降低能耗。

根据《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》，传统合成氨产业能效的基准水平为 1.2-1.55 吨标煤/吨，碳排放量基准水平为 1.97-3.51 吨二氧化碳/吨，属于高能耗和高碳排放强度的产业。在绿氨的合成过程中，电解槽、空气分离、氢气纯化、压缩、合成和冷冻系统若都以绿电驱动，则可以实现零碳排放。

图14: 天然气合成氨（左）与电解水制氢合成氨（右）工艺流程中反应温度对比



资料来源：杜东 等.《氢能产业发展及展望》[J].《石油科技论坛》2023年 第42卷第2期：96-104.，国信证券经济研究所整理

合成绿氨经济性比较分析

煤合成氨成本结构

煤合成氨的成本与煤炭价格高度联动，介于 1500 元-3000 元/吨。煤合成氨的成本由煤炭、装置用电、设备折旧费和人工费组成。根据实际生产数据，合成氨的煤耗在 1.1-1.9 吨/吨之间，取中间值 1.5 吨/吨进行成本测算。煤合成氨的成本价格显著受煤炭价格影响，不同时间和不同地区的煤炭价格有较大差异。当煤价格为 500 元/吨时合成氨成本为 1450 元/吨，煤炭价格为 1500 元/吨时合成氨的成本为 2950 元/吨。

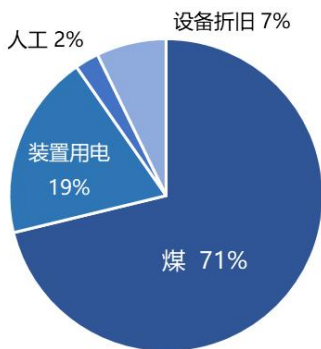
根据国家统计局公布的流通领域煤炭市场价格变动情况，我国 2024 年 7 月无烟煤的价格为 1153/吨。在该煤炭价格下，煤合成氨的成本约为 2400 元/吨，其中原料成本占 71%，设备折旧及维修占比 19%，装置用电占比 7%，人工占比 3%。

表1: 煤合成氨成本结构

项目	成本 (元/吨)	占比
煤炭	1730	71%
设备折旧及维修	175	19%
人工	60	3%
装置用电	465	7%
合计	2430	100%

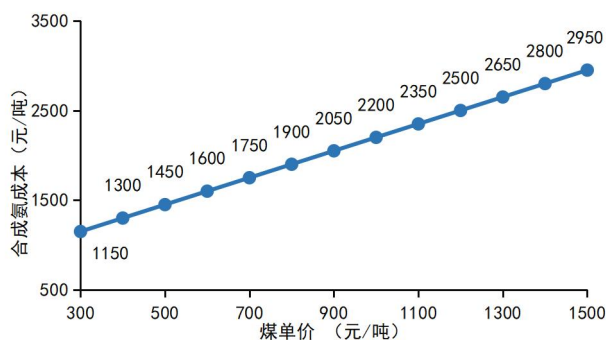
资料来源：曾悦 等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024 年第 43 卷第 1 期：376-389.，国信证券经济研究所测算

图15: 煤合成氨成本结构



资料来源：曾悦 等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024 年第 43 卷第 1 期：376-389.，国信证券经济研究所测算

图16: 煤合成氨成本随煤炭价格变化趋势



资料来源：曾悦 等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024 年第 43 卷第 1 期：376-389.，国信证券经济研究所测算

绿氨成本分析

绿电价格为 0.3 元/kWh 时，绿氨的成本约为 4500-4600 元。当前绿氨的合成还需采用哈伯-博世法，其中原料气氢气由绿电电解水制备。

绿氨合成可以分为三个环节，分别为绿电电解水制氢、深冷空气分离法制氮气及氢气氮气基于哈伯-博世法合成氨。

在绿电价格为 0.3 元/kWh 和制氢电耗为 4.5kWh/Nm³ 的情况下，绿氢的单位体积成本为 1.77 元/Nm³。深冷空气分离法制氮气环节中的主要成本为固定成本和电费，氮气的单位体积成本合计 0.78 元/Nm³。

除原料气制取成本之外，哈伯-博世法合成氨环节成本还包括电力消耗、设备折旧、人工与运维、水费等。合成一吨氨需消耗 1980Nm³ 氢气和 659Nm³ 氮气，据测算合成氨的成本约为 4500-4600 元/吨。

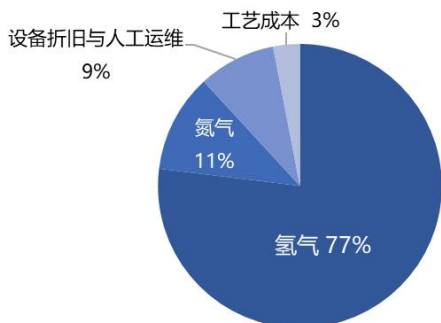
绿氢成本为 3500 元/吨，是合成氨全流程中成本最高的部分，占比达到 77%，氮气成本占 11%，设备折旧与人工运维占比 8.8%，生产过程中的电力、循环水等工艺成本占比 3.0%。

表2: 电解水制氢合成氨成本结构

项目	成本（元/吨）	占比
氢气	3500-3600	77%
氮气	500	11%
设备折旧与人工运维	400	9%
工艺成本	150	3%
合计	4500-4600	100.0%

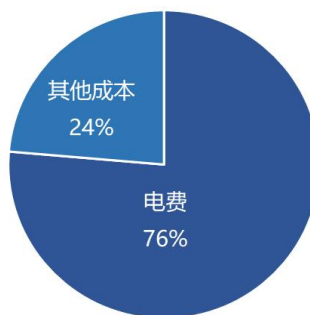
资料来源：向翩翩《碳中和目标下中国合成氨脱碳路径及应用》[D]. 北京工业大学：环境与生命学部，2023.，浙江盛尔气体设备公司官网，沈明军等.《可再生能源制绿氨工艺技术分析》[J].《氮肥技术》2023年第44卷第4期：1-5.，曾悦等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024年第43卷第1期：376-389.，国信证券经济研究所测算

图17: 电解水合成绿氨成本结构



资料来源：向翩翩《碳中和目标下中国合成氨脱碳路径及应用》[D]. 北京工业大学：环境与生命学部，2023.，浙江盛尔气体设备公司官网，沈明军等.《可再生能源制绿氨工艺技术分析》[J].《氮肥技术》2023年第44卷第4期：1-5.，曾悦等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024年第43卷第1期：376-389.，国信证券经济研究所测算

图18: 绿电电解水制氢成本结构



资料来源：张轩等.《氢能供应链成本分析及建议》[J].《化工进展》2022年第41卷第5期.，国信证券经济研究所测算

绿电价格下降带动绿氨成本呈显著下降趋势

绿电成本低于 0.15 元/kWh 时绿氨成本有望低于灰氨。绿氨成本主要取决于制取氢气所用绿电的成本，当绿电价格降至 0.15 元/kWh 时，绿氨成本接近煤炭价格为 1500 元/吨时灰氨成本。当绿电价格降至 0.1 元/kWh 且制氢电耗降至 4 kWh/Nm³ 时，绿氨的成本为 2500-2600 元/吨，与灰氨的平均成本相比具有经济性。

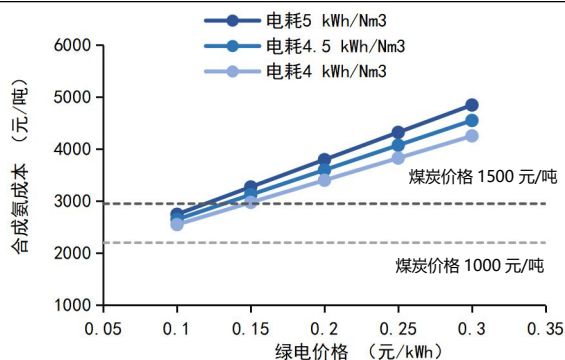
碳市场和碳关税影响下灰氨成本将上涨，绿氨经济性将逐步显现。碳定价是一种环境战略，旨在通过为碳排放分配货币成本来减少温室气体排放。最常见的碳定

价类型是碳排放交易系统（ETS）和碳税。为了应对日益严峻的气候恶化等问题，碳市场应运而生。欧盟于 2005 年建立了世界上第一个多国参与的碳排放交易系统（EUETS），参与该体系的成员国根据减排协议，将碳排放权配额分给企业，若企业超标会面临重罚，实际排放量小于其碳配额的企业可以通过碳金融交易获取额外的收益。

碳关税是对未达到一定碳排放标准国家的进口商品征收的特别关税，主要针对高耗能产品如钢铁、水泥等。碳市场和碳关税共同决定碳排放价格，随着碳交易市场逐渐完善，高碳排放产业的成本将升高。

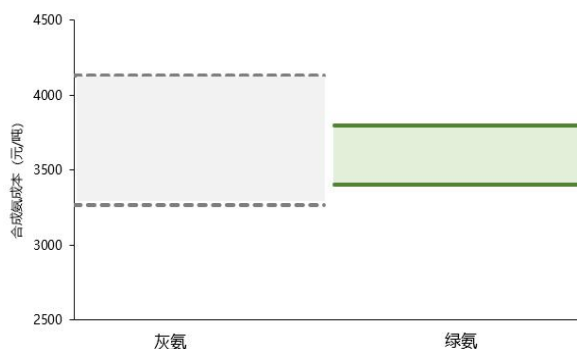
2017 年，“碳定价领导联盟”建议到 2030 年，碳价格应在 50 至 100 美元/吨二氧化碳之间，折合人民币约 350-710 元/吨二氧化碳。每吨灰氨的合成需排放约 2.4 吨二氧化碳，在 2030 年后碳价格的影响下灰氨的成本将上升约 840-1700 元。参考 2024 年 7 月流通领域煤炭市场价格，叠加碳价格后灰氨的成本上升到 **3270-4130 元/吨**。

图19: 电解水合成绿氨成本随绿电价格变化趋势



资料来源：向翩翩《碳中和目标下中国合成氨脱碳路径及应用》[D]. 北京工业大学：环境与生命学部，2023.，浙江盛尔气体设备公司官网，沈明军等.《可再生能源制绿氨工艺技术分析》[J].《氮肥技术》2023年第44卷第4期：1-5.，曾悦等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024年第43卷第1期：376-389.，国信证券经济研究所测算

图20: 未来灰氨与绿氨成本对比



资料来源：国际能源署，向翩翩《碳中和目标下中国合成氨脱碳路径及应用》[D]. 北京工业大学：环境与生命学部，2023.，浙江盛尔气体设备公司官网，沈明军等.《可再生能源制绿氨工艺技术分析》[J].《氮肥技术》2023年第44卷第4期：1-5.，曾悦等.《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》[J].《化工进展》2024年第43卷第1期：376-389.，国信证券经济研究所测算

液氨跨区域运输经济性分析

我国合成氨产业存在跨区域运输的需求。氨通常以液体形式运输，运输方式包括水路船运、公路罐车、铁路罐车以及管道运输。我国太阳能、风能资源主要分布在西北、东北和华北地区，而需求地主要分布在东部沿海。氨运输成本会显著影响绿氨产业的发展。

液氨运输技术成熟，公路运输成本约为 0.8 元/吨/公里，铁路运输成本约为 0.24 元/吨/公里。液氨的陆上运输为公路和铁路罐车方式，大多数采用全压式常温槽罐，一辆液氨槽罐车载氨量可达 30 吨。目前每 1000 公里铁路运输氨成本约为 240 元/吨，即 0.24 元/吨/公里，1000-3000 公里的输氨成本为 240-720 元/吨。公路运输的一辆罐装车可以运输 30 吨液氨，我国 2021 年合成氨的公路运输平均运费为 0.8 元/吨/公里，运输半径为 1000-3000 公里时运费为 800-2400 元/吨。

在我国目前主要的液氨运输方式中，公路运输较为方便灵活，但边际成本较高，适用于中短距离运输；而铁路运输成本较低、运输量及时间较为固定，适用于长

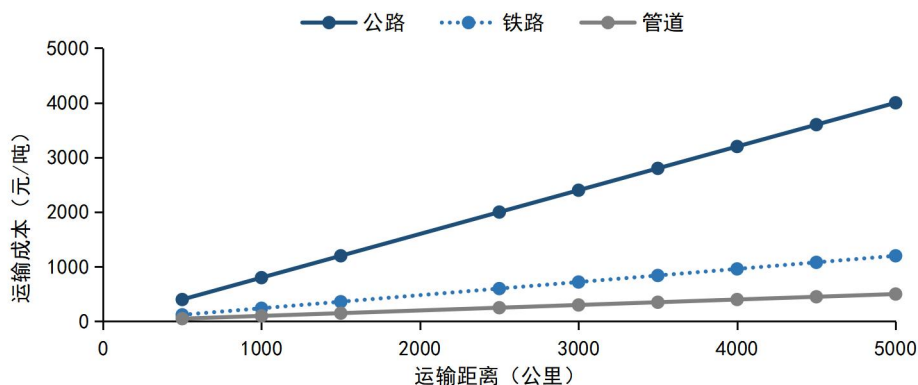
距离运输。

管道运输是一种方便经济的运输气体或液体的途径。大规模管道运输的综合成本最低，预计约为即 0.1 元/吨/公里。目前管道运输液氨主要在美国运用，其液氨运输网络始建于 1960 年代，目前累计建造 5000 公里，其中最长的一条管道为 3200 公里，该管道连接 7 座氨合成厂和 36 座大型中转库，最大操作压力为 9.8MPa，运输能力为 225 万吨/年。

我国管道运输液氨还处于发展阶段，目前共建有 4 条液氨管道，总长度小于 200 公里。其中河北省秦皇岛的管道是中国建设最早和最长的液氨管道，该管道采用 20 号无缝钢管埋地敷设，全长 82.5 公里，管径 80-125mm，设计压力 3.92MPa，工作压力 2.45MPa，设计年输量 10.5 万吨。

远洋海上液氨运输一般采用冷冻型液氨运输船，船上配备制冷设施用来处理蒸发气，适用于国际贸易运输。

图21：不同方式液氨运输成本与运输距离的关系



资料来源：黄鑫 等.《液氨/甲醇/成品油顺序输送技术研究进展》[J].《油气储运》2023 年第 42 卷第 12 期: 1337-1351.，王明华.《氢能储运技术经济性分析及建立绿氨储运基地设想》[J].《现代化工》2023 年第 43 卷第 6 期: 1-5.，李海波.《深远海海上风电制氨场景及技术分析》[J].《低碳化学与化工》2024 年第 49 卷第 2 期:115-123.，国信证券经济研究所测算

绿氨应用前景

一、煤电掺烧

绿氨为煤电降碳提供新路径

2024年7月15日，国家发改委和国家能源局印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》（简称《方案》）的通知，明确煤电机组降低碳排放的三种途径：生物质掺烧、绿氨掺烧及碳捕集利用与封存。

就绿氨掺烧路径，《方案》明确利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力。实施绿氨掺烧的项目，所在地应具备可靠的绿氨来源，并具有丰富的可再生能源资源以满足绿氨制备需要。

以某个600MW煤电机组项目为例，目前度电成本约为0.32元/kWh，按目前超过4000元/吨的绿氨成本，掺烧10%绿氨后度电成本将提高0.13元/kWh。随着绿氨成本的下降，绿氨生产成本有望降低至2500-2600元/吨，我们计算掺烧10%绿氨后度电成本与目前煤电成本相比仅上涨0.03元/kWh。若未来碳价格提升至150元/吨，掺烧10%绿氨后度电成本降低0.01元/kWh。

双碳战略为绿氨掺烧等煤电低碳化改造提供有力支撑。为推动煤电低碳化改造，《方案》明确：（1）**加大资金支持力度。**发挥政府投资放大带动效应，利用超长期特别国债等资金渠道对符合条件的煤电低碳化改造建设项目予以支持。相关项目择优纳入绿色低碳先进技术示范工程，并鼓励各地区因地制宜加大投资补助力度。（2）**强化政策支撑保障。**在统筹综合运营成本、实际降碳效果和各类市场收益的基础上，吸引各类投资主体参与和支持煤电低碳化改造建设。探索建立由政府、企业、用户三方共担的分摊机制，给予阶段性支持政策，鼓励发行REITs、绿色债券或申请绿色信贷、科技创新和技术改造再贷款等渠道融资。（3）**优化电网运行调度，予以优先上网。**研究制定煤电低碳化改造建设项目碳减排量核算方法，推动对掺烧绿氨发电等电量予以单独计量；优化电力运行调度方案优先并网消纳。

我国煤电机组掺氨燃烧降碳技术进入工业应用阶段。2023年4月，皖能铜陵发电公司300MW燃煤机组实现多工况负荷下掺氨10%-35%平稳运行，最大掺氨量大于每小时21吨，氨燃尽率达到99.99%，填补多项技术空白，达到国内首创、国际领先水平。同年12月，中国神华广东台山电厂600MW燃煤发电机组上实施了高负荷发电工况下煤炭掺氨燃烧试验，成为当时国内外完成掺氨燃烧试验验证的容量最大机组。

绿氨掺烧经济性分析

掺烧10%绿氨将减少10%的碳排放，基于目前绿氨的生产成本度电成本将增加0.18元/kWh，未来将与完全燃煤发电成本持平。以600MW燃煤发电机组为对象，我们评估绿氨掺烧的经济性，平均煤耗为300g标准煤/kWh，标准二氧化碳排放系数为2.6，即燃烧1kg煤排放2.6kg二氧化碳。假设燃煤机组的平均年利用小时为5221h/年，即发电量为31.33亿kWh/年，煤耗94.0万吨/年，二氧化碳排放量244.3万吨/年。假设标煤价格约为900元/吨，综合计算该燃煤机组的度电成本为0.32元/kWh，其中燃煤成本0.27元/kWh，其他成本包括人工、维修、折旧及摊销等为0.05元/kWh。

表3: 煤电机组运行情况(不掺绿氨)

参数类型	数值
机组规模 (MW)	600
供电煤耗 (g/kWh)	300
二氧化碳排放系数 (kg/kg)	2.6
年利用小时 (h/年)	5221
年发电量 (亿 kWh)	31.3
年耗煤量 (万吨/年)	94.0
年煤耗成本 (亿元/年)	8.5
年二氧化碳排放量 (万吨/年)	244.3
年其他成本 (亿元/年)	1.69
度电成本 (元/kWh)	0.32

资料来源: 李俊彪 等.《基于不同情景模式的燃煤掺氨发电技术的经济性分析》[J].《中国煤炭》2022年第48卷第5期,中国神华公司公告,国电电力公司公告,上海环境能源交易所,国信证券经济研究所测算

按掺烧最低标准 10%热值计算,由于氨的热值为 18.6 MJ/kg 而标煤的热值为 29.3 MJ/kg,上述燃煤机组每年将减少 9.4 万吨煤耗,碳排放强度降低 10%,即每年减少二氧化碳排放量达 24.4 万吨。根据上海环境能源交易所披露的信息,2024 年 7 月全国碳市场的平均碳价格为 87.05 元/吨,即因碳排放减少带来的收益为 0.06 元/kWh,对应绿氨的消耗量为 14.8 万吨/年,以目前绿电电解水制氢电耗为 4.5 kWh/Nm³,绿电价格 0.3 元/kWh,绿氨的生产成本约为 4500-4600 元/吨,综合计算度电成本为 0.45 元/kWh,即与绿氨掺烧前相比上升 0.13 元/kWh。

表4: 煤电机组掺绿氨燃烧运行情况

参数类型	数值
氨掺烧比	10%
二氧化碳减排率	10%
年减少耗煤量 (万吨/年)	9.4
年煤耗成本 (亿元)	7.6
年耗氨量 (万吨/年)	14.8
年氨耗成本 (亿元)	6.7
年二氧化碳减排 (万吨/年)	24.4
年二氧化碳减排收益 (亿元)	0.2
年其他成本 (亿元/年)	1.69
度电成本 (元/kWh)	0.45
度电增加成本 (元/kWh)	0.13

资料来源: 李俊彪 等.《基于不同情景模式的燃煤掺氨发电技术的经济性分析》[J].《中国煤炭》2022年第48卷第5期,中国神华公司公告,国电电力公司公告,上海环境能源交易所,国信证券经济研究所测算

未来随着绿电成本下降,绿氨成本有望下降 40%以上,达到 2500 元/吨左右,届时绿氨掺烧燃煤发电的成本将与纯燃煤发电成本基本持平,仅比目前煤电度电成本高 0.03 元/kWh。若碳价格上涨为 150 元/吨,绿氨掺烧后度电成本将较煤电降低 0.01 元/kWh。

表5: 绿氨成本下降后机组运行情况及发电成本

参数类型	数值
氨掺烧比	10%
年发电量 (亿 kWh)	31.3
年减少耗煤量 (万吨/年)	9.4
年煤耗成本 (亿元)	7.6
年耗氨量 (万吨/年)	14.8
年氨耗成本 (亿元)	3.7
年二氧化碳减排 (万吨/年)	24.4
二氧化碳减排率	10%
年二氧化碳减排收益 (亿元)	0.37
年其他成本 (亿元/年)	1.69
度电成本 (元/kWh)	0.31
度电成本变化 (元/kWh)	-0.01

资料来源: 李俊彪 等.《基于不同情景模式的燃煤掺氨发电技术的经济性分析》[J].《中国煤炭》2022年第48卷第5期,中国神华公司公告,国电电力公司公告,上海环境能源交易所,国信证券经济研究所测算

煤电绿氨掺烧对绿氨的需求分析

中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2024》显示,截至 2023 年年底我国煤电装机容量约 11.7 亿千瓦,约占全国电力总装机的 40%,碳排放量约占全国碳排放总量的 40%。目前燃煤发电仍然是我国电力供应的主要来源。2023 年我国煤炭消费量约为 31.7 亿吨标煤,发电用煤约占全国煤炭消费总量的 60%,即我国煤电领域每年消耗约 19 亿吨标煤。

若未来我国 80%燃煤电厂采用掺烧 10%绿氨的方案,将带动 2.39 亿吨绿氨需求。绿氨掺烧可以高效利用我国丰富的风光资源,实现燃煤电厂减排并减少煤炭消费,成本有大幅下降空间,有望成为燃煤电厂减排的主要方案。若在我国 80%的燃煤电厂采用 10%绿氨掺烧的方案,则每年将减少 1.52 亿吨的煤炭消耗量,减少二氧化碳排放 4.03 亿吨,同时产生 2.39 亿吨新增绿氨需求,相当于再造一个全球合成氨市场的规模;若绿氨掺烧比例提高至 35%,将产生新增 8.38 亿吨的绿氨需求。另外两种技术路线亦有发展空间,但发展规模可能相对有限,原因是二氧化碳的捕集利用与封存方案则不能减少煤炭的使用。生物质掺烧方案由于生物质资源有限且存在运输储存成本高的问题应用范围有限。

二、航空燃料

航运业脱碳面临巨大压力,氨燃料将大有作为

交通运输业尤其是航运业每年碳排放量巨大,据国际海事组织(IMO)和欧洲议会估算,如果不加以控制,到 2050 年航运业的二氧化碳排放量预计将增长 50%至 250%,占全球总排放的 17%。

为了应对航运业温室气体排放带来的挑战,2023 年 7 月 IMO MEPC80 会议通过了《2023 年 IMO 船舶温室气体减排战略》,要求尽快实现国际航运温室气体排放达峰,并在 2050 年实现净零排放。同时,该战略设立了两个“指标性校核点”:到 2030 年,国际航运业温室气体年度排放总量较 2008 年至少减少 20% (力争减少 30%);到 2040 年,国际航运业温室气体年度排放总量较 2008 年至少减少 70% (力争减少 80%)。2024 年 1 月 1 日起,航运业被纳入欧盟碳排放交易体系,必须通过购买碳配额来覆盖 40%的排放,到 2025 年覆盖率要求将上升至 70%,2026 年覆盖率将达 100%。

当前航运业可选的替代燃料包括液化天然气、液氢、绿色甲醇和绿氨。液化天然气和绿色甲醇被认为是中短期具有价值的替代燃料，两者配套的发动机技术比较成熟，配套加注设备较为完善。但是液化天然气仅能降低部分碳排放，远期来看不能实现航运业的净零排放，仅能作为短期解决方案。绿色甲醇能实现全生命周期零碳排放但成本较高，且想要实现净零排放其碳源必须来自生物质或空气直接捕集二氧化碳。液氢则由于储存条件较为苛刻，推广难度和成本较高。液氨作为航运燃料优势突显，但也存在挑战。

表6: 船用燃料及其特性清单

燃料	低位热值 (MJ/kg)	体积能量密度 (GJ/m ³)	存储压力 (bar)	存储温度 (°C)	二氧化碳排放 (吨)	硫氧化物排放 (吨)
船用柴油	42.7	36.6	1	室温	277	0.18
重油	40.4	38.3	1	室温	286	2.12
LNG	50	23.4	1	-163	220	0.09
压缩氢气	120.0	7.5	700	20	0	0
液氢	120.0	8.5	1	-253	0	0
液氨	18.6	12.7	1 或 10	-33 或 25	0	0
甲醇	19.9	15.8	1	20	254	0.09

数据来源: 张小平 等. 《氨燃料在航运业的应用前景分析》[J]. 《山东化工》2024 年第 543 卷: 79-82., 国信证券经济研究所整理(二氧化碳和硫氧化物排放量是基于一艘尺寸为 1000TEU, 发动机功率为 4609kW 的集装箱船从比雷埃夫斯到鹿特丹的单次行程 5893km)

液氨作为航运燃料优势突显

- (1) 氨的最小点火能量较高，可燃范围较窄，与压缩氢气或液氢相比具有更高的安全性。
- (2) 氨在常温加压或常压低温 (25°C 及 10bar 或 -33°C 及 1bar) 条件下即可液化，储存占地面积较压缩氢气小，能耗较液氢低。
- (3) 氨具有较高的能量密度，能够满足长途船舶航行需求。
- (4) 氨分子中仅含氮和氢元素，燃烧不会产生硫氧化物和二氧化碳，助力航运业实现零碳排放。
- (5) 氨气具有刺激性气味，浓度仅为 5×10^{-6} 时就能被人体察觉，能够有效减少燃料泄露事故的发生。
- (6) 基础设施正在完善中。目前全球已经有 120 多个港口可以实现氨的进出口和储存，为船用氨燃料的大规模使用打下基础。

氨作为船舶替代燃料面临挑战

- (1) 液氨的体积能量密度为 12.7GJ/m³，大约为船用柴油的三分之一，导致氨燃料存储所需空间较大，在相同续航能力下，氨燃料存储舱的容积约为船用柴油的 2.75 倍。
- (2) 氨具有毒性，低浓度氨对眼睛、肺部和皮肤都有刺激性，暴露在高浓度氨氛围中危及生命，需要避免氨燃料的泄露。
- (3) 氨作为燃料会产生氮氧化物，氮氧化物的温室效应约为二氧化碳的 300 倍，因此需要加装选择性催化还原装置进行尾气处理以满足船舶放污染国际公约要求。

各国正积极推动氨燃料船舶技术发展

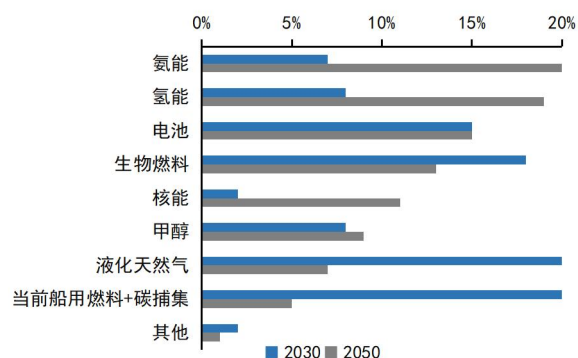
国际社会广泛认可液氨是一种极具潜力的清洁燃料。欧洲企业在氨燃料发动机领域处于领先地位，曼恩 (MAN) 和瓦锡兰 (Wartsila) 等已取得重要进展，并计划

于 2025 年初交付首艘氨动力发动机，在 2030 年代实现更广泛的商业应用。日本加大氨燃料船舶产业链的布局，全面推动船舶建造、设备研制和燃料加注。韩国则注重标准规范的制定，韩国船级社等已经着手相关研究。我国致力于新船型研发，以开发符合国际标准和我国实际需求的氨燃料船舶为目标。

液氨在航运燃料领域需求空间较大

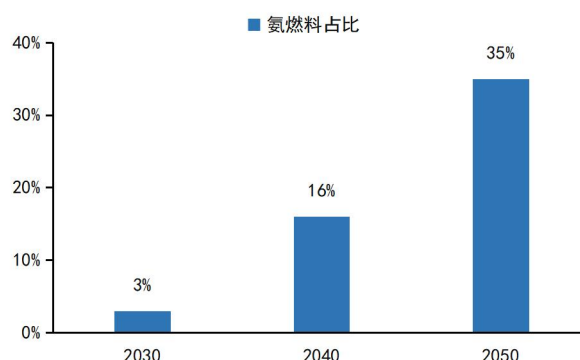
绿氨被认为远期航运业主流替代燃料，未来实现显著应用比例。航运界对绿氨的长期应用前景较为乐观，美国船级社（ABS）预测，2030 年全球航运消耗的氨燃料在船用燃料中占比为 3%，2040 年占比约为 16%，2050 年占比约为 35%。英国劳氏船级社预计氨燃料在航运燃料中的使用量占比将从 2030 年的 7% 增长到 2050 年的 20%。挪威船级社也展望，到 2050 年绿氨将占据船用替代性燃料需求总量的 35%。国际可再生能源署则预测 2050 年航运业对绿氨的需求将达 1.8 亿吨，占航运市场的 43%。

图 22: 英国劳氏船级社预测未来航运燃料结构



资料来源：英国劳氏船级社，国信证券经济研究所整理

图 23: 美国船级社预计未来氨燃料比重

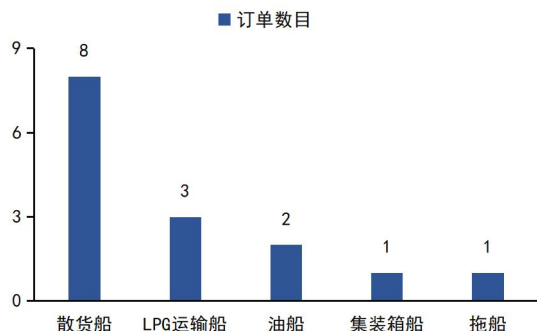


资料来源：美国船级社，国信证券经济研究所整理

据克拉克森数据显示，2024 年上半年全球已有 17 艘氨燃料船舶订单，占可替代燃料船舶订单结构的 5%；其中 15 艘为 2024 年新增，船型主要为散货船和中型气体运输船，另外还有一艘拖船和一艘平台补给船。随着绿色航运发展的加速，替代性燃料预留船舶数量也在持续增加。若将氨燃料预留船舶计入统计范围，全球氨燃料船舶将累计达到 348 艘，包括 249 艘在建船舶和 99 艘现有船舶。

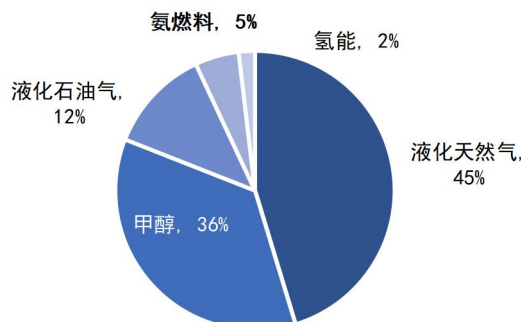
近年来我国船厂陆续接获氨燃料散货船、集装箱船和油船订单，实现了氨燃料船的三大主流船型订单全覆盖，绿色船舶已成为中国制造业的新亮点，船舶制造能力的提升也有利于拉动我国绿氨需求。

图24: 目前氨燃料船舶订单船型分布



资料来源: 克拉克森, 国信证券经济研究所整理

图25: 2024年可替代燃料船舶订单结构



资料来源: 克拉克森, 国信证券经济研究所整理

三、储氢储能

绿氨在储氢储能领域极具发展潜力。截至2024年6月底,我国风电光伏发电合计装机11.8亿千瓦,占总装机容量的38.4%。新能源大规模装机需要建设更多长时储能,以绿氨为代表的化学储能将是发展重点。**氨作为氢的下游衍生物,可以作为储氢和储能的载体。**基于氢气和氮气合成氨的能耗与氢气的液化能耗相当,但相同体积的液氨中含氢量较液氢高60%。液氢的储存和运输成本较高,而液氨的储存、运输和应用体系都更加成熟。同时氨储运的条件更为温和(液氢的储存温度为-252.9℃,液氨储存温度为-33.4℃),成本远低于氢。因此未来氨作为储氢储能载体具有相当的竞争力。

液氨储能储氢的经济性比较分析

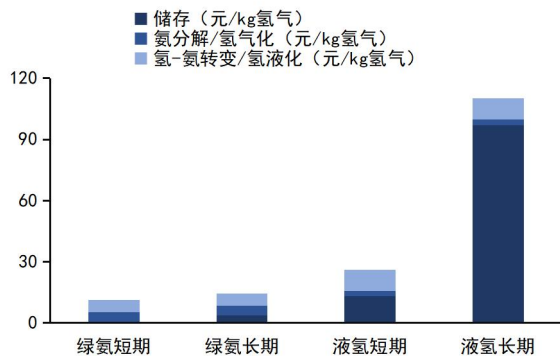
长时间储存情景下液氨用于储氢的成本为10-14元/kg。现阶段氨与液氢的大规模储存通常采用成本较低的低温储存方式。**氨储氢/储能的成本**包含氨合成、储存和氨分解三个环节。在绿电价格为0.3元/kWh时,以氢气为基准计算将氢转化为氨的成本折合6元/kg。氨大规模储存通常采用万吨级低温液氨储罐,储存容量大,适用于大型化工厂及远洋运输存储。一个储存能力为2.5万吨(129 GWh)的典型液氨储库,包含低温储罐、制冷系统、液氨处理及公用工程等在内总投资成本约1.3亿元。在该系统内,以周或月为单位的短期储存周转,以氨为介质储氢15天的成本为0.4元/kg氢气,以季节为单位的长期储存周转,氨储氢182天成本为3.6元/kg氢气。氨分解环节,液氨通过催化剂分解为氮气和氢气,氢气经提纯后满足相关用能需求。参考新氨科技有限公司的信息,绿氨脱氢的成本约为4.8元/kg,因此**氢转化为液氨、氨储存和脱氢三个环节累计氨储氢成本为10-14元。**

相同条件下液氢储存成本在26-110元/kg。液氢储能的成本包括氢液化、液氢储存和液氢气化三个环节。氢气冷却液化环节行业平均成本约为10.5元/kg,液氢储存通常采用百吨级低温液氢球罐,投资成本约为0.63亿元。由于需要维持低温环境,液氢储存固定成本和运营成本均较高。对于短期存储,液氢储存15天成本为13元/kg,长期储存液氢达182天成本为97元/kg。液氢再气化的成本约为2.7元/kg。液氢储氢储能中氢液化、存储和再气化三个环节累计成本为26-110元/kg。

液氨在储能储氢领域具有经济可行性。由以上测算可以发现液氨储氢成本更低,且随着储存时间的延长,液氨储能储氢的经济效益更显著。随着绿电价格的降低液氨储能储氢的成本将进一步降低,液氨在储能储氢介质领域的应用前景广阔。

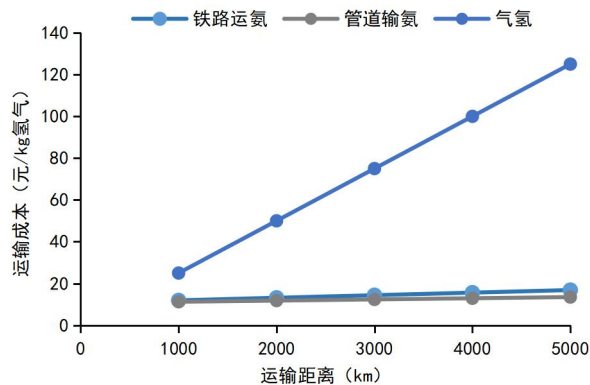
液氨运输成本低于气氢运输成本。运输是影响储氢储能总成本的重要组成部分。将绿氢以氨的形式进行跨区域运输，成本包括氨制取成本、液氨运输成本及氨分解脱氢成本。假设运距为 1000 公里，对应铁路运输液氨成本为 240 元/吨，折合程氢能的运输成本为 1.35 元/kg，加上氨制取及氨分解脱氢成本后为每公斤氢 12 元。若未来采用管道运输液氨，当运距为 1000 公里时运输成本约为 0.6 元/kg 氢，加上氨制取成本及氨分解脱氢成本后为 11 元/kg 氢。以液氨为载体储能储氢并跨区域运输综合成本远低于运输气氢，表明液氨在储能储氢领域具有应用前景。

图26: 液氨和液氢用于储能储氢的成本结构对比



资料来源: 曾悦等,《可再生能源合成绿氨研究进展及氨-氮储运经济性分析》[J],《化工进展》,2024年第43卷第1期:376-389.,新氨科技公司官网,国信证券经济研究所测算

图27: 不同氢运输方式成本对比



资料来源: 曾悦等,《可再生能源合成绿氨研究进展及氨-氮储运经济性分析》[J],《化工进展》,2024年第43卷第1期:376-389.,新氨科技公司官网,国信证券经济研究所测算

四、化工原料

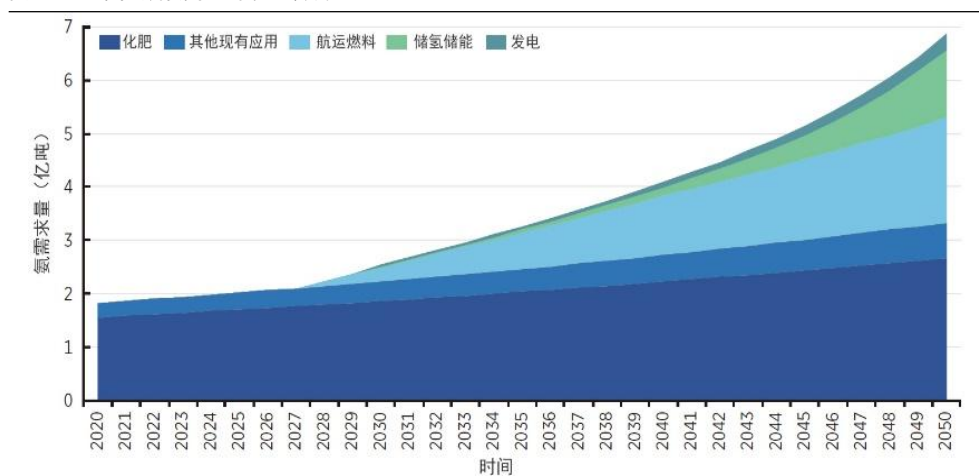
氨是重要基本化学品，是所有氮肥的起源

氨与乙烯、丙烯、甲醇和 BTX 芳烃(苯、甲苯和二甲苯)一起被列为用于生产所有其他化学产品的七种基本化学品之一。2022 年全球合成氨产能达到 2.25 亿吨/年，产量为 1.82 亿吨，是当今世界上产量最大的单一化工产品。

目前合成氨的主要应用领域为农业和工业。合成氨的主要用途是生产化肥(尿素、硫酸铵、硝酸铵、碳酸氢铵等)，其中尿素应用占比高达 57%。自 20 世纪初哈伯-博世法合成氨实现产业化后，氨基肥料在全球范围内迅速普及，使农业产量大幅提高，支撑着全球约一半人口的粮食供应。氨也是重要的工业原料，用于生产无机化学工业中的硝酸、纯碱、各种含氮无机盐，以及有机化学工业中的含氮中间体，制药工业中的磺胺类药物，高分子化工中聚纤维、氨基塑料、丁腈橡胶、冷却剂等。同时，氨对于国防工业也十分重要，可以用来制造三硝基甲苯、硝化甘油、硝化纤维等。我国合成氨在化肥领域消费占比达到 80%。

合成氨需求稳步上升，绿氨在传统领域渗透率提高，并开辟能源领域新需求。近年来全球化肥领域氨消费量稳中有升，未来预计需求将从 2020 年的 1.56 亿吨增长到 2050 年的 2.67 亿吨。我国尿素化肥生产多集中在山东、山西、内蒙古、河南、新疆等地，与风光资源分布有一定重合性，因此用于化肥制造的绿氨大多可以实现当地生产、当地消费，运输成本较低。能源领域目前氨的应用比例低于 1%，未来煤电掺烧、航运燃料和储能储氢载体是绿氨主要增量需求。国际可再生能源署预测到 2050 年绿氨需求量将达到 6.88 亿吨。

图28: 全球合成氨未来需求预测



资料来源: 国际可再生能源署, 国信证券经济研究所整理

绿氨生产端现状

绿氨发展政策环境

全球对绿氨关注度逐步提高，各国推出政策助力氨产业发展。全球范围内，目前日本、阿联酋、澳大利亚等国已将“氨”纳入其政府能源战略之中。随着全球绿色低碳发展步伐加快，很多国家对推广氨应用表现出极大兴趣，积极布局氨-氢产业，重点在氨燃气轮机、氨燃料动力船以及氨-氢运输等方面开展研究。

日本

2020 年底，日本公布了“绿色增长战略”行动计划，氨能被重点提及。2021 年 6 月日本政府修订的《实现 2050 年碳中和的绿色增长战略》中提到，预计 2030 年发电所需的氨年度用量为 300 万吨，2050 年为 3000 万吨。该预计很可能还需要增加。因为化工和水泥行业也极有可能改用氨作为乙烯生产设备“石脑油裂解器”或“烧结窑”等的热源，将氨能作为“实现碳中和的王牌”。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 年电力日本的供应结构将为：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%，液化天然气火电占比 20%，石油火电占比 2%。

韩国

2021 年 11 月，韩国能源部表示，韩国计划到 2027 年完成将氨作为无碳发电燃料的研究和测试，从 2030 年开始实现氨燃料发电商业化，并将氨的比例提高到 3.6%，以减少其在电力生产中对煤炭和液化天然气的依赖。2021 年 12 月，韩国产业通商资源部主持召开的第二次氢气和氨气发电推进会议上，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。宣布政府 2022 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。

澳大利亚

2020 年 9 月，澳大利亚氨能源协会（AEA Australia）分会举办了第二届“氨=氢 2.0 会议”。会议上提出：要加强政府与行业之间的合作关系；为氨动力船舶税收开设安全培训课程；行业和政府共同出资设立氨生产技术研发中心；与日本和新加坡等国家建立绿氨有关的能源安全合作。

欧盟

2020 年 11 月 24 日，欧盟第四次氢能网络会议提到要不断增加绿氨的生产。

美国

2021 年 1 月美国重新加入了《巴黎协定》。拜登保证抵免氢战略和生产的税收，同时还有关于氢（和氨）生产以及电解槽制造生产税收的抵免。

表7: 海外绿氨产业政策环境

国家	时间	政策名称/来源	政策具体内容
日本	2020 年底	“绿色增长战略”行动计划	氢能被重点提及
	2021. 6	《实现 2050 年碳中和的绿色增长战略》	预计 2030 年发电所需的氨年度用量为 300 万吨, 2050 年为 3000 万吨。该预计很可能还需要增加。因为化工和水泥行业也极有可能改用氨作为乙烯生产设备“石脑油裂解器”或“烧结窑”等的热源, 将氨能作为“实现碳中和的王牌”。
	2021. 10	《第六次能源基本计划》	到 2030 年电力日本的供应结构将为: 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%。
欧盟	2023. 2	绿色转型基本方针	提出推进战略性制度建设和基础设施建设的方针。首先, 在日本国内外建立大规模且稳定的氢、氨能源供应链, 促进需求扩大和产业集聚, 瞄准化石燃料的混合燃烧及专烧技术的开发, 扩大汽车产业的商业应用导入, 加快推进措施实施。
	2020. 11	欧盟第四次氢能网络会议	提到要不断增加绿氨的生产
韩国	2021. 11	韩国能源部发言	计划到 2027 年完成将氨作为无碳发电燃料的研究和测试, 从 2030 年开始实现氨燃料发电商业化, 并将氨的比例提高到 3. 6%, 以减少其在电力生产中对煤炭和液化天然气的依赖。
	2021. 12	第二次氢气和氨气发电推进会议	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。宣布政府 2022 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。
澳大利亚	2020. 9	第二届“氨=氢 2.0 会议”	加强政府与行业之间的合作关系; 为氨动力船舶税收开设安全培训课程; 行业和政府共同出资设立氨生产技术研发中心; 与日本和新加坡等国家建立绿氨有关的能源安全合作。
美国	2021. 1	重新加入《巴黎协定》	抵免氨 (和氨) 生产以及电解槽制造生产的税收

资料来源: 新华社, 北极星电力网, 国信证券经济研究所整理

中国

我国推动传统合成氨产业绿色转型及绿氨在能源领域的应用。我国进入“十四五”能源结构调整关键期, 密集发布多项政策, 支持绿氢、绿氨的发展, 推动能源结构转型和能耗双降。

2021 年 10 月, 中国船级社发布了《船舶应用氨燃料指南 (征求意见稿)》, 这也是国内首个氨能船舶的规范文件。2022 年 7 月, 《船舶应用氨燃料指南 (2022)》正式生效, 适用于以氨燃料为动力的内河船、国内海船以及国际航行海船, 使得我国氨燃料动力船舶有规可循, 船舶安全性得到保障, 并有助于推进船用绿氨燃料的应用和发展。

2022 年 1 月, 国家发展和改革委员会、国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》, 要求拓展氢 (氨) 储能应用领域, 开展依托可再生能源制氢 (氨) 的储能试点示范, 满足长周期、多时间尺度的储能应用需求。

2022 年 2 月, 国家发改委发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南 (2022 年版)》, 其中对合成氨行业提出节能降碳改造升级实施要求推动开展绿色低碳能源制合成氨技术研究和示范, 优化合成氨原料结构, 增加绿氢原料比例, 降低合成氨生产过程碳排放。

2022 年 8 月, 工业和信息化部、发展改革委、生态环境部三部委联合印发《工业领域碳达峰实施方案》要求扩大绿色低碳产品供给。大力发展绿色智能船的加强船用混合动力液化天然气动力、电池动力、氨燃料、氢燃料等低碳清洁能源装备研发。

2022 年 1 月, 国家能源局《“十四五”新型储能发展实施方案》提出发展氨储能技术, 强调了氨的氢基储能和低碳燃料属性。开展不同技术路线分类试点示范, 拓展氢 (氨) 储能、热 (冷) 储能等应用领域, 开展依托可再生能源制氢 (氨) 的氢 (氨) 储能等试点示范。推动多时间尺度新型储能技术试点示范, 重点试点

示范可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

2022年2月四部委联合印发的《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》，推动传统化工领域绿氨化。

2022年3月，国家自然科学基金委员会交叉科学部拟设立“重型车辆氨氢融合零碳动力系统基础研究”专项项目，项目旨在解决车用氨燃料点火难、燃烧慢及动态控制复杂等问题，为重型运载车辆氨氢融合燃料复合动力系统零碳排放技术创新与应用奠定基础。

2022年8月，工信部《工业领域碳达峰实施方案》提出氨燃料概念。

2023年10月，国家能源局发布《关于组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点的通知》（征求意见稿），拟组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点。《通知》明确，绿色液体燃料是以生物柴油、可持续航煤、生物燃料乙醇、可再生甲醇、可再生氨等为代表的可再生能源。绿氨正式列入“绿色液体燃料”，受到国家能源相关部分的重视。

2024年6月，国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、市场监管总局、国家能源局等部门制定了《合成氨行业节能降碳专项行动计划》。《计划》的主要目标是到2025年底，合成氨行业能效标杆水平以上产能占比提升至30%，能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出。2024-2025年，通过实施合成氨行业节能降碳改造和用能设备更新形成节能量约500万吨标准煤、减排二氧化碳约1300万吨。到2030年底，合成氨行业能效标杆水平以上产能占比进一步提高，能源资源利用效率达到国际先进水平，生产过程绿电、绿氢消费占比明显提升，合成氨行业绿色低碳发展取得显著成效。

2024年7月国家发展改革委和国家能源局印发了《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》，设定了2024-2027年煤电行业低碳化改造与建设目标，旨在通过实施包括生物质掺烧、绿氨掺烧和碳捕集利用与封存技术等在内的多项改造措施，减少燃煤消耗和碳排放，力争到2025年降低度电碳排放约20%，到2027年降低约50%，接近天然气发电水平。绿氨掺烧被列为煤电行业低碳改造的途径之一，具体表现为通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。

在各国政府推动下，绿氨具有良好的产业政策环境，逐步形成风电/光伏产生的绿电-绿氢-绿氨一体化发展趋势，同时通过政策推动绿氨的下游应用如绿色化肥的合成、煤电行业绿氨掺烧、氨燃料船舶等以打通绿氨产业链。

表8: 我国绿氨产业发展政策环境

时间	文件名称	相关内容
2021.5	《船舶应用氨燃料指南（征求意见稿）》	国内首个氨能船舶的规范文件，为氨燃料动力船舶和预设氨燃料动力船舶的设计、制造与检验提供有效的依据，有效满足船舶应用氨燃料的发展需求。
2022.1	《“十四五”新型储能发展实施方案》	拓展氢（氨）储能应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的储能试点示范，满足长周期、多时间尺度的储能应用需求。
2022.2	《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南》	优化合成氨原料结构，增加绿氨原料比例；加强可再生能源生产氨技术研究，降低合成氨生产过程碳排放。
2022.2	《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》	合成氨行业节能降碳改造，可开展绿色低碳能源制合成氨技术研究和示范。
2022.3	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	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。
2022.4	《国家重点研发计划“先进结构与复合材料”等重点专项2022年度项目申报指南》	提出包括分布式氨分解制氢技术与灌装母站集成、氨燃料电池到掺氨清洁高效燃烧等与氨有关的技术。
2022.8	《工业领域碳达峰实施方案》	扩大绿色低碳产品供给。大力发展绿色智能船舶，加强船用混合动力LNG动力、电池动力、氨燃料、氢燃料等低碳清洁能源装备研发。
2023.10	《国家能源局关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》	拟组织开展绿色液体燃料技术攻关和产业化试点。《通知》明确，绿色液体燃料是以生物柴油、可持续航煤、生物燃料乙醇、可再生甲醇、可再生氨等为代表的可再生能源。
2024.6	《合成氨行业节能降碳专项行动计划》	到2025年底，合成氨行业能效标杆水平以上产能占比提升至30%，能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出。2024-2025年，通过实施合成氨行业节能降碳改造和用能设备更新形成节能量约500万吨标准煤、减排二氧化碳约1300万吨。
2024.7	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》	利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力，通过电解水制绿氢并合成绿氨，实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。改造建设后煤电机组应具备掺烧10%以上绿氨能力，燃煤消耗和碳排放水平显著降低。

资料来源：国家发改委，国家能源局，中国船级社，国信证券经济研究所整理

我国绿氨项目发展情况

绿氨产业正在全球范围内兴起，我国规划产能近1500万吨/年。我国绿氨项目处于快速增长阶段，截至2024年8月，明确在项目内容中表明基于绿氢合成绿氨的项目共计57个，其中4个已经试车成功或初步投产，11个正在建设中，其余42个处于规划、签约、备案或招标阶段。目前国内规划绿氨产能近1500万吨/年，在推进中的项目主要分布在西北、东北等可再生资源丰富区域，其中主要集中在内蒙古地区，占全部规划产能的71%。

推进中的绿氨项目多为绿电制绿氨和绿氨一体化发展。各绿氨生产项目披露的计划显示，几乎所有项目都是风电/光伏-电解水制绿氢-制绿氨一体化建设，以控制绿氨的生产成本，但导致投资规模较大、建设周期较长。

目前布局绿氨项目的主体以国央企为主，远景能源等新能源企业主导的绿氨项目推进速度较快。包括中国能建、中国氢能、国电投、国家能源集团、中石油、中煤集团、中核集团等大型国央企均入局绿氨项目。远景能源、天合光能等企业与政府紧密合作建设绿氨项目，打通绿电下游产业链，解决氢能消纳问题。

中国能源建设股份有限公司投资的目前在推进的绿氨项目有7个，分布在内蒙古、甘肃、吉林、辽宁地区。

中国氢能有限公司通过控股子公司共投资5个绿氨项目，分布在内蒙古和吉林地区，累计规划产能95万吨/年。

国家电力投资集团有限公司共布局绿氨项目3个，分布与清华海峡研究院、吉林电力股份有限公司和中铁建设集团有限公司合作，项目位于内蒙古、河北和吉林。

国家能源投资集团有限责任公司在内蒙古和河北规划3个绿氨项目，产能合计124万吨/年。

深圳能源集团股份有限公司在内蒙古规划2个绿氨项目，产能合计30万吨，目前

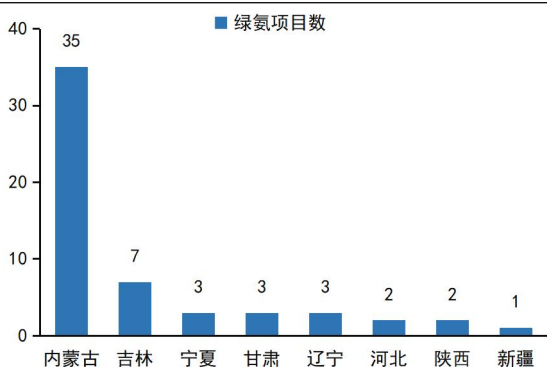
两个项目均已开工建设。

远景科技集团在内蒙古和吉林布局了 5 个绿氨项目，产能合计超 100 万吨/年，其中内蒙古通辽风光制氢氨醇一体化项目和远景零碳技术（赤峰）有限公司 152 万吨/年零碳氢氨项目（一期）已经试车投产成功，绿氨的合成 100%采用绿电。

中国天楹股份有限公司在内蒙古布局 2 个绿氨项目，产能合计 78 万吨/年，其中内蒙古通辽风光储氢氨一体化零碳项目已于 2024 年 4 月开工建设。

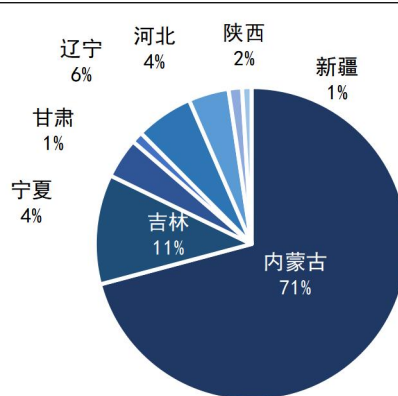
天合光能股份有限公司于 2023 年 8 月与科右前旗政府代表签署了《科右前旗风光储发电制氢氨项目开发框架协议》，拟共同建设科右前旗风光储发电制氢氨项目。

图29：我国绿氨项目地理位置分布



资料来源：国际能源网，北极星电力网，国务院国有资产监督管理委员会，内蒙古自治区商务厅，巴林左旗人民政府，河北省国资委，国电投电子商务平台，国信证券经济研究所整理

图30：我国绿氨产能地理位置分布



资料来源：国际能源网，北极星电力网，国务院国有资产监督管理委员会，内蒙古自治区商务厅，巴林左旗人民政府，河北省国资委，国电投电子商务平台，国信证券经济研究所整理

表9：我国布局绿氨项目涉及公司梳理

公司	项目	规划产能（万吨/年）	项目状态
中国能建（601868.SH）	内蒙古巴林左旗绿色氢基化工基地示范项目	10	2023年4月签约
	甘肃酒泉风光储氢综合利用一体化示范项目	4	2022年11月签约
	甘肃兰州新区氢能产业园绿氨项目	6	2023年7月签约，11月招标
	吉林松原氢能产业园绿氨一体化项目	20+40	2023年9月开工
	中能建辽宁台安县新能源制氢制氨项目	30	2022年签约
深能集团（000027.SZ）	辽宁营口风电制氢氨一体化项目	20	2023年10月签约
	赤峰市风光氢醇一体化及氢能配套产业项目	48	2023年11月签约
	内蒙古鄂托克旗风光制氢一体化绿氨项目	15	于2024年6月开工
中国天楹（000035.SZ）	深能赤峰林西风电制氢合成氨一体化项目	15	2024年4月开工
	科左中旗风光储氢氨一体化产业园示范项目（储氢氨部分）	16*3	由中国天楹子公司科尔沁左翼中旗中通能源有限公司主导，2024年3月备案变更为储氢氨
中国电建（601669.SH）	内蒙古通辽风光储氢氨一体化零碳项目	30	2024年4月开工
	内蒙古赤峰风光制氢一体化示范项目	10	风电部分进入环评公示阶段
中国石油（601857.SH）	内蒙古乌兰察布风光发电制氢合成氨一体化项目	15	获批，原计划2024年底投产
	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	15.3	建设中，预计2024年底投产
京能集团（00686.HK）	内蒙古锡林郭勒盟多伦风光储氢制绿氨项目	60	由京能国际主导，2022年签约
	内蒙古兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目	2.5+12.5	2024年4月开工
中国核电（601985.SH）	内蒙古科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	12	由中国核电控股子公司中核汇能有限公司投资，处于招标阶段
运达股份（300772.SZ）	陕西府谷县绿电制氢合成氨项目	20	与广东能源集团合作已备案
宝丰能源（600989.SH）	宁夏宁东能源化工基地绿氢制绿氨项目	10	已于2024年1月试车成功
吉电股份（000875.SZ）	吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	18	开工

远兴能源 (000683.SZ)	兴安盟博源化学有限公司 30 万吨合成氨 52 万吨多用途尿素项目	30	由其控股公司兴安盟博源化学股份有限公司投资,2018 年 9 月 8 日一次投料成功,生产出合格化肥
东方电气 (600875.SH)	东方电气绿氢合成氨合成甲醇一体化项目	36	2024 年 5 月签约
天合光能 (688599.SH)	科右前旗风光储发电制氢项目	-	2024 年 8 月签约
国家电投	内蒙古包头达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化绿氢项目	10	由国家电投和清华海峡研究院合作,于 2022 年开工
	河北张家口风光制绿氢合成绿氢项目	50	与中铁集团 (601390.SH) 合作,2023 年 3 月签约
国家能源集团	内蒙古阿拉善百万千瓦风光氢氨一体化示范项目	14+50	环评批复
	内蒙古国华蒙西风光氢氨一体化示范项目	30	2022 年备案
	国华投资沧州 10 万吨/年合成氨及配套项目	10	由国家能源集团旗下国华投资主导,于 2023 年 5 月备案
中国氢能	内蒙古鄂尔多斯达拉特旗投资建设绿氢绿氨项目	5	与盈德气体合作,2022 年签约
	中国氢能乾安县风光氢氨零碳绿电产业基地示范项目	20	建设 1 座每小时 5 万标准立方米的电解水制氢工厂。建设 1 座年产 20 万吨绿色合成氨工厂。建设 1 座加氢站,投入氢燃料重卡汽车 20 辆。
	赤峰绿色氢链技术有限公司年产 10 万吨绿色合成氨项目	10	由赤峰绿色氢链技术有限公司 (中国氢能有限公司四级子公司) 主导,2023 年 7 月备案
	内蒙古包头达茂旗绿氢项目	30	由达茂旗绿氢技术有限公司 (中国氢能有限公司控股) 主导,2024 年 3 月备案公示
	内蒙古乌拉特后旗绿氢项目	30	由乌拉特后旗绿氢技术有限公司 (中国氢能有限公司控股) 主导,2022 年 3 月备案公示
远景科技	内蒙古赤峰能源物联网零碳氢氨一体化示范项目	13	环评公示
	内蒙古通辽风光制氢氨醇一体化项目	60	已投产,绿氢采用 100%绿电
	远景白城零碳氢氨醇一体化示范及零碳产业园项目	-	计划 9 月底开工
	远景零碳技术 (赤峰) 有限公司 152 万吨/年零碳氢氨项目 (一期)	32	2023 年 10 月开工,首期工程已投产
	远景兴安盟能源物联网零碳制氢项目 (井网型)	30	2024 年 4 月备案
水木明拓氢能	内蒙古包头达茂旗风光制氢绿色一体化项目	10	可行性研究
水发能源集团	内蒙古包头达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化绿氢项目	10	2022 年开工
中煤集团	内蒙古鄂尔多斯离网型风光制氢合成绿氢技术示范项目	50	计划 2026 年 3 月全面投产
宁夏电投	宁夏“中国氢氨谷”绿氢项目	30	2024 年开工
内蒙古格盟诺金氢能科技有限责任公司	内蒙古锡林郭勒盟多伦县绿氢制氨醇一体化项目	-	山西国际能源集团新能源投资管理有限责任公司子公司,已备案,计划建设起止年限:2024.11-2026.11
河北冀中新能源科技有限公司	内蒙古四子王旗风光储氢氨一体化示范项目——合成绿氢建设项目	50	2024 年 7 月 1 日开工
东润氢能	东润清能梨树县风光氢氨农业科技综合应用示范项目	20	
鄂尔多斯市氢能科技有限公司	鄂托克前旗上海庙经济开发区绿氢合成氨项目	15	2023 年 5 月备案
宁夏永利电子新材料有限公司	宁夏永利电子新材料有限公司光电制绿氢绿胺溶剂产业链延伸示范项目	20	2023 年 4 月环评受理
尧景新能源 (吉林) 有限公司与华能吉林发电有限公司	华能尧景 30 万吨绿氢合成氨项目	-	项目于 2024 年 2 月启动
白音华金山发电有限公司	华电巴林左旗 500MW 风光制氢一体化示范项目	10	2024 年 3 月备案
科左中旗天通能源有限公司	科左中旗风光储氢氨一体化产业园示范项目	48	2024 年 3 月备案,计划 2025 年 12 月底竣工投产
中国长江三峡集团有限公司海南分公司	三峡新和县风光制氢合成氨一体化项目	14	与北京科锐配电自动化股份有限公司、新疆融颐能源公司合作,于 2024 年 3 月签约
华电北方新能源有限公司	巴彦淖尔磴口县 100 万千瓦风光制氢氨醇一体化项目	-	2024 年 5 月签约
昊华泰化工有限公司	2 万吨绿电制氢耦合化工制绿氨项目	12	2024 年 6 月备案
玉柴芯蓝氢能有限公司	甘肃绿电制氢示范项目	7	与三峡科技有限责任公司北京氢能科技分公司合作,2024 年 6 月 5 日签约

荣盛能源科技(内蒙古)有限公司	荣盛(鄂尔多斯)绿色煤化一体化项目	45	项目设计方案咨询论证
榆林华秦新能源科技有限公司	榆林华秦新能源产业园(中西部氢谷)二期项目	-	2023年9月签约

资料来源：国际能源网，北极星电力网，国务院国有资产监督管理委员会，内蒙古自治区商务厅，巴林左旗人民政府，河北省国资委，国电投电子商务平台，各公司公告，国信证券经济研究所整理

海外绿氨项目

据统计海外绿氨项目数超过 26 个，合计产能超 2700 万吨，主要分布在澳大利亚、南美、欧洲和中东并依托陆上风光资源，多为就地消化生产化肥。

西门子能源公司在 2018 年便开始布局了绿氨项目，并在英国卢瑟福阿普尔顿实验室设计并建造了世界上第一个可逆绿氨示范工厂，使用较为成熟的哈伯工艺法，证明了该技术路线的可行性。

美国空气产品公司(AP)近年来在绿色制氨方面进行了超大规模投资和布局。2020 年与沙特国际电力和水务公司和 NEOM 新城签署全球最大无碳氢项目，并将联合托普索公司(Topsoe)生产出口到全球市场的绿氨。

2021 年，全球最大氨生产商挪威 Yara 国际公司与挪威可再生能源巨头 Statkraft 以及可再生能源投资公司 AkerHorizons 宣布要在挪威建立欧洲第一个大规模的绿色氨项目。

2022 年，埃克森美孚与 3 家绿色能源科技公司签署合作备忘录，计划在其位于挪威斯拉根的港口设施启动绿氨和绿氢生产项目研究，将斯拉根港打造为绿氨和绿氢生产销售枢纽。

2022 年，日本三菱公司推进在美国得克萨斯州建立世界上最大的氨生产设施之一，还考虑与壳牌在加拿大合作建立绿氨生产项目。

2022 年，德国能源巨头尤尼珀公司和意昂集团宣布，将与加拿大恒风公司合作，确定未来将每年从加拿大进口 100 万吨绿氨，加拿大恒风公司正在积极推进的绿氨绿氢项目预计 2025 年初投产。

表10: 海外绿氨项目统计

项目名称	规模(万吨/年)	投资主体	状态
丹麦 POWER-TO-X 产业联盟绿氨项目	0.5	Topsoe、Skovgaard Energy、Vestas	2023 年投产
葡萄牙绿氨/绿氢项目	50	Madoqua Renewables、CIP、Power2X	预计 2025 年投产
挪威艾弗森燃料绿氨项目	20	Hy2gen、Trafigura	预计 2027 年投产
挪威 Yara Heroya 工厂绿氨项目	2.05	Yara	
挪威 Yara Porsglun 工厂绿氨项目	50	Yara、Statkraft、AkerHorizons	
挪威斯拉根港口绿氨项目	10	Exxon Mobil	
西班牙普埃托利亚诺绿氨项目	100	Fertiberia	
西班牙帕洛斯-德拉弗龙特拉绿氨项目	100	Fertiberia	
瑞典 Fertiberia 绿氨项目	50	Fertiberia	
荷兰 Yara 绿氨项目	7.5	Yara	
德国科隆绿氢/绿氨项目	5	INEOS	
美国路易斯安那唐纳森维尔绿氨项目	2	Thyssenkrupp、CF	2023 年投产
加拿大新斯科舍省绿氢和绿氨项目	100	EverWind Fuels	预计 2025 年投产
智利 Trammo 绿氨项目	100	Trammo DMCC、OeKwind	
智利 Magallanes 绿氨项目	440	Total Eren	
澳大利亚 Yara Pilbara 工厂绿氨项目	0.35+17	Yara、ENGIE	2023 年投产
澳大利亚 H2-Hub 格拉斯通绿氨项目	160	H2U	预计 2025 年投产
澳大利亚 AREH 绿氨项目	900	BP	
澳大利亚布里斯班绿氨项目	40	Incitec Pivot、Fortescue Future Industries	
沙特 NEOM 项目	40+80	Air Products、ACWA Power、NEOM	预计 2026 年投产

印度卡基纳达港绿氨项目	100	Greenko	预计 2027 年投产
印度卡纳塔克邦绿氨项目	120	Acme	预计 2028 年投产
阿联酋阿布扎比哈里发绿氨项目	2+18	Thyssenkrupp、Helios	
阿曼 Salalah2 绿氨项目	3.3	OQ、Linde、Marubeni、Dutco	
阿曼绿氨中心项目	10+110	Scatto、Acme	
埃及绿氨项目	30+120	Total、Enara	

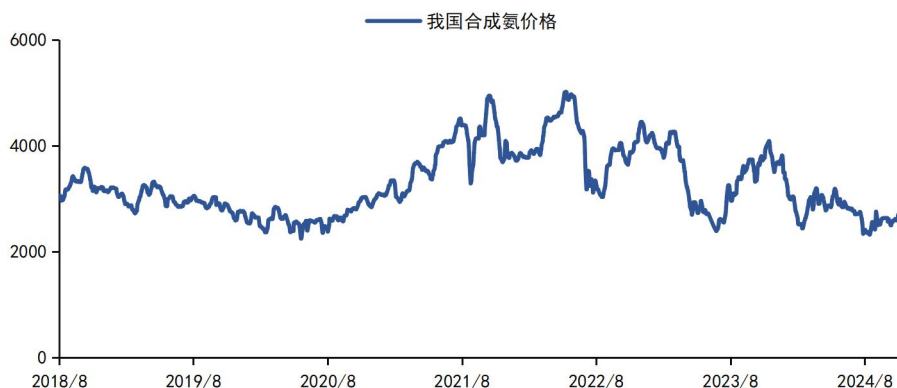
资料来源：国际新能源网，北极星电力网，各公司公告，各公司官网，国信证券经济研究所统计

绿氨市场价格

全球首单绿氨定价 7917.1 元/吨，绿色溢价近 3 倍。7 月 11 日，全球性组织 H2Global Foundation 公布了德国氢衍生物进口计划下首个绿氨合同的初步竞标。此次招标由德国政府全额出资，共有三家公司参与，阿布扎比化肥生产商 Fertiglobe 中标，并从 2027 年开始向 H2Global Foundation 供应绿氨，到 2033 年累计供应量可能达 39.7 万吨，最高合同为 3.97 亿欧元。合同中绿氨的出厂价格为 811 欧元/吨，约合 6421 元人民币。当前国内化石能源制合成氨市场均价约为 2700 元/吨，全球首单绿氨价格较传统合成氨溢价近 3 倍。

Fertiglobe 将在埃及进行绿氨的生产，新建 273 MW 的光伏和风电设施以提供绿电，然后基于 100 MW 的电解槽制备绿氢，预计减排为 75.5%。当前全球绿氨市场尚未形成完善的定价机制，这次竞标价格为绿氨市场发展提供参考价值，但若后续绿氨合同维持高昂绿色溢价，将给绿氨产业化带来阻力。

图31：我国合成氨价格走势



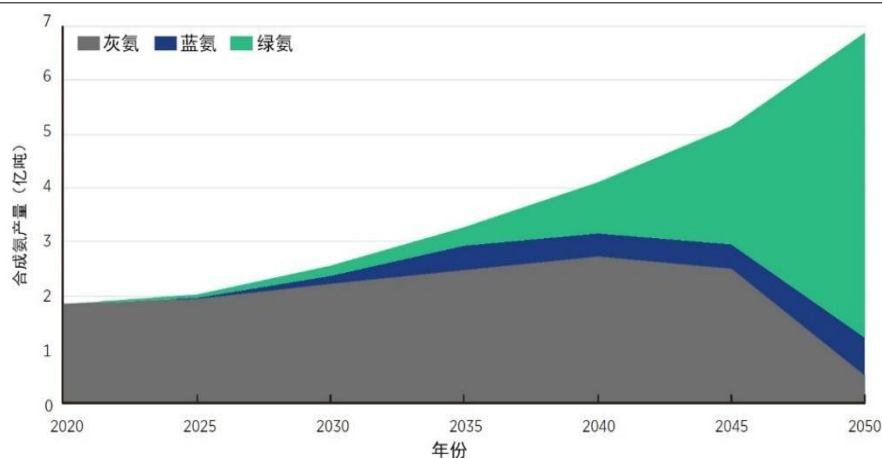
资料来源：Wind, 国信证券经济研究所整理

绿氨产业未来发展趋势

目前，全球大多数合成氨主要由天然气(72%)和煤炭(22%)生产。解决氨生产中的碳排放问题是实现化工和农业部门脱碳的关键因素，氨作为无碳燃料在交通运输、储能等行业的应用也将不断扩大，国际能源署预计在2050年全球气温平均升幅控制在1.5°C目标下，2030年全球绿氨年产量将超过2000万吨，2050年将超5.6亿吨，占全球氨产量的80%以上。毕马威分析2030年全球范围内绿氨市场规模预计将达到54.8亿美元，年均复合增长率达74.8%，潜力可观。

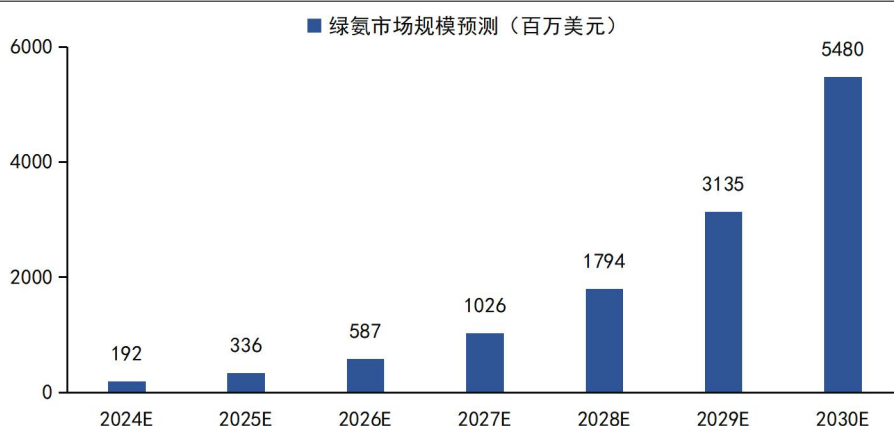
但是绿氨产业发展也面临一系列挑战，例如绿氨项目建设周期长、投资金额高、占地面积广；目前绿电和绿氢价格较高，其成本与传统灰氨相比不具优势。未来随着绿电和绿氢进入平价时代，绿氨应用也将有望获得更多推广。

图32: 2020-2050年不同类型合成氨产量发展趋势(亿吨)



资料来源: 国际可再生能源署, 国信证券经济研究所整理

图33: 未来绿氨市场规模预测



资料来源: Precedence Research, 毕马威, 国信证券经济研究所整理

传统合成氨生产企业主要分布在山东、河南、湖北、安徽、内蒙古以及山西等煤炭资源丰富地区，产能合计占我国合成氨总产能的59%。目前农业领域是合成氨最重要的下游应用领域，其中尿素是合成氨主要的下游产品。为实现效益最大化，

尿素企业通常将尿素装置与合成氨装置进行一体化建设，联产装置产能占合成氨总产能的 55%左右。尿素生产领域，因为大多企业配备有合成氨装置，短时间内外购绿氨的可能性较小。

绿氨未来主要的应用方向是燃料和农业领域的化肥生产。其中燃料的需求地主要为港口群，即京津冀、东北、沪苏浙、山东五个区域。按目前尿素产能分布情况，化肥生产的主要需求地为山东、山西、内蒙古、河南等省份。目前规划的绿氨项目有 80%以上集中在内蒙古和吉林，绿氨仍需通过铁路、公路、管道运输等形式实现绿氨的输送。

2016 年，工业和信息化部印发的《石化和化学工业发展规划（2016—2020 年）》明确原则上不再新建以无烟块煤和天然气为原料的合成氨装置，并提出陆续加快落后产能的淘汰进程。由于 2016 年后合成氨新增产能较少，我们估计目前国内合成氨项目平均投产期已超过 10 年，剩余运行期不足 10 年。因此，未来绿氨产能替代存量产能空间较大，不排除部分尿素生产地将从目前煤炭资源丰富的地区逐渐转移至风光资源丰富的地区，目前部分绿氨项目已经采取绿氨-尿素一体化生产模式，就地实现农业领域绿氨的大规模应用。

投资建议：关注绿氨布局领先企业

建议关注布局绿氨项目的企业东方电气、运达股份。

表 11：相关公司盈利预测及估值（2024.12.4）

股票代码	股票简称	投资评级	总市值 (亿元)	最新股价 (元)	EPS			PE		
					2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E
300772.SZ	运达股份	优于大市	103	14.71	0.59	0.77	1.06	24.9	19.1	13.9
600875.SH	东方电气	优于大市	470	15.12	1.14	1.35	1.48	13.3	11.2	10.2

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理与测算

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032